



**L'AUTOCONSOMMATION
ET LES MODALITÉS
DE DÉVELOPPEMENT
DU SOLAIRE**

11. L'AUTOCONSOMMATION ET LES MODALITÉS DE DÉVELOPPEMENT DU SOLAIRE : DES ENJEUX LIMITÉS À METTRE EN PERSPECTIVE AVEC CEUX DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

SYNTHÈSE

La réflexion sur l'avenir du système électrique oppose parfois les notions de « système centralisé » et « système décentralisé ». Schématiquement, cette dichotomie distingue un monde construit autour de grandes unités de production et d'un réseau très développé pour acheminer de l'électricité vers les centres de consommation, à un univers où la production serait répartie de manière diffuse au sein du territoire, et assurée par des unités de faible puissance unitaire (une éolienne a une puissance de l'ordre de 3 MW, un panneau solaire de 1 kW pour une surface de 10 m²). Pour certains, ce second monde conduirait spontanément à des équilibres locaux, et donc à terme à un moindre besoin de réseau.

Afin d'éclairer ce débat, le SDDR contient une étude approfondie sur les conséquences pour le réseau de transport d'électricité du développement de l'autoproduction *via* le recours massif au solaire sur toiture. L'autoproduction/autoconsommation constitue en effet une forme de « décentralisation », puisqu'elle vise à faire mieux correspondre la production et la consommation à l'échelle d'un site (autoconsommation individuelle) ou d'un ensemble de sites (autoconsommation collective).

Pour cela, le SDDR prolonge l'étude engagée dans le Bilan prévisionnel 2017, qui comportait un chapitre dédié à l'autoconsommation pour le secteur résidentiel individuel. Les études ont désormais été approfondies sur le plan économique et conduisent aujourd'hui à une réévaluation du

gisement à la hausse en intégrant les perspectives sur le segment résidentiel collectif, mais aussi sur les segments tertiaire et industriel. Le volume techniquement accessible et qui pourrait être à terme économiquement pertinent pour les consommateurs est désormais estimé à environ 40 GW de puissance crête installée.

Cette étude permet de comparer plusieurs scénarios de développement du photovoltaïque différents (développement massif au détriment ou en complément aux centrales solaires au sol, développement anecdotique, avec ou sans pilotage de la demande et développement du stockage diffus) et d'évaluer leurs conséquences sur le système. Cette comparaison se base sur une méthode affinée et précisée depuis le dernier Bilan prévisionnel, qui repose sur l'évaluation du coût des scénarios mais aussi sur l'utilisation d'autres indicateurs (emprise au sol, etc.). Ceci permet d'évaluer les conséquences possibles des choix publics sur un ensemble de paramètres intéressant le décideur et la collectivité, sans demeurer prisonnier d'une vision économiciste dans laquelle seul le critère de minimisation du coût l'emporterait.

Cette étude conduit à différencier d'une part l'autoconsommation à proprement parler (c'est-à-dire la volonté de faire correspondre une production locale à une consommation locale) et d'autre part les formes de développement du solaire (sur toiture en zones résidentielles ou au sol).

1) Dans l'ensemble, l'analyse montre que le développement de l'autoconsommation, en tant que tel, et toutes choses étant égales par ailleurs, n'est pas un facteur de nature à modifier les perspectives de développement du réseau de transport d'électricité (l'impact sur le réseau de distribution ne fait pas l'objet d'analyses dans le cadre du SDDR).

Le fait que de nombreux foyers ou entreprises se mettent à produire une partie de l'électricité qu'elle consomme ne modifie pas au premier ordre les flux sur le réseau de transport, dans la mesure où ces sites demeurent connectés au réseau avec la volonté de pouvoir soutirer à tout moment.

Les quantités d'électricité concernées, même avec un fort développement du solaire, demeurent de plus relativement faibles (6% de l'électricité produite en France à l'horizon 2035 dans le scénario PPE en considérant que la moitié de la production solaire est autoconsommée), et montrent que le système électrique demeurera à cette échéance principalement concerné par une logique de transfert d'électricité des lieux de production vers les lieux de consommation.

2) En revanche, le développement de l'autoconsommation photovoltaïque, s'il se réalise au détriment de grandes fermes solaires au sol, conduira une plus grande partie de la production solaire à être localisée dans les centres

urbains, plutôt que dans des zones rurales disposant des réserves foncières nécessaires pour accueillir de grandes installations solaires.

Il est donc de nature à réduire le besoin de développement de nouveaux ouvrages de transport d'électricité dans ces zones. Parce qu'il signifie une localisation différente de la production solaire, centrée autour des zones urbaines au réseau souvent suffisamment dense, le développement de l'autoconsommation en substitution des fermes photovoltaïques au sol apparaît donc alors comme un facteur de réduction des besoins d'adaptation du réseau de transport.

3) L'enjeu économique associé pour le réseau public de transport est de second ordre par rapport à celui portant sur la production ou aux enjeux d'aménagement du territoire associés.

Le développement du solaire sur toiture conduit à une augmentation du coût du système (les économies d'adaptation du réseau sont largement compensées par la hausse des coûts d'investissements due à l'installation de petits panneaux sur les toitures par rapport au développement de grandes fermes au sol qui bénéficient d'économies d'échelle importantes).

En revanche, il conduit à une moindre emprise au sol.

11.1 Le développement de l'autoconsommation et des circuits courts constitue un phénomène nouveau à prendre en compte dans le mix de production électrique

L'autoconsommation apparaît comme un des sujets de débat pour l'évolution du mix électrique

La baisse des coûts des panneaux photovoltaïques observée au cours des dernières années et la mise en œuvre d'un cadre économique dédié aux opérations d'autoconsommation ont conduit à un plus grand intérêt des consommateurs pour ce type d'installations, qui leur permet de s'approvisionner directement avec de la production d'électricité locale d'origine photovoltaïque. Pour certains consommateurs, il devient en effet économiquement plus intéressant de produire une partie de leur électricité plutôt que de s'approvisionner en totalité sur le réseau national (*via* les offres proposées par les fournisseurs sur le marché de détail). Si l'autoconsommation photovoltaïque reste encore marginale aujourd'hui – elle concerne environ 45 000 consommateurs et représente 0,13 GW sur les 5 GW de photovoltaïque sur toiture – elle pourrait se développer fortement dans les années à venir à la faveur d'une baisse continue des coûts des énergies renouvelables et en cas de hausse des prix de l'électricité.

L'intérêt pour ce nouveau mode de consommation est en outre renforcé par un engouement de plus en plus fort de certains consommateurs (particuliers, collectivités ou entreprises) pour des circuits d'approvisionnement dits courts. Ces circuits courts peuvent s'organiser à l'échelle d'un foyer ou d'une entreprise (autoconsommation individuelle), mais également à l'échelle de petites communautés énergétiques partageant une production d'électricité locale (autoconsommation collective). Favorisant la consommation d'une ressource locale, les circuits courts sont perçus par un nombre

croissant de citoyens comme intrinsèquement favorables à l'environnement, notamment par analogie avec d'autres ressources et biens de consommation dont le transport longue distance conduit à des impacts environnementaux avérés (transport aérien ou routier pouvant induire des émissions de CO₂ importantes). **S'agissant de l'électricité, l'autoconsommation et les circuits courts sont considérés comme étant susceptibles de favoriser le développement des énergies renouvelables tout en réduisant les pertes électriques et les besoins d'infrastructures de réseau.** Pour certains acteurs du débat, le développement de l'autoconsommation et la décentralisation du système électrique, qui sont désormais enclenchés, pourrait réduire l'utilisation des réseaux électriques, et conduire à des économies sur ce poste.

Pour d'autres, à l'opposé, l'autoconsommation ne modifie en rien le dimensionnement des réseaux, la garantie exigée par les consommateurs étant toujours la même : pouvoir soutirer du réseau une puissance définie. L'autoconsommation a toutefois comme conséquence une diminution des redevances dues pour l'utilisation de l'infrastructure de réseau et une diminution des taxes perçues par l'État (en l'état, les autoconsommateurs payent moins de TURPE et de CSPE). **L'impact réel du développement de l'autoconsommation sur les besoins de réseau reste toutefois peu documenté à ce jour.** La consultation publique menée par la CRE en 2017-2018 sur la construction d'un TURPE spécifique pour les autoconsommateurs illustre cet état du débat. Dans sa délibération du 3 mai 2018 sur la tarification de l'autoconsommation¹, la CRE a proposé d'introduire une nouvelle formule tarifaire d'acheminement, optionnelle, à destination des

1. CRE, 2018, *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 mai 2018 portant projet de décision sur la tarification de l'autoconsommation, et projet de modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT*

utilisateurs raccordés au réseau basse tension participant à une opération d'autoconsommation collective afin de tenir compte d'effets différenciés de ce mode de consommation sur la répartition des flux sur le réseau. Dans ce cadre, la CRE a également noté le manque d'éléments quantifiés sur ce sujet : «Aucune étude portée à la connaissance de la CRE n'a à ce jour analysé et quantifié précisément les éventuels bénéfices ou risques de l'autoconsommation pour les réseaux.»

Le développement de l'autoconsommation et des circuits courts fait aujourd'hui l'objet de politiques publiques à l'échelle nationale mais aussi européenne. Plusieurs textes législatifs² et réglementaires³ parus en 2016 et 2017 ont ainsi permis de donner un cadre juridique aux projets d'autoconsommation individuelle et collective en France. Au niveau européen, le 4^e paquet énergie (*Clean Energy Package*) adopté début 2019 prévoit la création d'un cadre juridique pour favoriser l'essor de «communautés énergétiques citoyennes». Les mesures relatives à ces communautés énergétiques citoyennes doivent être transposées en droit français dans les prochains mois.

Plus récemment, le projet de PPE publié par le Gouvernement au début de l'année 2019 contient des objectifs spécifiques sur le développement des différents types d'installations photovoltaïques. Il prévoit ainsi que l'accélération du développement de la filière photovoltaïque passe en large partie par des fermes au sol (pour environ 60% des installations) bénéficiant de coûts unitaires plus faibles du fait des économies d'échelle, mais également par des installations sur toitures (40% des futures installations), afin de préserver les espaces boisés et agricoles, de minimiser les impacts environnementaux des installations (biodiversité, conflit d'occupation et artificialisation des sols...) et de favoriser leur acceptabilité. Les règles d'implantation des centrales au sol actuellement en vigueur favorisent dès aujourd'hui l'implantation sur sites dégradés (installations de stockage de déchets, friches industrielles). L'ADEME estime par ailleurs que ces zones délaissées et artificialisées représentent un potentiel technique

de plus de 50 Gwc de capacités photovoltaïques (ce potentiel ne prend pas en compte d'éventuelles contraintes d'implantation sur ces sites).

L'ensemble de ces réflexions montre que le développement des installations photovoltaïques sur toiture (en autoconsommation ou non) pourra aussi être guidé par des choix collectifs et des politiques publiques visant à limiter d'éventuels impacts environnementaux et l'emprise au sol des énergies renouvelables ou à encourager les technologies les plus pertinentes sur le plan économique.

Le projet de PPE inclut en complément des mesures spécifiques pour favoriser le développement de l'autoconsommation : maintien d'un objectif de 350 MW par an pour les installations sur petites et moyennes toitures (*via* un système de guichet ouvert en orientant les projets vers l'autoconsommation, ouverture de nouvelles possibilités de financement (notamment *via* un tiers investisseur), élargissement de la capacité maximale des installations éligibles aux appels d'offres autoconsommation, élargissement de la maille géographique pour les projets d'autoconsommation collective (mesure mise en place dans le cadre de la loi Pacte). Il contient également un objectif chiffré sur le nombre de sites en autoconsommation, fixé entre 65 000 et 100 000 sites à l'horizon 2023. Cet objectif devrait être rapidement atteint au vu du développement rapide de ce mode de production : au 31 mars 2019, plus de 45 000 sites étaient en autoconsommation d'après Enedis (contre seulement 10 000 deux ans plus tôt).

Le SDDR inclut pour la première fois une analyse détaillée sur l'impact du développement de l'autoconsommation sur les besoins d'infrastructures de réseau

Pour prendre en compte l'effet de ces nouveaux modes de consommation sur l'évolution du système électrique, RTE intègre désormais

2. Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité

3. Décret n° 2017-676 du 28 avril 2017 relatif à l'autoconsommation d'électricité et modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 à D. 314-25 du Code de l'énergie

4. ADEME, 2019, *Évaluation du gisement relatif aux zones délaissées et artificialisées propices à l'implantation de centrales photovoltaïques*

systématiquement le développement de l'autoconsommation dans ses différentes publications. Les analyses produites par RTE ne visent pas à apporter des préconisations sur le développement des différentes filières, ces décisions relevant de choix publics et d'enjeux économiques, environnementaux et sociétaux plus larges que le seul équilibre du système électrique. En revanche, elles permettent d'éclairer le débat et les politiques publiques sur l'énergie, en explicitant les impacts et les enjeux à l'échelle du système électrique, associés à différents scénarios d'évolution du mix.

Le Bilan prévisionnel publié en 2017 contenait ainsi un volet spécifique sur l'autoconsommation dans le secteur résidentiel individuel. Cette analyse constituait une première évaluation détaillée sur le potentiel de développement de l'autoconsommation dans les différents scénarios de transition énergétique, se basant sur l'intérêt individuel des consommateurs. Les décisions des consommateurs individuels sont en effet basées sur les signaux économiques auxquels ils sont exposés : ces signaux dépendent notamment du cadre de régulation, et sont en partie distincts de ceux qui orientent les décisions d'acteurs de marché « centralisés » (sensibles aux signaux de prix de marché, non assujettis à certaines taxes, etc.). L'analyse réalisée dans le Bilan prévisionnel présentait ainsi un potentiel de capacités solaires en autoconsommation individuelle pouvant atteindre de l'ordre de 10 à 20 GW à l'horizon 2035 sur le seul secteur résidentiel. Elle mettait également en évidence des effets redistributifs pouvant devenir importants dans l'hypothèse où le cadre tarifaire serait inchangé.

De même, le rapport sur la mobilité électrique⁵ publié par RTE en mai 2019 contient des analyses spécifiques sur les enjeux économiques du pilotage de la recharge des véhicules électriques couplé à des modèles d'autoconsommation locale. Ces analyses ont mis en évidence les synergies entre le développement de l'autoconsommation et d'une optimisation de la recharge du véhicule pour certains foyers.

Les analyses sur l'autoconsommation présentées dans ces différentes publications sont prolongées dans le cadre du nouveau SDDR, avec une évaluation détaillée des enjeux à l'échelle du réseau de transport d'électricité.

Il s'agit de tenir compte des nouvelles dynamiques de production et de consommation à l'échelle locale dans le dimensionnement de l'infrastructure de réseau. L'étude des impacts de l'autoconsommation sur le réseau constitue également une demande récurrente des parties prenantes au cours de la consultation publique menée en 2018 par RTE, en amont de l'élaboration du SDDR.

Les analyses du SDDR portent sur différents « mondes » possibles qui sont caractérisés par des trajectoires contrastées en matière de développement de l'autoconsommation.

Par rapport au Bilan prévisionnel 2017, les études sont élargies à l'ensemble des secteurs et tous les scénarios intègrent désormais un développement plus ou moins important des différentes formes d'autoconsommation : autoconsommation individuelle et collective, sur l'ensemble des secteurs (résidentiels, tertiaires, industriels), avec ou sans dispositifs de stockage, avec ou sans dispositifs de flexibilité sur la consommation...

En revanche, les analyses réalisées n'intègrent pas de scénario dans lequel une grande partie des consommateurs serait déconnectée du réseau national. En effet, hors cas spécifique de sites très éloignés du réseau électrique national, les consommateurs ont *a priori* intérêt à conserver une connexion au système, afin de bénéficier d'une bonne stabilité de la fréquence du signal électrique (qui est partagée à la maille européenne). L'exploitation du système et l'équilibre offre-demande restent donc gérés à la maille nationale, et non *via* une gestion locale et indépendante de certaines zones du territoire.

5. RTE, 2019, Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique

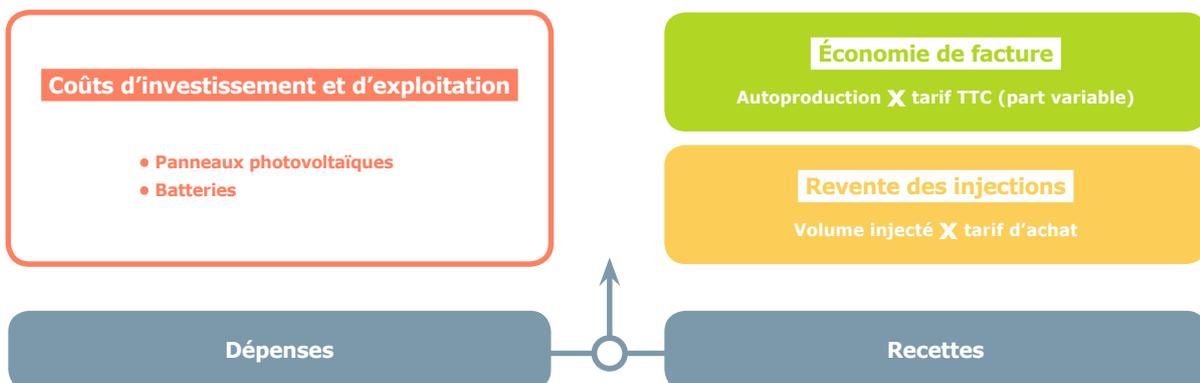
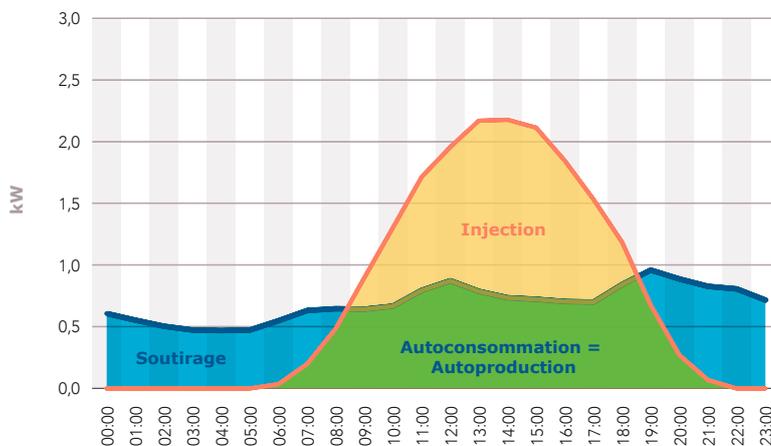
11.2 Un gisement technico-économique réévalué et pouvant atteindre jusqu'à 40 GW à l'horizon 2035

Une évaluation du potentiel de développement basée sur l'intérêt individuel des consommateurs

Les motivations pour l'installation de solutions d'autoconsommation peuvent être d'ordre économique (produire sa propre électricité et éviter de consommer une électricité dont le prix est potentiellement croissant), mais également éthiques et sociales (appétence pour les « circuits courts » et la maîtrise de l'origine de l'électricité consommée).

Le Bilan prévisionnel 2017 a mis en place une méthodologie d'analyse du développement de l'autoconsommation intégrant ces différentes composantes. Sur le plan économique, l'analyse se base ainsi sur un critère de rentabilité en comparant les gains associés à l'opération d'autoconsommation (coût évité de l'énergie toutes taxes comprises et intégrant les coûts de réseau, pour la partie de l'énergie qui est autoconsommée + revente des surplus de production) aux coûts de l'installation des panneaux photovoltaïques et des éventuelles batteries. Sur le plan sociétal, l'analyse intègre la possibilité

Figure 11.1 Intérêt économique vu du consommateur/producteur

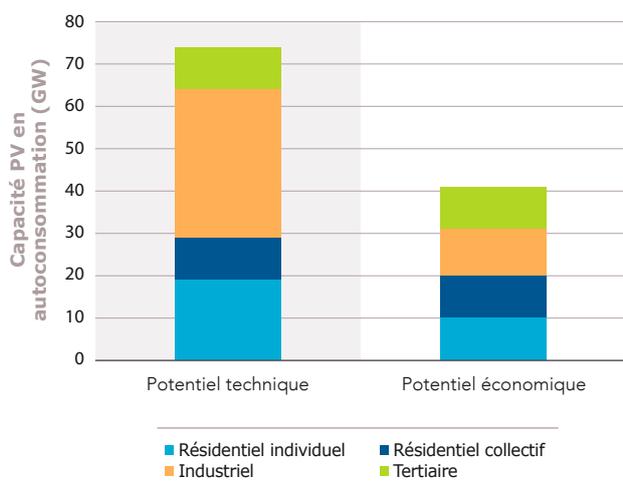


que certains autoconsommateurs (principalement dans le secteur résidentiel) visent en premier lieu à maximiser leur «autonomie» vis-à-vis du système (i.e. leur taux d'autoconsommation) sous condition de budget, c'est-à-dire que cette stratégie n'augmente pas (ou pas trop) leur facture énergétique.

Une nouvelle évaluation du potentiel de développement élargie à l'ensemble des secteurs

Dans le Bilan prévisionnel 2017, l'étude de l'autoconsommation était ciblée sur le seul segment de l'autoconsommation individuelle dans le secteur résidentiel. Les études ont montré qu'un équipement généralisé de panneaux photovoltaïques pour les habitations présentant des conditions favorables (propriétaires de maisons individuelles et disposant de toitures suffisamment bien exposées) pouvait représenter un intérêt économique pour plusieurs millions de foyers d'ici une quinzaine d'années aboutissant à l'installation de 10 GW de panneaux photovoltaïques sur toiture.

Figure 11.2 Gisement technique et économique de l'autoconsommation pour le scénario *Ampère* en 2035 avec un cadre de régulation inchangé



Pour l'établissement du SDDR, ces études ont été complétées en intégrant les secteurs résidentiel collectif, industriel et tertiaire. Egalement fondées sur une prise en compte de l'intérêt économique vu des consommateurs, ces estimations aboutissent à un développement global (incluant le secteur résidentiel individuel) pouvant atteindre 40 GW de photovoltaïque en autoconsommation à l'horizon 2035. Dans le détail :

- ▶ dans le logement collectif, la consommation étant quasiment à chaque instant supérieure à la production photovoltaïque qu'il est techniquement possible d'installer sur les toitures, l'optimum économique pour les autoconsommateurs serait d'équiper la totalité des immeubles résidentiels, pour un potentiel total évalué à environ 10 GW. De telles installations présentent toutefois aujourd'hui des difficultés contractuelles pour la définition des conditions de partage des équipements et de l'énergie produite au sein des syndicats de copropriété et un modèle économique incertain ;
- ▶ dans le secteur industriel, un potentiel de 9 GW est envisagé à l'horizon 2035. Du fait de la présence de larges toitures pouvant accueillir des installations photovoltaïques importantes, le gisement technique de ce secteur est élevé et pourrait représenter près de 35 GW. Toutefois, l'intérêt économique pour les consommateurs industriels est moindre, compte-tenu des tarifs plus faibles dont ils bénéficient⁶. Dans ces conditions, les temps de retour sur investissement peuvent être trop longs pour ce secteur (plus de 10 ans).
- ▶ enfin, un potentiel de 10 GW dans le segment tertiaire est également envisageable, en particulier avec l'équipement des centres commerciaux bénéficiant de larges toitures et ombrières sur lesquelles les panneaux photovoltaïques peuvent être facilement installés.

Ces estimations sur le potentiel de développement de l'autoconsommation ne constituent cependant pas des certitudes sur les gisements qui émergeront réellement. Le gisement de 40 GW identifié ci-dessus permet de construire un scénario haut. Un tel scénario signifie, d'une

6. En effet, les industriels sont aujourd'hui exemptés de certaines taxes comme la TCFE, la TVA et dans certains cas d'une part de la TICFE.

part, une forte inflexion du rythme de raccordement de la production solaire et, d'autre part, que la quasi-totalité des capacités prévues par la PPE sont installées sur toitures et non au sol.

En pratique, le développement de l'autoconsommation d'ici 2035 dépendra de nombreux facteurs : (i) la réalité de la baisse du coût des panneaux solaires et éventuellement du stockage individuel, (ii) l'évolution des tarifs TTC de l'électricité, qui dépendent eux-mêmes des prix de l'électricité, de la tarification du réseau ainsi que du niveau de taxes, (iii) l'appétence sociale qui peut conduire à

un développement de l'autoconsommation au-delà de l'intérêt économique des autoconsommateurs, (iv) les freins contractuels notamment dans les logements collectifs et le secteur tertiaire (v) la capacité des consommateurs à financer l'investissement initial dans les panneaux solaires, (vi) la capacité industrielle de la filière photovoltaïque à répondre à une forte demande d'installations et (vii) l'évolution des systèmes de soutien spécifiques aux opérations d'autoconsommation.

Plusieurs trajectoires contrastées doivent donc être envisagées.

11.3 Une étude détaillée de scénarios contrastés pour le développement de l'autoconsommation

Plusieurs scénarios contrastés de développement de l'autoconsommation sont étudiés

Les incertitudes sur le développement réel de l'autoconsommation photovoltaïque au cours des prochaines années font apparaître des « futurs possibles » très différenciés pour l'autoconsommation. Afin d'éclairer les enjeux en matière de dimensionnement du réseau de transport, RTE a construit plusieurs scénarios volontairement contrastés de manière à illustrer la sensibilité autour du scénario central. Les études ont été menées sur le scénario *Ampère* mais sont aussi applicables à celui de la PPE :

► Scénario central :

Dans ce scénario, le développement du solaire se développe à la fois *via* de grandes fermes au sol et un développement plus diffus (les 48 GW du scénario *Ampère* se divisent alors entre 23 GW sur toiture et 25 GW au sol, ce qui correspond à des ratios proches de ceux envisagés dans la PPE).

► Variante 1 : l'autoconsommation se développe de manière marginale

Dans cette variante, les objectifs d'installation de production solaire du scénario *Ampère* sont atteints *via* l'installation de grandes centrales photovoltaïques au sol. En revanche, les consommateurs ne s'équipent pas en panneaux solaires sur toiture. Un tel scénario peut émerger dans un contexte où les niveaux des tarifs TTC de l'électricité restent faibles, réduisant ainsi l'intérêt économique de l'installation de dispositifs d'autoconsommation, et/ou dans un contexte de faible appétence sociale pour ce type de production. Dans ce scénario, l'implantation de grandes fermes au sol induit une occupation importante des sols en zone rurale.

► Variante 2 : l'autoconsommation se développe massivement *en substitution* aux centrales solaires au sol

Dans ce scénario, les objectifs du scénario *Ampère* pour la production solaire sont atteints principalement

via l'autoconsommation, qui n'est pas nécessairement la solution la moins chère mais qui est plus facile à déployer et qui a potentiellement moins d'impacts environnementaux. Le photovoltaïque sur toiture se développe à hauteur de 40 GW correspondant au gisement technico-économique possible à l'horizon 2035 identifié précédemment. Ce développement se fait au détriment des projets de centrales de production photovoltaïque au sol, qui apparaissent plus difficiles à déployer, par exemple du fait d'oppositions locales à l'occupation des terres pour ce type d'usage, ou à cause de délais de procédures administratives et de construction importants. L'installation massive de panneaux solaires sur toiture réduit alors la pertinence économique du photovoltaïque au sol qui finalement ne se développe pas. Les surfaces artificialisées sont dans ce cas très limitées (six fois moins importantes que dans le scénario sans autoconsommation). L'étude de ce scénario est déclinée en différentes variantes portant sur le développement du stockage diffus et son mode d'utilisation.

► Variante 3 : l'autoconsommation se développe massivement *en addition* aux centrales solaires au sol

Dans ce scénario, le gisement économique de 40 GW d'autoconsommation se développe en addition aux centrales au sol. Cette situation peut apparaître si les deux filières répondent à des incitations distinctes : le photovoltaïque au sol se développe grâce aux appels d'offre pilotés par l'État tandis que l'autoconsommation se développe de manière indépendante et diffuse du fait de l'appétence sociale pour ce type de production. Ce scénario conduit à dépasser très largement les objectifs de production solaire du scénario *Ampère*. En théorie, les mécanismes de bouclage à l'œuvre dans le système électrique devraient rendre une telle situation difficilement soutenable. Le développement massif de capacités photovoltaïques conduit à une baisse des prix sur le marché de l'énergie autour de midi du fait de la surabondance de l'offre, la baisse de la rémunération induite⁷ réduit en retour la pertinence d'investir dans de nouvelles capacités.

7. Ce raisonnement est valable pour un acteur privé ou pour les pouvoirs publics pour lesquels une baisse des prix de marché conduit à une hausse du complément de rémunération à verser au producteur.

Figure 11.3 Variantes de développement de l'autoconsommation et du stockage diffus étudiées (scénario Ampère 2035)

		Scénario de référence – Ampère – Développement intermédiaire de l'autoconsommation	1 Développement marginal de l'autoconsommation	2 Développement massif de l'autoconsommation en substitution du PV au sol	3 Développement massif de l'autoconsommation en addition au PV au sol
Production	Puissance installée solaire	48 GW	48 GW	48 GW	83 GW
	Répartition entre PV au sol et PV sur toiture				
	Surface utilisée	Équivalent de la surface de 0,7 terrain de football par commune dédié au PV au sol 	Équivalent de la surface de 1,3 terrain de football par commune dédié au PV au sol 	Équivalent de la surface de 0,2 terrain de football par commune dédié au PV au sol 	Équivalent de la surface de 1,3 terrain de football par commune dédié au PV au sol
	Répartition de la localisation du PV à l'échelle nationale	Localisation du PV à la fois en zones urbaines et rurales 	Localisation du PV essentiellement en zones rurales 	Localisation du PV essentiellement en zones urbaines 	Localisation du PV à la fois en zones urbaines et rurales
	Fondée sur les gisements techniques et économiques (bases de données Corine Land Cover et INSEE)				
Pilotage de la demande	Stockage stationnaire	Développement marginal	Développement marginal	<p>Scénario de référence : développement marginal</p> <p>3 variantes avec un développement massif du stockage diffus :</p> <p>Capacité installée : 7,7 GWh</p> <p>3 pilotages étudiés</p> <ul style="list-style-type: none"> Favorable au réseau Favorable au parc de production (maximisation des revenus sur les marchés de l'énergie) Pilotage par défaut sous la réglementation actuelle (maximisation de l'énergie autoconsommée) 	Développement marginal
	Eau chaude sanitaire	Énergie journalière moyenne déplacée : 2,2 GWh		<p>Placement de l'eau chaude sanitaire sur la période méridienne</p>	

L'autoconsommation modifie les flux énergétiques géographiquement et temporellement

Dans le SDDR, c'est la différence de localisation entre ces variantes qui importe. Contrairement aux grandes centrales au sol qui se développent principalement en milieu rural, la production photovoltaïque sur toiture des autoconsommateurs est principalement localisée dans les zones urbaines.

Alors que la localisation de la production est répartie de manière relativement homogène entre les départements à dominante urbaine et les départements ruraux dans le scénario sans autoconsommation, un transfert vers les métropoles s'opère dans le scénario avec autoconsommation en substitution. Le rapprochement de la production vers les zones de consommation s'effectue à l'échelle nationale comme à l'échelle locale. Le scénario où l'autoconsommation se développe en addition est

Figure 11.4 Répartition de la production solaire au niveau national et départemental en 2035 dans les trois variantes étudiées

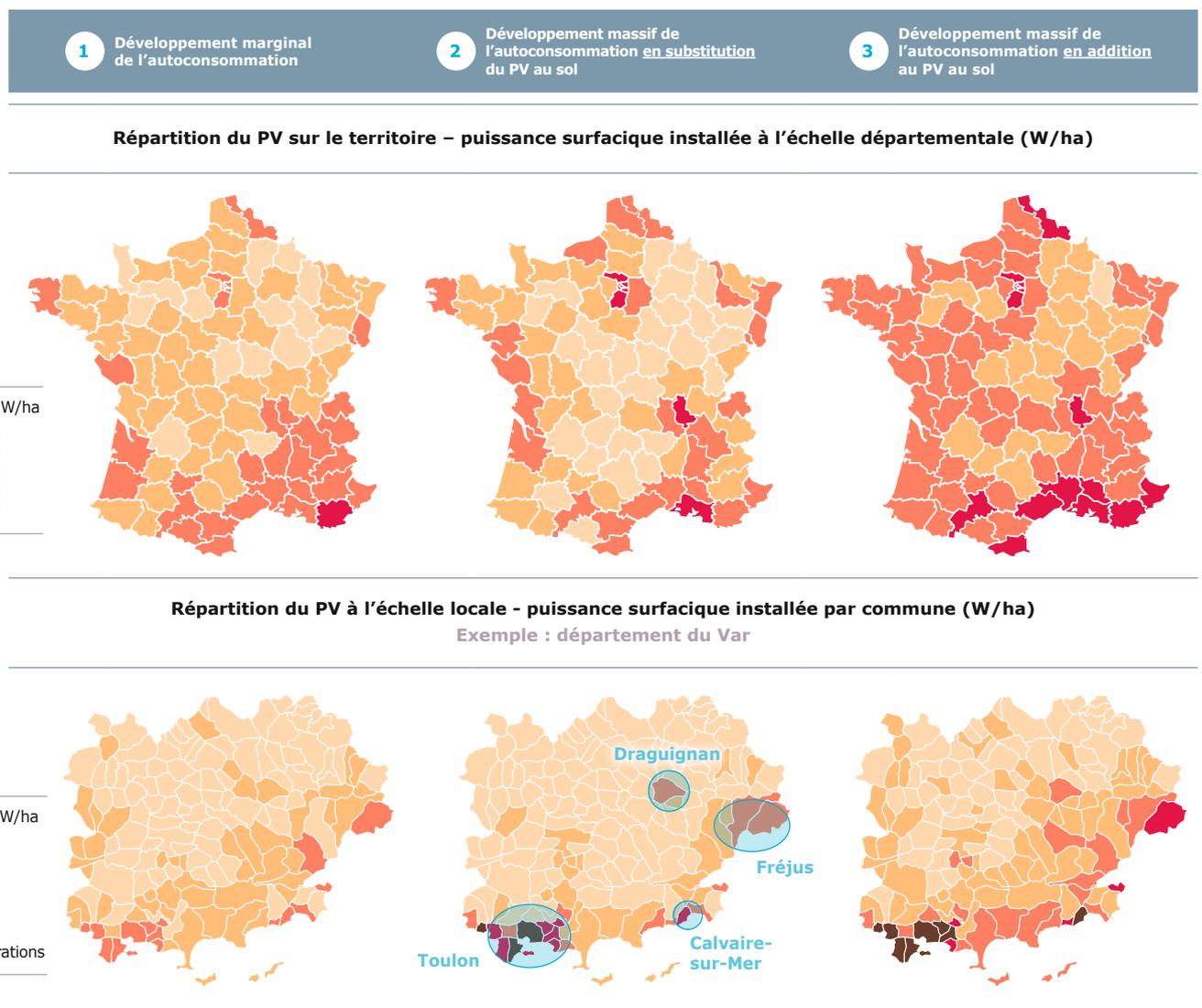
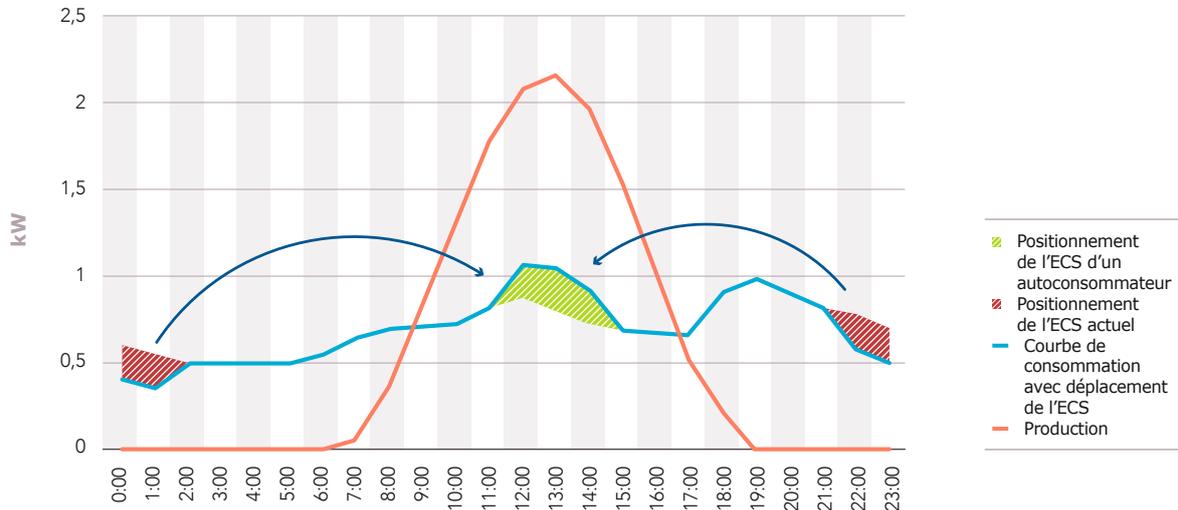


Figure 11.5 Modulation de la courbe de charge d'un consommateur par déplacement de l'usage «Eau Chaude Sanitaire»



marqué par une hausse globale de la production. Du fait de la présence de 40 GW d'autoconsommation, la production photovoltaïque reste, dans ce scénario, principalement située dans les zones urbaines.

Le développement de l'autoconsommation induit également une modification de la courbe de charge des consommateurs.

Les autoconsommateurs sont incités, par la tarification actuellement en vigueur, à maximiser le taux d'autoconsommation c'est-à-dire le volume

d'énergie produite par les panneaux photovoltaïques et consommée localement. Cette modulation de la courbe de charge peut passer par la modification des habitudes de consommation – déclenchement des appareils électroménagers à midi plutôt que la nuit – le pilotage de certains usages «flexibles» comme l'eau chaude sanitaire ou le véhicule électrique⁸, par exemple *via* des asservissements tarifaires ou *via* des dispositifs de pilotage plus évolués. La maximisation du taux d'autoconsommation peut également conduire les consommateurs à installer des dispositifs de stockage de l'électricité *via* des batteries électrochimiques.

⁸. Le pilotage des véhicules électriques n'est pas pris en compte dans cette analyse de l'autoconsommation mais son impact est détaillé dans le chapitre 12 dédié aux incertitudes sur l'évolution du système électrique.

11.4 Le développement de l'autoconsommation favorise, sous certaines conditions, la maîtrise des besoins d'adaptation du réseau

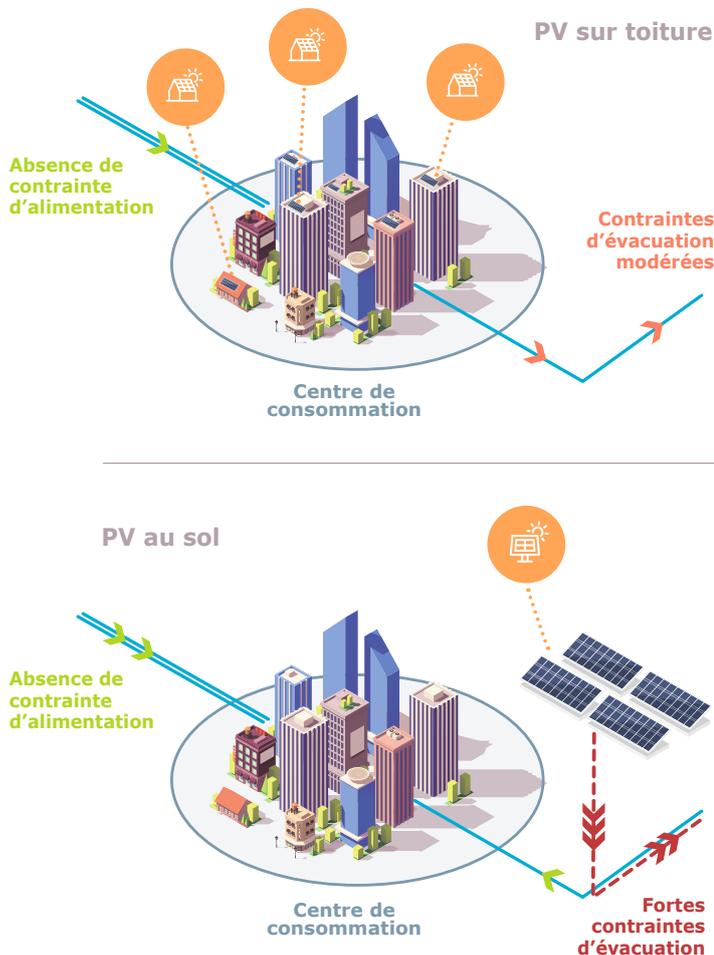
Le développement du photovoltaïque sur toiture peut entraîner des contraintes d'évacuation de production mais en moyenne d'une moindre ampleur que celles induites par le photovoltaïque au sol

L'insertion de la production photovoltaïque sur toiture dans les centres de consommation permet d'accueillir une nouvelle production solaire en

bénéficiant d'un réseau déjà existant dimensionné pour les besoins d'alimentation de ces centres de consommation.

En revanche, le développement de la production solaire *via* des centrales au sol se situe principalement dans des zones rurales où le réseau est moins dense. **Ainsi, même si l'accueil de la production photovoltaïque sur toiture génère également des coûts d'adaptation sur les réseaux de répartition, ceux-ci sont réduits en moyenne de 70% par rapport à l'accueil d'une production équivalente au sol.**

Figure 11.6 Schéma illustratif de l'impact de la localisation de la production photovoltaïque sur les flux d'un réseau fictif



Bien que les toitures disponibles pour accueillir la production photovoltaïque se situent au sein des centres de consommation, **le développement du photovoltaïque sur toiture ne permet pas de réduire significativement le besoin d'adaptation du réseau pour l'alimentation de ces centres de consommation.** D'une part, les besoins d'adaptation du réseau pour la gestion de contraintes d'alimentation sont réduits du fait d'une croissance de la consommation réservée à certaines zones urbaines ; sauf cas spécifique (par exemple en cas de croissance locale de la consommation autour d'une aire urbaine en développement), l'essor de l'autoconsommation ne permet donc pas de réduire les besoins d'adaptation du réseau pour contrainte d'alimentation. D'autre part, le profil de production du photovoltaïque ne permet pas de réduire significativement la puissance nette soutirée sur le réseau lors des heures les plus contraintes pour l'alimentation (notamment heures de pointe en hiver), même en tenant compte des éventuels déplacements de consommations «flexibles» (eau chaude sanitaire, véhicule électrique) que les autoconsommateurs pourraient mettre en œuvre.

L'impact de l'autoconsommation sur le réseau de transport est donc principalement dû à la localisation de la production photovoltaïque sur le territoire et non au fait même qu'il soit

autoconsommé. La modulation temporelle de la courbe de charge induite par la maximisation de l'autoproduction a un effet faible sur le dimensionnement du réseau de transport.

Les effets sur le réseau de transport dépendent de l'articulation entre le développement de l'autoconsommation et des autres productions renouvelables

En bénéficiant du réseau existant, le développement du photovoltaïque sur toiture génère moins de contraintes que le photovoltaïque au sol. Par conséquent, **si le photovoltaïque sur toiture se développe en substitution au photovoltaïque au sol, des économies sont possibles sur les investissements pour l'adaptation du réseau** : celles-ci correspondent à la différence de coût d'intégration entre photovoltaïque sur toiture et photovoltaïque au sol.

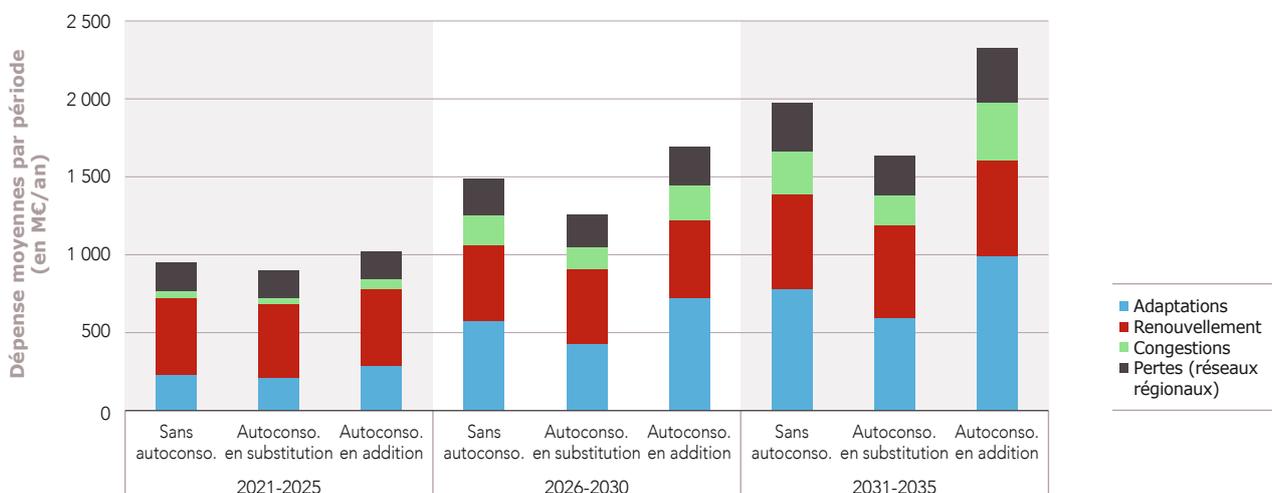
Plus précisément, dans le cas de l'autoconsommation en substitution (variante 2), les dépenses d'investissement et d'exploitation sont alors réduites de l'ordre de 50 M€/an à l'horizon 2025 et 330 M€/an à l'horizon 2035 par rapport au cas sans

autoconsommation (variante 1). L'essentiel de ces bénéfices provient de moindres besoins d'adaptation des réseaux de répartition – qui représentent 55% des bénéfices totaux – et de la réduction des congestions – 25% des bénéfices totaux. Les effets sur les besoins d'adaptation du réseau de grand transport, sur le renouvellement des réseaux de répartition et sur les pertes existantes mais ne représentent pas l'essentiel des enjeux.

Ces analyses confirment l'importance de la localisation de la production renouvelable, étudiée au chapitre 10, sur les dépenses d'adaptation et d'exploitation du réseau. Lorsque les moyens de production renouvelable sont installés dans des zones où le réseau est peu développé (ce qui peut être le cas des parcs au sol), les dépenses d'adaptation du réseau sont plus élevées. Ces gains sur l'adaptation du réseau sont toutefois à mettre en perspective d'éventuels surcoûts de production et d'autres enjeux environnementaux (voir partie 11.6).

En revanche, le développement conjoint et massif du photovoltaïque au sol et du photovoltaïque sur toiture (variante 3 avec addition), conduit à augmenter les coûts du réseau. La hausse des dépenses d'investissement et d'exploitation par rapport au scénario sans

Figure 11.7 Évolution des dépenses d'investissement et d'exploitation du réseau (hors raccordement et hybridation) sur la période 2021-2035 pour les trois scénarios de développement de l'autoconsommation étudiés

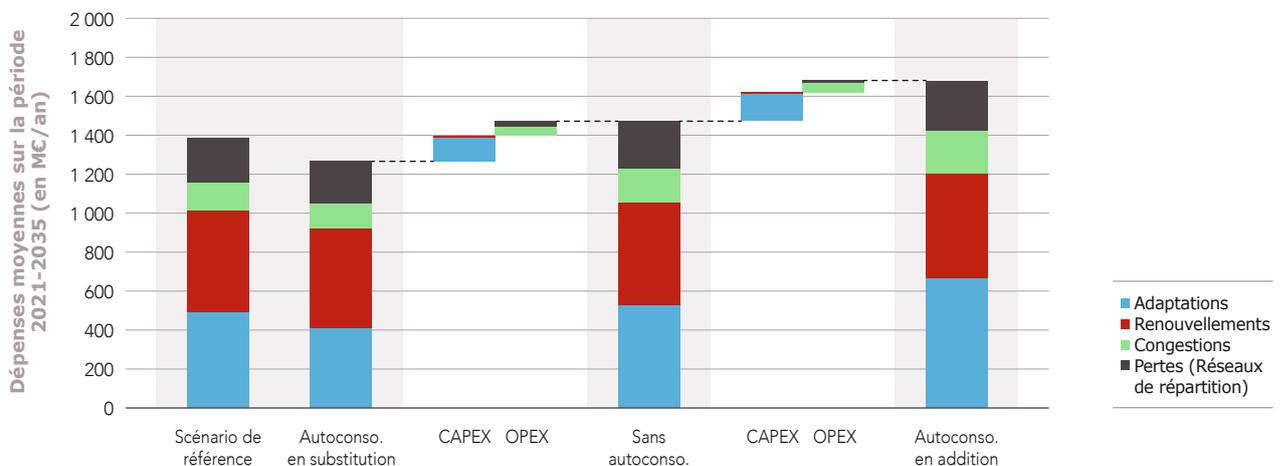


autoconsommation serait de l'ordre de 70 M€/an à l'horizon 2025 et 350 M€/an à l'horizon 2035. Ces surcoûts s'expliquent essentiellement par le développement globalement plus important des énergies renouvelables (40 GW de photovoltaïque de plus que dans les autres variantes). Ils soulignent toutefois que l'ajout de panneaux photovoltaïques sur toiture n'est pas en soi un facteur de réduction des coûts. C'est seulement lorsque leur déploiement se fait en substitution de moyens de production plus coûteux pour le réseau qu'ils réduisent les investissements.

Le scénario avec développement de l'autoconsommation en addition pose par ailleurs des questions d'équilibre entre production et consommation qui

sortent du cadre de cette étude : l'introduction de 40 GW de production photovoltaïque supplémentaire en autoconsommation dans le scénario *Ampère* entraîne une hausse de la production globale installée et génère une baisse de 50% du prix marginal de l'électricité pendant les périodes de production photovoltaïque. Autrement dit, l'équilibre économique interne des scénarios du Bilan prévisionnel 2017 (qui avait été systématiquement testé) n'est alors plus assuré dans les scénarios «avec addition». Cette sensibilité des prix de l'électricité au cadrage des scénarios avait d'ailleurs été mis en évidence dans les analyses complémentaires sur les exports d'électricité⁹ publiées par RTE en octobre 2018.

Figure 11.8 Représentation synthétique de l'impact moyen du développement de l'autoconsommation sur les dépenses d'investissement et d'exploitation sur la période 2021-2035



9. RTE, 2018, Analyses complémentaires sur les échanges d'électricité aux interconnexions dans les scénarios du Bilan prévisionnel

11.5 Associé à l'autoconsommation, le développement du stockage diffus a un impact limité sur les besoins de réseau

Le stockage diffus peut accompagner le développement de l'autoconsommation photovoltaïque en permettant de maximiser la consommation de l'énergie produite localement.

Le développement du stockage diffus peut résulter d'un pur arbitrage économique entre le coût d'installation de la batterie et l'économie réalisée par le consommateur grâce au surplus d'énergie auto-consommée. Il peut également résulter du souhait des consommateurs de maximiser leur autonomie vis-à-vis du réseau et/ou une appétence pour ce type de technologie.

Des bénéfices limités du stockage diffus au regard des effets de localisation de la production

Le rapport *Réseaux électriques intelligents* publié par RTE en juin 2017¹⁰ a évalué les bénéfices apportés par un déploiement d'ensemble de solutions de flexibilité pour le système électrique – production et réseau de transport. Dans le cadre des hypothèses retenues pour cette étude, un intérêt économique apparaît possible pour un gisement de l'ordre de 1 à 1,5 GW de batteries stationnaires à l'horizon 2030. La valeur apportée par ces batteries provient toutefois essentiellement des besoins pour l'équilibre offre-demande (98 % des gains), la résorption des contraintes sur le réseau de transport ne représentant qu'une très faible partie de la valeur.

Ces études ont été prolongées dans le cadre du SDDR *via* une modélisation plus fine des contraintes sur le réseau et de la contribution du stockage pour les résorber. L'analyse vise ainsi à évaluer l'impact sur les besoins de réseau d'un développement du stockage domestique susceptible d'accompagner l'essor

de l'autoconsommation résidentielle. L'évaluation est menée sur le scénario de développement massif de l'autoconsommation en substitution au photovoltaïque au sol en considérant un fort développement du stockage (7,7 GWh correspondant à la variante haute du développement du stockage diffus dans les analyses du Bilan prévisionnel 2017).

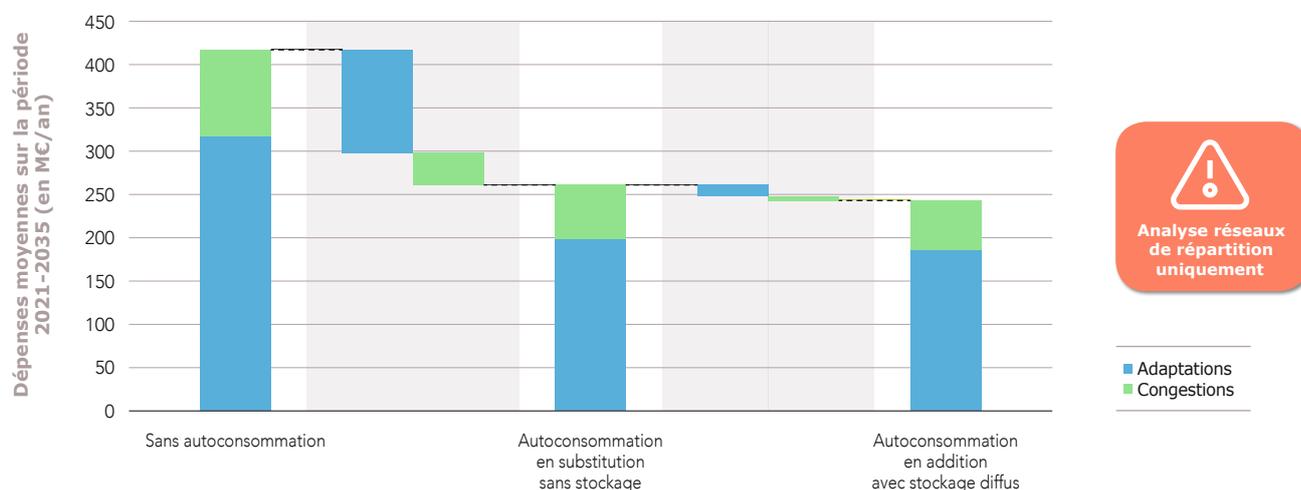
En pratique, **l'effet du stockage sur les besoins de réseau dépendra de son mode d'utilisation et de sa contribution éventuelle lors des périodes les plus contraintes pour le réseau.** Le stockage n'aura ainsi pas le même impact sur les besoins d'infrastructure selon qu'il est en mesure de contribuer systématiquement à la résolution de contraintes de réseau ou qu'il est utilisé de manière complètement indépendante des besoins du gestionnaire de réseau. Dans le cas d'une batterie domestique utilisée dans un dispositif d'autoconsommation, l'utilisateur pourrait ne pas avoir d'intérêt spécifique à activer sa batterie lors des périodes de contrainte du réseau, et l'utiliser uniquement pour stocker ses surplus de production individuelle en vue de les consommer plus tard. La réduction éventuelle des besoins d'infrastructure de réseau dépend dans ce cas de la concomitance entre les besoins individuels de l'autoconsommateur et les besoins du réseau, sans que cet alignement ne soit garanti.

Pour refléter les enjeux associés au mode d'utilisation du stockage, trois types de pilotage des batteries ont été étudiés :

- (i) un pilotage du stockage visant à maximiser les bénéfices pour le réseau. Dans ce cas, la batterie se recharge pendant les pics de production et se décharge pendant les pics de consommation. Il s'agit du mode de pilotage envisagé dans le cadre de l'expérimentation *RINGO* lancée par RTE (voir chapitre 9) ;

10. RTE, Juin 2017, *Réseaux électriques intelligents – Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble*

Figure 11.9 Impact du stockage diffus sur les dépenses d'adaptation et les congestions sur les réseaux de répartition sur la période 2021-2035



- (ii) un pilotage du stockage sur la base des signaux du marché de l'électricité. La batterie se recharge lorsque les prix sont bas et se décharge pendant les pics de prix. Cela peut correspondre au fonctionnement d'une batterie stationnaire qui serait développée par un opérateur de flexibilité, ou à celui d'une batterie domestique qui serait opérée par un agrégateur de flexibilité sur le même mode ;
- (iii) un pilotage conduisant à maximiser l'autoconsommation des consommateurs. La recharge est déclenchée dès que la production dépasse la consommation et inversement pour la décharge.

Dans tous les cas, l'effet du stockage diffus sur les adaptations et les congestions de réseau apparaît faible au regard des gains réseau apportés par ailleurs par le développement de l'autoconsommation (en substitution des fermes au sol).

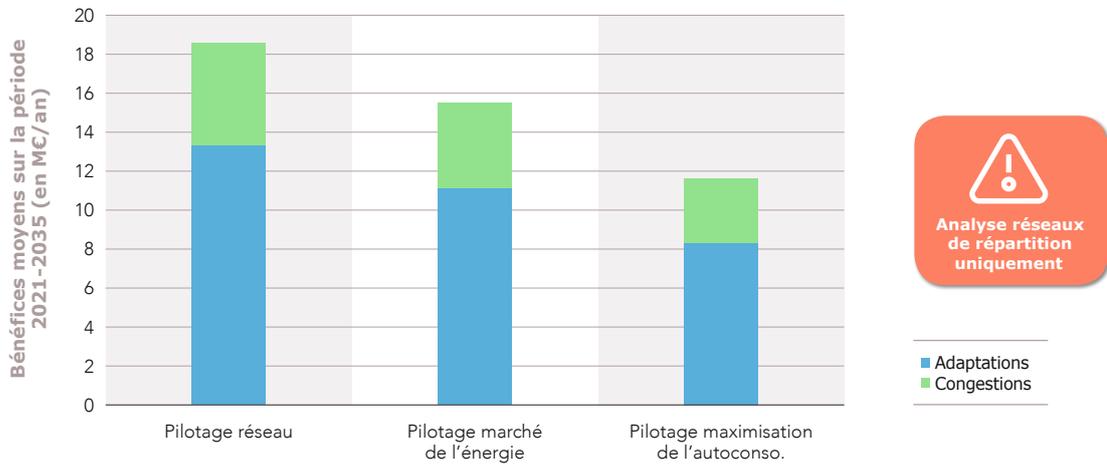
Dans la variante la plus favorable avec un volume de 8 GWh de stockage piloté selon les besoins du réseau, les économies réalisées sont évaluées à moins de 8% des dépenses d'adaptations et de congestions (de l'ordre de 20 M€/an en moyenne sur la période 2021-2035). Ceci correspond à

un gain unitaire de l'ordre de 2500 € par MWh de batterie installé, soit un niveau équivalent à celui obtenu dans l'étude Réseaux électriques intelligents.

Dans les autres variantes sur le mode d'utilisation du stockage, les gains pour le réseau de transport sont encore inférieurs :

- Le pilotage des batteries selon les signaux de prix sur les marchés de l'énergie génère des gains pour le réseau de l'ordre de 15 M€/an environ. Dans cette variante, le stockage a tendance à se charger lorsque les prix de l'énergie sont bas, ce qui correspond généralement à des périodes de forte production des énergies renouvelables. Ceci se produit régulièrement à midi au pic de production photovoltaïque et correspond également au moment où les réseaux de répartition ont tendance à être saturés par cette même production. En cas de développement massif des systèmes de stockage diffus, il existe donc un enjeu à inciter à un pilotage des batteries conduisant à diminuer les coûts du système électrique et du réseau en particulier.
- Les signaux économiques perçus par l'autoconsommateur ne l'incitent pas à minimiser les contraintes sur les réseaux de transport. Le pilotage des batteries pour les seuls besoins de

Figure 11.10 Effet du pilotage du stockage diffus sur les dépenses d'adaptation et les congestions des réseaux de répartition sur la période 2021-2035



l'autoconsommation individuelle induit des gains plus faibles que les pilotages précédemment étudiés. En effet, ce type de pilotage consiste à maximiser le taux d'autoconsommation des consommateurs sans se soucier des effets pour

le système électrique en général. La batterie se recharge dès que le consommateur produit davantage qu'il ne consomme ce qui aboutit à remplir la batterie avant le pic de production renouvelable.

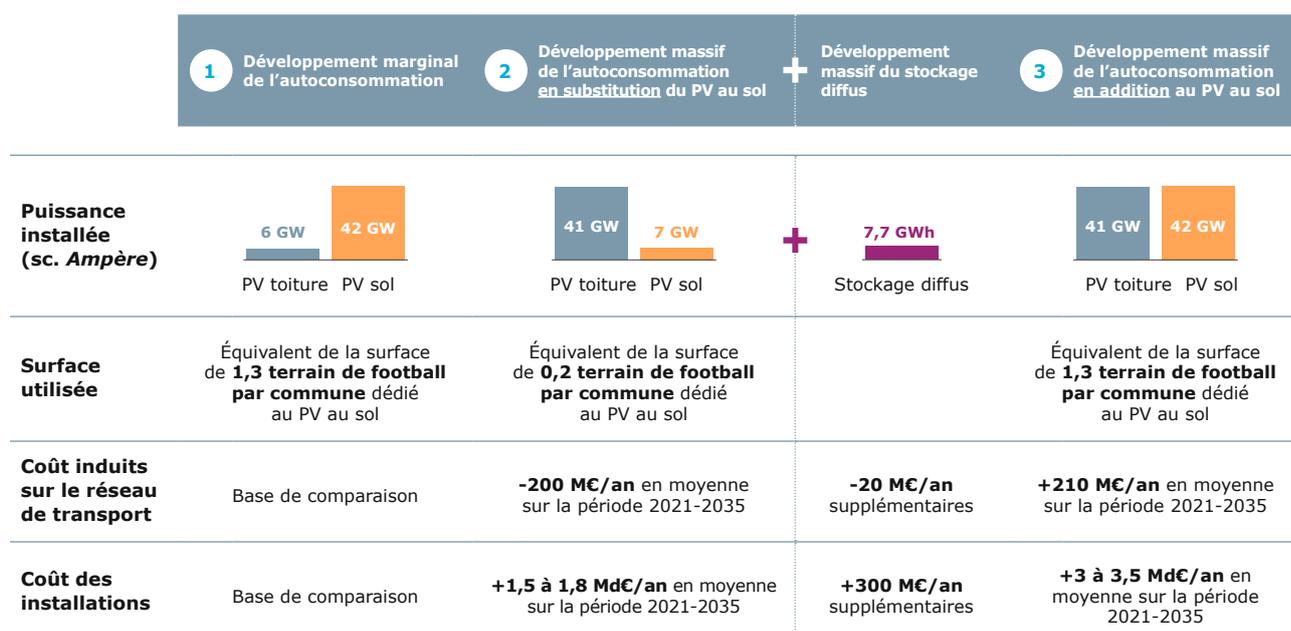
11.6 Les impacts économiques de l'autoconsommation pour le réseau de transport d'électricité sont de second ordre par rapport aux autres enjeux économiques, environnementaux et sociétaux pour la collectivité

Afin de disposer d'une vision globale de la pertinence du développement de l'autoconsommation, ses impacts doivent être évalués sur un périmètre plus large que le réseau de transport et inclure les impacts sur le réseau de distribution et le système de production.

Les enjeux économiques pour le réseau de transport liés au développement du photovoltaïque sur toiture sont réels, et le SDDR 2019 permet d'en préciser le chiffrage. Pour autant, ces derniers restent du second ordre par rapport aux autres enjeux pour le système électrique. En particulier, le développement du photovoltaïque sur toiture a un impact sur les coûts d'investissement dans le système de production. Pour ce dernier, la substitution du photovoltaïque au sol par du

photovoltaïque sur toiture pourrait générer un surcoût de l'ordre de 1,5 Md€ par an à l'horizon 2035 : du fait des économies d'échelle, l'installation du photovoltaïque sur petite toiture est en effet environ deux fois plus coûteuse que le photovoltaïque au sol. De même, hors configuration spécifique, les gains réseau associés au développement du stockage diffus sont loin de couvrir les coûts d'investissements dans les batteries : l'installation de 7,7 GWh de batteries correspond à un coût annualisé compris entre 50 M€/an (fourchette basse basée sur l'équipement en dispositifs de pilotage des batteries de véhicules électriques) et 300 M€/an (fourchette haute basée sur l'investissement dans des batteries stationnaires au coût actuel) pour des gains réseau inférieurs à 20 M€/an.

Figure 11.11 Tableau récapitulatif de l'impact de l'autoconsommation sur les dépenses du système électrique



Par ailleurs, d'autres enjeux sociétaux et environnementaux structurent le choix entre le photovoltaïque sur toiture et le photovoltaïque au sol. En matière environnementale, le développement de photovoltaïque sur toiture s'insère plus facilement dans le paysage, favorisant l'acceptabilité du développement de la filière. Les différences d'emprise au sol entre les scénarios testés se chiffrent ainsi à plusieurs dizaines de milliers d'hectares. **La décision d'accélérer le développement de l'autoconsommation ne doit donc pas être établie à**

l'aune de son seul impact pour le réseau, mais doit relever d'un choix collectif ou d'une décision publique intégrant l'ensemble des enjeux pour la collectivité.

L'analyse des différents scénarios contrastés présentée dans ce chapitre montre que les solutions d'adaptation et de renouvellement du réseau de transport sauront dans tous les cas s'adapter pour accompagner les évolutions dans ce domaine.