



## ELEMENTS DE REFLEXION

### Les enjeux associés au développement de l'autoconsommation

L'autoconsommation est la possibilité pour un consommateur de produire lui-même tout ou une partie de sa consommation d'électricité. On distingue l'autoconsommation individuelle, dans laquelle un consommateur produit lui-même l'électricité qu'il consomme, et l'autoconsommation collective, dans laquelle plusieurs consommateurs s'associent avec un ou plusieurs producteurs.

On compte aujourd'hui 14 000 autoconsommateurs, soit 0,04 % des 37 millions de clients raccordés aux réseaux publics de distribution d'électricité, et 4% des 350 000 installations de production raccordées au réseau de distribution d'électricité. Cette proportion reste pour l'instant très faible, mais une dynamique semble être en train de s'amorcer, près de la moitié des nouvelles demandes de raccordement de production étant en autoconsommation.

Cette dynamique est soutenue par les progrès techniques, qui ont entraîné une baisse du coût des panneaux photovoltaïques qui devrait se poursuivre, et s'accompagner de progrès techniques sur les dispositifs de stockage. Elle répond aussi à une volonté accrue de se transformer en consommateur actif des réseaux en privilégiant les circuits courts et en soutenant une production locale. Enfin, dans le cadre tarifaire et fiscal actuel, elle peut trouver une rentabilité dans certains cas vu du consommateur : le coût moyen de la production (généralement solaire) autoconsommée peut en effet être inférieur au prix de détail, qui comprend le tarif de la fourniture, le tarif d'acheminement et les taxes, soit environ 145 €/MWh pour un particulier (hors abonnement). Cette incitation pourrait par ailleurs être renforcée par les pouvoirs publics, qui accompagnent et encouragent le développement de cette pratique : la loi du 24 février 2017<sup>1</sup> donne un statut juridique aux autoconsommateurs, et le gouvernement a annoncé récemment plusieurs dispositifs de soutien : tarif d'achat et appels d'offres.

La façon dont se cristalliseront finalement l'ensemble de ces signaux (qu'il s'agisse de dispositifs tarifaires et fiscaux ou de soutiens directs) sera donc décisive pour le développement de l'autoconsommation, qui y trouvera ou non une rentabilité pour passer d'un marché de niche à un déploiement massif. Il est donc crucial aujourd'hui que soit mis en place un cadre permettant un développement maîtrisé de ce mode de consommation au regard des bénéfices qu'elle apportera à la collectivité.

Il revient à la CRE de définir des tarifs de réseau qui reflètent les coûts engendrés par les consommateurs. Ces tarifs doivent tenir compte du développement de l'autoconsommation, des bénéfices qu'elle apporte au réseau, mais aussi des surcoûts éventuels qu'elle pourrait générer.

Mais le tarif d'acheminement n'est qu'une des facettes du cadre dans lequel se développe l'autoconsommation. Il est également nécessaire de faire le point sur l'ensemble des aides et des dispositifs de soutien, ainsi que sur l'assiette des différentes taxes, pour neutraliser d'éventuels effets d'aubaine pour certains qui pèseraient au final sur la facture de tous. De même, la consommation d'un autoconsommateur différant sensiblement du profil moyen à partir duquel sont construites la plupart des offres tarifaires disponibles en France, il faut s'interroger sur les offres de fourniture dont pourra bénéficier cette nouvelle catégorie d'utilisateur. A plus long terme, un développement massif de l'autoconsommation pourrait transformer radicalement le rôle des fournisseurs et des producteurs, et donc questionner le devenir de ces acteurs. Ce dernier sujet n'a toutefois pas vocation à être traité dans le présent document.

Enfin, au-delà de signaux tarifaires lisibles et cohérents avec les réalités du système électrique, la filière de l'autoconsommation a besoin de disposer d'un cadre contractuel stable et suffisamment simple. La CRE s'est déjà prononcée, lors des travaux préparatoires au TURPE 5, en faveur d'un contrat unique pour les autoconsommateurs, qui disposent aujourd'hui au minimum d'un contrat d'approvisionnement avec un fournisseur, d'un contrat pour la vente des surplus de production, et de contrats pour l'accès au réseau en soutirage et en injection.

<sup>1</sup> Loi n° 2017-227 du 24 février 2017 ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables.

*Lancement d'une concertation sur l'autoconsommation*

La CRE lance une concertation sur l'autoconsommation, qui s'achèvera à l'automne 2017, afin d'examiner les conséquences que le développement de l'autoconsommation aura, ou pourrait avoir, sur le modèle énergétique français en particulier en matière tarifaire.

Le présent document a donc vocation à poser les principaux enjeux du débat, sans préjuger à ce stade des réponses et solutions qui pourraient émerger lors du processus de concertation.

# SOMMAIRE

<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>4</b>
<b>1. LE CADRE DE DEVELOPPEMENT DE L'AUTOCONSOMMATION EN FRANCE</b> .....	<b>5</b>
1.1 LES DIFFERENTES FORMES DE SOUTIEN AUX ENERGIES RENOUVELABLES .....	6
1.2 LES MECANISMES DE SOUTIEN AUX PETITES INSTALLATIONS EN AUTOCONSOMMATION .....	6
1.3 LE SOUTIEN AUX GRANDES INSTALLATIONS D'AUTOCONSOMMATION .....	7
<b>2. QUELLES VERTUS ET QUELS RISQUES DE L'AUTOCONSOMMATION POUR LA COLLECTIVITÉ ?</b> .....	<b>8</b>
2.1 LES AUTOCONSOMMATEURS ET LE RESEAU.....	8
2.2 DES BENEFICES POUR LA COLLECTIVITE SOUS RESERVE D'UN COMPORTEMENT ADAPTE DES AUTOCONSOMMATEURS .....	9
2.2.1 Valeurs pour le réseau.....	9
2.2.2 Valeur de la production renouvelable.....	10
2.2.3 Un risque d'augmentation des consommations contraire à l'objectif national de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) .....	10
2.3 UN RISQUE DE REMISE EN CAUSE DES MECANISMES DE SOLIDARITE NATIONALE.....	11
<b>3. QUELS SIGNAUX TARIFAIRES POUR UN DÉVELOPPEMENT OPTIMAL ET MAITRISE DE L'AUTOCONSOMMATION ?</b> .....	<b>13</b>
3.1 LES CONDITIONS DE RENTABILITE D'UNE INSTALLATION D'AUTOCONSOMMATION.....	13
3.2 LES IMPACTS DE L'AUTOCONSOMMATION SUR LA CSPE ET LES DIVERSES TAXES.....	14
3.3 LES OFFRES DE FOURNITURE .....	15
3.4 TARIFS D'ACHEMINEMENT .....	15
<b>4. ACCOMPAGNER ET ENCADRER DE FAÇON COHÉRENTE LES PROJETS D'AUTOCONSOMMATION</b> .....	<b>16</b>
4.1 LE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS EN AUTOCONSOMMATION INDIVIDUELLE.....	16
4.2 LE COMPTAGE DES FLUX AUTOCONSOMMES .....	17
4.3 LES MODALITES CONTRACTUELLES POUR L'AUTOCONSOMMATION INDIVIDUELLE.....	17
4.4 QUEL CADRE CONTRACTUEL POUR L'AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE ?.....	18

## INTRODUCTION

L'autoconsommation est le fait de consommer sur place tout ou partie de l'énergie produite. Elle peut être appréhendée à différentes échelles : au niveau d'un site unique de production et de consommation (« *autoconsommation individuelle* ») ou à un niveau plus étendu tel qu'un bâtiment collectif, un ensemble de bâtiments voire un quartier (« *autoconsommation collective* »).

La réflexion que lance la CRE porte sur l'autoconsommation électrique et concerne en priorité l'autoconsommation photovoltaïque avec ou sans stockage dont le développement est déjà amorcé. Les autres sources de production électrique<sup>2</sup> seront également abordées pour souligner les points communs et les différences avec le cas de l'autoconsommation photovoltaïque.

Le principe d'autoconsommation dans le système électrique n'est pas nouveau puisque, d'un point de vue physique, les électrons mis en mouvement empruntent toujours le chemin le plus court. Ainsi, les flux d'énergie se dirigent en priorité vers le ou les points de consommation les plus proches. L'autoconsommation, dont il est question ici, n'est pas cette réalité physique préexistante, mais la mise en œuvre de principes contractuels nouveaux permettant de prendre en compte le fait qu'une partie de l'énergie produite est consommée sur place.

---

<sup>2</sup> L'autoconsommation peut aussi être réalisée à partir de moyen de production d'électricité éolienne, géothermique, aérothermique, hydrothermique, marine et hydraulique, ainsi qu'à partir de l'énergie issue de la biomasse, du gaz de décharge, du gaz de stations d'épuration d'eaux usées et du biogaz. Mais ces moyens ne concernent qu'un très petit nombre d'installation, souvent de taille importante.

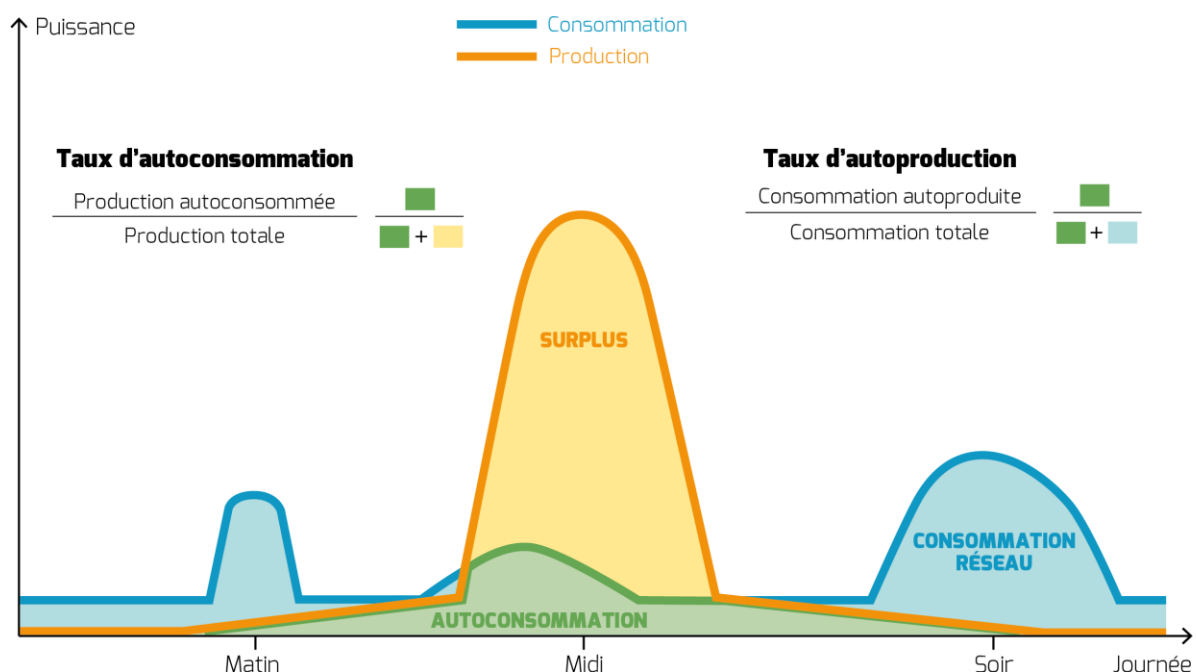
### Autoconsommation ou Autoproduction ?

L'autoconsommation est le fait de consommer sur place tout ou partie de l'énergie produite par une installation. L'autoproduction est le fait de produire sur place tout ou partie de l'énergie consommée.

Ces deux phénomènes sont quantifiés respectivement par :

- le **taux d'autoconsommation**, qui représente la part de production autoconsommée et qui est égal au rapport entre la production autoconsommée et la production totale du site ;
- le **taux d'autoproduction**, qui représente la part de la consommation du site assurée par la production locale et qui est égal au rapport entre la consommation autoproduite et la consommation totale du site.

La **puissance maximale injectée** sur le réseau, par l'installation de production lorsque la production excède la consommation, et la **puissance maximale soutirée** du réseau, par le site de consommation lorsque la production n'est pas suffisante, sont deux autres grandeurs qui dimensionnent et caractérisent une opération d'autoconsommation/autoproduction.



## 1. LE CADRE DE DEVELOPPEMENT DE L'AUTOCONSOMMATION EN FRANCE

Les transformations en cours aussi bien sur les plans technique, économique, que sociétal conduisent au développement de modèles locaux fondés sur l'autoproduction et l'autoconsommation d'électricité à la maille d'un individu ou d'une collectivité. Le développement de l'autoconsommation est ainsi aujourd'hui tiré à la fois :

- par les progrès technologiques qui accroissent la rentabilité de l'autoconsommation (baisse des coûts des panneaux photovoltaïques et de leur installation, augmentation de leur performance, outils de pilotage de la consommation, etc.) ;
- par la volonté croissante (mais difficilement quantifiable) des utilisateurs de devenir responsables de leur consommation. Cette volonté se traduit principalement par une démarche favorisant la production locale, les circuits courts, en essayant de piloter et d'éventuellement réduire sa consommation. L'autoproduction est également une manière de se prémunir d'un risque d'augmentation du prix de l'électricité.

Environ 14 000 installations photovoltaïques en autoconsommation individuelle sont dénombrées en France, soit 10 000 de plus que fin 2015. Le développement de l'autoconsommation même s'il ne concerne encore que

0,04 % des clients raccordés à un réseau public de distribution d'électricité, et 4% des installations de production raccordées aux réseaux de distribution, est ainsi amorcé et semble s'accélérer.

En outre, ce chiffre est probablement sous-évalué. On constate aujourd'hui en effet, sans pour autant pouvoir le chiffrer précisément, que des usagers autoproduisent et autoconsomment sans aucune déclaration au gestionnaire du réseau, malgré l'obligation légale de le faire<sup>3</sup>. Ce phénomène concernerait de très petits producteurs qui n'injectent pas ou très peu sur le réseau public de distribution.

Les installations d'autoconsommation bénéficient de mécanismes de soutien directs et indirects, suivant la taille de l'installation, qui sont détaillés dans les sections ci-dessous. Une partie de ces mécanismes sont accessibles non seulement à l'autoconsommation individuelle, mais aussi à l'autoconsommation collective. C'est notamment le cas des appels d'offres déjà lancés.

### 1.1 Les différentes formes de soutien aux énergies renouvelables

Le soutien à l'autoconsommation s'intègre dans un cadre déjà existant de soutien aux énergies renouvelables.

Au-delà de la question du mode d'attribution – en guichet ouvert sur la base d'un arrêté tarifaire ou au travers d'un appel d'offres – le soutien aux énergies renouvelables peut prendre deux formes : l'obligation d'achat ou le complément de rémunération. Contrairement à l'obligation d'achat, le complément de rémunération comporte une incitation pour le producteur à produire autant que possible pendant les heures où le prix de marché est élevé, voire à y déplacer sa production. En effet, dans ce mécanisme, le producteur commercialise d'une part sa production sur les marchés et en tire les recettes correspondantes, et touche d'autre part un complément. Celui-ci peut être défini *ex-ante* : sa valeur est la même quel que soit le prix de marché, ou *ex-post* : sa valeur est la différence entre un niveau de référence qui permet d'assurer la rentabilité de l'installation et un niveau de prix de marché de référence. Le producteur est dans ce cas incité à battre ce dernier, calculé selon les filières à un pas de temps annuel ou mensuel.

Le cadre actuel de soutien aux énergies renouvelables permet donc – via le complément de rémunération – d'inciter les producteurs à placer leur production en fonction des tensions du système à l'échelle nationale. Les installations photovoltaïques de petite puissance sont toutefois aujourd'hui encore soutenues au travers de l'obligation d'achat.

### 1.2 Les mécanismes de soutien aux petites installations en autoconsommation

La loi du 24 février 2017 sur l'autoconsommation prévoit une exemption de CSPE<sup>4</sup> pour l'énergie autoconsommée sur le même site lorsqu'elle provient d'une installation de production de puissance installée inférieure à 1 000 kilowatts<sup>5</sup>. Cette énergie est également exemptée du paiement de la TCFE<sup>6</sup>, et n'est pas assujettie à la TVA.

Ainsi, un autoconsommateur individuel ne paie pas de taxes ni de CSPE sur l'énergie autoconsommée. Il réalise de ce fait une économie substantielle par rapport à un consommateur soutirant de l'énergie du réseau. Cette économie représente environ 56 €/MWh pour un autoconsommateur résidentiel (soit, exemple pour un utilisateur type chauffé à l'électricité et ayant un panneau photovoltaïque de 3 kWc, une économie de l'ordre de 130 € par an sur une facture moyenne d'environ 1400€).

Par ailleurs, depuis le 9 mai 2017, un arrêté tarifaire fixe les conditions d'achat de l'électricité produite et injectée par les installations photovoltaïques implantées sur bâtiment d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kWc. Il prévoit un soutien spécifique pour les installations en autoconsommation individuelle (désignées par « *vente en surplus* »). Ces installations bénéficient :

- d'une prime à l'investissement allant jusqu'à 400 €/kWc<sup>7</sup>, versée sur les cinq premières années,

<sup>3</sup> L'article L. 315-7 du code de l'énergie dispose que : « Les exploitants d'installations de production d'électricité participant à une opération d'autoconsommation déclarent ces installations au gestionnaire du réseau public d'électricité compétent, préalablement à leur mise en service ».

<sup>4</sup> Contribution au service public de l'électricité (CSPE)

<sup>5</sup> 4° du 5 de l'article 266 quinquies C du code des douanes : [L'électricité est exonérée de la taxe mentionnée au 1 lorsqu'elle est] produite par de petits producteurs d'électricité qui la consomment 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.

<sup>6</sup> Code général des collectivités territoriales : 4° du V de l'article L3333-2 pour la TCFE départementale et article L2333-3 pour la TCFE communale

- ainsi que d'un tarif d'achat de l'énergie injectée en surplus de 60 €/MWh pour les installations de plus de 9 kWc, et de 100 €/MWh pour les installations de moins de 9 kWc.

Dans son avis du 16 mars 2017 portant sur cet arrêté<sup>8</sup>, la CRE :

- a recommandé la suppression de tout soutien prenant la forme d'un tarif d'achat aux installations pratiquant l'autoconsommation, au motif qu'il ne permet pas de rendre compte de toute la diversité des situations des autoconsommateurs, s'agissant notamment de leur taux d'autoconsommation. Il ne permet pas, dès lors, de garantir le respect du critère de rémunération raisonnable.
- a souligné par ailleurs que l'octroi d'une prime à l'investissement, qui rémunère le porteur de projet avant même que son installation n'ait produit, est inapproprié et ajoute une complexité supplémentaire au bon dimensionnement des modalités du soutien.

### 1.3 Le soutien aux grandes installations d'autoconsommation

Le développement de grandes installations de production en autoconsommation est soutenu depuis 2016 au travers d'appels d'offres. Un premier appel d'offres a été lancé le 2 août 2016 pour les installations de production d'énergie renouvelable, d'une puissance comprise entre 100 et 500 kW, dont tout ou partie de la production est autoconsommée (taux annuel d'autoconsommation supérieur à 50 %). Ce premier appel d'offres, de deux périodes de 20 MW chacune, concernait uniquement la métropole continentale. Les projets lauréats bénéficient d'un contrat de complément de rémunération qui rémunère aussi bien l'énergie autoconsommée que l'énergie en surplus injectée sur le réseau.

Un second appel d'offres, avec le même cahier des charges, a été lancé le 24 mars 2017 pour neuf périodes de 50 MW chacune réparties de 2017 à 2020. Dans ses avis<sup>9</sup> sur les projets de cahier des charges, la CRE a souligné les risques de transferts économiques et de remise en question de la péréquation des coûts de réseau qu'induit l'autoconsommation. Elle a également recommandé que, compte tenu du faible retour d'expérience sur l'autoconsommation en France, seules deux périodes de l'appel d'offres soient lancées dans un premier temps, au lieu de neuf. Le retour d'expérience obtenu de ces deux périodes permettrait, le cas échéant, d'adapter les modalités du cahier des charges avant d'ouvrir de nouvelles périodes de candidature. Le complément de rémunération<sup>10</sup> attribué à l'électricité autoconsommée est supérieur de 10 €/MWh à celui attribué à l'électricité injectée sur le réseau.

Parallèlement, un appel d'offres pour les projets de production d'énergie renouvelable en autoconsommation (taux annuel d'autoconsommation supérieur à 50 %) a été lancé le 16 décembre 2016 dans les zones non-interconnectées (ZNI) pour une puissance totale recherchée de 20 MW. Les lauréats bénéficient d'un tarif d'achat qui rémunère aussi bien l'électricité autoconsommée que celle en surplus injectée sur le réseau. Dans tous les cas, en métropole comme dans les ZNI, le complément de rémunération ou le tarif est diminué d'un terme proportionnel à la puissance maximale d'injection.

De plus, la plupart des grandes installations d'autoconsommation bénéficient aussi de l'exemption de CSPE, puisqu'elle est valable pour toutes les installations de moins de 1 000 kW.

Enfin, certaines collectivités régionales lancent des appels à projets pour des installations photovoltaïques en autoconsommation. La région Occitanie a ainsi lancé un appel d'offres pour l'année 2017 avec pour objectif de retenir 40 projets.

<sup>7</sup> 100 €/kWc si la puissance est supérieure à 36 kWc, 200 €/kWc si la puissance est supérieure à 9 kWc, 300 €/kWc si la puissance est supérieure à 3 kWc, 400 €/kWc si elle est inférieure. Cette prime à l'investissement est indexée et dégressive trimestriellement selon la somme des puissances crêtes des demandes complètes de raccordement des trimestres précédents.

<sup>8</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 mars 2017 portant avis sur le projet d'arrêté 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 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

<sup>9</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mars 2017 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres « portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale » et Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 juillet 2016 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres « portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation »

<sup>10</sup> Le complément de rémunération est une prime en €/MWh versée au producteur d'électricité en complément de la valorisation par l'autoconsommation ou de la vente sur le marché.

Tableau 1 : synthèse des dispositifs de soutien à l'autoconsommation

Puissance installée	Tarif d'achat du surplus	Exemption de CSPE si sur le même site	Rémunération de l'énergie autoconsommée	Prime d'investissement
0 - 3 kWc	100 €/MWh	oui	∅	400 €/kWc
3 - 9 kWc	100 €/MWh	oui	∅	300 €/kWc
9 - 36 kWc	60 €/MWh	oui	∅	200 €/kWc
36 - 100 kWc	60 €/MWh	oui	∅	100 €/kWc
100 - 500 kWc	Selon appel d'offres	oui	Selon appel d'offres	∅
500 - 1 000 kWc	∅	oui	∅	∅
> 1 000 kWc	∅	non <sup>11</sup>	∅	∅

NB : l'arrêté tarifaire pour les installations de 0 à 100 kWc concerne uniquement les installations photovoltaïques implantées sur bâtiment et situées en métropole continentale. Par ailleurs la prime à l'investissement est dégressive trimestriellement.

- ▶ Selon vous, l'autoconsommation sera-t-elle appelée à se développer davantage en France ? Si oui, à quel rythme et jusqu'à quel niveau ?
- ▶ Quelle analyse faites-vous des dispositifs actuels de soutien à l'autoconsommation ?

## 2. QUELLES VERTUS ET QUELS RISQUES DE L'AUTOCONSOMMATION POUR LA COLLECTIVITÉ ?

### 2.1 Les autoconsommateurs et le réseau

L'autoconsommation aujourd'hui n'implique pas une indépendance totale vis-à-vis du réseau. En effet, les autoconsommateurs n'ont pas intérêt à se déconnecter totalement, car cela impliquerait non seulement de disposer de capacités de production et de stockage significatives, mais également de pouvoir maintenir la stabilité d'un système isolé, ce qui est techniquement complexe.

Aussi, la quasi-totalité des autoconsommateurs alterne entre autoproduction et soutirage, en fonction de leur consommation et de leur production. La production ayant lieu pendant les heures d'ensoleillement, donc en journée, l'autoconsommation se concentre aux heures pleines d'été et d'hiver (pour un autoconsommateur type, entre deux tiers et trois quart de l'énergie autoconsommée l'est pendant les heures d'été, et entre un tiers et un quart en hiver<sup>12</sup>).

Ce profil a plusieurs conséquences en termes économiques :

- À l'échelle journalière,
  - dans de nombreuses poches de réseau<sup>13</sup>, la pointe locale a lieu le soir. L'autoconsommation ne permet donc pas de la réduire, sauf à investir dans des systèmes de stockage ou à déplacer sa consommation ;
  - toutefois, les heures de journée, pendant lesquelles a lieu l'autoconsommation, sont des heures de fortes consommation, car correspondant aux heures ouvrées, et donc des heures où la production centralisée est chère. De plus, du point de vue du réseau, ces heures peuvent, dans certains cas, correspondre à la pointe locale (poches de réseau majoritairement tertiaires), et surtout, elles peuvent correspondre à la pointe d'ouvrages amont (HTB). L'autoconsommation à ces heures permet alors de desserrer les contraintes sur les réseaux.

<sup>11</sup> D'après le 4° du 5 de l'article 266 quinquies C du code des douanes, les installations de production d'électricité de plus de 1 000 kWc et dont la production annuelle n'excède pas 240 millions de kWh peuvent bénéficier de l'exonération de CSPE à condition que l'autoconsommation soit totale.

<sup>12</sup> L'été s'entend comme les mois d'avril à octobre, et l'hiver comme les mois de novembre à mars

<sup>13</sup> Une poche de réseau désigne l'ensemble des installations des utilisateurs situées en aval d'un même équipement de ce réseau, le plus souvent un poste de transformation HTA/BT (on parle alors de « poche de réseau BT ») ou HTB/HTA.



- À l'échelle annuelle, la concentration de l'autoconsommation durant l'été a, elle, en général, un effet inverse : les soutirages évités ont lieu surtout à une saison pendant laquelle les coûts de réseau et de production sont moindres. Il convient toutefois de noter qu'il existe des zones dont la pointe locale est en été (zone touristiques, zones tertiaires très climatisées, etc.). Pour celles-ci, l'autoconsommation peut coïncider avec les heures de forte sollicitation du réseau.

L'autoconsommation se concentre donc en général à des heures de consommation importante à l'échelle de la journée, mais à des heures de consommation modérée à l'échelle de l'année. Cette répartition est toutefois différente selon les territoires.

C'est aussi pendant ces périodes que se concentrent en général les injections de surplus : la plupart des autoconsommateurs n'autoconsomment pas la totalité de leur production, et en injectent une partie sur le réseau. Or des contraintes sur le réseau peuvent être générées par les synchronismes des baisses de consommation et des injections de surplus.

## 2.2 Des bénéfices pour la collectivité sous réserve d'un comportement adapté des autoconsommateurs

### 2.2.1 Valeurs pour le réseau

Le fait de consommer sur place l'électricité produite apporte une valeur pour le réseau, lorsque cela diminue la quantité d'énergie à acheminer à la pointe pour un ouvrage, ou la distance parcourue par l'électricité, et donc l'utilisation des domaines de tension supérieurs. La diminution de la quantité d'énergie à acheminer à la pointe peut, si le réseau est proche de la saturation, permettre d'éviter ou de reporter un investissement<sup>14</sup>.

Une partie de cette valeur apportée par l'autoconsommation au réseau électrique est reflétée par les tarifs d'acheminement, notamment *via* la différenciation temporelle de ces derniers. Mais le TURPE, national et péréqué, ne permet de rendre compte qu'imparfaitement de la valeur de l'autoconsommation, puisqu'il ne reflète pas les conséquences de la localisation de la production.

Cette valeur présente deux volets :

- Valeur en termes de dimensionnement « en soutirage » : si l'autoconsommation a lieu durant la pointe locale de soutirage, elle contribue à diminuer cette pointe, et donc, sur le long terme, la taille des ouvrages de réseau nécessaires pour y faire face.
- Valeur en termes de dimensionnement « en injection » : par définition, une opération d'autoconsommation est située dans une zone de consommation. Elle peut donc diminuer le besoin de renforcement de réseau pour répondre à une éventuelle pointe d'injection, par rapport à une installation décentralisée installée sur une antenne de réseau de très faible consommation. Elle peut donc contribuer à diminuer les coûts de renforcement, qui sont financés en partie par le TURPE et donc l'ensemble des usagers.

Cet effet est d'autant plus important que le réseau actuel a été dimensionné principalement en fonction des flux de soutirage, et que du fait de la faible croissance de la consommation électrique, il est actuellement rarement en contrainte. À l'inverse, les injections décentralisées pourraient entraîner des besoins de renforcement, si elles ont lieu dans des zones de faible consommation, où elles ne peuvent être que très partiellement consommées localement et où le dimensionnement du réseau n'est pas adapté à des injections décentralisées.

De même, en localisant la production près des sites de consommation, l'autoconsommation diminue le volume de pertes techniques, en limitant le nombre d'ouvrages électriques et de domaines de tension par lesquels l'électricité transite.

Ces différents aspects sont aujourd'hui mal pris en compte par les tarifs d'acheminement pour la distribution, qui ne prévoient pas de tarification des injections, et font supporter tous les coûts de réseau par les soutirages.

En conclusion, la valeur « *temporelle* » de l'autoconsommation est aujourd'hui reflétée par le TURPE, qui grâce à la différenciation temporelle, fait payer plus cher les soutirages aux heures de forte utilisation. L'autoconsommateur réalise donc une économie plus importante s'il autoconsomme durant ces périodes. En revanche, la valeur « *spatiale* » est aujourd'hui peu transmise aux autoconsommateurs, qui n'en tirent de bénéfice que *via* des coûts de raccordement réduits, qui ne reflètent pas la totalité de la valeur réelle pour la collectivité de l'installation d'un site de production à proximité d'un centre de consommation.

<sup>14</sup> Dans le cas de sites isolés (villages isolés non raccordés au réseau), l'installation d'une production locale peut permettre d'éviter les coûts de raccordement au réseau. Ceci ne correspond néanmoins pas nécessairement à une opération d'autoconsommation.

### 2.2.2 Valeur de la production renouvelable

L'électricité autoconsommée, généralement produite par des sources d'énergie renouvelable, apporte par ailleurs à la collectivité le bénéfice d'une énergie décarbonée, contribuant au respect des objectifs de politique publique fixés en la matière. Toutefois, cette valeur est aussi apportée par la production d'énergie solaire avec vente en totalité. Le financement public apporté au titre du soutien aux ENR devrait donc logiquement être équivalent pour l'autoconsommation et la production photovoltaïque en injection totale, afin de ne pas valoriser l'énergie renouvelable différemment selon le mécanisme contractuel retenu.

À plus court terme toutefois, un soutien différencié pourrait trouver sa logique, en raison des surcoûts engendrés par la mise en place, en complément des installations d'autoproduction, d'équipements spécifiques de domotique et de pilotage des usages, pour permettre une autoconsommation efficace, réduisant les pointes d'injection et de soutirage.

### 2.2.3 Un risque d'augmentation des consommations contraire à l'objectif national de maîtrise de la demande d'énergie (MDE)

Le principe même de l'autoconsommation est de consommer l'électricité produite localement. Ainsi, en l'absence de moyen de stockage, ce qui est pour l'instant très majoritairement le cas en France, et si la consommation de base n'absorbe pas la totalité de la production, l'autoconsommateur pourrait rechercher *a priori* à augmenter sa consommation lors des périodes de production<sup>15</sup>, c'est-à-dire en milieu de journée dans le cas du photovoltaïque. S'il s'agit d'un transfert de la consommation d'une période de pointe vers une période creuse, l'effet pour le système électrique peut être bénéfique si la pointe de soutirage est réduite (réduction des contraintes réseaux aux heures de pointes) et/ou si la consommation aux heures de pointe est réduite (réduction des appels aux moyens de production coûteux et généralement fortement émetteurs de gaz à effet de serre).

En revanche, s'il s'agit d'une nouvelle consommation, qui n'aurait pas eu lieu sans autoconsommation, l'effet va à l'encontre des efforts nationaux et européens de maîtrise de la consommation d'énergie.

Ce risque est réel si la consommation supplémentaire n'engendre aucun coût ou perte de recettes pour l'autoconsommateur ce qui est le cas en l'absence de valorisation donnée à l'électricité injectée. Il serait accru dans le cas où, au-delà de l'économie de facture, une prime serait affectée aux seuls kilowattheures produits et autoconsommés. En effet les autoconsommateurs auraient alors un intérêt économique à accroître leur consommation d'électricité à la seule fin de maximiser la quantité d'énergie autoconsommée et la rémunération associée.

Ainsi, si la collectivité apporte un soutien aux installations en autoconsommation, il est important que ce soutien soit conçu de manière à ne pas favoriser des effets anti-MDE et à ne pas entraîner des comportements purement financiers et absurdes du point de vue du système électrique.

<sup>15</sup> Ceci dépend de la valorisation relative de l'injection et du soutirage évités.

### Certains types d'autoconsommation sont-ils plus à même de générer de la valeur ?

L'autoconsommation recouvre des réalités très différentes, qui ne généreront pas les mêmes bénéfices pour l'autoconsommateur et pour le système électrique. Plusieurs critères sont à examiner :

- ▶ L'autoconsommation selon le périmètre de production et de consommation.
  - L'autoconsommation individuelle : un unique producteur et un unique consommateur
  - L'autoconsommation collective : plusieurs producteurs et/ou plusieurs consommateurs

L'autoconsommation collective permet *a priori* d'augmenter le taux d'autoconsommation par rapport à l'autoconsommation individuelle, grâce à un foisonnement local des productions et consommations. Si l'énergie produite est totalement autoconsommée à l'échelle du réseau local, elle ne sera donc pas injectée sur le réseau d'un domaine de tension supérieur et n'aura ainsi pas d'impact sur celui-ci.

- ▶ L'autoconsommation selon le couplage ou non de l'installation photovoltaïque à un moyen de stockage.

Le moyen de stockage engendre des coûts d'installation supplémentaires mais permet d'augmenter significativement le taux d'autoconsommation et d'ainsi limiter les injections sur le réseau et réduire la quantité d'électricité complémentaire soutirée pendant les heures dimensionnantes pour le réseau ou les heures de pointes de production nationale.

- ▶ L'autoconsommation selon le système électrique environnant.
  - L'autoconsommation en métropole : le système électrique de la métropole bénéficie d'un fort effet de foisonnement aussi bien au niveau de la production que de la consommation et d'un réseau électrique bien dimensionné.
  - L'autoconsommation dans une zone non-interconnectée (ZNI) : le système électrique comporte un nombre limité de moyens de production et peu d'installations participant aux services système, et le réseau est sujet à de nombreuses contraintes.

Intégrée au système électrique des ZNI, l'autoconsommation pourrait avoir davantage de valeur en permettant par exemple de réduire les puissances de soutirage et d'injection et d'ainsi retarder les investissements nécessaires dans le réseau, voire de les éviter.

Enfin, pour les sites isolés, dont les coûts de raccordement seraient très élevés, l'autoconsommation totale pourrait trouver une rentabilité.

Comment alors mettre en place un cadre de soutien reflétant précisément les bénéfices de l'autoconsommation, et encourageant des comportements adaptés?

### 2.3 Un risque de remise en cause des mécanismes de solidarité nationale

Le développement de l'autoconsommation pourrait par certains aspects, venir réinterroger le modèle énergétique français. Ce modèle repose sur deux éléments structurants : la centralisation, autour de grandes centrales de production, et une priorité donnée aux valeurs de solidarité entre utilisateurs des réseaux et entre territoires, incarnées par les principes de péréquation et de timbre-poste.

- Le principe du « *timbre-poste* » consiste à rendre la tarification de l'accès au réseau indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage. Principe fondateur du système électrique français, il est aussi repris dans le droit européen (dispositions de l'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009) ;
- Le principe de péréquation tarifaire consiste à ce que les mêmes tarifs s'appliquent sur l'ensemble du territoire national pour un même usage. Cette péréquation est prévue par les dispositions des articles L. 121-1 et L. 121-2 du code de l'énergie.

L'association de ces deux principes implique une tarification de l'énergie en fonction d'un coût moyen national. Les surcoûts liés aux zones de faible densité, ou subissant des congestions du fait d'un mauvais équilibre local entre offre et demande, sont supportés par l'ensemble des utilisateurs du réseau. Ainsi, les utilisateurs installés dans des zones moins coûteuses paient plus que les coûts qu'ils génèrent, afin que ceux des zones les plus coûteuses paient moins que les coûts qu'ils génèrent.

Une certaine acceptabilité des factures est de cette manière garantie pour les utilisateurs situés dans les zones les plus coûteuses, répondant ainsi aux principes politiques de solidarité entre les utilisateurs, et d'équité entre les territoires.

À l'inverse, l'autoconsommation est par essence un phénomène localisé, auquel les consommateurs auront inégalement accès, et que l'on peut difficilement appréhender sans prendre en compte la dimension spatiale du réseau. Réfléchir à un cadre pertinent pour l'autoconsommation implique donc nécessairement de réinterroger le sens à donner aux principes de péréquation et de timbre-poste.

Cette réinterrogation est d'autant plus nécessaire que la solidarité entre utilisateurs est aujourd'hui garantie par le monopole du réseau public sur la distribution d'électricité. Un utilisateur dont les coûts sont inférieurs à la moyenne, et qui est donc contributeur net du système, n'a pas la possibilité de se tourner vers une solution moins coûteuse pour lui (à l'exception de la déconnection pure et simple du réseau, qui implique une autonomie énergétique encore difficilement atteignable, sauf à coût très élevé). Un cadre favorisant l'autoconsommation pourrait précisément permettre aux contributeurs nets pour le système de s'en désolidariser, au moins à certaines heures.

De même, le principe d'autoconsommation collective, où des utilisateurs raccordés en aval d'un même poste de distribution peuvent mutualiser leurs soutirages et leurs injections, peut être lu comme une réinterrogation du principe du timbre-poste : la distance parcourue par les flux d'électricité devient un élément déterminant pour la facturation. Les consommateurs installés dans une poche où il y a une bonne corrélation entre production et consommation pourraient, en autoconsommant, valoriser le fait que leurs coûts de réseau et d'équilibrage sont moindres, grâce à l'autoconsommation physique qui a lieu dans leur poche de réseau. Ils paieraient alors une électricité moins chère pour la part autoconsommée, au lieu de la payer à un prix moyen national. Le reste des coûts serait à la charge des utilisateurs n'ayant pas la possibilité de participer à ces opérations, et notamment des utilisateurs isolés.

Cette réinterrogation du principe du timbre-poste est pour l'instant limitée à quelques projets innovants. Mais à terme, une fois le modèle économique et contractuel stabilisé, toute poche de réseau de distribution comprenant un panneau photovoltaïque pourrait avoir intérêt à se déclarer en autoconsommation collective, au moins pour l'économie générée par les taxes évitées, et éventuellement pour bénéficier du tarif de réseau spécifique à l'autoconsommation collective pour la part des flux ne transitant pas par la haute tension. Une grande partie du système électrique français échapperait alors à la logique du timbre-poste, venant réinterroger son application sur les autres domaines de tension.

Cette réinterrogation potentielle du principe du timbre-poste, qui amènerait de fait à celle de la péréquation tarifaire, permettrait un meilleur reflet des coûts effectivement générés par les utilisateurs du système électrique, et en particulier de leur dimension locale. Les incitations tarifaires correspondraient mieux aux réalités économiques, et encourageraient donc les investissements (pilotage des charges, isolation, choix de l'implantation des énergies renouvelables...) là où ils sont les plus utiles, diminuant *in fine* les coûts pour le système électrique. Mais se poserait alors la question de la continuité d'un principe de solidarité entre utilisateurs et entre territoires. Si le timbre-poste venait à être progressivement affaibli, d'autres voies pourraient être explorées pour assurer la solidarité entre territoires (versement *via* un chèque énergie régionalisé, composante de péréquation dans le TURPE...).

En tout état de cause, le maintien en l'état ou le réexamen des principes de péréquation et de timbre-poste est un choix politique, qui doit relever d'une vision cohérente du système électrique. Un scénario où de plus en plus de projets se développeraient sur la base d'exceptions aux mécanismes de solidarité nationale, jusqu'à les vider de leur substance, mènerait à un communautarisme énergétique, où chaque sous-groupe de consommateurs tenterait de s'assurer du meilleur tarif *via* un système de contrats locaux avec des producteurs, rendant le système électrique moins lisible, et plus complexe.

- ▶ *Est-il possible d'envoyer les bons signaux tarifaires aux autoconsommateurs (réseau, coût de production local) sans remettre en cause le principe du timbre-poste ?*
- ▶ *Si non, comment devraient être conciliés développement de l'autoconsommation et maintien d'une solidarité nationale ? La solidarité nationale doit-elle nécessairement continuer à s'exprimer via la péréquation et le timbre-poste, ou pourrait-elle être véhiculée par de nouveaux outils ?*

### 3. QUELS SIGNAUX TARIFAIRES POUR UN DÉVELOPPEMENT OPTIMAL ET MAITRISE DE L'AUTOCONSOMMATION ?

Le développement des différentes techniques de production et de stockage permet aujourd'hui aux différents modèles d'autoconsommation d'être en concurrence entre eux et avec d'autres modes de gestion du système électrique : le recours au réseau et à l'équilibrage centralisé, le stockage, la modulation de la consommation ou encore l'écrêtage de la production. En pratique, cette concurrence se traduira probablement pour les utilisateurs par un arbitrage entre ces différents moyens en fonction de l'heure de la journée et de la période de l'année.

#### 3.1 Les conditions de rentabilité d'une installation d'autoconsommation

Du point de vue de l'utilisateur, l'autoconsommation est compétitive si la parité réseau est atteinte, c'est-à-dire si le coût de revient de la production photovoltaïque est inférieur au prix d'achat TTC de l'électricité<sup>16</sup>. Dans ce cas, et selon son taux d'autoconsommation, les économies réalisées par l'autoconsommateur sur sa facture d'électricité permettent de rentabiliser les coûts de son installation. Cette rentabilité est fortement dépendante du coût unitaire de production de l'installation considérée, du tarif de l'électricité soutirée et du taux d'autoconsommation. Ainsi, à ce jour en France, seules les installations bénéficiant d'un coût de production réduit (grandes installations photovoltaïques, comme les toitures de plus de 250 kWc, et fort ensoleillement) et d'un taux d'autoconsommation élevé (de l'ordre de 90 %) peuvent atteindre la parité réseau et être rentables sans soutien complémentaire. On observe toutefois que d'autres types d'installations photovoltaïques, comme du micro-PV (puissance installée de l'ordre de 500 Wc) couplé à des chaudières à condensation, commencent à se développer et trouvent leur rentabilité grâce à une autoconsommation totale de l'électricité produite.

En revanche, du point de vue du système électrique, ce n'est pas l'atteinte de la parité réseau qui détermine l'intérêt de recourir à l'autoconsommation, mais la parité à la prise, c'est-à-dire le seuil à partir duquel il revient moins cher de produire localement que de produire de façon centralisée puis d'acheminer l'électricité. Cette parité doit de plus être atteinte aux heures où le client autoconsomme : aujourd'hui, la part variable du TRV hors taxes est d'environ 90€/MWh<sup>17</sup>. Ces 90 €/MWh reflètent le coût moyen pour un client typique. Or, durant les heures de production solaire, propices à l'autoconsommation, les coûts de réseau et de fourniture sont généralement plus faibles, de l'ordre de 37 €/MWh pour les coûts de réseau, et 42 €/MWh pour la part fourniture, soit 79 €/MWh au total.

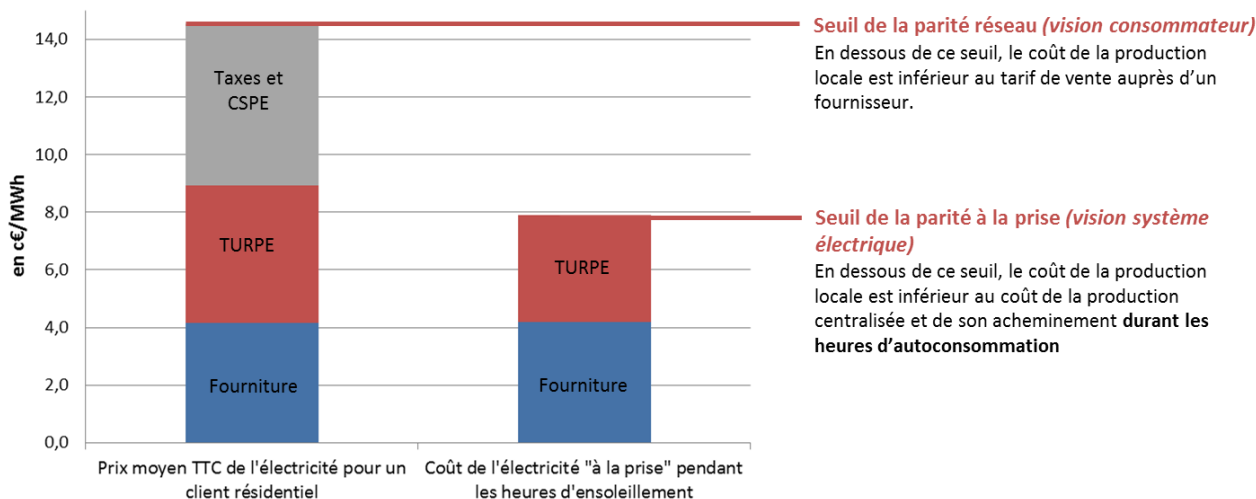


Figure 2 : Décomposition du tarif de vente de l'électricité et les principes de parité

Enfin, du point de vue de l'intérêt général, le seuil à partir duquel l'autoconsommation à partir de sources renouvelables est pertinente est la parité à la prise (valeur pour le système électrique) à laquelle il faut ajouter la valeur soutien qu'il a été politiquement décidé d'accorder à la production d'énergie renouvelable (valeur de production décarbonée).

Il convient donc d'examiner si les trois composantes principales de la facture d'un consommateur : taxes et contributions, part fourniture et part acheminement, renvoient des signaux tarifaires pertinents, permettant de faire

<sup>16</sup> L'autoconsommation est rentable si la parité réseau est atteinte et que le taux d'autoconsommation est de 100 %. Pour un taux d'autoconsommation inférieur, il faut que l'inégalité suivante soit vérifiée :  $LCOE * kWh \text{ produits} < \text{économies de facture unitaires} * kWh \text{ autoconsommés} + \text{valorisation unitaire de l'injection} * kWh \text{ injectés}$ . Le LCOE correspond au coût de revient unitaire de la production.

<sup>17</sup> Coût moyen annuel HT du prix variable de l'électricité pour les clients résidentiels au TRV

converger intérêt du consommateur et intérêt général, et d'encourager une autoconsommation économiquement efficace.

### 3.2 Les impacts de l'autoconsommation sur la CSPE et les diverses taxes

#### Transfert des charges et réduction des recettes fiscales

La rentabilité de l'autoconsommation dans le cadre actuel repose – en totalité, s'il n'y a pas de soutien direct et en partie sinon – sur une économie de facture. Or aujourd'hui, pour un consommateur résidentiel, environ un tiers de cette économie de facture est de nature fiscale. Il s'agit de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) et d'autres taxes comme la TVA ou les taxes locales sur l'électricité.

L'exonération de CSPE pour l'énergie autoconsommée dans le cas des installations de moins de 1 000 kWc, prévue par les dispositions issues de l'article 7 de la loi n° 2017-227 du 24 février 2017 a pour conséquence de réduire l'assiette de la CSPE et donc de conduire, à terme, à un transfert de charges de ces autoconsommateurs vers l'ensemble des contribuables<sup>18</sup>.

L'autoconsommation conduit également à une exonération de certains impôts et taxes comme la TVA, ce qui réduit les recettes perçues par la collectivité et pose alors des questions de soutenabilité à terme pour les finances publiques et d'égalité des citoyens devant l'impôt. Les effets sur les assiettes plus réduites des taxes locales pourraient être particulièrement marqués et soulever des questions de financement pour certaines collectivités territoriales.

Ainsi, le développement à grande échelle de l'autoconsommation sans modification du cadre fiscal pourrait remettre en question les principes de solidarité et d'équité.

#### Effets distorsifs de la CSPE dans le cadre de l'autoconsommation

En plus de ces effets de transferts de charge et de réduction des recettes fiscales, l'autoconsommation introduit un effet de distorsion non voulu sur la CSPE (et sur les autres taxes prélevées sur l'énergie consommée). En effet, la CSPE était à l'origine une contribution versée sur l'électricité consommée, en cohérence avec des objectifs de maîtrise de la demande en énergie. Elle est devenue, avec l'exonération de l'électricité autoconsommée, une contribution versée sur l'électricité soutirée du réseau. La CSPE se transforme ainsi d'une certaine manière en une contribution à l'utilisation des réseaux. Elle dissuade alors économiquement d'utiliser ces derniers.

Or cette incitation à réduire l'utilisation des réseaux est contreproductive en dehors des périodes de pointe. En effet, en dehors de ces périodes, les coûts unitaires de réseau sont réduits lorsque le nombre d'utilisateurs augmente. Il revient au TURPE d'inciter ou non à l'usage des réseaux en fonction des périodes de consommation, et des coûts générés par les utilisateurs. Ajouter aux signaux véhiculés par le TURPE des signaux indirects comme la CSPE ou les taxes amène un risque d'incitation à la sous-utilisation des réseaux.

En outre, comme expliqué *supra*, les réseaux sont aujourd'hui l'un des vecteurs du principe de solidarité qui est au cœur du modèle énergétique français. L'électricité fournie par une entreprise, et acheminée par le réseau, est payée à son coût péréqué, permettant une solidarité entre territoires. À l'inverse, dans le cadre de l'autoconsommation, l'électricité produite localement est payée par le consommateur à son coût réel, sans péréquation. Accorder une exemption de taxes à ceux qui ont une moindre utilisation des réseaux, et donc un plus fort recours à une électricité non péréquée, revient de fait à subventionner la désolidarisation, totale ou plus généralement partielle, vis-à-vis du système.

Ces différentes problématiques ont pour origine le fait que l'autoconsommation n'avait pas été envisagée lors de la construction des taxes et contributions. La question de prélever les taxes sur l'électricité consommée ou sur l'électricité soutirée n'avait pas été abordée sous cet angle. Afin d'éviter tout effet indésirable, il est nécessaire d'analyser ces problématiques et, le cas échéant, de proposer une évolution de la fiscalité en prenant en compte l'autoconsommation et ses effets.

#### Articulation entre taxes évitées et mécanismes de soutien explicites

Comme expliqué au début du présent chapitre, l'autoconsommation peut être compétitive pour un autoconsommateur individuel en fonction de son taux d'autoconsommation si la parité réseau vue du consommateur est atteinte. Elle est avantageuse pour la collectivité si on atteint la parité à la prise vue du système électrique, majorée du soutien à apporter aux ENR. En conséquence, pour aligner rentabilité pour le consommateur et intérêt pour la collectivité, il faut que l'effet des taxes évitées soit équivalent à la valeur politiquement accordée à la production d'origine renouvelable.

<sup>18</sup> A noter : ce transfert de charges passera par une augmentation d'autres taxes ou impositions que la CSPE. En effet, le maintien du taux de la CSPE observé entre 2016 et 2017 devrait être confirmé dans les années à venir.

### 3.3 Les offres de fourniture

Les offres tarifaires sont construites à partir de profils représentatifs de la consommation moyenne de la catégorie de clients à laquelle ils appartiennent (par exemple, option tarifaire « base » ou « Heures pleines/Heures creuses »). Ces profils sont représentatifs de clients ne faisant que du soutirage sur le réseau, et ne sont pas construits pour refléter la possibilité qu'a désormais un consommateur d'autoconsommer ou d'injecter de l'électricité sur le réseau.

Par exemple, dans le cas spécifique d'une option tarifaire « base », le prix de fourniture est identique chaque heure de l'année et correspond au coût moyen d'approvisionnement sur l'année pour l'ensemble des clients ayant choisi cette option. Le prix de cette option est ainsi supérieur en été aux coûts réels d'approvisionnement du fournisseur (quand l'énergie est relativement la moins chère) et, inversement il est inférieur en hiver. Le mécanisme de tarification peut dès lors introduire des transferts économiques entre utilisateurs : les utilisateurs peu présents en hiver paient plus que les coûts réels qu'ils induisent, et ceux très présents en hiver paient moins<sup>19</sup>. Ces transferts inévitables sont limités tant que les consommations individuelles peuvent être bien décrites par un nombre limité de profils.

Aujourd'hui, la disponibilité accrue des données, concomitante au déploiement de compteurs évolués de type *Linky*, et l'apparition de nouveaux usages, comme l'autoconsommation, mais aussi la recharge de véhicule électrique, viennent réinterroger ce modèle.

En effet, dans le cas particulier d'un autoconsommateur photovoltaïque ayant souscrit à une option « base », celui-ci économise en €/MWh, quand il autoconsomme, le prix du tarif base c'est-à-dire le coût moyen annuel. Initialement, le fournisseur s'attend à recevoir un excédent de recette durant les heures où le coût d'approvisionnement est le moins cher (heures d'ensoleillement en été notamment) qui a vocation à couvrir le déficit de recette durant les heures où le coût d'approvisionnement est le plus important (en hiver notamment). Or, du fait de l'autoconsommation, le fournisseur ne perçoit pas la totalité de l'excédent de recette attendu et peut ne pas couvrir ses coûts. Il peut alors être déficitaire au périmètre de ce client. Cette illustration est également vérifiée avec l'option tarifaire à deux postes « Heures pleines/Heures creuses ».

Cette situation appelle à une réflexion en termes de création de nouveaux profils et de modes de reconstitution des flux innovants (profilage dynamique, utilisation de la courbe de charge) afin de permettre aux fournisseurs de proposer de nouvelles options tarifaires qui reflèteront mieux les spécificités des clients autoconsommateurs.

### 3.4 Tarifs d'acheminement

Les tarifs d'acheminement sont fixés de manière à ce que la facture d'accès au réseau payée par chaque utilisateur reflète au mieux les coûts qu'il génère pour le réseau, selon le modèle retenu d'allocation des coûts. Le TURPE transmet ainsi aux utilisateurs un signal économique visant à optimiser les coûts des réseaux.

Les coûts des réseaux comprennent principalement les coûts d'infrastructure (investissements, maintenance, exploitation) et les coûts des pertes.

Les coûts des pertes sont des coûts variables à court terme dont l'allocation ne pose pas de difficulté majeure puisqu'elle ne dépend que du taux de pertes et des prix de l'énergie.

Les coûts d'infrastructure, pour lesquels il n'existe pas de prix horaire évident, varient à long terme en fonction des soutirages et des injections. Ainsi, compte tenu des règles de dimensionnement des réseaux, qui président aux décisions d'investissement des gestionnaires de réseaux, les soutirages et les injections n'ont pas le même impact sur les coûts d'infrastructure en fonction de l'heure de l'année à laquelle ils ont lieu.

Enfin, les tarifs de réseaux tiennent compte du fait que chaque utilisateur utilise non seulement le domaine de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, l'ensemble des domaines de tension amont, dans des proportions qui dépendent des flux physiques sur les réseaux (les données et modèles utilisés pour établir le TURPE 5 ont été publiés par la CRE<sup>20</sup>)

Les tarifs d'acheminement reflètent donc au mieux le coût de l'ensemble des utilisateurs, y compris des autoconsommateurs. Ils ne peuvent toutefois pas garantir que chaque utilisateur, ou sous-groupe d'utilisateur, se voie parfaitement affecter les coûts qu'il génère. De plus, un développement important de l'autoconsommation viendrait significativement modifier les profils de consommation, et amènerait à réexaminer l'adéquation des tarifs avec cette évolution.

Ce réexamen pourrait être fait de plusieurs façons :

<sup>19</sup> A noter que l'option tarifaire Tempo donne la possibilité aux consommateurs de souscrire une offre présentant une saisonnalité entre l'été et l'hiver.

<sup>20</sup> <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/outils-de-calcul-de-la-structure-des-tarifs>

- Il serait possible, sans modifier radicalement la méthode de construction du TURPE, de l'adapter à l'autoconsommation, par exemple en rendant obligatoire pour les autoconsommateurs la souscription d'un tarif à quatre plages temporelles, du fait de l'importance de la dimension saisonnière de leur utilisation du réseau. Il serait aussi possible de calculer un tarif pour qu'il reflète non pas les coûts générés par un panel de consommateurs représentatifs de l'ensemble des utilisateurs, mais par un panel d'autoconsommateurs.

Dans cette configuration, la dimension locale de l'autoconsommation ne serait prise en compte qu'au travers des coûts de raccordement.

- Il serait également possible d'envisager des modifications plus structurelles :
  - l'introduction d'une part à l'injection, reflétant le coût des flux ascendants sur le réseau. En effet, la composante de soutirage actuelle est calculée pour refléter le coût des flux descendant d'un producteur raccordé à un domaine de tension amont (ou identique) vers un consommateur raccordé à un domaine de tension aval. Ces flux descendants constituent en effet la très large majorité des flux, et génèrent donc l'essentiel des coûts liés au dimensionnement des ouvrages. Avec le développement de l'autoconsommation, et plus généralement de la production décentralisée, les flux « remontant » devrait prendre plus d'importance, et pourraient devenir eux aussi un vecteur significatif de coûts d'infrastructure. Une évolution vers une part à l'injection devrait le cas échéant concerner non seulement les autoconsommateurs, mais l'ensemble des producteurs ;
  - une modification de l'attribution des coûts unitaires d'infrastructure, si les gestionnaires de réseaux venaient à modifier leurs méthodes de dimensionnement en réponse à un changement de l'usage des réseaux, et notamment à un développement important de l'autoconsommation.
- S'agissant du tarif spécifique à l'autoconsommation collective, en plus des questions de différenciation temporelle et de prise en compte des injections, la question primordiale sera la prise en compte ou non de la dimension locale des flux, et du fait qu'ils ne transitent pas par les domaines de tension amont, ce qui amène la question de la remise en cause ou non du principe de timbre-poste.

- ▶ *Quelles pourraient être les caractéristiques d'un système de soutien à l'autoconsommation cohérent avec des objectifs de développement des ENR et d'efficacité énergétique ?*
- ▶ *Quelles améliorations pourraient être mises en œuvre pour permettre aux offres tarifaires de mieux refléter le développement de nouveaux usages, notamment de l'autoconsommation ?*
- ▶ *Comment faire évoluer la structure des tarifs de réseaux pour transmettre aux autoconsommateurs des incitations tarifaires pertinentes pour le réseau ?*

## 4. ACCOMPAGNER ET ENCADRER DE FAÇON COHÉRENTE LES PROJETS D'AUTOCONSUMMATION

### 4.1 Le raccordement des installations en autoconsommation individuelle

Le nombre de raccordements sur le réseau public de distribution d'électricité d'installations associant production et consommation, avec ou sans injection du surplus, a considérablement augmenté depuis 2016. Il est d'ailleurs à noter que, dans la mesure où une installation de production en injection totale associée à une installation de consommation nécessite deux points de livraison, là où une installation en autoconsommation n'en requiert qu'un seul, le raccordement de cette dernière catégorie d'installations est, le plus souvent, moins onéreux.

En outre, si les barèmes de raccordement de certains gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité intègrent, depuis de nombreuses années, des prix spécifiques au raccordement des installations en autoconsommation, ces prix ont récemment évolué significativement à la baisse, (dans le cas d'Enedis, à la suite de l'approbation de son nouveau barème de raccordement en 2016, cf. ci-après). Cela accroît encore l'écart de coûts de raccordement vis-à-vis d'un consommateur souhaitant réaliser un deuxième branchement pour injecter l'intégralité de sa production sur les réseaux.

Pour étudier le raccordement d'une installation de consommation et d'une installation de production, les gestionnaires de réseaux de distribution empilent les opérations nécessaires au raccordement d'une installation de consommation, puis y ajoutent celles nécessaires au raccordement d'une installation de production, à la suite d'une deuxième étude. Pourtant, une telle démarche néglige la nature particulière de ce raccordement simultané,



où production et consommation doivent être considérées de manière indissociée dans une seule étude, qui permet de prendre en compte la potentielle réduction de la puissance de soutirage nécessaire.

#### 4.2 Le comptage des flux autoconsommés

Afin d'apporter de réels bénéfices aux réseaux publics d'électricité, l'autoconsommation individuelle et collective doit engendrer à long terme une réduction de leur dimensionnement. Ceci n'est le cas que si des consommations aux moments de périodes critiques pour les réseaux sont compensées par une production locale concomitante. Pour s'en assurer, l'autoconsommation individuelle et collective doit donc être comptabilisée à une fréquence suffisamment élevée. L'article D. 315-1 du code de l'énergie dispose ainsi que le « *pas de mesure mis en œuvre est celui utilisé pour le règlement des écarts* », soit, à ce stade, un pas de 30 minutes.

Le compteur évolué *Linky*, actuellement déployé par Enedis pour les consommateurs et producteurs de puissance inférieure ou égale à 36 kVA, permet dorénavant à l'ensemble de ces utilisateurs de comptabiliser les flux d'énergie qu'ils consomment et produisent à un pas de 30 minutes, et ce, dans les deux sens. Enedis a ainsi décidé de poser prioritairement chez les autoconsommateurs un compteur *Linky*. En outre, du fait de cette capacité à comptabiliser l'énergie de manière bidirectionnelle, le déploiement du compteur évolué a permis une diminution du coût de certaines opérations de raccordement d'installations en autoconsommation, comprise entre 40 et 700 € selon les types de raccordement. Plus généralement, l'ensemble des utilisateurs raccordés aux réseaux en BT et HTA exploités par Enedis disposeront rapidement de compteurs capables de comptabiliser les flux produits et consommés dans le cadre d'opérations d'autoconsommation individuelles et collectives.

En revanche, sur les territoires desservis par des entreprises locales de distribution (ELD) et en zones non interconnectées, le déploiement des systèmes de comptage évolué, qui pourraient relever des courbes de mesure à un pas de 30 minutes, n'a encore pas débuté. L'article R. 341-8 du code de l'énergie précise que, d'ici fin 2020, « *80 % au moins des dispositifs de comptage des installations d'utilisateurs raccordées en basse tension (BT) pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères* » seront dotés d'un système de comptage évolué, « *dans la perspective d'atteindre un objectif de 100 % d'ici 2024* ». Tout comme pour Enedis, un tel déploiement est indispensable pour mettre en œuvre les dispositions liées aux opérations d'autoconsommation individuelle et collective. Elles devront par ailleurs être accompagnées des évolutions *ad hoc* des systèmes d'information des gestionnaires de réseaux.

#### 4.3 Les modalités contractuelles pour l'autoconsommation individuelle

En vertu des articles L. 315-7 et D. 315-11 du code de l'énergie, les utilisateurs des réseaux souhaitant réaliser des opérations d'autoconsommation individuelle doivent obligatoirement déclarer leur installation de production au gestionnaire du réseau de distribution auquel cette installation est raccordée, pour des questions de sécurité d'exploitation des réseaux. Les autoconsommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis et qui n'injectent aucun surplus sur les réseaux publics bénéficient de modalités simplifiées de raccordement, grâce à la convention d'autoconsommation<sup>21</sup> que ce gestionnaire de réseaux propose. Il s'agit d'un document concis, qu'il est possible de remplir en ligne, et qui est adapté à des installations de puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Cette convention autorise désormais également l'existence d'un stockage.

Les autoconsommateurs susceptibles d'injecter un surplus doivent, eux, s'acquitter de modalités contractuelles plus complexes. D'une part, cette production excédentaire doit faire l'objet d'un rattachement à un périmètre d'équilibre (pour les puissances installées inférieures à 3 kW, c'est le GRD qui assume ce rôle, *cf. infra*). D'autre part, pour les puissances de raccordement de l'installation de production aux réseaux en BT ou HTA strictement supérieures à 36 kVA, l'autoconsommateur et le gestionnaire de réseaux de distribution sont tenus de conclure une convention de raccordement, un contrat d'accès au réseau de distribution en injection (CARD-I) et une convention d'exploitation, qui permettent de décrire les engagements respectifs des parties. Un document contractuel unique regroupant ces documents est accessible aux propriétaires d'installations de production de puissance inférieure ou égale à 36 kVA : il s'agit du contrat de raccordement, d'accès et d'exploitation (CRAE), qui comporte notamment l'ensemble des caractéristiques de l'installation et les dispositions nécessaires à la désignation du responsable d'équilibre de l'autoconsommateur pour l'injection de ses surplus.

Ce CRAE est une source de complexité pour des autoconsommateurs souhaitant injecter de faibles surplus, à plus forte raison pour ceux qui souhaitent « *céder à titre gratuit au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité auquel cette installation de production est raccordée* ». D'après l'article D. 315-10 du code de l'énergie, la puissance de leur installation de production doit alors être inférieure à 3 kW. Dans de tels cas, il est possible que l'autoconsommateur préfère s'exonérer de conclure un CRAE, alors qu'il constitue, pour ce cas de figure, le seul moyen prévu de réaliser la déclaration obligatoire de son installation de production au gestionnaire de réseaux (*cf. supra*).

<sup>21</sup> Voir informations sur le [site Internet d'Enedis](#).

Par souci de simplification de ces dispositifs contractuels, la CRE s'est montrée à plusieurs reprises favorable à une extension du *contrat unique* aux autoconsommateurs. Le contrat unique, aujourd'hui réservé aux seuls consommateurs, permet aux utilisateurs d'avoir un interlocuteur privilégié, le fournisseur. Lors de la consultation publique du 24 mai 2016 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, la CRE indiquait être « favorable à une adaptation du modèle de contrat d'accès au réseau public de distribution conclu entre le gestionnaire de réseaux de distribution et les fournisseurs (contrat dit "GRD-F"), afin qu'il prévoie, dans des limites à définir, la possibilité pour des consommateurs finals en contrat unique d'injecter de l'énergie sur le réseau. Une telle modification permettrait à un autoconsommateur de souscrire un contrat unique avec un fournisseur, associant soutirage et injection ».

Ces évolutions auraient pour objectif de proposer à l'autoconsommateur individuel un contrat unique, qui porterait à la fois sur les conditions d'achat des surplus d'énergie produite non autoconsommée, la fourniture d'énergie en complément de sa production et les conditions d'accès aux réseaux en soutirage et en injection. Ce contrat unique serait de nature à simplifier les dispositions contractuelles applicables aux autoconsommateurs individuels et ainsi à faciliter l'émergence d'offres de fourniture combinées auprès du consommateur final. Il permettrait par ailleurs de minimiser les cas de cession des surplus non autoconsommés « à titre gratuit » au gestionnaire de réseaux publics de distribution, en désignant, de fait, un responsable d'équilibre pour l'affectation de ces surplus. En effet, ces cas de dérogation doivent constituer un régime d'exception, dont la généralisation n'est pas souhaitable pour le bon fonctionnement des principes d'équilibrage des réseaux.

Enfin, les tarifs réglementés de vente d'électricité pour les clients résidentiels constituent un cas particulier de contrat unique, où l'ensemble des coûts font l'objet d'un empilement selon une méthode spécifique de calcul encadrée par la loi et les textes réglementaires. Toutefois, la particularité de ces contrats nécessiterait la mise en place d'un cadre contractuel *ad hoc* pour l'autoconsommation individuelle. Cette adaptation n'est-elle pas nécessaire, au vu de la part de marché importante de ces TRV encore à ce jour ? À l'inverse, ne peut-on pas faire le choix de ne pas adapter les TRV à l'autoconsommation individuelle, en estimant que des utilisateurs souhaitant réaliser des opérations d'autoconsommation individuelle constituent des consommateurs sensibles à la composition de leur approvisionnement électrique et à la diversité des offres de fourniture ?

#### 4.4 Quel cadre contractuel pour l'autoconsommation collective ?

Les problématiques précédemment décrites d'accès au réseau n'existent pas pour l'autoconsommation collective, puisque chacun des producteurs et consommateurs participant à ces opérations est supposé être déjà raccordé aux réseaux publics et avoir conclu les contrats d'accès *ad hoc*. En revanche, d'après l'article L. 315-2 du code de l'énergie, les producteurs et les consommateurs souhaitant participer à ces opérations doivent être « liés entre eux au sein d'une personne morale » et définir contractuellement entre eux les modalités de répartition de la production autoconsommée à chaque pas de mesure.

Dans son avis du 13 avril 2017 portant avis sur le projet de décret *relatif à l'autoconsommation d'électricité*, la CRE se félicitait qu'une certaine latitude soit laissée aux porteurs de projets concernant le type de relations qui les unissent et les modalités d'affectation de la production autoconsommée. Elle estimait « pertinent que le projet de décret propose aux utilisateurs liés par une opération d'autoconsommation de convenir entre eux d'une répartition de la production autoconsommée pouvant se fonder sur des critères statiques extérieurs à la production d'énergie ». Elle indiquait, en outre, que la répartition par défaut de cette production autoconsommée proposée dans le projet de décret (au prorata de la consommation de chaque participant, sur le pas de mesure) était « de nature à proposer aux participants d'une opération d'autoconsommation collective une répartition simple et facilement compréhensible ».

Malgré cette volonté de simplification, la mise en œuvre des opérations d'autoconsommation collective comporte des complexités pratiques qui concernent :

- les participants aux opérations d'autoconsommation collective eux-mêmes, qui doivent constituer une personne morale les unissant. La conclusion d'un tel contrat ne pose-t-elle pas des difficultés opérationnelles, notamment concernant la fixation des modalités de répartition de la production autoconsommée et l'évolution de la composition des participants à l'opération ? Comment dissiper ces craintes qui pourraient entraver la mise en œuvre de telles opérations ? ;
- les gestionnaires de réseaux de distribution, qui doivent prendre en compte les modalités de répartition de la production autoconsommée de chacune des opérations d'autoconsommation collective et en déduire les consommations à affecter au titre de la part fourniture aux différents fournisseurs des participants à l'opération d'autoconsommation, ce qui a de fortes implications sur leurs systèmes d'information ;
- les fournisseurs d'électricité, qui doivent répercuter sur leurs prévisions d'approvisionnement le fait qu'une partie de la consommation de leurs clients provient d'une production locale qui ne leur est pas imputée, ce qui a des effets directs sur les profils de consommation et la reconstitution des flux.

Dans le cas où de telles opérations se multiplieraient, ne devrait-il pas y avoir une homogénéisation des contrats qui permettrait de faciliter leur traitement par les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs ? Si l'article D. 315-11 du code de l'énergie demande déjà aux gestionnaires de réseaux de mettre à disposition des exploitants des installations de production et de stockage des « formulaires » comprenant certaines informations minimales, il pourra éventuellement se révéler nécessaire de systématiser la forme des contrats conclus par les gestionnaires de réseaux et les groupements d'utilisateurs. Une mise à jour de la documentation technique de référence de ces gestionnaires pour y faire figurer des contrats types serait alors nécessaire.

- ▶ *Le déploiement du compteur Linky a permis de diminuer significativement les coûts de raccordement des installations des autoconsommateurs. Faut-il faire en sorte que les études de raccordement des gestionnaires de réseaux de distribution prennent en compte le caractère spécifique des installations en autoconsommation ?*
- ▶ *Comment faire en sorte que les utilisateurs desservis par des entreprises locales de distribution puissent réaliser des opérations d'autoconsommation individuelle et collective, tant que le déploiement de compteurs à courbe de charge n'est pas généralisé ?*
- ▶ *Comment simplifier le cadre contractuel pour les « petits » autoconsommateurs individuels souhaitant réaliser une injection de leurs excédents non autoconsommés (soit achetés par un tiers pouvant être leur fournisseur, soit imputés sur le périmètre des pertes du gestionnaire de réseaux de distribution) ?*
- ▶ *Quelles modalités pratiques de contractualisation des opérations d'autoconsommation collective permettant de les mettre en œuvre simplement et rapidement convient-il de proposer ?*