



Le boom de l'autoconsommation photovoltaïque : l'une des briques du futur système électrique

En 5 ans, l'autoconsommation a explosé en France : elle a été multipliée par 7, pour une consommation estimée de 2,5 TWh en 2025. Si ce chiffre, au regard de la consommation nationale (326 TWh en 2025 sur le réseau Enedis) paraît faible, elle représente la consommation totale du territoire d'une métropole de la taille de Montpellier, Grenoble, Rennes ou Saint-Etienne, soit des aires urbaines de 400 000 à 500 000 habitants. Compte-tenu du contexte géopolitique, comme des avancées technologiques et des contraintes réglementaires (bâtiments, parkings, ...), cette tendance devrait se renforcer, avec une prime au développement des systèmes hybrides (PV + stockage + pilotage). S'il est fortement poussé par les Directives européennes, ce développement pose de nombreuses questions sur le système électrique de demain.

Analyse

Avril 2026

Sommaire

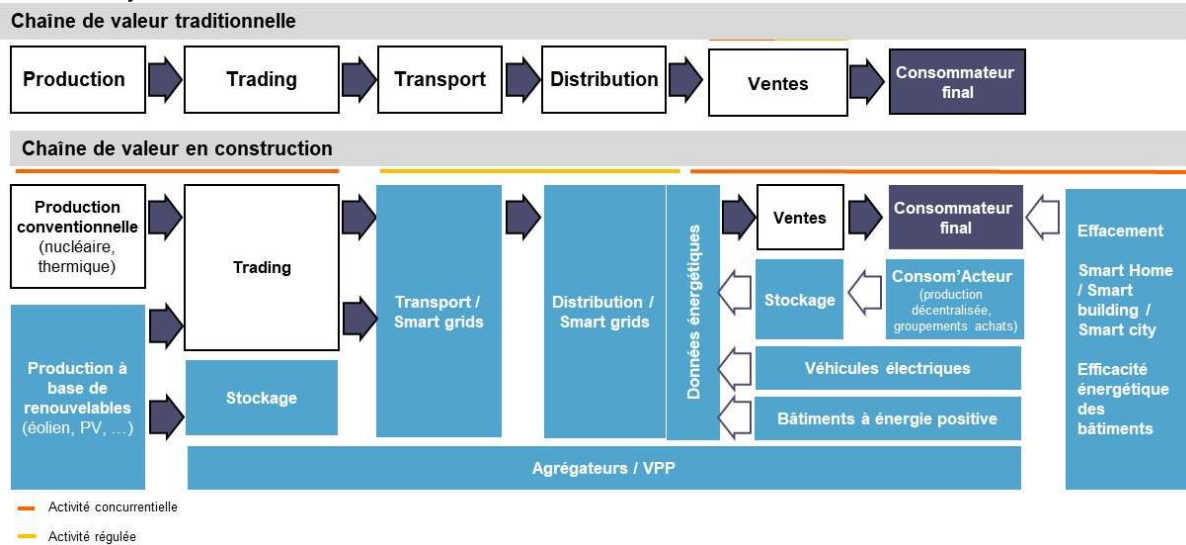
1	UN SYSTEME ELECTRIQUE EN PROFONDE MUTATION	3
1.1	TRANSFORMATION DE LA CHAINE DE VALEUR DU SECTEUR ELECTRIQUE	3
1.2	D'UN SYSTEME INTEGRE ET EGALITAIRE A UNE MULTITUDE DE CAS D'USAGES	3
1.2.1	<i>D'une logique centralisée et égalitaire à une multitude de cas d'usages.....</i>	<i>3</i>
1.2.2	<i>Des questions de modèle : d'un système monopolistique à une multitude d'acteurs, une politique d'investissements à double niveau.....</i>	<i>4</i>
1.2.3	<i>La transformation du système électrique : comment concilier système centralisé et développement de l'autoconsommation ?.....</i>	<i>4</i>
2.	AUTOCONSOMMATION EN FRANCE : CHIFFRES CLES DU DEVELOPPEMENT	5
2.1	CHIFFRES CLES DE L'AUTOCONSOMMATION EN FRANCE : PRES DE 3,2 TWh EN 2025, X7 EN 5 ANS	5
2.2	ACI ET ACC : CHIFFRES CLES 2025	6
2.3	LE MARCHÉ DE L'AUTOCONSOMMATION	7
3.	LE POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT DE L'AUTOCONSOMMATION	9
3.1	LE POTENTIEL DU PV SUR TOITURE DANS L'UE	9
3.2	LE CADRE EUROPEEN CONCERNANT LE SOLAIRE ET L'AUTOCONSOMMATION	10
3.3	LES TENDANCES CONCERNANT L'AUTOCONSOMMATION : D'UN PHENOMENE DE NICHE A UNE COMPOSANTE STRUCTURELLE DU SYSTEME ELECTRIQUE	11
4.	EN GUISE DE CONCLUSION : UN CADRE EUROPEEN FAVORABLE, UNE DYNAMIQUE A INSTALLER DANS LES PAYS DE L'UE, UNE SOPHISTICATION DES INSTALLATIONS.....	12

1 Un système électrique en profonde mutation

1.1 Transformation de la chaîne de valeur du secteur électrique

De la chaîne de valeur historique à la chaîne de valeur en constitution dans le système électrique

Source : analyse SEA



Dans une note de 2016¹, les bases de l'évolution de la chaîne de valeur de l'électricité étaient posées, comme illustrée sur le schéma ci-avant, en rappelant que dans le modèle intégré et monopolistique, la chaîne de valeur restait assez simple, de la production centralisée aux ventes, en passant par le trading et les réseaux, sans réels services complémentaires. Un opérateur majoritairement monopolistique² maîtrisait l'ensemble des maillons de la chaîne, dans un contexte où les questions environnementales, d'énergies renouvelables, d'efficacité énergétique, de digitalisation de l'économie n'étaient en rien prioritaires ou d'actualité. Nous notions que cette chaîne de valeur évoluait en profondeur, plusieurs activités nouvelles venant se greffer à celles existantes, toutes n'ayant pas la même maturité.

En 2016, cette chaîne de valeur « en constitution » n'était qu'une tendance lourde. En 2026, dans une conjonction de la crise énergétique de 2022, d'avancées technologiques, de baisse des coûts et d'évolution des réglementations européennes (et donc françaises), cette nouvelle chaîne de valeur s'est structurée. Si cette note se focalise sur l'autoconsommation (l'aval de la chaîne, le « consom'Acteur »), les autres maillons de la chaîne de valeur se sont également structurés.

1.2 D'un système intégré et égalitaire à une multitude de cas d'usages

1.2.1 D'une logique centralisée et égalitaire à une multitude de cas d'usages

Le système électrique français a cette particularité, par rapport à l'Allemagne ou l'Italie par exemple, d'avoir été nationalisé et centralisé en 1946. De plusieurs milliers d'opérateurs, avec des prix différenciés d'une région à l'autre, nous sommes passés, avec la nationalisation, à un système centralisé qui a été pensé dans une logique égalitaire. Les tarifs de l'électricité étaient les mêmes quel que soit le point de livraison sur le territoire métropolitain, dans une logique où les zones urbaines compensaient les zones rurales, dans une logique de solidarité nationale.

Après 30 ans de transformations du secteur, d'une diversification des offres, d'une production décentralisée accessible en termes de coûts, de multiples crises énergétiques, de prix de l'électricité en constante augmentation, la situation a changé. Si la majorité des consommateurs restent dans le système centralisé, d'autres, plus informés (entreprises avec des volumes de consommation élevés), plus contraints (parkings, nouvelles constructions), plus technophiles ou plus sollicités (agriculture), s'affranchissent progressivement et partiellement du système centralisé, en développant leur propre production à des fins de consommation. Ces consommateurs, à leur échelle, peuvent optimiser leur production avec leur consommation, en couplant des systèmes plus ou moins sophistiqués (PV + stockage + energy management) avec en parallèle des tarifs dynamiques (heures pleines / heures creuses). Ces multiples cas d'usages (on peut aussi évoquer l'optimisation des recharges de véhicules électriques) créent autant de situation que de prix finaux de l'électricité, bien loin du couple compteur / facture de l'ancien monde monopolistique.

¹ Voir *Secteur de l'électricité : quelle transition ?*, note SEA de mars 2016

² Dans la distribution, EDF opérait avec les ELD (5% de la distribution), dans la production hydroélectrique, la SHEM (propriété de la SNCF), la CNR (propriété de collectivités locale), et de petits producteurs étaient également actifs.

1.2.2 Des questions de modèle : d'un système monopolistique à une multitude d'acteurs, une politique d'investissements à double niveau

L'électricité est un secteur fortement capitalistique. Dans son étude prospective « Futurs énergétiques 2050 » de 2022, RTE estimait l'investissement dans le système électrique pour un montant compris entre 59 et 80 Mds€ / an à 2060. La possibilité pour les utilisateurs de s'affranchir du système centralisé (même partiellement) crée une autre filière d'investissements, parallèle, avec de nombreuses questions sur l'optimisation de l'ensemble, et des questions sur la nécessité d'intégrer cette filière dans les projections du système électrique.

1.2.3 La transformation du système électrique : comment réconcilier système centralisé et développement de l'autoconsommation ?

La recherche académique a produit de nombreux travaux sur la problématique de l'intégration de l'autoconsommation dans le système électrique. Ces travaux appellent à passer à une vision systémique, où les tarifs, la politique fiscale et la technologie (batteries, onduleurs) contribuent à la stabilité du réseau partagé et à retrouver un système sinon égalitaire, tout au moins une certaine équité (dans la liste ci-après, on donne un certain nombre de références, sans viser l'exhaustivité) :

- **Investissements** : le premier enjeu concerne la viabilité économique du modèle centralisé face à la montée de l'autoconsommation
 - **Risque de désoptimisation** : Semmelmann et al., 2024³ mettent en exergue que les réglementations favorisant strictement l'autoconsommation individuelle (via des batteries domestiques) peuvent nuire à l'efficacité du système électrique national.
 - **Risque systémique** : Chen et al., 2023⁴ pointent que l'augmentation du nombre d'autoconsommateurs peut engendrer une « spirale de la mort » : en réduisant leur dépendance au réseau, les autoconsommateurs transfèrent le poids des coûts fixes sur les consommateurs raccordés au réseau, augmentant ainsi les tarifs et poussant davantage d'utilisateurs vers l'autoconsommation.
- **Optimisation Technique** : l'injection d'énergie solaire transforme les contraintes physiques du réseau de distribution.
 - **L'empreinte sur la demande** : en Espagne, l'autoconsommation modifie de façon invisible mais massive la demande nationale, rendant indispensable l'usage de modèles pour l'estimer et améliorer la flexibilité du réseau, développer le stockage et orienter les politiques publiques, selon Garrido-Herrero & Jaramillo-Moran, 2024⁵.
 - **Gestion des surtensions** : la forte pénétration du PV provoque des hausses de tension locales nécessitant des stratégies de régulation avancées, allant du renforcement physique du réseau au contrôle intelligent des onduleurs (Shen et al., 2025).
 - **Contre la « Duck Curve »** : Restel & Say, 2025⁶ démontrent que l'usage de tarifs dynamiques au pas horaire s'avère plus efficace que les tarifs classiques pour inciter les ménages à décharger leurs batteries lors des pointes de consommation, lissant ainsi la courbe de charge.
- **Adaptation Tarifaire** : la tarification doit désormais arbitrer entre le financement du réseau et l'incitation à la transition énergétique.
 - **Vers un tarif fondé sur la puissance de pointe** : Pena-Bello et al., 2023⁷ et Hofmann et al. 2025⁸ démontrent qu'un tarif fondé sur la puissance de pointe (capacity-based) appliqué aux autoconsommateurs est plus équitable qu'un tarif volumétrique pour répartir les coûts fixes, sans décourager excessivement l'investissement PV.
 - **Tarification prospective (Forward-looking)** : Morell-Dameto et al., 2023⁹ proposent une méthodologie avancée de tarification réseau prospective (*forward-looking*), alignant les charges sur les coûts marginaux de long terme plutôt que sur les coûts historiques.

³ Semmelmann L., Konermann M., Dietze D. & Staudt P. (2024) "Empirical field evaluation of self-consumption promoting regulation of household battery energy storage systems" *Energy Policy*, vol. 194, art. 114343. [ScienceDirect](#)

⁴ Chen Y., Tanaka M. & Takashima R. (2023) "Death spiral, transmission charges, and prosumers in the electricity market" *Applied Energy*, vol. 332

⁵ *The impact of photovoltaic self-consumption on the daily electricity demand in Spain: Definition of a model to estimate it*, Marcos Garrido-Herrero, Miguel A Jaramillo-Moran, Diego Carmona-Fernandez, Ignacio M Ozcariz-Arraiza, *Heliyon* 10, 2024

⁶ Restel L. & Say K. (2025) "Counteracting the duck curve: Prosumage with time-varying import and export electricity tariffs" *Energy Policy*, vol. 198, art. 114461, mars 2025. [ScienceDirect](#)

⁷ Pena-Bello A., Junod R., Ballif C. & Wyrsh N. (2023) "Balancing DSO interests and PV system economics with alternative tariffs" *Energy Policy*, vol. 183, art. 113828. [IDEAS/RepEC](#)

⁸ Hofmann M. et al. (2025) "Grid tariff design and peak demand shaving: A comparative tariff analysis with simulated demand response" *Energy Policy*, vol. 198.

⁹ Morell-Dameto N. et al. (2023) "Forward-looking dynamic network charges for real-world electricity systems: A Slovenian case study" *Energy Economics*, vol. 125. [ScienceDirect](#)

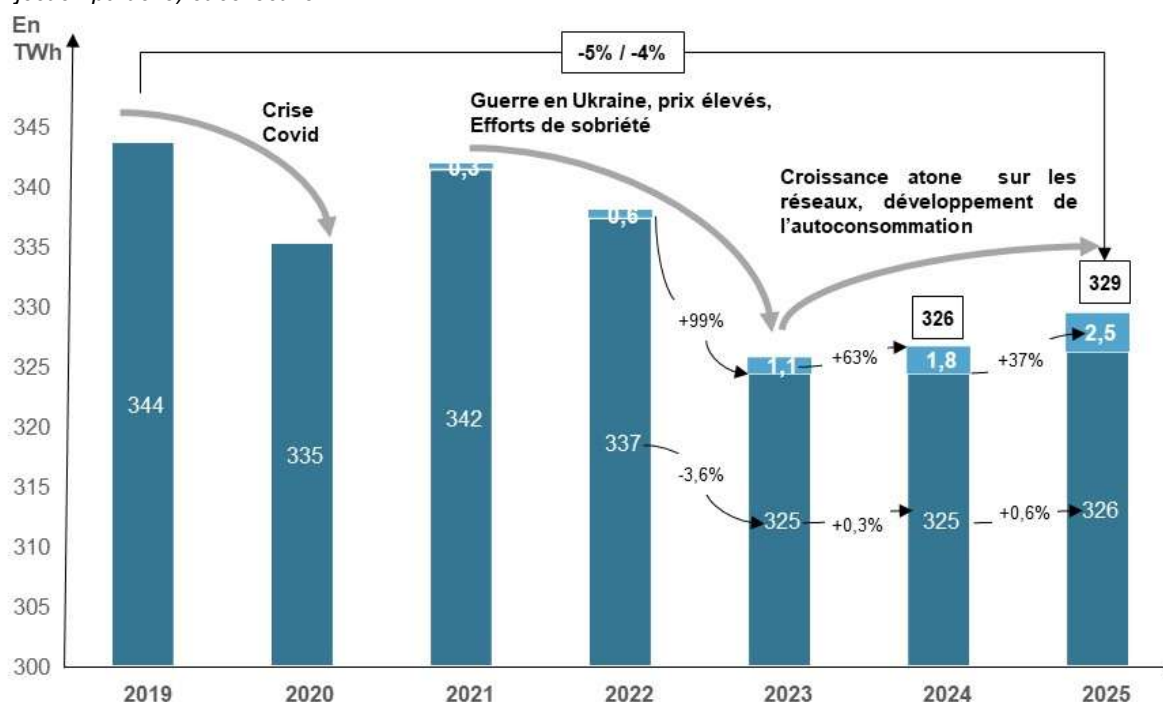
- **Gouvernance et Régulation** : le dernier enjeu traite de la coordination entre les acteurs pour un système plus résilient.
 - **Impacts distributifs** : une étude danoise (Gunkel et al., 2023¹⁰), constate que l'exonération de taxes sur l'électricité autoconsommée a fortement favorisé l'adoption du solaire, tout en créant des inégalités (le dispositif profite davantage aux ménages aisés capables d'investir dans ces installations). Elle propose une réforme fondée sur une taxation uniforme de toute l'électricité consommée, quelle que soit son origine. Les résultats indiquent qu'avec cette taxation uniforme, le niveau global d'imposition peut être réduit de 38% tout en maintenant des recettes fiscales. La réforme supprimerait la subvention croisée implicite créée par l'exonération fiscale de l'autoconsommation et encouragerait une meilleure interaction des batteries avec le réseau, au lieu d'un usage orienté vers le simple décalage de consommation.

2. Autoconsommation en France : chiffres clés du développement

2.1 Chiffres clés de l'autoconsommation en France : près de 3,2 TWh en 2025, X7 en 5 ans

Evolution de la consommation d'électricité à la maille Enedis en prenant en compte les volumes de l'autoconsommation

Source : analyse SEA sur données Opendata Enedis, 2026 ; autoconsommation individuelle (sans injection et injection partielle) et collective



Nota Bene : les volumes en autoconsommation ont été calculés sur la base des MW solaires installés en autoconsommation individuelle, en regroupant les équipements sans injection et ceux en injection partielle (pour ces derniers, un taux d'autoconsommation de 30% a été retenu)

L'autoconsommation a été agrégée à la consommation sur le réseau de distribution et non sur le réseau de transport (les clients directement raccordés au réseau de transport sont des industriels, le plus souvent hors scope de l'autoconsommation PV)

Le graphique ci-avant appelle plusieurs remarques

- Alors que depuis 2023, la consommation à la maille Enedis paraît atone, l'autoconsommation a explosé, passant d'une estimation de 1,1 TWh en 2023 à plus du double en 2025 à 2,5 TWh (et un multiple de X7 entre 2021 et 2025). Si la consommation électrique n'est pas revenue au niveau de l'avant COVID (2019), elle est donc en légère croissance en cumulé (réseaux + autoconsommation),
- **Cette consommation qui n'apparaît plus sur le réseau appelle plusieurs remarques :**
 - **L'effort d'investissement consenti par les autoconsommateurs** : en retenant des hypothèses très prudentes, on peut estimer le coût d'investissement des 5,4 GW

¹⁰ Gunkel P.A. et al. (2023) "Uniform taxation of electricity: incentives for flexibility and cost redistribution among household categories" *Energy Economics*, vol. 127. [IDEAS/RepEC](#)

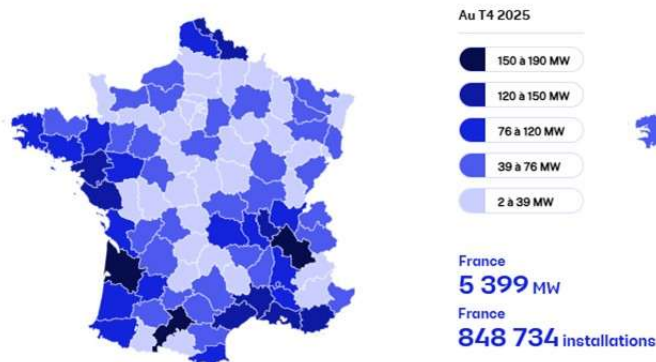
installés en autoconsommation en 2025 à un montant de l'ordre de 5 Mds€¹¹, un chiffre élevé, porté par les consommateurs, qu'ils soient individus, entreprises ou collectivités territoriales¹²,

- **Les consommations de l'autoproduction sont autant de manque à gagner pour les producteurs, fournisseurs et les opérateurs de réseaux** (alors qu'eux-mêmes continuent à investir soit dans de nouvelles capacités pour les producteurs, soit dans l'adaptation des réseaux pour les GRD),
- Au-delà de ces constats, la question même d'un système électrique dual est en train de se poser, avec d'une part le **système historique** (moyens de production + réseaux) **qui cohabite avec un nouveau système décentralisé chez le consommateur** (les deux systèmes cohabitent, les autoconsommateurs – hors cas exceptionnels - étant toujours raccordés aux réseaux de transport / distribution).
- **Les mêmes questions posées sur d'autres territoires** (Cf. revues académiques plus haut) **doivent se poser sur le marché français** : risques de désoptimisation, politiques tarifaires, politiques d'incitations et fiscales, etc., dans un contexte où les conditions de marché sont incitatives au développement de l'autoconsommation.

2.2 ACI et ACC : chiffres clés 2025

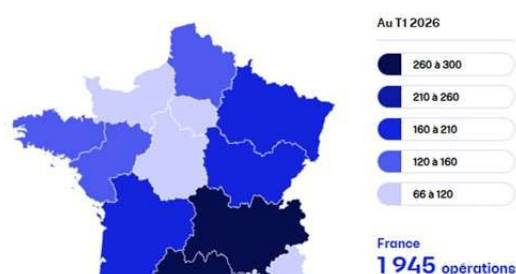
Répartition de la puissance PV installée et du nombre d'installations en autoconsommation individuelle par département en France

Source : Enedis open data, T4 2025



Nombre d'opérations d'autoconsommation collective par région

Source : Enedis open data, T1 2026



Source : [Enedis Open Data](#), périmètre : France continentale, réseau exploité par Enedis

En termes géographiques, les opérations d'autoconsommation se développent dans toutes les régions avec une accélération marquée entre 2022 et 2023.

Concernant l'autoconsommation individuelle (ACI), les installations sont passées de 617 804 installations pour 3,4 GW installés au T4 2024 à 848 734 installations pour 5,4 GW installés au T4 2025 (soit, sur 1 an, une augmentation de +37% du nombre d'installations et +60% en puissance installée). La Gironde (187 MW), l'Isère (171 MW) et la Haute-Garonne (170 MW) sont les départements où la puissance installée en autoconsommation individuelle est la plus forte en France.

Concernant l'autoconsommation collective (ACC), on observe le même développement : de 77 opérations en service en 2021 à 1945 opérations au T1 2026, avec une taille d'opérations qui évolue peu (en moyenne 2 producteurs et 11 consommateurs par opération)¹³.

¹¹ En estimant que le résidentiel (≤9 kWc) représente 20 % des installations, le petit tertiaire / PME 35 %, le Tertiaire / industriel 30 % et le Grand industriel / ombrières (>500 kWc) 15 %. Les 5 Mds€ estimés sont une valeur moyenne, le montant pouvant être apprécié dans une fourchette comprise entre 4 et 6,5 Mds€

¹² Dont une partie est subventionnée par des aides d'une part, par le tarif d'achat du surplus injecté d'autre part.

¹³ Dans un rapport de mars 2026, la Cour des comptes européenne note que l'UE n'a atteint que 27% de son objectif consistant à faire en sorte que chaque municipalité de plus 10 000 habitants comporte au moins une communauté énergétique à la fin de 2025 (et 39,7% pour la France). Le rapport note que cet objectif manque de soutien avec un suivi insuffisant ; il note également des définitions qui manquent encore de précision concernant la participation des conseils syndicaux de copropriétés, et un manque de mesures incitatives en faveur du stockage d'électricité en vue de faciliter les raccordements au réseau. Source : Cour des comptes européenne, « Les communautés énergétiques – Un potentiel qui reste à exploiter », rapport spécial 10/2026, Office des publications de l'Union européenne, 2026.

- **Quelques exemples de projets (en service ou en projets)**

Exemples de projets d'autoconsommation portés par des personnes morales

Source : analyse SEA

Société / Entité	Partenaire	Site	Types	Puissance (MW)	Production (GWh/an)
Groupe Carrefour	Greenyellow	France entière	Ombrières PV en autoconsommation	350,0	450,0
SPL Delta 3	Urbasolar	Dourges	Centrale solaire en toiture, 1 MW en autoconsommation	17,5	17,0
Sodebo	EDF	Saint-Georges-de-Montaigu	PV sur ombrières et au sol	10,2	nc
Stellantis	Greenyellow	Charleville-Mezières	Ombrières PV en autoconsommation	8,0	4,5
Compagnie des Alpes	Greenyellow	Parc Astérix	Ombrières PV en autoconsommation	7,6	7,1
Déathlon	Solstyc	22 sites	PV au sol, en toitures et en ombrières de parking	6,2	6,2
Compagnie des Alpes	Greenyellow	Parc Walibi	Ombrières PV en autoconsommation	5,6	6,5
Compagnie des Alpes	Greenyellow	Futuroscope	Ombrières PV en autoconsommation	5,4	6,4
Stellantis	Greenyellow	Valenciennes	Ombrières PV en autoconsommation	4,6	4,6
Ferme des Allégrets	Urbasolar	Drôme	Serres avec PV (3,5 hectares)	3,5	5,0
Parrot World	Urbasolar	Crécy-la-Chapelle	Ombrières PV en autoconsommation	3,5	4,0
Plateforme logistique	Solstyc	Saint-Caradec	Centrale solaire en toiture	2,6	2,4
Stellantis	Greenyellow	Caen	Ombrières PV en autoconsommation	2,4	2,3
Le Triangle	Le Triangle	Morée	Centrale PV sur site industriel avec stockage (1,3 MW) et pilotage en Time to use	2,0	2,0
Panattoni	Sunrock	Ormes	Toiture, autoconsommation collective	1,8	1,8
Tradival	Irisolaris	Lapalisse	Ombrières PV en autoconsommation	1,4	1,5
E. Leclerc Scapalsace	Arkolia	Niederhergheim	Centrale solaire en toiture	1,3	nc
TE44	Dualsun	Marchecoul	Centrale solaire en toiture en ACC	1,3	1,3
Centre Leclerc	DeveloppSun'	Romorantin	Ombrières PV en autoconsommation	1,0	1,1
Biocodex	Terre Solaire	Beauvais	Ombrières PV en autoconsommation	0,9	0,8
Métropole Rouen Normandie	Eiffage Énergie	Rouen	Centrale solaire en toiture et ombrière	0,6	0,6
Brioche Pasquier	IEL	Cerqueux	Centrale en toiture	0,6	0,6
Groupe Bardon	IEL	-	Toiture et ombrières	0,5	0,6
Center Parcs	Mexens/Sergies	Les Trois Moutiers	Ombrières PV en autoconsommation	0,4	nc
Station d'épuration des Murailles	Mexens	Fléac	Centrale au sol	0,2	nc
Mathou Créations	Arkolia	Baraqueville	Centrale solaire en toiture	0,1	0,1
Frac Île-de-France	Myrium	Romainville	Centrale solaire en toiture	0,1	0,1

Le tableau ci-avant illustre plusieurs aspects :

- La diversité des projets, en taille, en régions couvertes, comme en secteurs représentés, même si les ombrières PV sont majoritaires dans cette liste (ce qui ne représente qu'une tendance),
- L'ampleur de certains projets avec le cas spécifique du Groupe Carrefour. Le projet en cours de déploiement est emblématique de l'impact du développement de l'autoconsommation : le projet prévoit l'installation d'ombrières photovoltaïques sur les parkings de 90 hypermarchés et 260 supermarchés soit la solarisation de près de 180 000 places de parking pour une production qui devrait couvrir 20% de la consommation des magasins concernés. Avec un total de 450 GWh de production majoritairement autoconsommée, l'adoption de l'autoconsommation à l'échelle d'une enseigne de la grande distribution est structurante et impactante pour le système historique.

2.3 Le marché de l'autoconsommation

▪ Rappels

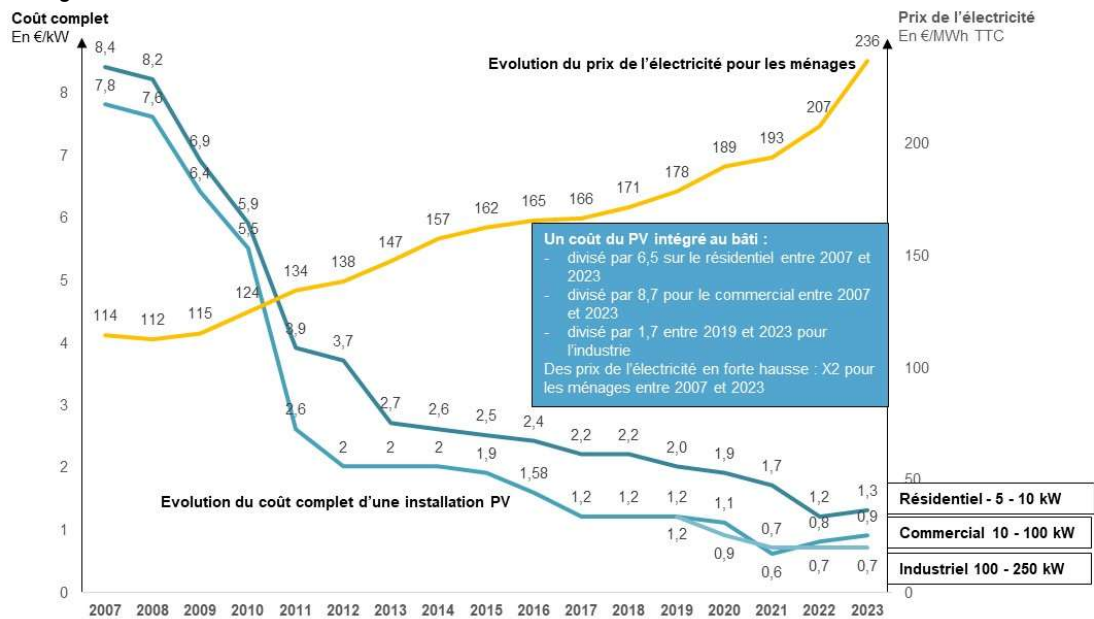
Pour cette partie, on renvoie à une note SEA Conseil de novembre 2024 intitulée « De la décentralisation de la production électrique à l'autoconsommation »¹⁴, qui fait un état des lieux analytique de l'organisation du marché et de ses sous-jacents. On peut néanmoins rappeler les sous-jacents du développement, comme présenter l'évolution du coût complet d'une installation :

- **Les sous-jacents du développement de l'autoconsommation** : certains éléments rejoignent les facteurs du développement du PV (facteurs technico-économiques, politique incitative), mais le développement de l'autoconsommation fait aussi appel à des ressorts pragmatiques (faire baisser les factures d'énergie), ou plus largement participer à la transition écologique, à un projet local, voire s'affranchir du système dominant (ce qui était peut-être vrai au début des projets, moins aujourd'hui).

¹⁴ Voir ici : <https://www.seaconseil.com/wordpress/wp-content/uploads/2024/10/SEA-Autoconsommation-Nov2024.pdf>

- **Evolution du coût complet H.T. d'une installation PV sur toiture en fonction de la puissance (2007 – 2023) et en comparaison, évolution du prix de l'électricité pour les ménages (périmètre France)**

Source : IEA-PVPS 2024 sur données IEA NSR-FR, Observ'ER, Hespul, Becquerel Institute France pour l'évolution du coût d'une installation PV ; SDES pour l'évolution du prix moyen de l'électricité pour les ménages



N.B. : le graphique simplifie les données pour les années 2021 – 2023 pour lesquelles des fourchettes de coûts sont communiquées. On a retenu la fourchette basse.

En 15 ans le coût complet d'une installation PV, quelle que soit sa puissance, a fortement diminué, convergeant à un coût compris entre 0,7 et 1,3 €/kW installé, alors qu'en parallèle, les prix de l'électricité ont connu une forte augmentation (X2 entre 2007 et 2023 ; sur le graphique, on a reporté l'évolution du prix pour les ménages, mais les autres consommateurs ont vu des augmentations similaires).

▪ **Les acteurs de l'autoconsommation**
Les types d'opérateurs par segments BtoC / BtoB

Source : analyse SEA

Segment	Solution	Maître d'ouvrage	Maître d'œuvre	Filière PV / Stockage	GRD	Achat de surplus	Exploitation / maintenance
BtoC (résidentiel)	Autoconsommation individuelle	Particuliers	En fonction des projets, particuliers / installateurs	<ul style="list-style-type: none"> Fabricants (panneaux, batteries, matériels), Distributeurs (BtoB, BtoC y compris vente en grandes surfaces) 	<ul style="list-style-type: none"> Enedis et ELD 	<ul style="list-style-type: none"> EDF OA ou autre acheteur 	<ul style="list-style-type: none"> Vendeur de la solution pour la maintenance Solutions d'energy management
Exemples d'opérateurs							
BtoB (collectif, tertiaire, entreprise, communauté de consommateurs)	Autoconsommation individuelle / collective	Promoteurs immobiliers, bailleurs sociaux, collectivités, établissements publics, entreprises...	En fonction des projets, BE / énergéticiens / développeurs				
Exemples d'opérateurs							

Le marché de l'autoconsommation est aussi un marché d'offre. Aux côtés des opérateurs historiques (EDF, Engie), les développeurs ENR ont pu développer une offre spécifique en fonction des segments de marchés, mais de nouveaux acteurs sont également apparus, comme plus globalement de petits acteurs régionaux ou locaux pour l'installation. Les solutions proposés se sont aussi diversifiées (avec ou sans stockage, avec ou sans services associés, comme l'energy management, ...), sachant que sur le marché des particuliers, la solution peut aller de l'achat d'un kit solaire ou le passage par un installateur, et que sur le marché BtoB, la relative complexité des démarches et des projets nécessite le passage par un opérateur.

3. Le potentiel de développement de l’autoconsommation

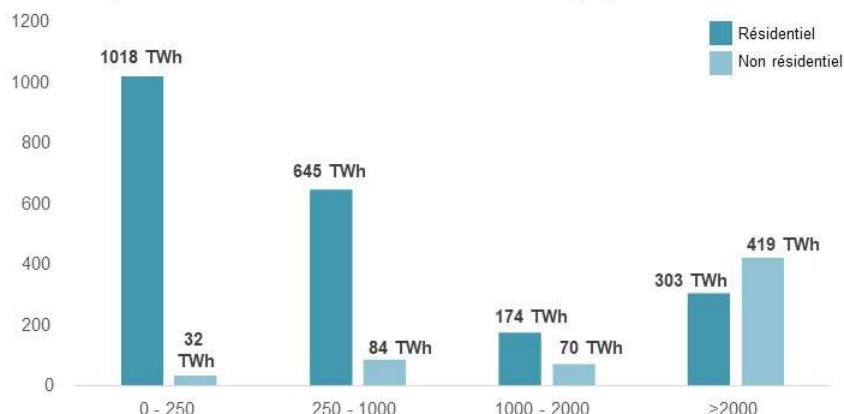
3.1 Le potentiel du PV sur toiture dans l’UE

Potentiel de PV en toiture au niveau de l’UE en surface, capacité installée et TWh produits, par types de surfaces et types de bâtiments (résidentiel / non résidentiel)

Source : Nature Energy, 2026¹⁵

		Résidentiel	Non résidentiel	Non renseigné	Total
Surface totale	Km ²	31 120	5 540	740	37 400
Surface pour PV	Km ²	7 780	2 216	186	10 182
Part surface PV / total	%	25%	40%	25%	27%
Capacité installée	GWp	1 822	519	44	2 385
Production	TWh/an	2 141	607	47	2 795

Potentiel de production annuelle de toitures solarisés en Europe par tranche de surfaces



De nombreuses études ont été menées sur le potentiel du PV sur les surfaces artificialisées, et notamment les toitures (mais également les routes, les friches, ...). Celle publiée dans Nature Energy en janvier 2026 s’appuie sur une base de données ouverte de bâtiments couvrant 271 millions d’édifices dans l’Union européenne. Une analyse du potentiel a été estimée en fonction d’autres critères que la seule surface, et notamment la géométrie des toits, l’orientation, l’ombre, la distinction entre bâtiments résidentiels et non résidentiels. Les auteurs estiment que les toitures des pays de l’UE constituent une ressource importante, majoritairement sous-exploitée, et qu’une part significative des objectifs photovoltaïques de l’UE peut être atteinte via les seuls bâtiments non résidentiels d’ici 2030. Les principaux résultats sont les suivants :

- potentiel total estimé à 2 385 GWp dont 1 822 GWp sur le résidentiel et 519 GWp sur le non-résidentiel
- production annuelle d’environ 2 750 TWh avec la technologie actuelle
- possibilité de couvrir environ 40% de la demande électrique européenne dans un scénario entièrement renouvelable à l’horizon 2050.

D’après cette approche, presque tous les pays de l’UE disposent d’un potentiel technique supérieur à 40 GWc. Pour la plupart d’entre eux (à l’exception de Chypre, de la Finlande et de la Suède), ce potentiel de production d’électricité pourrait couvrir plus de 50% de la consommation d’électricité actuelle (2024). L’Allemagne et la France possèdent le plus grand potentiel photovoltaïque sur toiture (respectivement 394 TWh et 432 TWh), offrant une capacité suffisante pour répondre à plus de 80% de leur demande actuelle en électricité.

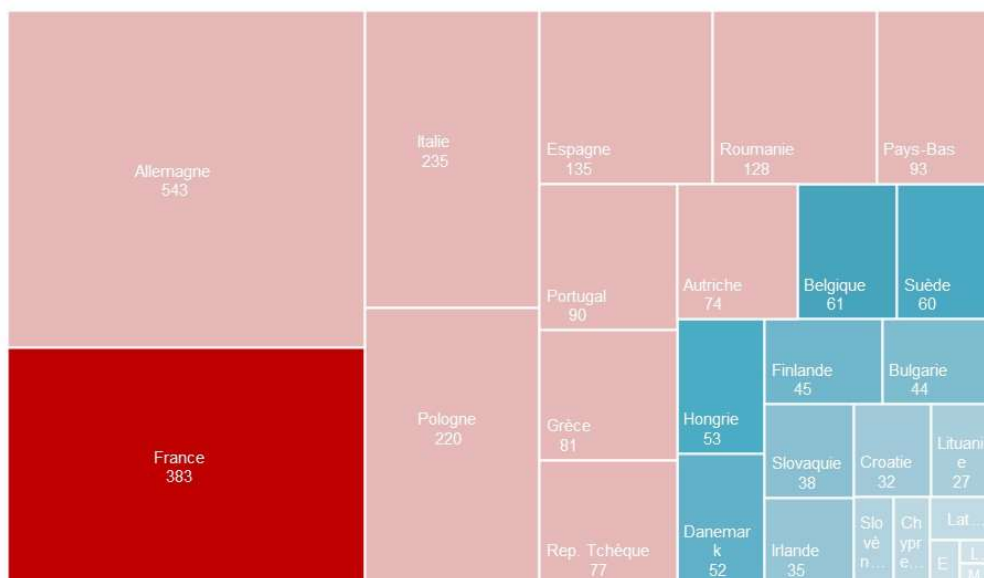
Cette recherche vise uniquement à estimer le potentiel théorique et ne traite pas des contraintes en termes d’urbanisme ou de configuration des bâtiments (toiture isolée) ou de leur propriété et, par ailleurs, elle ne traite pas de la viabilité économique de la solarisation. Néanmoins, les chiffres théoriques sont plus que significatifs puisque la production potentielle du PV en toiture représente les volumes consommés en 2025 dans l’UE.

¹⁵ Kakoulaki, G., Kenny, R., Taylor, N. *et al.* Mapping Europe’s rooftop photovoltaic potential with a building-level database. *Nat Energy* 11, 324–333 (2026)

▪ **En France**

Potentiel théorique de production du PV en toiture par pays au sein de l'UE, en TWh / an

Source : Molnar & al, 2024¹⁶



Comme l'étude précédente, celle de Molnar & al. arrive au même potentiel théorique (en l'occurrence au niveau de l'UE, un total de production théorique de 2 565 TWh). Pour la France, l'étude estime le potentiel à 383 TWh, soit 86% de la consommation électrique de 2021.

3.2 Le cadre européen concernant le solaire et l'autoconsommation

Principaux textes européens encadrant le développement du PV et de l'autoconsommation

Source : analyse SEA des textes européens

Texte de référence	Objectif chiffré ou repères clés	Potentiel (estimations)	Impact sur le PV à 2030	Impact sur l'ACI	Impact sur l'ACC
Directive (UE) 2018/2001 (RED II) 2018, directive renouvelables	32% de renouvelables en 2030 ; droit à l'autoconsommation et aux communautés d'énergie	Estimation : les renouvelables représentent environ 22% de la consommation finale en 2020, objectif de 32% en 2030	Socle juridique de la montée du solaire ; ouvre la voie aux petits producteurs et aux projets sur toiture	Reconnait le droit de produire, consommer, stocker et vendre son électricité renouvelable, sans discrimination	Encadre les communautés d'énergie renouvelable (2021 : près de 1,5 million de membres, 2,5 GW de capacités ENR)
Stratégie solaire de la Commission (2022, REPowerEU) 2022, stratégie politique	≥ 380 GW de PV en 2025 ≥ 700 GW en 2030 (contre environ 406 GW fin 2025)	Le solaire pourrait couvrir une part croissante de la demande électrique, avec des estimations autour de 40% de la demande européenne à long terme si le PV en toiture est pleinement exploité	Constitue le principal repère politique pour la trajectoire solaire, avec un focus sur les toitures	Renforce la rentabilité et l'intérêt de l'autoconsommation individuelle sur toiture, en particulier pour les ménages et PME	Encourage des modèles de partage local de production solaire et de communautés énergétiques via les bâtiments publics et collectifs
Directive (UE) 2023/2413 (RED III) 2023, directive renouvelables révisée	Au moins 42,5% de renouvelables en 2030, visant 45%	Augmentation de 10,5 points de % de part de renouvelables ; une part significative devrait venir du solaire	Renforce la trajectoire de montée du solaire	Encourage des soutiens adaptés aux petites installations (toitures résidentielles, tertiaires) et des contrats flexibles pour la vente de surplus	Favorise les mécanismes de partage d'énergie et de communautés locales, avec des obligations plus claires pour les États membres
Directive sur la performance énergétique des bâtiments (EPBD), révisée 2024, directive bâtiments	1,5 TWhc de PV en toiture à 2040, cap de 700 GW à 2030 annoncé par la Commission	Étude JRC : les toitures privées et publiques pourraient accueillir environ 2,3 TWhc de PV, soit largement plus que 700 GW	Imposera que tous les nouveaux bâtiments soient «solar-ready» et exigera progressivement des installations solaires sur bâtiments publics, ce qui accélère la montée du PV sur toiture	Diffusion massive du PV sur toitures résidentielles, tertiaires et publiques, avec une part importante de l'électricité consommée localement par les occupants	Facilite le partage solaire entre plusieurs occupants / profils sur un même site ou zone proche (bâtiments publics, tertiaires, logements collectifs)
Paquet «Citizens' Energy Package» 03/2026, paquet législatif / propositions	Réduction ciblée des charges d'électricité, protection des ménages vulnérables, facilitation des changements de fournisseur et de l'autoproduction	Scénario : sans changement, la part des charges administratives / taxes pourrait atteindre ~40% de la facture ; le paquet vise à réduire ce poids pour les ménages.	Soutient la rentabilité et l'attractivité des investissements solaires individuels et collectifs en baissant les coûts relatifs pour les citoyens	Renforce la faisabilité de l'autoconsommation individuelle en réduisant certaines taxes et prélèvements	Fait des communautés d'énergie et du partage d'énergie des outils de politique domestique pour la transition

¹⁶ Molnar, G. & al, et. Building Integrated Solar Energy (BISE) model for Europe: estimating rooftop photovoltaic electricity generation potential. Energy Convers. Manag. 297, 118440 (2024).

En synthèse, le cadre européen à 2030 pour le PV et l’autoconsommation est :

- **PV à 2030** : objectif de 42,5 à 45% de renouvelables dans le mix énergétique européen, avec un cap de 700 GW de solaire (contre 406 GW installés en 2025) fixé par la stratégie solaire de la Commission (REPowerEU, documentation solaire) et soutenu par la révision de l’EPBD (Directive sur la performance énergétique des bâtiments) et de la directive renouvelables (RED III).
- **Autoconsommation individuelle** : encadrée par les directives RED II et RED III, utilisées comme levier de diffusion massive du solaire sur toiture, avec un fort potentiel en toitures résidentielles et tertiaires.
- **Autoconsommation collective** : structurée par les communautés d’énergie renouvelable et les mécanismes de partage, puis renforcée par le paquet « Citizens’ Energy Package » comme un outil de participation citoyenne, de baisse des factures et de lutte contre la précarité énergétique.

3.3 Les tendances concernant l’autoconsommation : d’un phénomène de niche à une composante structurelle du système électrique

Développement de l’autoconsommation à 2030 et 2040

Source : analyse SEA sur consensus de marché

Horizon 2030	Horizon 2040
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Le consensus de marché est que 2030 est surtout un horizon d’accélération réglementaire. ▪ La stratégie solaire de l’UE et le cadre sur la performance énergétique des bâtiments imposent progressivement des panneaux sur les nouveaux bâtiments publics et commerciaux, puis sur certains bâtiments existants et résidentiels. ▪ SolarPower Europe estime que la seule mise en œuvre du standard solaire sur les toitures pourrait déclencher 150 à 200 GW de capacité supplémentaire en toiture entre 2026 et 2030. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ À l’horizon 2040, la logique devient moins celle d’un simple déploiement de capacité que d’une intégration systémique. ▪ Les analyses d’Agora Energiewende et d’autres travaux sur le système électrique européen insistent sur le besoin de flexibilité, de stockage, de gestion de la demande et d’infrastructures réseaux adaptés pour absorber une part beaucoup plus élevée de solaire distribué. ▪ SolarPower Europe signale aussi que les trajectoires de marché peuvent devenir plus heurtées après 2030, avec des phases de contraction puis de reprise, selon les subventions, les prix de l’électricité et les règles d’accès au réseau.

L’autoconsommation photovoltaïque est en train de passer d’un phénomène de niche à une composante structurelle du système électrique. Il existe un consensus de marché pour dire que cette tendance va se structurer d’ici 2030, portée par la baisse des coûts, les obligations réglementaires sur les toitures, la volatilité des prix de l’électricité (réapparue avec la guerre au Moyen-Orient). À plus long terme, à l’horizon 2040, la tendance dominante est celle d’un développement plus mature, mais davantage intégré au réseau, avec plus de stockage, plus de pilotage et une part croissante de bâtiments et de consommateurs actifs dans l’équilibre du système.

Il est à noter que l’autoconsommation reste très sensible aux incitations économiques. L’attractivité du retour sur investissement de l’autoconsommation fluctue avec les prix de marché de l’électricité. Par ailleurs, le secteur résidentiel est sensible aux politiques incitatives (aides), beaucoup plus que le non résidentiel (acheteurs d’énergie optimisant les consommations) soumis à des contraintes réglementaires. On voit donc une évolution du profil des installations, moins centrées sur le seul résidentiel individuel, davantage orientées vers les grands bâtiments, le solaire commercial et les modèles collectifs ou partagés.

En synthèse, les tendances dans l’UE sont :

- **d’ici 2030**, forte accélération de l’autoconsommation, surtout sur les toitures non résidentielles, portée par les obligations réglementaires
- **entre 2030 et 2040**, consolidation du marché, avec davantage de stockage, d’automatisation et d’intégration réseau
- **à l’horizon 2040**, l’autoconsommation devient un pilier du système, mais son développement dépend de plus en plus des réseaux, de la flexibilité et des règles de marché.

4. En guise de conclusion : un cadre européen favorable, une dynamique à installer dans les pays de l'UE, une sophistication des installations

Trois points principaux de conclusion sur le développement du PV et plus spécifiquement de l'autoconsommation

- **Un cadre européen favorable**

L'UE a construit un ensemble de textes (RED III, EPBD révisée, stratégie solaire REPowerEU, paquet « Citizens' Energy Package ») qui rendent structurellement favorables le déploiement du photovoltaïque et l'autoconsommation individuelle et collective. Le droit à l'autoproduction, la reconnaissance des communautés d'énergie et l'obligation de rendre les bâtiments « solar-ready » posent un socle commun à tous les États membres, tandis que l'objectif de 700 GW de solaire à 2030 et l'accent sur la baisse des factures pour les ménages consolident une trajectoire politique clairement orientée vers la production locale et la participation citoyenne.

- **Un cadre à transformer dans les pays de l'UE**

Chaque État membre doit adapter ses réglementations, ses cadres économiques et ses procédures de planification pour faire passer le solaire du statut d'option technique à celui d'infrastructure de base du système électrique (pour la France, on pourra noter le léger recul des objectifs sur le solaire dans la PPE3 ou les projets de décrets sur le S21). Il s'agit donc de structurer les mécanismes de soutien, de clarifier les règles de partage local de l'énergie, de simplifier encore les autorisations et de déployer les réseaux adaptés à une injection massive de production décentralisée, en particulier dans les zones urbaines et périurbaines. Plus le développement de l'autoconsommation sera intégré à l'évolution du système électrique, dans une véritable planification, plus on sera à même d'en corriger les écueils potentiels (sous-investissements réseaux, inégalités, etc.).

- **Une sophistication des installations (production + stockage + pilotage + tarifs dynamiques)**

Le modèle de l'autoconsommation évolue d'une logique de simple production sur toiture vers un système intégré où production photovoltaïque, stockage, pilotage intelligent et tarifs dynamiques sont combinés. L'autoconsommation individuelle comme collective devient de plus en plus une offre de services intégrée : optimisation de la consommation, arbitrage entre autoconsommation, stockage et injection, participation à des marchés de flexibilité ou à des communautés locales. Cela suppose une montée en compétences, tant du côté de la demande (ménages, entreprises, gestionnaires immobiliers, ...) que de l'offre (la simple installation de PV sur toiture raccordée au réseau est du passé), soutenue par des dispositifs réglementaires et commerciaux capables de valoriser non seulement la capacité installée, mais aussi la flexibilité et la capacité à absorber localement la production solaire. La question va également se poser de savoir qui prendra la valeur dans cette nouvelle configuration, entre fournisseurs historiques et nouveaux opérateurs.

Sur le marché français, ces trois points de conclusion appellent des questions :

- Quel cadre réglementaire pérenne structurer en France ?
- Quelles implications sur la chaîne de valeur ?
- Quelles offres structurées vont être proposées ?
- Qui vont être les acteurs de cette nouvelle flexibilité (fournisseurs historiques, opérateurs du solaire, partenariats) ?



SEA Conseil en stratégie est un cabinet de conseil qui accompagne ses clients sur des problématiques de croissance

- sur quels métiers investir, rester ou sortir ?
- comment continuer à croître ou à augmenter la rentabilité sur des activités existantes ?
- quelles sont les opportunités de marché et les menaces concurrentielles ?
- quelles sont les priorités managériales ?