



Flexibilité et transformation du système électrique

Flexibilité et transformation du système électrique

En Europe, 47% de la production électrique provient désormais des énergies renouvelables (2025), signe d'une transformation rapide et profonde du système, portée notamment par l'essor de l'éolien et du photovoltaïque. Mais ce succès révèle un déséquilibre structurel. Dans un système où l'électricité reste difficilement stockable à grande échelle, la production simultanée de nombreuses installations entraîne des épisodes de surproduction qui font chuter les prix de gros au point de devenir négatifs. Ce phénomène de « cannibalisation » des prix pèse directement sur les revenus des producteurs : selon le BCG (2026), il aurait entraîné une perte de 14 MdsUSD (environ 12 Mds€) pour les renouvelables dans l'UE en 2025. Dès lors, l'enjeu n'est plus seulement d'ajouter des capacités, mais d'intégrer efficacement ces productions au système électrique. La priorité se déplace vers l'équilibre offre-demande et la gestion des intermittences. Ce qui implique un déploiement massif des solutions de flexibilité, appelées à doubler d'ici 2030 et à être multipliées par six d'ici 2050 par rapport au début des années 2020 (ACER), afin d'accompagner à la fois le déploiement massif du photovoltaïque et la croissance de la demande électrique.

Analyse

Juillet 2026

Sommaire

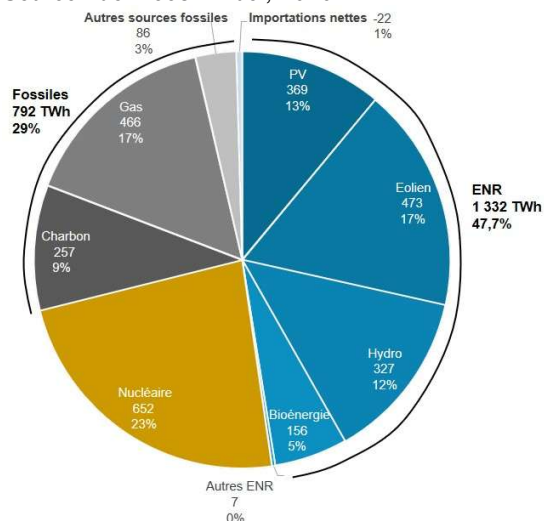
1	LA CANNIBALISATION DES PRIX DES RENOUVELABLES : PHENOMENE ET COMPARATIF ENTRE PLUSIEURS PAYS EUROPEENS.....	3
1.1	LE PHENOMENE DE LA CANNIBALISATION DES PRIX DANS LA PRODUCTION ELECTRIQUE	3
1.2	COMPARATIF FRANCE, ALLEMAGNE, ITALIE, ESPAGNE, DANEMARK.....	3
2	LA FLEXIBILITE ELECTRIQUE : RECONFIGURER LE SYSTEME ELECTRIQUE AVEC LA NOUVELLE DONNE DU MIX DE PRODUCTION (FROM GREY TO GREEN)	5
2.1	LA FLEXIBILITE DU SYSTEME ELECTRIQUE : DES BESOINS QUI DEVRAIENT DOUBLER D'ICI 2030	5
2.1.1	<i>Définition de la flexibilité électrique.....</i>	5
2.1.2	<i>Facteurs de développement de la demande en flexibilité.....</i>	5
2.1.3	<i>Projection de la demande à l'échelle européenne</i>	6
2.2	TYPES DE SERVICES DE FLEXIBILITE EN FONCTION DE L'ECHELLE DE TEMPS.....	7
2.3	SOURCES DE FLEXIBILITE : UNE LARGE PALETTE DE SOLUTIONS, DES CENTRALES D'APPOINT AUX INFRASTRUCTURES DE RESEAUX EN PASSANT PAR L'AJUSTEMENT DES COURBES DE CHARGE DES CLIENTS	8
3	LA FLEXIBILITE ELECTRIQUE EN FRANCE	9
3.1	BAROMETRE DES FLEXIBILITES 2026 (RTE, ENEDIS, THINK SMART GRIDS, LE GIMELEC, IGNES, LA SMART BUILDINGS ALLIANCE ET ACTEE)	9
3.2	LES ACTEURS DE LA FLEXIBILITE	9
3.3	CAS PRATIQUES	10
4	PERSPECTIVES : D'UNE FLEXIBILITE « ASSURANTIELLE » A UNE FLEXIBILITE « SYSTEMIQUE ET INDUSTRIALISEE »	11

1 La cannibalisation des prix des renouvelables : phénomène et comparatif entre plusieurs pays européens

1.1 Le phénomène de la cannibalisation des prix dans la production électrique

Mix électrique à l'échelle de l'UE en 2025

Source : données Ember, 2026



Si en 2025, le nucléaire représente la première source de production d'électricité en Europe avec 23% du mix, les ENR dans leur ensemble (et avant tout l'éolien, le PV et l'hydraulique) représentent plus de 47% de cette production. Pourtant, l'électricité n'étant pas stockable à grande échelle, les énergies renouvelables sont désormais si abondantes qu'elles cannibalisent leur propre valeur : de grandes quantités d'électricité renouvelable arrivent simultanément sur les réseaux, ce qui fait chuter les prix lorsque la demande est faible et réduit les revenus des producteurs précisément au moment où leur production est la plus élevée. Ces pics provoquent une volatilité sans précédent des prix de gros de l'électricité (prix négatifs, prix proches de zéro), désorganisent le marché et le système électrique. Ce phénomène se retrouve dans les principaux pays européens, comme illustré ci-après.

1.2 Comparatif France, Allemagne, Italie, Espagne, Danemark

Evolution du capture rate et du capture price dans 5 pays de l'UE entre 2016 et 2026

Source : analyse SEA sur données TSO, prix de référence le Baseload annuel

Pays & Indicateurs	Année 2016	Année 2019	Année 2025
France			
• Prix Marché Moyen (Baseload)	36,7 €/MWh	39,4 €/MWh	61,3 €/MWh
• Heures à prix négatifs	4 h	27 h	214 h
Solaire (CR / CP)	101,3% 37,2 €	96,1% 37,9 €	63,0% 38,6 €
Éolien (CR / CP)	91,2% 33,5 €	88,4% 34,8 €	82,0% 50,2 €
Allemagne			
• Prix Marché Moyen (Baseload)	36,7 €/MWh	37,7 €/MWh	65,2 €/MWh
• Heures à prix négatifs	97 h	211 h	694 h
Solaire (CR / CP)	98,8% 36,3 €	91,5% 34,5 €	51,2% 33,4 €
Éolien Onshore (CR / CP)	88,1% 32,3 €	84,3% 31,8 €	73,5% 47,9 €
Espagne			
• Prix Marché Moyen (Baseload)	39,6 €/MWh	47,7 €/MWh	54,4 €/MWh
• Heures à prix négatifs	0 h	0 h	523 h
Solaire (CR / CP)	102,1% 40,4 €	95,2% 45,4 €	41,5% 22,6 €
Éolien (CR / CP)	92,3% 36,6 €	89,1% 42,5 €	78,8% 42,9 €
Italie			
• Prix Marché Moyen (Baseload)	42,8 €/MWh	52,3 €/MWh	87,9 €/MWh
• Heures à prix négatifs	0 h	0 h	21 h
Solaire (CR / CP)	104,2% 44,6 €	99,4% 52,0 €	78,5% 69,0 €
Danemark (Moyenne DK1/DK2)			
• Prix Marché Moyen (Baseload)	26,8 €/MWh	38,4 €/MWh	58,7 €/MWh
• Heures à prix négatifs	84 h	185 h	661 h
Éolien (CR / CP)	85,4% 22,9 €	79,8% 30,6 €	68,5% 40,2 €

Nota Bene : définitions

- **Capture rate (CR)** : rapport entre le capture price et le prix day-ahead moyen annuel (baseload), exprimé en %. Un taux de 70% signifie que l'installation capte 70 % du prix moyen. Plus la pénétration des ENR augmente, plus ce taux tend à baisser : c'est l'effet de *cannibalisation*.
- **Capture Price (CP)** : prix moyen pondéré par la production auquel un parc ENR vend réellement son électricité sur le marché day-ahead
- **Remarque importante** : un taux de capture faible ne veut pas dire un capture price faible en valeur absolue. L'Allemagne a un capture rate faible, mais ses capture prices sont plus élevés que dans d'autres pays, car les prix de marché sont plus élevés.

Une exposition des prix négatifs qui devient structurelle dans certains pays :

- **Allemagne** : les heures négatives passent de moins de 100 h en 2016 à plus de 200 h en 2019, puis explosent à 694 h en 2025. Ce phénomène est lié à la croissance massive du solaire et de l'éolien, à la synchronisation régionale des productions, et à l'introduction du calcul au quart d'heure (loi EEG) à partir d'octobre 2025, qui rend plus visibles les creux de prix. Les premiers mois de 2026 confirment une persistance très haute de prix négatifs (> 150 h sur Q1), signe qu'ils sont maintenant structurels et non accidentels.

- **Espagne** : l'Espagne est passée d'un marché historiquement protégé à un foyer majeur de prix négatifs. Quasiment inexistantes avant 2024, les prix négatifs et nuls ont explosé pour atteindre plus de 500 h en 2025 et se maintiennent à un niveau très élevé début 2026. Cette transformation structurelle s'explique par l'essor massif du PV couplé à une capacité d'interconnexion encore limitée avec le reste de l'Europe. Le marché espagnol souffre ainsi d'une forte cannibalisation des prix en milieu de journée, que le développement de l'hydrogène vert et des batteries tente actuellement de compenser.
- **France** : la France passe de 4 h négatives en 2016 à 27 h en 2019, puis à 214 h en 2025. Cette progression modérée reflète un mix fortement pilotable (nucléaire + hydraulique) qui amortit les chocs, mais aussi l'exposition aux surproductions européennes synchronisées, notamment via les exportations vers l'Allemagne. En 2026, les heures négatives restent modérées (~50–60 h sur Q1), ce qui confirme un profil intermédiaire.
- **Italie** : l'Italie affiche une stabilité exceptionnelle. Avant le 1er janvier 2025, le marché italien de l'électricité (GME) bloquait techniquement le prix plancher à 0 €/MWh. La réforme TIDE a aligné l'Italie sur les règles européennes, d'où les quelques heures négatives observées en 2025 et sur le début 2026. Cette résilience est due à un mix électrique encore fortement thermique, qui maintient un prix de marché globalement élevé, même en journée, ainsi qu'à des capacités photovoltaïques moins saturantes que dans les autres grands marchés européens. Les prix négatifs y restent donc un phénomène marginal, presque accidentel.
- **Danemark** : le Danemark passe de moins de 100 h négatives en 2016 à moins de 200 h en 2019, puis à 661 h en 2025. Cette explosion est liée à une pénétration éolienne gigantesque par rapport à la consommation locale, aux tempêtes d'automne, aux excédents de la mer du Nord, et à la synchronisation régionale avec l'Allemagne, la Norvège et la Suède. En 2026, les heures négatives restent très élevées (> 150 h sur Q1), confirmant que la cannibalisation éolienne régionale est structurelle et non cyclique.

Capture rate (CR) et capture price (CP), en synthèse sur l'année 2025 :

L'Allemagne est le cas d'école de la cannibalisation asymétrique : le solaire se cannibalise beaucoup plus fortement que l'éolien, de manière inégale selon les saisons et les heures

- Solaire (PV) : avec un CR tombé à 51,2% en 2025, le solaire est fortement pénalisé par la surproduction simultanée à l'échelle régionale. La forte pénétration du PV, combinée à une demande plus faible en milieu de journée (et pendant le week-end), entraîne des épisodes fréquents de prix très bas voire négatifs. Le CP atteint 33,4 €/MWh, ce qui rend les actifs dépendants des mécanismes de soutien ou incite au couplage avec du stockage.
- Éolien : le CR de l'éolien onshore (73,5%) reste plus élevé, mais subit une érosion structurelle liée à la corrélation des régimes de vent en Europe du Nord. Les contraintes de réseau Nord-Sud aggravent le phénomène. Le CP à 47,9 €/MWh est soutenu par une production plus fréquente en hiver et en heures hors pointe solaire.

L'Espagne subit le phénomène le plus violent d'Europe, qualifié par certains traders de « krach de la valeur diurne » :

- Solaire (PV) : le CR chute à 41,5% pour un CP de 22,6 €/MWh en 2025. L'intensité de l'ensoleillement entraîne une production fortement synchronisée à l'échelle nationale et, dans une moindre mesure, avec le sud de l'Europe. Les prix s'effondrent régulièrement entre 11h et 16h. La relative faiblesse des interconnexions, combinée à la simultanéité des excédents avec la France, limite les débouchés. Les projets sans couverture de type PPA ou intégration de capacités de stockage deviennent risqués.
- Éolien : avec un CR de 78,8%, l'éolien reste résilient grâce à une production souvent décorrélée du solaire (notamment nocturne ou côtière). Cette complémentarité temporelle soutient un CP de 42,9 €/MWh.

La France bénéficie d'une configuration de marché qui amortit le choc, mais les interconnexions la rattrapent.

- Solaire (PV) : le CR atteint 63%, supérieur à celui de l'Allemagne et de l'Espagne. Cet avantage tient à la présence de moyens flexibles (hydraulique, dans une certaine mesure nucléaire), ainsi qu'à la capacité d'export. Toutefois, la modulation nucléaire reste contrainte techniquement et économiquement, et ne constitue pas un levier d'ajustement instantané. En pratique, ce sont surtout l'hydraulique, les exportations et les épisodes de prix bas ou négatifs qui absorbent les excédents. Le CP à 38,6 €/MWh est affecté lors des épisodes de surproduction européenne synchronisée.
- Éolien : avec un CR de 82% et un CP de 50,2 €/MWh, l'éolien est la technologie la plus valorisée. Sa production est plus fréquente en hiver, période de forte demande, ce qui lui permet de capter des prix élevés et de compenser les phases de prix bas

L'Italie présente un profil encore largement structuré par les centrales à gaz.

- Solaire (PV) : le CR atteint 78,5% et le CP 69 €/MWh, soit les niveaux les plus élevés parmi les grands marchés européens. Les centrales à gaz (CCGT) restent prépondérantes dans le mix électrique, ce qui maintient un niveau de prix élevé, y compris en journée. Le solaire bénéficie ainsi d'un environnement de prix soutenu. Cette situation reste toutefois transitoire, dans un contexte d'augmentation rapide des capacités PV. Par ailleurs, la structuration zonale du marché italien peut introduire des écarts régionaux significatifs.

Le Danemark : si l'Espagne est le laboratoire de la cannibalisation solaire, le Danemark est celui de la cannibalisation éolienne.

- **Éolien** : avec un CR de 68,5%, l'éolien danois subit les effets d'une pénétration très élevée rapportée à la demande locale. Lors des épisodes venteux en mer du Nord, la production excède largement la consommation nationale. Bien que fortement interconnecté, notamment avec la Norvège et la Suède, le système régional atteint fréquemment des situations de saturation simultanée. Les capacités hydrauliques nordiques jouent un rôle d'amortisseur, mais leur flexibilité n'est pas infinie à court terme. Le CP à 40,2 €/MWh reflète cette perte de valeur liée à la synchronisation régionale des productions.

2 La flexibilité électrique : reconfigurer le système électrique avec la nouvelle donne du mix de production (from grey to green)

2.1 La flexibilité du système électrique : des besoins qui devraient doubler d'ici 2030

2.1.1 Définition de la flexibilité électrique

Selon l'association des gestionnaires de transport de l'électricité¹, ENTSO-E, la flexibilité se définit comme la capacité d'un système électrique à gérer efficacement la variabilité et l'incertitude de la demande d'électricité, de l'offre et de la disponibilité du réseau sur différentes échelles de temps, allant de quelques secondes à plusieurs années. ENTSO-E précise qu'il est important de distinguer la flexibilité de la notion d'équilibre : l'équilibre désigne la capacité du système électrique à satisfaire la demande de pointe à tout moment, en garantissant des ressources de production suffisantes pour assurer un approvisionnement fiable, dans des conditions à la fois prévues et imprévues. À l'inverse, la flexibilité correspond à la capacité du système à s'adapter de manière dynamique aux variations de l'offre et de la demande. Cela inclut l'aptitude à répondre à des changements rapides de la consommation et de la production, à gérer la variabilité des ENR et à maintenir la stabilité du réseau. À mesure que l'on progresse vers la neutralité carbone, la nature et le volume des besoins en flexibilité évoluent, de même que le portefeuille de ressources mobilisées. Le système électrique réduit progressivement sa dépendance à l'égard des moyens de production fossiles pilotables (« from grey to green » avec le recul du gaz notamment), qui contribuent aujourd'hui de manière significative à la flexibilité et aux services systèmes.

2.1.2 Facteurs de développement de la demande en flexibilité

Comme le rappelle ENTSO-E, plusieurs facteurs accroissent les besoins de flexibilité dans les pays européens :

- **Hausse de la pénétration des sources d'énergie renouvelables variables (éolien, PV)** : la précision limitée des prévisions relatives à la production d'énergie solaire et éolienne nécessite des solutions de flexibilité telles que des moyens de production pilotables, le stockage et la gestion de la demande (maintien de l'équilibre offre / demande). La transition vers un système électrique neutre en carbone (fondé sur des usages électrifiés et une production majoritairement renouvelable) engendre un système fortement dépendant des conditions météorologiques. Cette évolution augmente la complexité et la volatilité tant de la production que de la demande, nécessitant un niveau élevé de flexibilité pour préserver la stabilité et la résilience du système. À mesure que la part des ENR augmente conformément aux objectifs de décarbonation de l'UE, la demande de flexibilité va fortement croître.
- **Augmentation de la demande d'électricité** : les variations de température, les évolutions des comportements, des événements atypiques, etc. influencent le moment et le volume de la demande d'électricité. L'électrification en cours de secteurs tels que le bâtiment, l'industrie et les transports entraîne une hausse globale de la consommation, modifie les profils de demande et pourrait accroître les pointes de consommation.
- **Perturbations potentielles du système énergétique** : le changement climatique entraîne une multiplication des événements météorologiques extrêmes, tels que les sécheresses et les tempêtes, ce qui peut accentuer la variabilité et l'incertitude de la production et de la demande, tout en affectant la disponibilité des infrastructures de réseau.

¹ ENTSO-E Report System Flexibility Needs for the Energy Transition, Décembre 2024

2.1.3 Projection de la demande à l'échelle européenne

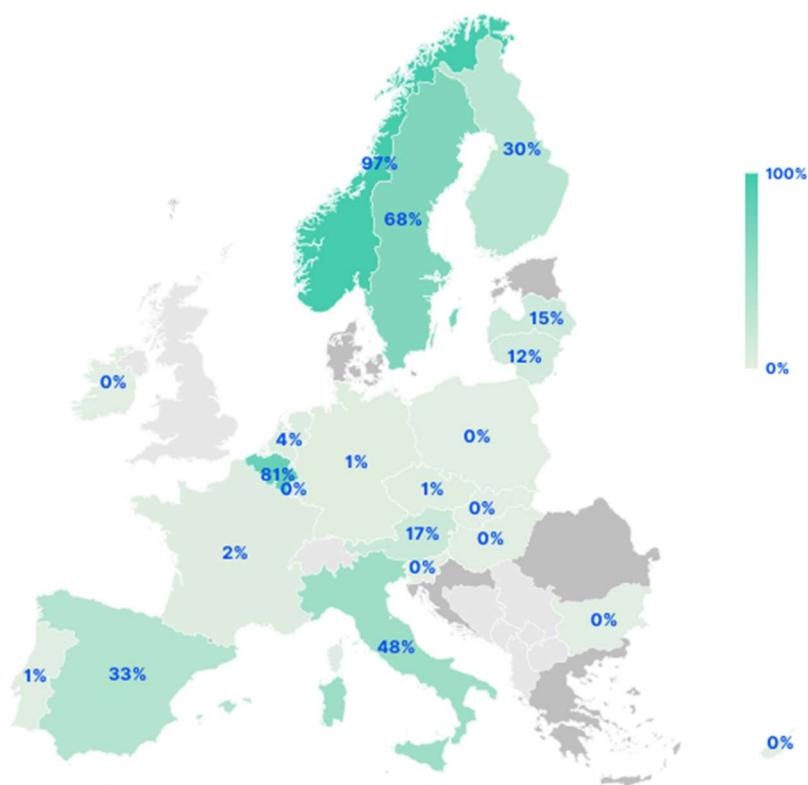
Projections de la demande de flexibilité au périmètre UE à 2030

Source : analyse SEA sur données ACER, JRC, ENTSO-E,

Indicateur	Valeur (périmètre UE)	Source
Volume de flexibilité de la demande nécessaire	▪ ~340 à 400 TWh / an (à la hausse et à la baisse)	ACER / DNV
Part de l'électricité européenne à rendre flexible	▪ 24% de la demande totale en 2030 contre 10,6% en 2021 (soit 305 TWh d'ici 2030)	JRC (Commission Européenne)
Évolution globale des besoins (2025-2033)	▪ Multiplication par 2 (horizons jours/semaines/an) à l'horizon 2033	ENTSO-E
Économies potentielles pour l'UE	▪ Si l'activation intelligente de la consommation permettrait d'économiser 71 MdsEuros / an aux consommateurs et d'éviter 11 à 29 milliards MdsEuros d'investissements inutiles dans les réseaux, 73% des foyers européens restent bloqués en 2025/2026 dans des contrats à prix fixe qui n'incitent pas à la flexibilité.	ACER

Illustration : part de l'adoption des contrats à tarification dynamique par les ménages par État membre et en Norvège, membre de l'EEE (% de contrats présentant une forme de tarification dynamique)

Source : ACER, 2024



Des études ACER, JRC, ENTSO-E, on peut noter que :

- **En termes de besoins en TWh / Volumes déplacés** : d'après le rapport conjoint ACER/EEA², pour absorber efficacement les pointes de production renouvelable (solaire/éolien) d'ici 2030, l'activation complète de la flexibilité de la demande (bâtiments, véhicules électriques, industries) doit représenter un volume annuel d'activation d'environ 397 TWh de flexibilité à la hausse (consommer plus ou stocker quand il y a trop d'énergie) et 340,5 TWh de flexibilité à la baisse.
- **En part de la demande** : le Joint Research Centre (JRC) de la Commission européenne estime que les besoins totaux de flexibilité représenteront 24% de la demande totale d'électricité de l'UE d'ici 2030, pour atteindre 30% d'ici 2050 (une multiplication par sept par rapport aux niveaux historiques).

² Flexibility solutions to support a decarbonised and secure EU electricity system, septembre 2023

- **Des données confirmées par ENTSO-E :**
 - **Doublément des besoins :** ENTSO-E projette un doublément des besoins de flexibilité dans l'UE liés à la variabilité de la production et de la demande entre 2025 et 2033 sur tous les horizons temporels (quotidien, hebdomadaire et annuel).
 - **Le risque des « trous d'air » (Dunkelflaute) :** ENTSO-E quantifie les épisodes de pénurie prolongée d'ENR variables. Ces événements (manque de vent et de soleil simultané) devraient survenir 2 à 4 fois par an, durant en moyenne 6 à 10 jours. Pour les plus grands pays de l'UE, cela représente un déficit d'énergie à combler par de la flexibilité (stockage long, importations, effacement) allant de quelques MWh jusqu'à plusieurs TWh lors des pires scénarios climatiques. L'association rappelle que si les interconnexions frontalières absorbent la flexibilité quotidienne, elles s'essouffent lors de ces stress de plusieurs TWh qui frappent souvent plusieurs pays limitrophes en même temps.
- **Impact financier :** l'ACER souligne que l'intégration de ces flexibilités de la demande permettrait d'économiser 71 MdsEuros / an en coûts de consommation d'ici 2030 à l'échelle de l'UE, tout en évitant des investissements dans les réseaux de distribution. De plus, côté infrastructures de stockage, l'ACER note qu'en 2030, les batteries à grande échelle fourniront de la flexibilité de court terme à un coût de 560 €/kW, soit 20% moins cher que la construction de nouvelles centrales de pointe au gaz (estimées à au moins 650 €/kW).

2.2 Types de services de flexibilité en fonction de l'échelle de temps

Services de flexibilité en fonction des besoins temporels (du très court terme au long terme)

Source : analyse SEA sur données Agora Energiewende³, ENTSOe, IEA

Échelle de temps	Très court terme (Millisecondes)	Court terme (Secondes à heures)	Moyen terme (Heures à journées)	Long terme (Semaines à années)
Besoins réels du système & Utilité	Stabilité immédiate (Fréquence, Tension, Court-circuit) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Enrayer la baisse de la fréquence juste après une perturbation ▪ Maintenir la tension locale et fournir la puissance de court-circuit (nécessaire aux disjoncteurs) ▪ Isoler les défauts pour éviter les pannes en cascade 	Équilibrage dynamique en temps réel <ul style="list-style-type: none"> ▪ Maintien de la stabilité et contrôle fin de la fréquence (réserves primaires / secondaires) ▪ Gestion des écarts soudains de prévision météo et des arrêts fortuits d'installations 	Gestion des cycles journaliers & Congestions <ul style="list-style-type: none"> ▪ Suivi des pointes journalières de consommation (ex: pic du soir) ▪ Gestion des congestions locales (distribution) et des variations météo quotidiennes 	Adéquation globale & Sécurité d'approvisionnement <ul style="list-style-type: none"> ▪ Gestion des profils de consommation et de production saisonniers ▪ Maintien de l'approvisionnement lors des blocages météo prolongés (ex: Dunkelflaute) ▪ Gestion de la variabilité hydrologique interannuelle
Solutions & Technologies clés	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Réponse en fréquence rapide (FFR) ▪ Fonctionnalités "Grid-forming" (via les onduleurs de batteries et de parcs ENR de nouvelle génération) ▪ Automates de protection et relais de découplage ultrarapides. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Centrales hydroélectriques (au fil de l'eau/lac) ▪ Systèmes de stockage par batterie (BESS) ▪ Éléments de réglage de tension (condensateurs, compensateur synchrone statique) ▪ Effacement de consommation (demand response rapide). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Stockage de moyenne durée (batteries, stations de pompage / STEP) ▪ Couplage sectoriel : chaudières électriques industrielles (E-boilers) couplées à des ballons d'eau chaude (stockage thermique) ▪ Décalage de charge (recharge intelligente de VE, flexibilité industrielle) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Stockage de longue durée (grands réservoirs hydrauliques, hydrogène et molécules décarbonées) ▪ Production d'électricité décarbonée pilotable (nucléaire, biomasse) ▪ Diversification géographique et technologique des parcs de production
Rôle des Interconnexions	Partage d'inertie instantané entre les pays interconnectés de la plaque synchrone européenne.	Échanges transfrontaliers rapides via les marchés intra-journaliers (<i>Intraday</i>) pour compenser les pannes.	Mutualisation régionale des pointes de consommation et optimisation des transits d'énergie au pas horaire et quart d'heure.	Sécurité d'approvisionnement collective : importations / exportations massives basées sur la complémentarité des climats européens.

La flexibilité repose sur divers services et technologies capables d'augmenter ou de réduire rapidement leur production, de moduler la demande ou de stocker l'énergie afin d'équilibrer le réseau en temps réel sur plusieurs horizons temporels. Le très court terme (la milliseconde) ne repose plus uniquement sur la masse mécanique des anciennes centrales thermiques, mais aussi sur l'intelligence du réseau (la Réponse en fréquence rapide (FFR) et les onduleurs en mode Grid-forming capables de recréer artificiellement de l'inertie et de stabiliser la tension). Par ailleurs, le très fort développement du stockage d'électricité⁴, impensable il y a encore 20 ans, permet de répondre également aux besoins, les technologies étant complémentaires, chacune occupant un segment temporel précis. Les batteries (BESS) et le pilotage de la demande gèrent les pointes quotidiennes (quelques heures). La sécurité saisonnière (semaines/mois) reste l'apanage des STEP et, à terme, des molécules décarbonées comme l'hydrogène. Par ailleurs, le réseau électrique ne doit plus être pensé en silo. Le couplage avec

³ *Everything you always wanted to know about flexibility*, Agora Energiewende, Mai 2026

⁴ Voir la note SEA de janvier 2025, Stockage de l'électricité par batteries : le marché est-il enfin prêt à décoller ?, <https://www.seaconseil.com/wordpress/wp-content/uploads/2025/01/SEA-Stockage-Janv2025.pdf>

les réseaux de chaleur (comme l'exemple de la Finlande et ses chaudières électriques⁵) transforme le secteur thermique en éponge à électricité à l'échelle de la journée. Enfin, les interconnexions transfrontalières agissent comme le véritable filet de sécurité transversal, capable d'intervenir en quelques millisecondes (partage d'inertie) comme sur plusieurs mois (solidarité climatique européenne).

2.3 Sources de flexibilité : une large palette de solutions, des centrales d'appoint aux infrastructures de réseaux en passant par l'ajustement des courbes de charge des clients

Les sources de flexibilité

Source : SEA sur données Agora Energiwende

Source de flexibilité	Systèmes	Types d'action	Acteurs concernés
Production	<ul style="list-style-type: none"> Centrales thermiques pilotables Centrales hydroélectriques Parcs éoliens et PV de nouvelle génération (équipés d'onduleurs avancés) 	<ul style="list-style-type: none"> Fournit une puissance contrôlable et modulable Les ENR participent au soutien de la tension, au réglage de la fréquence et à la gestion des congestions. 	<ul style="list-style-type: none"> Producteurs
Consommation	<ul style="list-style-type: none"> Energy management Services logiciels 	<ul style="list-style-type: none"> Ajustement de la courbe de charge (effacement ou modulation) selon les signaux de prix ou l'état du réseau. Permet l'écrêtement des pointes de consommation et le déplacement de la charge (temporelle ou géographique) sur des horizons infra-horaires à quotidiens. 	<ul style="list-style-type: none"> Fournisseurs, agrégateurs Clients : <ul style="list-style-type: none"> Industrie & Centres de données : métallurgie, chimie, cimenteries, serveurs, ... Tertiaire : bureaux, entrepôts (pilotage CVC et de l'éclairage). Résidentiel : domotique, VE, PAC, batteries
Stockage	<ul style="list-style-type: none"> Systèmes de batteries, stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), stockage par air comprimé, hydrogène. 	<ul style="list-style-type: none"> Découpler la production d'électricité de la consommation. Les batteries assurent un réglage infra-journalier, tandis que les STEP et le stockage de longue durée répondent aux besoins inter-journaliers ou saisonniers. 	<ul style="list-style-type: none"> Producteurs
Couplage sectoriel	<ul style="list-style-type: none"> Véhicules électriques, pompes à chaleur, électrolyseurs, chaudières électriques. 	<ul style="list-style-type: none"> Transfère l'énergie du vecteur électrique vers d'autres usages (chauffage urbain, transports, hydrogène et e-carburants). Permet d'absorber les excédents de production renouvelable et offre un équilibrage allant de l'infra-horaire à la saisonnalité. 	<ul style="list-style-type: none"> Gestionnaire de réseaux de chaleur et de froid, Gestionnaire de parcs immobiliers
Infrastructures de réseau	<ul style="list-style-type: none"> Réseau de transport : Interconnexions transfrontalières, systèmes de transmission flexibles en courant alternatif, liaisons à courant continu haute tension Réseau de distribution : transformateurs intelligents, dispositifs d'automatisation des réseaux 	<ul style="list-style-type: none"> Orienté l'énergie des zones d'excédent de production (éolien/solaire) vers les centres de consommation. Optimise le transit en temps réel (principes d'optimisation avant extension), gère les flux bidirectionnels locaux et résout les congestions sans recourir systématiquement au renforcement lourd du réseau. 	<ul style="list-style-type: none"> Gestionnaires de réseaux

Le tableau présente en synthèse les cinq grandes sources de flexibilité permettant d'équilibrer le système électrique. Du côté de l'offre, les centrales pilotables et les parcs renouvelables de nouvelle génération adaptent leur production et soutiennent la stabilité du réseau. Du côté de la demande, les secteurs industriel, tertiaire et résidentiel modulent ou déplacent leur consommation selon les signaux de prix ou les besoins du système. Le stockage d'énergie, par les batteries ou les stations de pompage, découple la production de la consommation sur des horizons allant de quelques heures à une saison. Le couplage sectoriel transfère l'électricité vers d'autres usages comme le chauffage ou les transports pour absorber les excédents renouvelables. Enfin, les infrastructures de réseau optimisent le transit de l'énergie à l'échelle locale et transfrontalière afin de résoudre les congestions sans recourir systématiquement à de lourds renforcements.

⁵ En Finlande, les chaudières gaz / biomasse sont remplacées par des chaudières électriques. Grâce à cette flexibilité de couplage électricité-chaleur, les chaudières électriques absorbent efficacement les surplus de l'éolien intermittent, réduisant ainsi la volatilité des prix et le recours aux combustibles fossiles ou à la biomasse.

3 La flexibilité électrique en France

3.1 Baromètre des flexibilités 2026 (RTE, Enedis, Think Smart Grids, le GIMELEC, IGNES, la Smart Buildings Alliance et ACTEE)

Quelques points clés du baromètre 2026

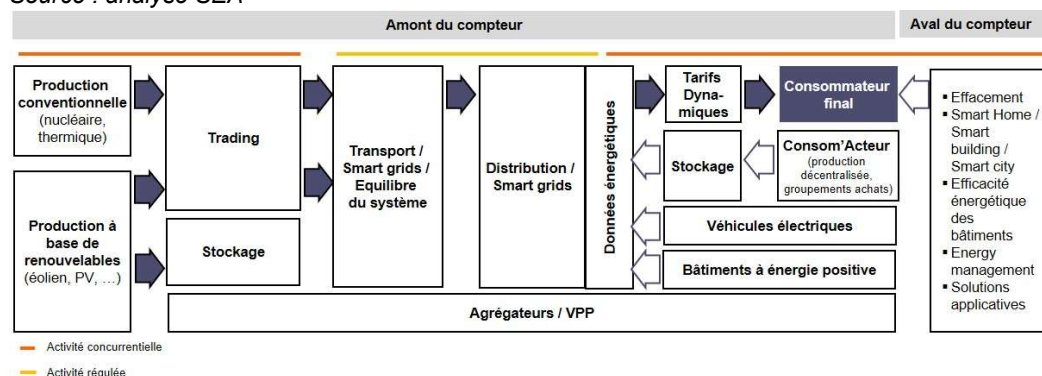
Source : baromètre des flexibilités, 2026

Points clés	Commentaires du baromètre
Une consommation électrique nationale qui reste atone : l'électrification tarde à s'enclencher	<ul style="list-style-type: none"> La consommation d'électricité distribuée (hors autoconsommation) en France reste stabilisée autour de 450 TWh, soit 6% en dessous de ses niveaux d'avant-crise, sachant que la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie n'a pas progressé depuis dix ans La décarbonation de l'économie exige pourtant un basculement massif des énergies fossiles vers l'électricité, mais cette bascule ne se concrétise pas encore dans les chiffres
Du concept d'effacement à la flexibilité quotidienne	<ul style="list-style-type: none"> Pendant des années, la flexibilité s'est concentrée sur l'effacement ponctuel lors des quelques jours de pointe hivernale. Le Baromètre 2026 acte un changement : il s'agit désormais de décaler et moduler la consommation chaque jour de l'année pour l'aligner sur la production solaire de l'après-midi. Le document distingue deux régimes complémentaires : la flexibilité régulière ou structurelle (programmation fixe des appareils pour contourner systématiquement les pointes du matin et du soir) et la flexibilité dynamique (adaptation agile et automatisée de la consommation, de la veille pour le lendemain, en réponse aux signaux du marché)
Accentuation de la « duck curve » : une opportunité financière immédiate	<ul style="list-style-type: none"> Le boom du solaire (+5,9 GW installés en 2025) accentue la déformation de la courbe de consommation résiduelle. Les après-midis affichent des prix de gros très bas, voire négatifs, tandis que les soirées restent sous tension. En 2025, le prix moyen de l'électricité entre 18h et 21h était 111 % plus élevé qu'entre 10h et 18h (contre un écart de 77 % en 2024). Pour tout bâtiment capable de moduler ses usages (CVC, eau chaude, recharge de véhicules), l'intérêt économique est devenu immédiat.
Le tertiaire au centre du jeu, mais le déploiement des BACS est trop lent	<ul style="list-style-type: none"> Le secteur tertiaire (bureaux, commerces, santé, enseignement) pèse environ 30 % de la consommation nationale, avec un profil de charge fortement concentré sur les heures de pointe. Or, le parc ne compte aujourd'hui que 30 000 à 32 000 systèmes BACS (Building Automation and Control Systems) installés, très loin de l'objectif de 100 000 bâtiments équipés d'ici 2030. Le Baromètre pointe un frein organisationnel majeur : la déconnexion fréquente au sein des entreprises entre les acheteurs d'énergie et les équipes d'exploitation technique, ce qui neutralise l'impact des signaux tarifaires.
Flex Ready® et NEBCO : les briques opérationnelles sont prêtes	<ul style="list-style-type: none"> L'année 2025 a vu l'aboutissement de deux leviers techniques et réglementaires : <ul style="list-style-type: none"> Le standard Flex Ready®, permettant aux GTB de recevoir et de traiter de manière entièrement automatisée les signaux de prix. Le mécanisme NEBCO (en vigueur depuis le 01/09/25) permet aux agrégateurs de valoriser sur les marchés non plus seulement des effacements nets, mais de simples décalages de consommation. En seulement quatre mois, le dispositif a gagné 230 000 nouveaux sites, portant le total à plus de 700 000 (volume doublé en un an).
PPE 3 et TURPE 7 : la flexibilité s'inscrit dans le droit commun	<ul style="list-style-type: none"> La PPE 3 (février 2026), consacre officiellement le pilotage de la demande. En parallèle, la réforme des Heures Creuses enclenchée fin 2025 vise à déplacer progressivement les plages tarifaires vers les après-midis pour redéployer 5 GW de consommation d'ici 2027. Enfin, le futur TURPE 7 introduira ces heures creuses méridiennes pour le secteur tertiaire entre mi-2027 et mi-2028.

RTE, Enedis, Think Smart Grids, le GIMELEC, IGNES, la Smart Buildings Alliance et ACTEE publient depuis 2024 un Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité. Dans leur seconde édition publiée en avril 2026⁶, le collectif souligne que l'année 2025 a été celle de la mise en place de briques logicielles, réglementaires et industrielles de la flexibilité (Flex Ready, NEBCO, prémices du TURPE 7), rappelant que l'enjeu des prochaines années est le passage à l'échelle pour aligner la courbe de consommation sur les nouveaux rythmes de la production décarbonée française.

3.2 Les acteurs de la flexibilité Chaîne de valeur de l'électricité en construction

Source : analyse SEA



En France, le marché de la flexibilité électrique est structuré autour de plusieurs familles d'acteurs, qui interviennent sur l'ensemble de la chaîne de valeur : le réseau et ses opérateurs et en premier lieu le gestionnaire du réseau de transport, les agrégateurs / opérateurs d'effacements, les fournisseurs et producteurs capables d'activer des flexibilités, ainsi que les fournisseurs de solutions logicielles et de pilotage. Dans cet ensemble, on peut distinguer les acteurs système (RTE, Enedis, bourse de l'électricité) des acteurs proposant des solutions et services, souvent différenciés par segments de

⁶ Voir ici : <https://assets.rte-france.com/prod/public/2026-04/2026-04-17-barometre-flexibilite-consommation-principaux-enseignements.pdf>

consommateurs (industrie, tertiaire, particuliers). Le panorama ci-après n'est qu'une synthèse d'un marché complexe (et très réglementé, notamment pour les bâtiments) et où les acteurs se positionnent en fonction de la montée en puissance des marchés de la flexibilité, dans une logique où ce dernier est amené à se développer dans le cadre de : l'hybridation des modèles (agrégateur + fournisseur + EMS), la montée du pilotage thermique (CVC, froid industriel, chauffe-eau), le rôle croissant du véhicule électrique (smart charging, V2G encore émergent), le passage d'une logique d'effacement ponctuel à celui d'une flexibilité continue, la convergence entre autoconsommation PV + stockage + flexibilité.

Acteurs système et marché :

- **RTE** : acteur pivot du système, il organise et active des dispositifs de flexibilité pour la sûreté du réseau et l'équilibre en temps réel (mécanisme d'ajustement, NEBEF, capacité)
- **Enedis et ELD** : gestionnaires du réseau de distribution (données, pilotage local, expérimentations de flexibilités locales)
- **EPEX Spot** : formation du prix spot (signal clé implicite pour la flexibilité).

Acteurs de la flexibilité par segments de clients (illustration – non exhaustif)

Source : analyse SEA

Segment de marché	Offres de Flexibilité Active / Effacement (pilotage des appareils à distance par un tiers)	Offres Tarifaires Dynamiques ou Horaires (Prix variables)	Éditeurs de Logiciels / EMS / Équipementiers (Briques technologiques)
Industrie & Agro-Agri (Grands comptes, Usines, Coopératives)	Agrégateurs & Opérateurs d'effacement : Energy Pool, Enerdigit, Flexcity (Veolia), Agregio (EDF), Eginov, ENGIE NextFlex, Acciona Energía	Contrats de fourniture indexés Marché : Ensemble des fournisseurs présents sur ce segment (Formules Blocs+spot, incitation à l'effacement).	Logiciels VPP, IA & Automatisation : <ul style="list-style-type: none"> ▪ AutoGrid (Schneider Electric) ▪ BeeBryte ▪ CyberGrid / Dexter Energy ▪ ABB
Tertiaire (Bâtiments publics, Bureaux, Distribution)	Opérateurs d'effacement & de Services Énergétiques : <ul style="list-style-type: none"> • ENGIE Solutions (FLEX'eBRID) • Tiko (Groupe Engie) • GreenFlex (Oteis) • Tilt Energy 	Fournisseurs B2B à tarification flexible : Ensemble des fournisseurs présents sur ce segment	Éditeurs Smart Building, GTB & EMS : <ul style="list-style-type: none"> • BeeBryte (Optimisation CVC), Advizeo (Hypervision "Flex Ready"), ABB, Schneider Electric, Siemens, Deepki
Particuliers (Résidentiel) (Logements, VE)	Agrégateurs diffus & Applications de valorisation : Voltalis (Leader historique) Survolage Tiko (Groupe Engie) Mon Pilotage Elec (EDF) Défis Énergie (TotalEnergies)	Pure Players tarifications dynamiques : Frank Énergie, Sobry Fournisseurs à signal tarifaire (Obligation / Transitoire) : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Opérateurs obligés (plus de 200 000 clients) : EDF, TotalEnergies, Engie, ES, ... ▪ Autres : Octopus Energy 	Éditeurs IoT, Domotique, EMS & Stockage : <ul style="list-style-type: none"> • Delta Dore (Passerelle IoT / Box Tydom), Fractal Energy (Flexbox, mini-stockage distribué), LinkIO (Infrastructure logicielle VPP), Netatmo (Legrand), Schneider Electric (Wiser), Atlantic

3.3 Cas pratiques

A titre d'illustration, on trouvera ci-après 3 cas pratiques par segments de clients :

▪ Industrie

Déploiement d'une chaudière électrique de 7 MW pour Alteo, installation valorisée sur le mécanisme de la réserve secondaire (aFRR)



- **Client** : Alteo, leader mondial dans la production d'aluminés de spécialité
- **Contexte** : Alteo devait concilier décarbonation et performance économique. La mise en service d'une chaudière électrique de grande capacité représentait une avancée majeure pour réduire l'empreinte carbone, mais aussi un risque financier si l'équipement n'était pas optimisé
- **Réalisation Concrète** : Energy Pool a accompagné Alteo sur l'ensemble du cycle.
- **Résultats** : hausse/baisse de consommation certifiée par RTE pour une économie générée de plus de 30 €/MWh d'optimisation sur la facture énergétique. Baisse directe des émissions de CO₂ grâce à l'électrification partielle de la production de chaleur et à un recours limité à la chaudière gaz

▪ Tertiaire

Orange monétise ses batteries de secours grâce aux services de Demand Response (DR) de Flexcity



- **Client** : Orange, grand opérateur mobile et internet, dispose de milliers de sites en France équipés de batteries de secours pour garantir un service 24/7
- **Contexte** : depuis 2017, Orange utilise Flexcity pour monétiser ses batteries de secours le projet concerne plus de 8 000 sites/batteries via des services français de Demand Response.
- **Réalisation Concrète** : la plateforme Flexcity active et désactive des groupes de batteries en fonction des signaux de RTE, en respectant les contraintes techniques et la disponibilité en temps réel des sites.
- **Résultats** : le dispositif permet de valoriser plus de 20 MW de flexibilité, et de générer des revenus additionnels à partir d'une capacité de secours jusque-là sous-utilisée

▪ Particuliers

Offres Tempo et HP/HC liées au TRVE



- **Clients** : particuliers
- **Contexte** : les fournisseurs historiques sont tenus de proposer à minima des offres au Tarif Réglementé de Vente de l'électricité (TRVe) défini par la CRE. Certaines offres au TRVe sont compatibles avec la valorisation des flexibilités : les offres Heures Pleines/Heures Creuses (HP/HC), les offres TEMPO (flexibilité assurantielle).
- **Réalisation Concrète** : l'option Tempo du TRVE repose sur un système de jours différenciés : 300 jours avec un prix du kWh très avantageux, 43 jours à tarif intermédiaire, 22 jours concentrés en hiver, où le prix de l'électricité peut être jusqu'à 4 fois celui d'une option classique, et pendant lesquels les consommateurs sont incités à moins consommer
- **Résultats** : d'après le baromètre de la flexibilité 2026, 1,2 million de consommateurs bénéficiant d'une offre de fourniture à effacement (TEMPO ou type TEMPO) se traduit par une baisse de la consommation de 30 % à 40 % sur les jours signalés par RTE soit une capacité totale d'environ 400 MW

4 Perspectives : d'une flexibilité « assurantielle » à une flexibilité « systémique et industrialisée »

La montée en puissance des énergies renouvelables et l'électrification des usages transforment en profondeur le rôle de la flexibilité dans le système électrique. Celle-ci évolue d'une fonction assurantielle, mobilisée en réponse aux pointes et aux déséquilibres, vers une fonction systémique, continue et industrialisée. Elle devient un levier central de performance, au cœur de l'optimisation du système. Historiquement conçue comme un mécanisme de secours, la flexibilité reposait sur des activations ponctuelles, principalement lors d'épisodes de tension. Ce modèle montre aujourd'hui ses limites face au poids relatif des ENR dans le système électrique. Le nouveau paradigme repose sur une logique d'orchestration continue : la valeur ne provient plus de la gestion des crises, mais du pilotage en temps réel d'un portefeuille étendu d'actifs (bâtiments, bornes de recharge, procédés industriels, batteries, pompes à chaleur). La flexibilité devient ainsi un outil d'optimisation permanente, à la croisée des signaux prix, des contraintes réseau et des logiques opérationnelles.

Cette évolution s'accompagne d'une transformation du marché de la flexibilité, qui va progressivement devenir plus large (intégration de nouveaux gisements diffus et décentralisés), plus récurrent (valorisation continue via des arbitrages temporels et locaux, au-delà des seuls épisodes de tension), plus segmenté (multiplicité des cas d'usage, des horizons temporels et des signaux économiques). Dans ce contexte, la flexibilité va devenir plus facilement adressable, standardisable et commercialisable, facilitant son intégration dans des offres packagées.

Le modèle économique évolue également de manière significative :

- Les revenus ne reposent plus principalement sur des événements rares, mais sur une monétisation régulière des écarts de prix et des contraintes locales.
- La création de valeur dépend de la capacité à agréger, piloter et optimiser des actifs hétérogènes en continu.
- La donnée, les algorithmes et l'accès aux marchés deviennent des actifs stratégiques clés.

Dans cette configuration, les acteurs les mieux positionnés sont ceux capables d'intégrer plusieurs briques de valeur :

- Agrégateurs et fournisseurs disposant de capacités avancées de pilotage.
- Éditeurs de logiciels capables d'orchestrer des portefeuilles diffus et complexes.
- Fabricants d'équipements connectés, compatibles avec des logiques de pilotage dynamique.
- Acteurs de réseau capables de valoriser les contraintes locales via des mécanismes de flexibilité.

En synthèse, l'enjeu ne réside plus dans le volume de flexibilité disponible, mais dans son degré d'industrialisation, d'automatisation et d'intégration au marché. De fait, la flexibilité devient un déterminant clé de la compétitivité du système électrique. La création de valeur se déplace vers les acteurs capables d'orchestrer les flux d'électricité et de données, au détriment des modèles centrés uniquement sur la production et la facturation simple d'un point de livraison. L'avantage compétitif se situe désormais dans la capacité à agréger des actifs distribués, à optimiser leur pilotage en temps réel et à capter des revenus multi-marchés. Dans ce contexte, les frontières traditionnelles entre producteurs, fournisseurs, opérateurs de flexibilité et acteurs technologiques vont s'estomper, au profit de modèles intégrés positionnés sur les couches à plus forte valeur ajoutée (pilotage, optimisation, accès marché).



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 ?