



FICHE 12

Exploitation du système électrique



Assurer le bon fonctionnement du système électrique et adopter une stratégie d'exploitation qui minimise le besoin de nouvelles infrastructures



SITUATION ACTUELLE



La spécificité de l'électricité réside dans la contrainte d'équilibre : contrairement au réseau routier, le réseau électrique ne supporte pas la surcharge.

Cette spécificité se traduit dans les missions de RTE, opérateur public chargé de garantir la sécurité d'alimentation en France et à ce titre seul acteur compétent pour rétablir à tout instant l'équilibre national en ajustant la production des centrales, des installations de stockage ou les offres d'effacement en temps réel voire en actionnant les leviers de sauvegarde.

L'équilibre du système électrique est à la fois un enjeu européen – tous les États du système interconnecté en Europe continentale partagent la même fréquence – et un enjeu local – tous les appareils électriques (les grandes centrales de production comme les appareils électroménagers chez les particuliers) doivent fonctionner à l'intérieur d'une plage définie de tension et d'intensité.



Il existe un lien indissociable entre les modalités de fonctionnement du système électrique et le développement du réseau public de transport d'électricité. En effet, le développement du réseau est un moyen pour assurer le bon fonctionnement du système électrique en temps réel.

Dans les années 1980, la France a développé un grand réseau interconnecté et un parc nucléaire de très grande taille, dans le même temps que se développaient de nouveaux usages de l'électricité (notamment pour le chauffage des habitations).

La combinaison entre la part prépondérante du nucléaire dans la production – unique au monde – et

une consommation thermosensible a conduit, dès les années 1980, à développer des modalités spécifiques d'exploitation de la production, avec la modulation des centrales nucléaires et le démarrage des chauffe-eaux la nuit lors des périodes de faible consommation. Il s'agit d'une spécificité française qui représente aujourd'hui encore la principale source de flexibilité du pays.

Ces modalités propres au nucléaire et au pilotage de la recharge des chauffe-eaux s'accompagnent d'un pilotage spécifique du système électrique, articulé autour d'un mécanisme d'ajustement centralisé par lequel le gestionnaire du réseau de transport assure l'équilibrage et le respect des marges requises pour bien exploiter le système. Ce mode de pilotage a permis et permet toujours à la France de bénéficier de coûts d'équilibrage en temps réel compétitifs.

Depuis le début des années 2000, le système électrique a évolué : la France a fermé la majorité de ses centrales au charbon et développé un parc de 47 GW d'éolien et de solaire.

L'exploitation du système électrique n'a pas fait exception et a également évolué : les batteries, les consommateurs et, de manière plus récente, les énergies renouvelables commencent à prendre part à la gestion de l'équilibre du système électrique en temps réel.

À titre d'exemple, les batteries couvrent aujourd'hui 40 à 50% des besoins du système électrique français en réserve primaire – puissance dégagée en moins de 30 secondes pour assurer l'équilibre du système électrique. Il y a dix ans, les centrales de production «historiques» (centrales nucléaires, centrales

thermiques, centrales hydroélectriques) étaient encore obligées de «réserver» une partie de leur puissance pour fournir ce service.

À cet égard, l'optimisation de l'exploitation du système électrique à proximité du temps réel fait partie des conditions qui ont rendu possible la fermeture de presque toutes les centrales à charbon françaises sans conséquence sur la sûreté d'exploitation du système électrique.

 **Néanmoins, la France n'a pas eu à faire évoluer de manière fondamentale ses modalités d'exploitation du système électrique au cours des vingt dernières années.** Contrairement à d'autres États, comme l'Allemagne, l'Italie, la Suède ou la Grande-Bretagne, la France n'a eu besoin ni de développer des systèmes de *redispatching* à grande échelle, c'est-à-dire de modifier de manière significative le plan de production pour éviter l'apparition de congestions

sur le réseau (l'Allemagne réalise du *redispatching* tous les ans pour des volumes compris entre 24 TWh et 32 TWh entre 2020 et 2023 contre environ 2 TWh en France en 2024), ni de différencier ses zones de prix (sur les marchés de gros de l'électricité, les prix sont les mêmes dans toute la France : ce n'est par exemple pas le cas en Italie ou en Suède).

 **De plus, la réglementation européenne concernant l'équilibrage évolue afin de standardiser les modalités d'exploitation pour les rendre davantage interopérables entre pays.** RTE a déjà indiqué que, s'agissant de la France, ces nouvelles modalités se traduiraient par une désoptimisation dans la gestion des déséquilibres à court terme et vraisemblablement par une augmentation du coût de contractualisation des réserves. Dans tous les cas, il s'agit d'un facteur qui conduira les modalités historiques d'exploitation du système à évoluer dès les prochaines années.



ENJEUX POUR LE RÉSEAU

 **Depuis cinq ans, RTE a mis en place le dimensionnement optimal pour accompagner le développement de l'éolien et du solaire.** Ce principe conduit à moins dimensionner ou à reporter la construction de certaines infrastructures de réseau, quitte à «arrêter temporairement» les installations de production renouvelable en cas de surcharge du réseau (écrêttement). Les producteurs sont rémunérés pour la perte de valeur.

De fait, un moindre niveau d'investissement a pour conséquence une augmentation des coûts d'exploitation du système électrique.

Ce mode de dimensionnement des réseaux à haute tension représente une transformation significative dans la gestion du système électrique en temps réel : dans tous les cas de figure, l'augmentation du volume d'écréttements nécessite d'adapter les modes d'exploitation et emporte un besoin de coordination important avec les distributeurs dont le réseau accueille la majorité des parcs de production renouvelable terrestre. La gestion de ces écréttements de production renouvelable constitue donc l'un des défis de la période 2025-2030, déjà bien identifié dans le précédent SDDR. La solution technique

en cours de déploiement repose sur l'installation d'automates permettant de réaliser des écréttements sur une zone entière du réseau (cf. fiche n°4).

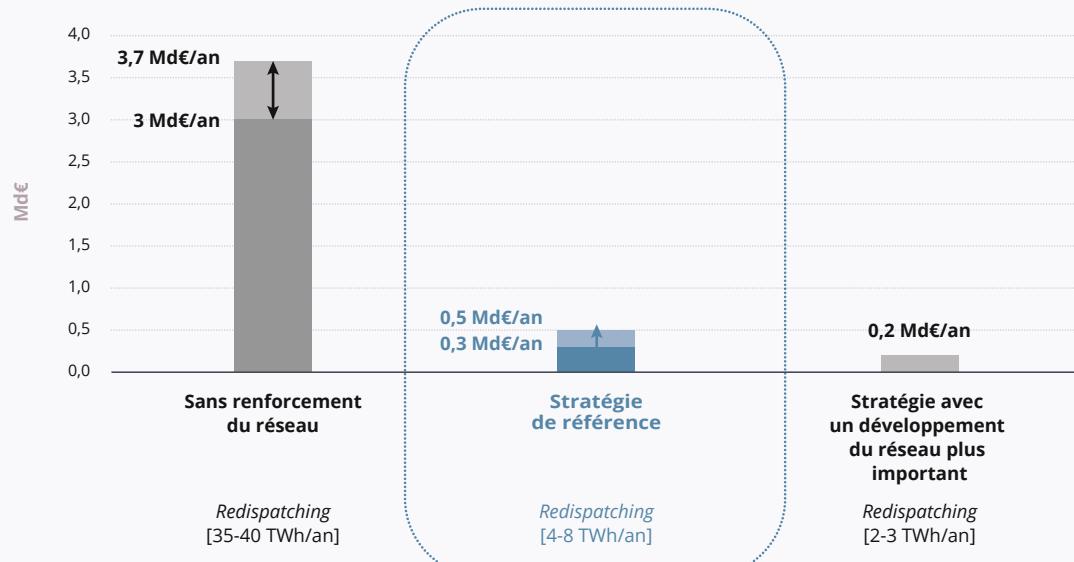
Dans le SDDR 2025, les études ont porté :

- ▶ *D'une part*, sur les évolutions de dimensionnement du réseau 400 kV pour choisir un couple performant entre développement de l'infrastructure et la gestion de l'exploitation. Ce choix constitue un paramètre de premier ordre pour tout le système électrique. En effet, décider de ne pas construire une infrastructure 400 kV et d'exploiter un réseau congestionné impose de s'assurer que le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité dispose effectivement des moyens permettant de garantir l'équilibre des flux sur le réseau et la tenue dans une plage de tension acceptable.
- ▶ *D'autre part*, sur les enjeux associés à la réalisation des chantiers sur le réseau et à leur impact sur l'exploitation du système électrique. Pour réaliser certains chantiers, il est nécessaire de rendre indisponible certains éléments du réseau électrique, ce qui a nécessairement un impact sur la préparation de l'exploitation.



STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET ALTERNATIVES POSSIBLES

Charges annuelles d'exploitation et volumes de *redispatching* à horizon 2035



● Scénarios étudiés
● Stratégie de référence

Choix de la stratégie de référence

Dans le SDDR, RTE propose une stratégie de renforcement de la structure du réseau à très haute tension présentée dans la fiche n°10. Cette stratégie vise à tenir compte de la réalité industrielle (nécessité d'un phasage des différents projets), sociétale (construction de nouvelles infrastructures de réseau alors qu'aucun chantier de cette ampleur n'a été réalisé depuis les années 1990) et des incertitudes sur le rythme effectif de transformation du système électrique. Elle repose donc sur la définition de zones de renforcement prioritaires (qui correspondent aux besoins les plus urgents et aux projets dont le délai de récupération en matière d'investissements est rapide dans tous les scénarios étudiés).

La stratégie pour les réseaux à haute tension a été présentée dans la fiche n°7 : elle correspond au dimensionnement optimal prévu dans le SDDR 2019.

Sur l'ensemble du réseau public de transport d'électricité, la stratégie de référence pour le développement du réseau a pour pendant une augmentation des coûts d'exploitation du système électrique et des volumes de *redispatching* dès 2030.

La réussite de cette stratégie nécessite de garantir que RTE dispose effectivement des leviers techniques pour assurer l'équilibre des flux sur le réseau, qui s'ajoutent à ceux nécessaires au maintien de l'équilibre à tout instant entre le niveau de consommation et le niveau de production. Elle implique donc revoir les règles qui encadrent la mise à disposition de ces leviers. Préparer cette évolution constitue donc une priorité. Elle impliquera des concertations dans le cadre du Comité des utilisateurs du réseau de transport d'électricité et des évolutions de règles soumises à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie.



DESCRIPTION DE LA STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE ET DES CHOIX D'OPTIMISATION



Être en mesure de réaliser de grands volumes de *redispatching* à des coûts plus « performants » que de nouvelles infrastructures de réseau

Sur le plan économique, les analyses du SDDR mettent en évidence qu'il est théoriquement possible de prévoir d'équilibrer le système électrique à un coût compétitif en ayant recours de manière plus importante au *redispatching* (c'est-à-dire à la modification du plan de production pour prévenir les congestions sur le réseau). En 2035, la stratégie de référence conduit à un coût de *redispatching* au périmètre de la collectivité de l'ordre de 500 M€/an dans un scénario cohérent avec le projet de PPE 3, soit des montants bien supérieurs aux coûts actuellement portés par RTE (de l'ordre de 150 M€ en 2024).

Ces montants sont importants mais bien inférieurs à ceux observés dans d'autres États comme l'Allemagne (entre 1,4 Md€ et 4,3 Md€/an entre 2020 et 2023).

Sur le plan technique, la mise en œuvre de cette stratégie n'a rien d'évident.

D'une part, elle implique d'accroître les volumes de *redispatching* pour la gestion des flux sur le réseau. Le volume annuel de *redispatching* pourrait être porté à 8 TWh dans un scénario cohérent avec les objectifs prévus dans le projet de PPE 3. À titre de comparaison, RTE a réalisé près de 2 TWh de *redispatching* en 2024 pour la gestion des flux sur le réseau. Au cours des dernières années, le *redispatching* a été majoritairement réalisé pour permettre

Redispatching : croissance des volumes à des coûts plus performants que de nouvelles infrastructures de réseau

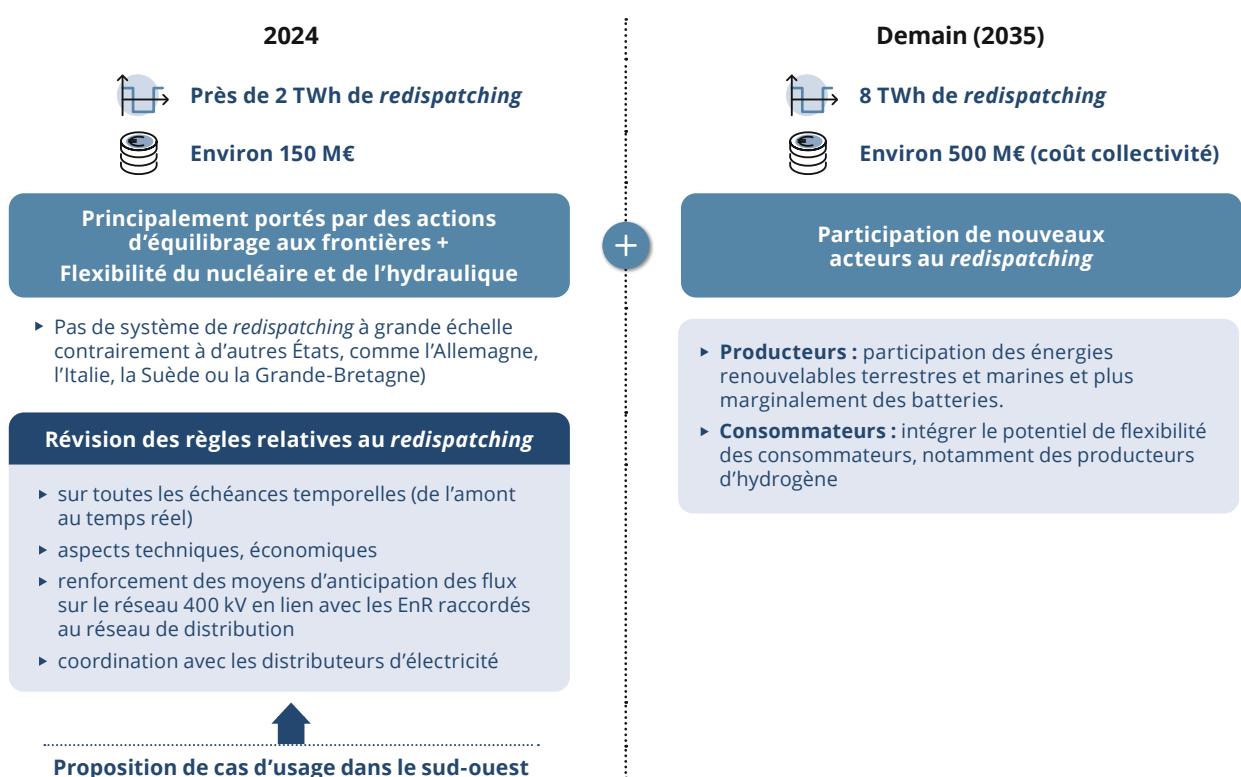


Figure 12.1 – Enjeux relatifs à l'évolution du *redispatching* pour les besoins de gestion des flux (et sans intégrer les besoins d'équilibre offre-demande)

le bon fonctionnement des échanges européens et de manière minoritaire pour la gestion des congestions en France. Les études menées dans le cadre du SDDR portent principalement sur la gestion des congestions en France. Au-delà des volumes, les besoins et les moyens mis en œuvre pour gérer ce *redispatching* sont donc d'une nature différente par rapport à ceux actuellement mis en œuvre.

D'autre part, ces besoins s'ajoutent à ceux propres à la gestion de l'équilibre en temps réel entre le niveau de production et de consommation. Sur le plan technique, RTE doit être en mesure de mener l'ensemble des actions nécessaires à la gestion globale du système électrique.

Dans les pays européens qui ont le plus recours au *redispatching*, les moyens thermiques (gaz, charbon) sont sollicités de manière prioritaire pour cela. Or, la France dispose de peu de ce type de moyens thermiques fossiles et ne prévoit pas d'en développer. Augmenter le volume de *redispatching* nécessite donc de solliciter le nucléaire, l'hydraulique et les autres filières renouvelables.

Le potentiel de flexibilité des parcs nucléaire et hydraulique étant déjà exploité, l'enjeu réside particulièrement dans la participation des énergies renouvelables terrestres et marines au *redispatching* et plus marginalement de nouveaux acteurs (notamment les batteries). Ces éléments étaient déjà mis en évidence dans le rapport publié en 2021 par RTE et l'Agence internationale de l'énergie.

Au-delà des principes qui sont clairement établis, il s'agit désormais de passer à leur mise en œuvre opérationnelle.

La bonne atteinte de cette stratégie dépend aussi de la manœuvrabilité du parc nucléaire en exploitation. Dans le cas où son exploitant déciderait à l'avenir de moins faire moduler les réacteurs, d'autres filières devraient être sollicitées et/ou plus de réseau devrait être construit.

Pour cela, RTE fera évoluer les règles relatives à la gestion du temps réel (programmation, mécanisme d'équilibrage, gestion des flux, etc.). Ces évolutions seront concertées dans le cadre du Comité des

Le contrat de gestion prévisionnelle permet à RTE et aux producteurs de mutualiser les périodes de travaux sur le réseau avec les périodes de maintenance des installations de production pour minimiser l'impact des travaux sur les producteurs.



Conditions du contrat de gestion prévisionnelle



Limites du contrat de gestion prévisionnelle au regard de la croissance des travaux sur le réseau



Signature optionnelle du contrat de gestion prévisionnelle

Absence de visibilité qui ne permet pas de sécuriser les travaux sur le réseau, notamment les plus lourds, et rend difficile l'évaluation de la sécurité d'exploitation



Vision sur les indisponibilités des installations de production inférieure à 17 mois

Difficulté à placer les chantiers les plus structurants qui peuvent se planifier jusqu'à 5 ans à l'avance



Possibilités larges de modifications du planning par les producteurs (p. ex. : jusqu'à 3 mois avant la date prévisionnelle d'arrêt, les producteurs peuvent changer le planning de manière unilatérale)

Coûts échoués pour la collectivité par la désoptimisation du planning des travaux et par le coût de leur déplacement voire de leur annulation

Les modalités actuelles du contrat de gestion prévisionnelle ne permettent pas de sécuriser suffisamment les travaux dont le volume et la durée vont s'accroître

Figure 12.2 – Enjeux autour du contrat de gestion prévisionnelle

utilisateurs du réseau de transport d'électricité en 2025. Elles seront soumises à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie. Cette révision des règles devra intégrer les aspects techniques, économiques ainsi que la question de la coordination avec les distributeurs d'électricité, notamment Enedis.

En complément, RTE souhaite engager une démarche spécifique sur la gestion des flux dans le sud-ouest. Dans cette zone du réseau, de nombreux projets renouvelables sont en cours de développement. Ils ont déjà un impact sur le réseau 400 kV et interagissent avec les flux de transit européens. Il s'agit donc d'un bon cas d'usage pour envisager une évolution de l'exploitation en mobilisant de nouvelles filières pour la gestion des flux.

Réaliser les chantiers sur le réseau en même temps que ceux réalisés par les producteurs sur leurs centrales et renforcer la fermeté des plannings de travaux plusieurs années en avance

Pour maîtriser les coûts de *redispatching*, RTE est prêt à programmer les travaux sur le réseau à très haute tension très en amont, en fonction des arrêts pour maintenance des groupes de production lorsqu'ils sont déjà connus. Ceci permettrait d'éviter ainsi des coûts supplémentaires dans les projets réalisés par RTE et liés uniquement aux coûts des arrêts de groupes de production (qui ne sont pas intégrés dans la trajectoire de référence).

Cette coordination existe déjà sur certains chantiers et peut être efficace. À titre d'exemple, les travaux de changement des câbles de la ligne entre Eguzon et Marmagne, synchronisés avec les arrêts longs de réacteurs de la centrale nucléaire de Civaux pour visite décennale, ont pu être réalisés sans coûts supplémentaires.

Néanmoins, ce processus relève encore du cas par cas. RTE propose de rendre ce processus systématique et de renforcer les engagements pris de part et d'autre pour assurer la fermeté plusieurs années en avance des programmes de travaux respectifs.

Dès lors, RTE engagera en 2025 une révision du contrat d'accès au réseau (producteur, stockeur et consommateur) sur la planification des travaux et du contrat de gestion prévisionnelle, qui fixe les modalités de coordination des travaux sur le réseau et des arrêts des installations de production. Une première étape a déjà été réalisée en 2024 et porte spécifiquement sur la planification des travaux de renouvellement sur les infrastructures de raccordement des consommateurs (ouvrages propres). Elle doit faire l'objet d'une

saisine de la Commission de régulation de l'énergie. Elle doit être complétée d'autres étapes plus structurantes, notamment concernant le contrat de gestion prévisionnelle et le contrat d'accès au réseau pour les producteurs.

Financer les équipements nécessaires au maintien de la tension et de la stabilité du réseau installés dans les postes électriques exploités par RTE ou dans les infrastructures des utilisateurs du réseau

Les besoins de nouveaux dispositifs sont croissants, notamment pour éviter des tensions trop hautes sur le réseau (déploiement de bobines d'inductance shunt à un rythme moyen de 1 GVAr/an d'ici 2030) ou pour assurer la stabilité du réseau sur lequel de plus en plus de machines sont connectées via de l'électronique de puissance. Cette situation n'est pas spécifique au réseau français et est observée dans toute l'Europe. Il est par ailleurs documenté dans plusieurs rapports techniques (par ex : étude RTE-AIE).

La stratégie de référence prévoit 1,9 Md€ d'investissement sous réserve d'une participation plus forte au réglage de tension des producteurs d'énergie renouvelables terrestres (les parcs photovoltaïque et éolien pourraient effectuer de la compensation statique, ce qui permettrait de bénéficier d'un réglage de la tension même en l'absence de production de puissance active), des stockeurs, des industriels et de l'installation de moyens de compensation sur les réseaux de distribution.

Une concertation a été lancée à ce sujet en 2024. Elle doit se poursuivre, en coordination avec les gestionnaires des réseaux de distribution. Les nouvelles règles feront l'objet d'une approbation de la Commission de régulation de l'énergie.

Approfondir les travaux de recherche sur les phénomènes de stabilité des convertisseurs d'électronique de puissance

Ces travaux permettront de statuer sur le risque d'interactions entre installations à l'horizon 2030-2035 selon les zones du réseau français et sur le nombre de matériels stabilisants à mettre en service dans les postes électriques (compensateurs synchrones ou STATCOM Grid Forming). À titre d'exemple, les gestionnaires de réseau allemand prévoient l'installation de 50 matériels de ce type d'ici 2030. Les coûts de ces dispositifs ne sont pas précisés dans le plan de développement allemand.