

100 % libres
...100 % vous !



Monsieur Xavier PIECHACZYK
Président du Directoire
RTE
Immeuble Window
7C, place du Dôme
92073 PARIS LA DEFENSE Cedex



Alexandre GRILLAT
Secrétaire National

Paris, le 22 avril 2024

Objet : Consultation publique relative au Schéma Décennal de Développement du Réseau 2024

Monsieur le Président,

Les salariés de RTE, du Groupe EDF et de l'ensemble des entreprises du secteur des Industries Électriques et Gazières connaissent le rôle central et les missions du gestionnaire de transport dans l'ensemble du système électrique. La CFE Énergies est donc particulièrement attentive aux travaux de prospective de RTE. La consultation publique que vous avez lancée le 14 mars dernier, relative au Schéma Décennal de Développement du Réseau, a retenu toute notre attention.

Première organisation syndicale représentative de l'encadrement et seconde pour l'ensemble des salariés des entreprises des Industries Électriques et Gazières, la CFE Énergies considère que cette consultation lui donne l'opportunité de rappeler sa vision, selon laquelle les réseaux électriques seront plus que jamais au cœur de la révolution énergétique de ce siècle, et des enjeux de sécurité du réseau électrique européen, y compris de cybersécurité et de souveraineté énergétique de la France.

La CFE Énergies remercie RTE et l'ensemble de ses équipes pour le travail de préparation du Schéma Décennal de Développement du Réseau 2024 ainsi que pour la qualité des documents mis à disposition dans le cadre de cette consultation.

Étant donné le développement notable et rapide de nouveaux moyens de production et de nouveaux types de consommation sur le réseau de transport opéré par RTE mais aussi sur les réseaux de distribution opérés par Enedis et les Entreprises Locales de Distribution (ELD), la réponse de la CFE Énergies à la présente consultation couvrira les deux grands domaines de tensions électriques.

En synthèse, la CFE Énergies constate que les données de la PPE et de la SFEC sont datées. Se référant au discours de Belfort du Président de la République, la CFE Énergies demande que l'on sorte de l'ambiguïté.

Des choix clairs doivent désormais servir de base pour la construction d'un SDDR à la fois faisable du point de vue des ressources humaines à mobiliser, économe en consommation de ressources naturelles, qui ne génère pas de coûts échoués à l'horizon 2050 et qui soit financièrement supportable via le TURPE pour l'ensemble de l'industrie, des entreprises et des consommateurs. Tous les moyens de production devraient contribuer à la sûreté du système électrique, et il est indispensable d'imposer la neutralité technologique entre tous les moyens de production décarbonée, en abandonnant notamment la priorisation des énergies intermittentes par rapport aux énergies bas carbone pilotables.

Les salariés en première ligne pour construire les réseaux de demain

Dans un premier temps, la CFE Énergies souhaite mettre en avant le sujet des ressources humaines, des compétences et de la Gestion Prévisionnelle des Emplois et des Compétences (GPEC). La consultation évoque à juste titre les compétences chez les fournisseurs et les sous-traitants de RTE. Ce sujet est bien plus large et l'initiative appelée « Écoles des réseaux » commune à RTE, Enedis et à 1600 entreprises de la filière des réseaux électriques le prouve. Les milliers de recrutements annoncés par la filière des réseaux électriques s'ajoutent aux dizaines de milliers de recrutements annoncés dans le cadre de la relance du nucléaire, et se cumulent avec les besoins affichés dans le cadre de la réindustrialisation de la France.

Pour la CFE Énergies, aucun travail approfondi ne permet à date de garantir que les filières de formations françaises sont suffisamment dimensionnées pour répondre aux demandes des différents secteurs industriels concernés.

La CFE Énergies s'interroge par conséquent sur la capacité de mener à bien et de front l'ensemble des programmes industriels qui sont annoncés, alors que les gestionnaires de réseaux éprouvent d'ores et déjà des difficultés à recruter et à fidéliser les nouveaux embauchés, et que les Industries Électriques et Gazières (IEG) ont perdu en attractivité avec la dernière réforme des retraites. Chez RTE, plus de 14 % des agents actuellement en poste seront partis à la retraite en 2035. Chez Enedis, 32 % de l'effectif sera concerné, et l'entreprise annonce 10 000 embauches d'ici 2027.

Malgré la volonté des Directions et les multiples initiatives des industriels telles que les Écoles des réseaux et l'embauche de salariés expérimentés et seniors, il nous semble hélas possible que le nombre d'embauches effectives ne soit pas au niveau souhaité dans les années à venir. La capacité de formation des nouveaux embauchés pose elle-aussi question. La fermeture prochaine de 2 des 6 campus de formation chez Enedis est d'ailleurs un signal négatif face à cette problématique, alors que RTE développe son académie de formation, y compris en acquérant un nouveau site à Jonage.

Il manque une vision d'ensemble et la CFE Énergies a déjà appelé l'État à impulser une politique d'ensemble en matière de formation dans le cadre d'une vision transversale et intersectorielle. La réponse se fait malheureusement attendre.

De ce fait, la CFE Énergies considère que les Pouvoirs Publics et les gestionnaires de réseaux doivent adapter les programmes de développement du réseau électrique et de raccordement de nouveaux moyens de production à la capacité de réalisation permise par les ressources humaines réellement disponibles.

Des infrastructures vieillissantes qu'il est temps de renouveler

Les réseaux de transport, comme de distribution, sont vieillissants, et il est grand temps d'accélérer leur renouvellement. Le développement du réseau ne peut se faire au détriment de cette véritable reconstruction de l'infrastructure existante. Alors que RTE prévoit des investissements supérieurs à 3,5 Md€ en 2027, moins du quart sera consacré au renouvellement. Chez les distributeurs, avec un réseau 13 fois plus étendu qui accueille aujourd'hui 90 % des énergies décentralisées intermittentes, le sujet du renouvellement est tout aussi important.

Alors que les investissements sont en forte hausse chez Enedis comme chez RTE, **la CFE Énergies demande que le renouvellement des lignes et la pérennisation du système électrique ne soit en aucune manière une variable d'ajustement.**

Pour répondre à ce défi immense, la CFE Énergies demande que les gestionnaires de réseau se renforcent en matière d'ingénierie, de maintenance, d'exploitation, et de conduite. RTE et Enedis doivent continuer leurs efforts pour répondre au renouvellement du réseau, aux nouveaux raccordements, aux évolutions des flux électriques, aux nouvelles technologies numériques (y compris cyber), et à la maîtrise des nouveaux outils au cœur des nouvelles activités de RTE, tels que les plateformes offshores, bateaux câbliers, ... tout en maintenant en interne les compétences dans un marché du travail de plus en plus concurrentiel.

Des réseaux plus robustes, et une organisation renforcée face aux agressions climatiques

Depuis les tempêtes de 1999, RTE a fait des progrès significatifs pour rendre le réseau résilient. Pour autant, et au-delà des sujets tels que les tempêtes, les inondations et l'impact des températures élevées sur la flèche des lignes (avec une réduction des IMAP - intensités maximales admissibles en permanence - au plus chaud des vagues de chaleur), la CFE Énergies attire l'attention de RTE sur les conditions de fonctionnement des systèmes électroniques de téléconduite du réseau, dans des bâtiments non-climatisés, à des températures au-delà des cahiers des charges. RTE doit s'assurer que l'ensemble des composants de la chaîne de téléconduite continuent d'être pleinement opérationnels et résilients face au changement climatique. Le même constat s'applique chez Enedis, avec des programmes spécifiques pour renforcer le réseau de distribution.

La CFE Énergies encourage donc Enedis et RTE à continuer la sécurisation de leurs réseaux, y compris pour faire face aux agressions de type « grand chaud ».

Pour l'ensemble des gestionnaires de réseaux, les tarifs TURPE doivent intégrer l'ensemble des programmes de renforcement, de renouvellement et d'adaptations des réseaux.

En complément, la CFE Énergies constate que de plus en plus de mobilisations de la Force d'Intervention Rapide Electricité (FIRE) sont déclenchées. Alors que le dispositif semblait adapté pour 2 ou 3 déclenchements par an, nous avons vécu 12 FIRE en 2023. Il est indispensable pour Enedis de renforcer ses effectifs opérationnels pour être capable à la fois de réaliser les travaux du quotidien et d'intervenir en soutien des régions qui en auraient besoin, sans renoncer aux formations de maintien et de développement des compétences et de renouvellement des habilitations. Le développement et le maintien des qualifications ne doivent en aucun cas être une variable d'ajustement et masquer ainsi l'inadéquation des effectifs à la charge réelle des équipes.

Pour gérer cette nouvelle normalité d'événements climatiques de grande ampleur, la CFE Énergies rappelle l'obligation des gestionnaires de réseau à ne pas transiger sur la sécurité. L'augmentation des effectifs doit se doubler d'un renforcement du management de la sécurité (effectif de préventeurs et d'appuis au management, rôle des managers, implication des salariés).

Un nouveau paradigme des modèles de production français et européen aux multiples conséquences

La prévision de croissance des moyens de production raccordés sur le réseau de transport et sur les réseaux de distribution appelle un développement de la part de la CFE Énergies.

RTE dans le cadre de son bilan sûreté 2022 indique : « [...] la tendance de fond reste celle d'un système électrique de plus en plus ajusté avec une part croissante d'énergie renouvelable (EnR) qui ne participe pas encore aux flexibilités et services système, et une variabilité importante des flux accompagnant la transformation du mix énergétique ». Ce bilan porte notamment sur les Événements Significatifs pour le Système (ESS), et constate « une tendance globale toujours à la hausse du nombre d'ESS depuis 2017 », précisant que la transformation en cours se caractérise par « un parc de production qui apporte moins d'opportunités en termes de flexibilités et de services système que par le passé. »

Un nombre d'Événements Significatifs pour le Système en forte croissance

Le rapport précise notamment que les dépassements de seuils de tension haute prennent de l'importance, passant de 0 ESS avant 2021 à 2 ESS en 2021, et à 11 ESS en 2022.

Pour RTE, le principal facteur de cette dégradation est « *le développement important des EnR sur les réseaux de distribution qui réduit les soutirages de puissance active sur le réseau de transport et augmente donc la production d'énergie réactive du réseau* ». En effet, selon le registre national des installations de production, la puissance intermittente sur les réseaux de distribution (hors Zones Non-Interconnectées) atteint désormais 25 % de la puissance installée.

La gestion de l'équilibre offre-demande s'avère ainsi de plus en plus complexe et le rapport insiste sur « *l'enjeu de la programmation, de la prévisibilité, de l'observabilité et enfin de la pilotabilité des EnR et de leur participation à l'équilibre offre-demande.* »

En complément, le rapport 2023 de l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire et la Radioprotection (IGSNR) du Groupe EDF évoque la situation des réseaux britanniques et son impact sur les réacteurs nucléaires anglais. Les flux de puissance engendrés par des parcs éoliens en mer, dégrade la qualité sur le réseau. En 2022, la « *perturbation réseau sous la forme d'oscillations hyposynchrones (à une fréquence de 8 Hz), occasionnées par la mise en service d'une ferme éolienne en mer à proximité* » d'un site nucléaire a déclenché l'arrêt automatique d'un réacteur (AAR) alors que « *l'alternateur du site était le seul générateur synchrone connecté au réseau dans la région, ce qui a probablement amplifié le phénomène.[...] Depuis, le site a connu 26 événements similaires, dont 18 en une seule journée, néanmoins sans AAR* ».

Pour la CFE Énergies, ces types de phénomènes pourraient préfigurer les situations perturbées auxquelles RTE pourrait être confronté, avec une prévision de 18 GW de l'éolien offshore en 2035 et jusqu'à 45 GW de puissance en 2050, contre seulement 1,5 GW installés à la fin 2023.

Le centre de gravité de la puissance électrique installée se déplace vers les réseaux de distribution

La CFE Énergies constate, sur la base des données fournies dans le dossier, que le parc de production électrique français est déjà bas-carbone à 88 % en 2024, et pourrait atteindre 96 % à 100 % en 2035. Grâce au parc électronucléaire et au parc hydroélectrique français, la France présente déjà l'un des kWh les moins carbonés d'Europe.

Alors que la puissance installée en 2035 pourrait être 55 % plus importante qu'en 2024, la répartition entre la part intermittente et la part pilotable évoluerait considérablement (figure 1).

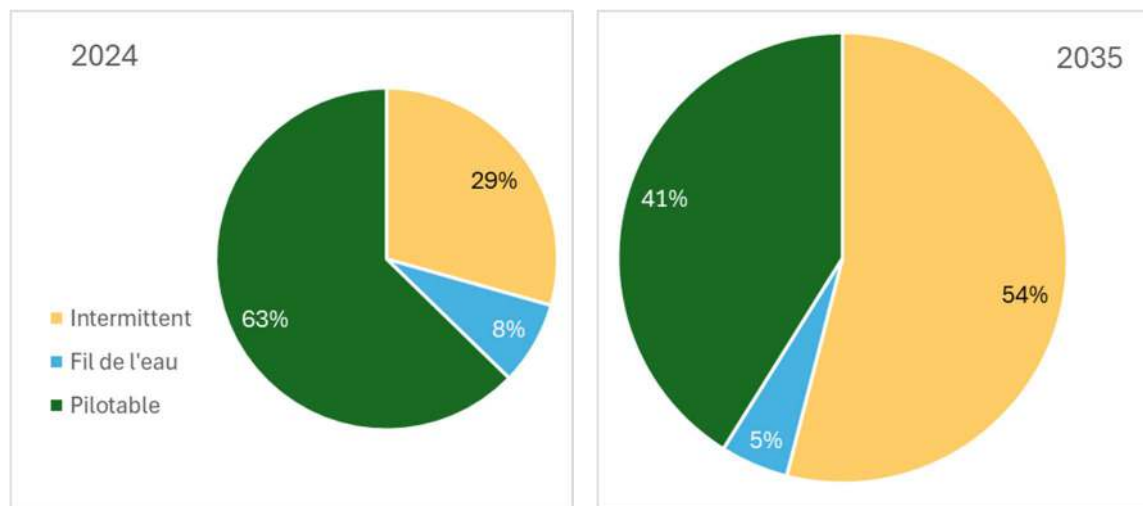


Figure 1 : Préviction des capacités installées des différents moyens de production

Une analyse complémentaire (figure 2) montre qu'en 2035, la puissance intermittente sur les réseaux de distribution serait supérieure à la puissance pilotable chez RTE.

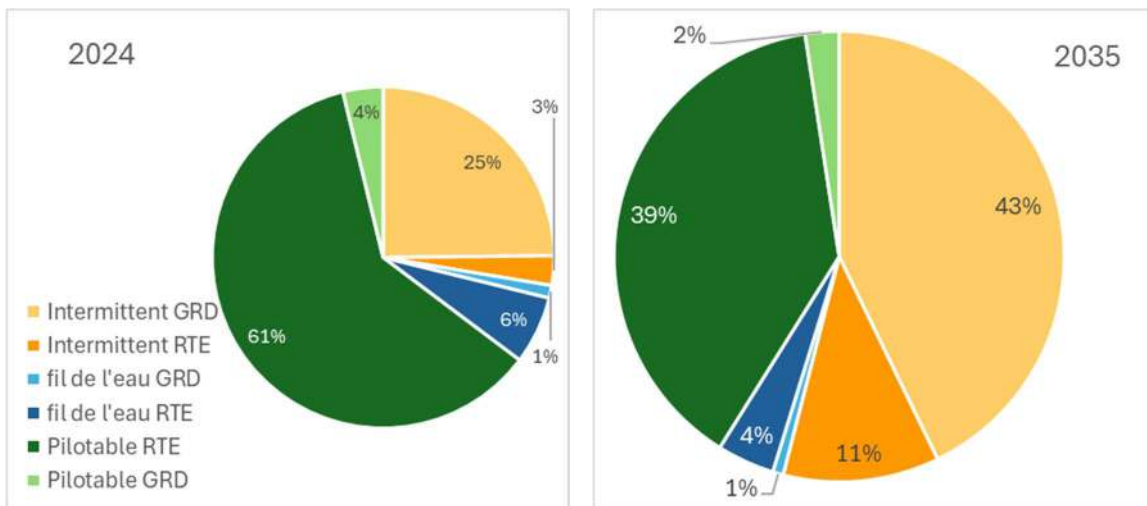


Figure 2 : Evolution de la répartition des moyens de production pour RTE et les GRD

L'électricité est un bien commun, chaque moyen de production doit contribuer prioritairement à la sûreté du système

Le rapport sûreté 2022 de RTE recommande une contribution de la part des EnR à la maîtrise de la tension. Sans cet apport, les phénomènes de surtension seraient beaucoup trop fréquents, et affecteraient les machines synchrones des réacteurs nucléaires, des centrales hydroélectriques et des derniers moyens thermiques pilotables.

Comme l'indique le rapport 2023 de l'IGSNR : « *La fermeture de centrales pilotables associée au développement des énergies intermittentes tend à fragiliser [la fréquence] : difficulté à prévoir la production de ces dernières ; diminution du nombre de groupes capables de réagir rapidement ; perte de foisonnement en cas d'aléas climatiques touchant simultanément toute l'Europe ; moindre part de machines tournantes naturellement stabilisatrices.* »

La CFE Énergies, s'appuyant sur les recommandations de ces deux rapports, demande que pour toutes les nouvelles installations de moyens de production intermittente, il y ait une obligation associée de contribution à la gestion de l'équilibre offre-demande et à l'exploitation du réseau en sûreté, qu'il s'agisse de gestion des flux ou des services systèmes.

Ceci doit s'appliquer aux installations raccordées au réseau de transport, mais aussi aux installations raccordées aux réseaux de distribution, dont celui d'Enedis. Un récent projet de loi proposait que cette exigence s'applique aux moyens de production supérieurs à 12 MW ; ce seuil est significativement trop élevé, et la CFE Énergies attire l'attention des gestionnaires de réseau et des Pouvoirs Publics sur le risque de voir des porteurs de projets « saucissonner » leurs capacités et ainsi minimiser leurs obligations vis-à-vis du système électrique. In fine, l'équilibre global du système devra être supporté financièrement par les citoyens / consommateurs / contribuables d'une manière ou d'une autre.

Le rapport sûreté 2022 de RTE décrit le comportement des groupes de production sous le régime de complément de rémunération, qui sont incités à s'arrêter quand le prix de marché en J-1 est négatif : « *une vigilance particulière s'impose dorénavant lors de chaque épisode de prix de marché négatifs : les volumes concernés sont supérieurs à 1 500 MW, soit l'ordre de grandeur de la plus puissante tranche nucléaire française.* » Ce point soulève les questions des signaux auxquels les EnR répondent, et de l'impact de leur comportement sur le système électrique.

Ceci est d'autant plus surprenant que l'existence de prix négatifs est presque systématiquement associée à une surproduction générée par d'autres producteurs d'énergie fatale. On peut même prédire que l'augmentation importante de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen va faire augmenter fortement la probabilité de prix négatifs. Dans le même temps le système électrique peut tout à fait avoir besoin de compter sur la puissance de ces EnR, en fonction du schéma de fonctionnement du réseau et des besoins de consommation locaux. Un comportement

purement financier de la part de certains producteurs est totalement inacceptable.

La CFE Énergies considère que l'électricité est un bien commun, absolument indispensable au fonctionnement de notre société, pour lequel chaque acteur doit apporter, en responsabilité, sa contribution à l'équilibre général du système. Nonobstant toute considération de « marché » ou de « libéralisation », nous disons que chaque moyen de production raccordé au système électrique porte la responsabilité de participer à la sûreté du système électrique et à la solidarité du Service Public. **Il ne peut pas n'y avoir que des droits, il y a aussi des devoirs. La CFE Énergies demande de nouveau que la préservation des biens communs soit au centre des choix de politique énergétique française, et qu'aucun acteur ne puisse s'y soustraire.**

Des centrales thermiques pour que le système électrique dispose de marges de manœuvre

La CFE Énergies attire par ailleurs l'attention de RTE et des Pouvoirs Publics sur l'impérieuse nécessité de maintenir des moyens de production de type thermique à flamme, à terme décarbonés, pour donner à RTE les marges de manœuvre nécessaires à un pilotage en sûreté du système électrique français.

Ce point est d'autant plus important que partout en Europe, les politiques énergétiques mettent en avant un fort développement des EnR au détriment de moyens de production pilotables, chacun comptant sur les interconnexions entre pays pour bénéficier de la solidarité de ses voisins (voir infra).

RTE mentionne une « *évolution du parc thermique soumise à des incertitudes structurantes* » dans la consultation. Pour la CFE Énergies, cette incertitude doit laisser la place à une vision responsable : **OUI, la France a besoin de centrales thermiques à flamme, demain décarbonées, et ce notamment pour répondre aux contraintes de l'intermittence des EnR.**

L'incidence du mix électrique sur le bilan en énergie du système énergétique

L'analyse en puissance ci-dessus se doit d'être complétée par une analyse en énergie. Le bilan 2023 indique que la France a consommé 439 TWh, tandis que la production s'établissait à 495 TWh.

Le scénario A - référence du bilan prévisionnel 2035 de RTE prévoit une consommation de 615 TWh. En prenant en compte le volume exporté, les facteurs de charge moyens constatés pour l'éolien terrestre et le photovoltaïque, et avec un facteur de charge annoncé de 40 % pour l'éolien en mer, on arrive à la figure 3 :

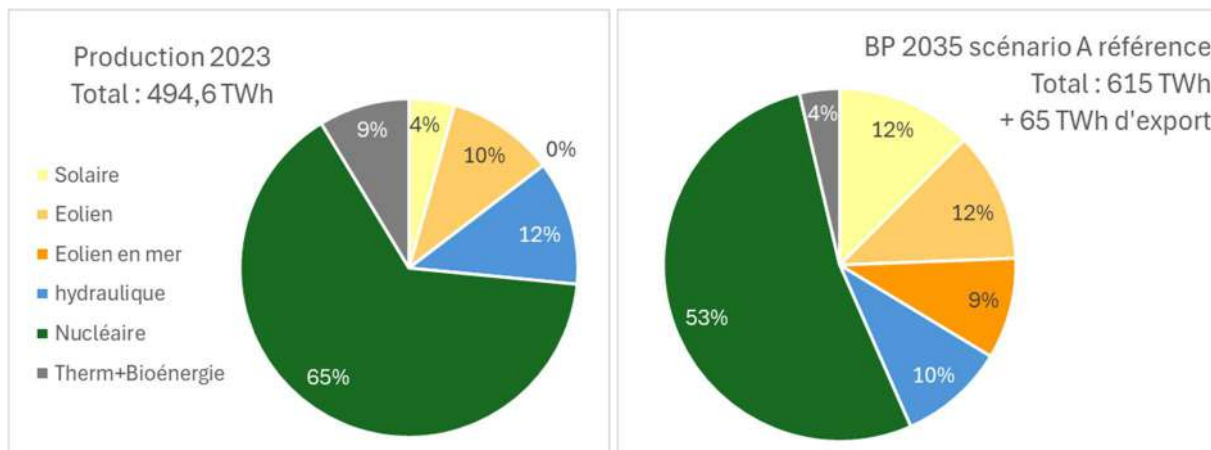


Figure 3 : Evolution de la production par filière entre 2023 et 2035

La projection en 2035, basée sur la priorité donnée aux énergies intermittentes par rapport aux énergies pilotables, se traduirait par une production nucléaire de 360 TWh, c'est-à-dire un facteur de charge de 60 % pour une puissance installée de 67,8 GW (61,3 GW actuels + 6,5 GW mentionnés dans le texte de la consultation).

Le choix de prioriser les énergies intermittentes, s'il était maintenu, mettrait le parc nucléaire dans la situation de compléter les moyens de production intermittents, c'est-à-dire de pallier leur absence

lors de conditions météorologiques défavorables tout en s'effaçant à chaque fois qu'elles seraient favorables à la production d'EnR. Ce principe briderait la capacité de production du parc nucléaire et en dégraderait profondément le modèle économique, alors que ce dernier assure la stabilité du système électrique. Pire, en dégradant le coefficient de disponibilité du nucléaire (Kd), ce principe serait générateur de coûts échoués, sans que les EnR n'en assument le coût.

A titre d'exemple, EDF a été dans l'obligation d'arrêter 5 réacteurs nucléaires (soit 5,4 GW) durant le week-end des 13 et 14 avril 2024. En effet, les conditions climatiques ont engendré des températures clémentes et une trop grande production d'EnR en Europe, avec pour conséquence un prix de l'électricité de - 55 € / MWh le 13 avril à 14h et de - 60 € / MWh le 14 avril à 14h. Selon éco2mix, les importations en provenance de la zone Belgique-Allemagne ont atteint jusqu'à 7 GW le 13 avril à 13h. L'arrêt de ces 5 réacteurs se traduit non seulement par une dégradation du Kd, mais aussi par une diminution de la manœuvrabilité du système électrique français et une moindre contribution aux services systèmes, tels que l'absorption d'énergie réactive. Et inutile de dire que les consommateurs ne bénéficieront pas de ces prix négatifs par une baisse de leur facture, le marché libéralisé de l'énergie profitant à d'autres.

Plus généralement, la CFE Énergies constate une augmentation plus rapide que prévu de l'efficacité énergétique et de la sobriété volontaire – voire subie, une électrification moins rapide de la mobilité, des retards dans la réindustrialisation et plus généralement une électrification des usages en deçà des prévisions. Ces constats se doublent d'une sous-estimation de la production nucléaire et de ses capacités d'évolution, et de la possibilité d'une prolongation plus importante et plus systématique des centrales nucléaires existantes. L'ensemble de ces observations pointent vers des besoins électriques moindres que les 615 TWh prévus d'ici 2035, tandis que la cible affichée pour l'électricité par la SFEC n'est que de 504 TWh en 2050.

Les termes de la SFEC et de la PPE, sur lesquels le bilan prévisionnel de RTE se base, posent un réel problème et ils doivent être recalés pour prendre en compte ces constats. La priorité donnée aux énergies intermittentes signifierait alors une dégradation forte de la production nucléaire, et un facteur de charge qui pourrait descendre largement sous les 50 %, remettant ainsi gravement en cause l'équilibre économique de la filière nucléaire. Ceci serait inacceptable pour l'ensemble des salariés de la filière nucléaire française, pour les finances de la France et pour la souveraineté économique et technologique de la Nation. La CFE Énergies considère donc qu'il devient nécessaire de questionner la priorité donnée à la production intermittente par rapport à la production pilotable.

La CFE Énergies soutient un mix électrique diversifié, qui répond aux besoins de la Nation tant en puissance, qu'en énergie mais aussi en sûreté pour le système électrique. La CFE Énergies demande donc la neutralité technologique et l'égalité de traitement réglementaire entre les moyens de production bas carbone : les moyens de production nucléaires ne doivent pas être moins bien traités que les EnR, et les coûts économiques complets, l'Energy Return On Energy Invested (EROI), et l'impact environnemental doivent être des critères de choix pour les Pouvoirs Publics.

Les interconnexions et la solidarité entre pays

La carte ci-dessous permet de saisir les ordres de grandeur des puissances électriques installées en 2035, sur la base des projections déclarées par les États.

On voit que la France ferait partie des rares pays à conserver au moins 45 % de moyens pilotables et fil de l'eau pour répondre aux besoins du système électrique. Les interconnexions actuelles et à venir pourraient apporter une énergie très bon marché lors de forte production éolienne et ou solaire. Pour autant, les mêmes pays pourraient avoir besoin des moyens de production pilotables français en même temps que la France.

Comme l'indique le rapport de l'IGSNR, la perte de foisonnement peut fragiliser l'ensemble du système électrique européen. Ceci est notamment vrai lors de conditions atmosphériques similaires sur une large partie de l'Europe : anticyclones estivaux, avec forte insolation et absence de vent, anticyclones hivernaux avec faible insolation et absence de vent, vastes dépressions printanières et automnales avec vents puissants et forte nébulosité, ... Ces conditions météorologiques constituent

des modes communs qui nuisent aux systèmes électriques français et européens.

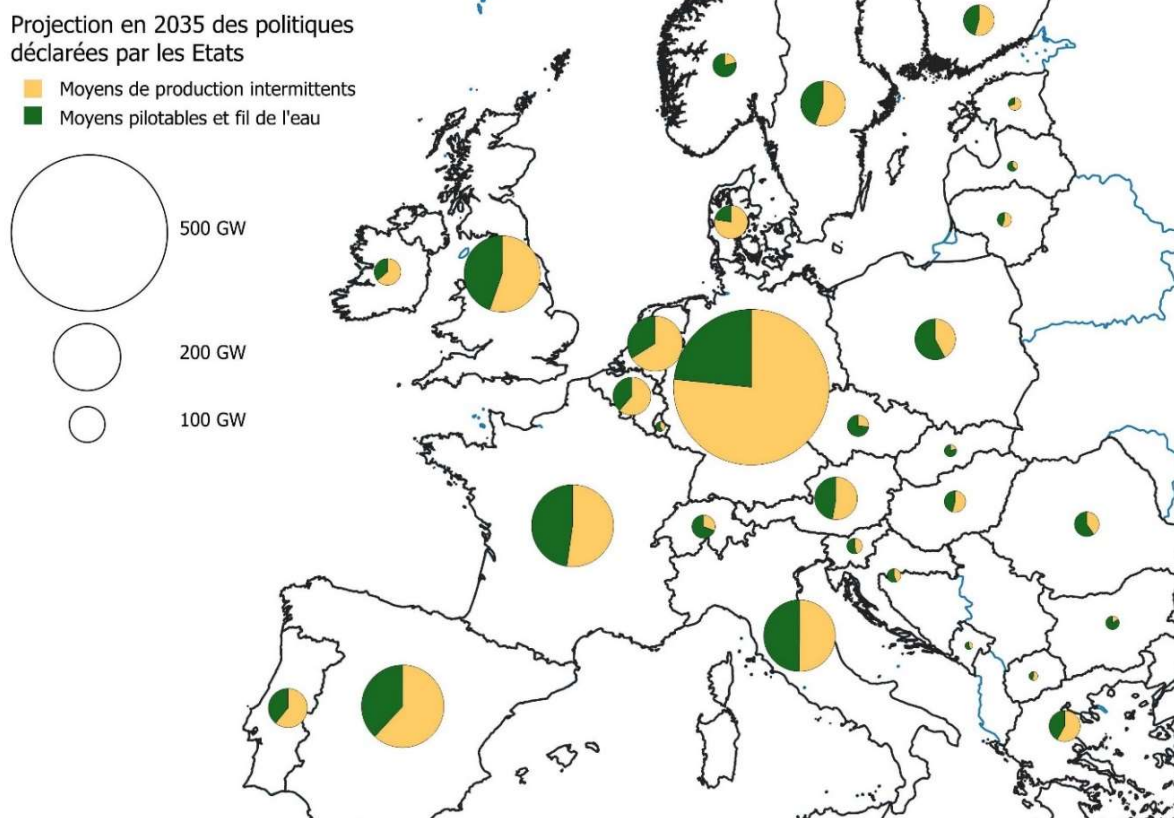


Figure 4 : Projection des moyens de production intermittents et pilotables en Europe en 2035

Le stockage par batterie : des règles de fonctionnement à préciser d'urgence

Les documents B et C présentent des éléments sur les stockages par batterie, en mentionnant une puissance possible de 6 GW en 2030 et la question des signaux auxquels les stockeurs sont susceptibles de répondre. Le document C indique : « Cela constitue un atout pour le système électrique mais crée de l'incertitude pour prévoir le dimensionnement du réseau le plus adapté à leur besoin. »

Pour la CFE Énergies, il est nécessaire de lever cette incertitude. Les installations de stockage doivent être positionnées là où le gestionnaire de réseau en a besoin, et répondre aux signaux du système électrique et non à des signaux du type « arbitrage marché ». Les puissances en jeu, sur le réseau de transport et potentiellement aussi sur les réseaux de distribution sont telles que ces outils de flexibilité doivent se mettre à la disposition des Centres Opérationnels du Système Électrique de RTE, voire des Agences de Conduite Réseau d'Enedis, avec un modèle économique qui reste à définir.

Les data centers, des géants énergivores

Le document B mentionne le développement de data centers avec une puissance de raccordement demandée de 8 GW. Une fois le principe de prudence appliqué par RTE, il semble que les puissances de soutirage se situeraient dans une fourchette de 3 à 5 GW, donc suffisantes pour saturer le réseau HTB3 dans les agglomérations parisiennes et marseillaises.

La CFE Énergies s'interroge sur de telles puissances de consommation, loin des moyens de production, et qui sont de nature à engendrer des conflits d'usage avec les besoins des entreprises et industries, notamment dans le cadre de la réindustrialisation, ainsi qu'avec les ménages français.

L'environnement, au cœur du SDDR

Les documents B et C consacrent à juste titre une partie importante à l'environnement. RTE est déjà engagé sur ce sujet et la CFE Énergies l'encourage dans sa démarche autour des quatre axes détaillés dans le document B.

Le volet environnemental associé au développement d'un réseau haute tension à courant continu (HVDC) pour des fermes d'éoliennes offshore, et aussi pour des interconnexions, nécessite toute l'attention de RTE. La CFE Énergies est notamment sensible au traitement des atterrages projetés dans les 10 à 15 ans, dans des écosystèmes fragiles et soumis au recul du trait de côte.

La consommation des ressources minérales : tous les acteurs sont responsables

La question de la consommation des ressources minérales dans le cadre du renouvellement du réseau, de l'adaptation climatique et des extensions pour raccorder l'ensemble des nouveaux moyens de production est majeure. La CFE Énergies encourage donc RTE mais aussi Enedis à développer les filières de recyclage des lignes et transformateurs renouvelés (cuivre, aluminium, acier électrique, ...). Cependant, le recyclage ne suffira pas, et les gestionnaires de réseau devront compter sur de nouvelles ressources minérales, alors que les conditions environnementales et sociales de leur extraction peuvent poser question, et que les spécialistes mondiaux attirent l'attention sur la finitude des ressources terrestres et la dépendance croissante à des pays qui ne partagent pas les valeurs et les idéaux de la France et de l'Europe.

Le phénomène de développement du réseau pour répondre à celui des EnR est particulièrement visible chez Enedis, et la figure 5 présente l'évolution comparée sur la période 2011-2022 de la longueur du réseau et de la puissance raccordée. Chaque MW de puissance complémentaire sur le réseau de distribution engendre plus de 3,7 km de ligne.

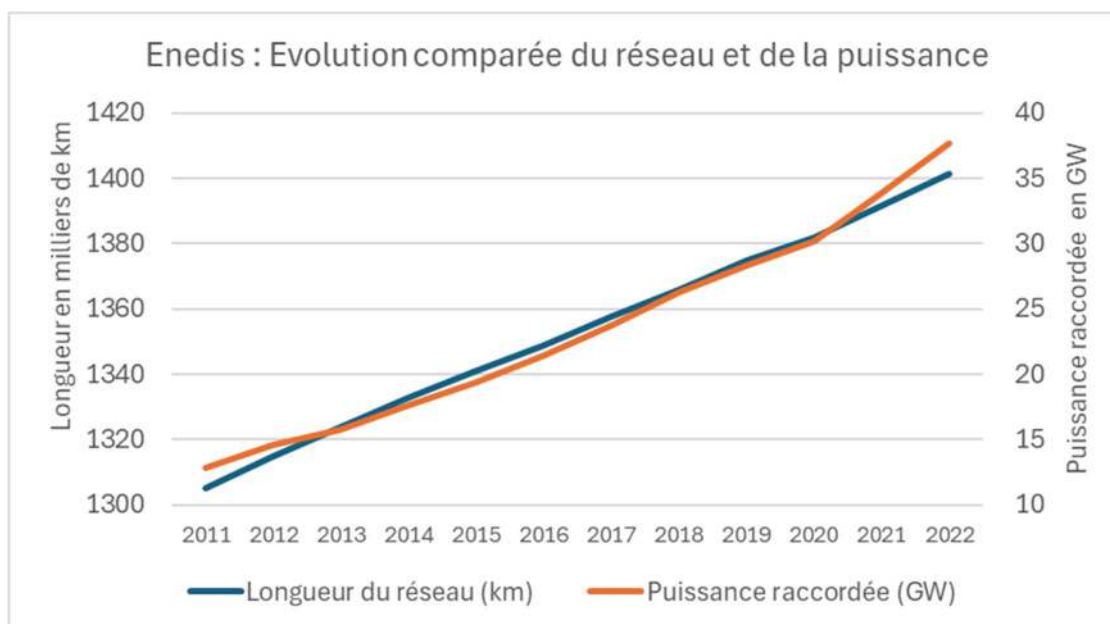


Figure 5 : Evolution de la longueur du réseau et de la puissance des moyens de production raccordés

De manière approximative, en prenant comme hypothèse raccordement triphasé 240 mm², la masse d'aluminium est de 2 tonnes par km de ligne, soit 7,6 t pour 1 MW. Pour un développement de 63 GW d'EnR complémentaires entre 2024 et 2035 sur les réseaux de distribution, la masse d'aluminium complémentaire dépasserait 480 000 tonnes.

Et ce nombre est un grand minorant qui ne prend pas en compte le métal des câbles de section supérieure ni les transformateurs. La consommation de ressources minérales par Enedis pour accueillir les puissances annoncées est absolument gigantesque.

Pour le réseau de transport, l'intégralité du réseau offshore sera destinée au raccordement de fermes

éoliennes et à des interconnexions en mer rendues nécessaires par la présence de ces moyens de production. Avec 18 GW annoncés en 2035 et jusqu'à 45 GW en 2050, combien de millions de tonnes de minerai de cuivre et d'aluminium faudrait-il extraire ?

Nous considérons comme nécessaire la prise en compte de l'impact environnemental engendré sur le réseau par les nouveaux moyens de production, et elle doit leur être imputée. De plus, la CFE Énergies souhaite connaître la stratégie d'approvisionnement en minerais, matériaux et matériels pour mettre en œuvre l'ensemble du SDDR face aux goulets d'étranglement qui commencent à apparaître au niveau européen, voire au niveau mondial.

Le financement pour le SDDR

Enfin le financement du SDDR doit être abordé de manière claire : quel est le coût du renouvellement du réseau ? Quel est le coût du raccordement puis de la maintenance, de l'exploitation et de la conduite pour l'ensemble des moyens de production mentionnés dans les documents de la consultation ? Quel est le coût pour le système électrique de l'intermittence de l'énergie éolienne et photovoltaïque ?

L'ensemble de ces coûts est supporté par le TURPE HTB et par le TURPE HTA/BT. Jusqu'où le financement du SDDR est-il soutenable pour l'économie française et pour le pouvoir d'achat de nos concitoyens ? Quel serait l'optimum technico-économique pour limiter la facture ?

Les travaux en cours sur TURPE 7 vont devoir apporter des réponses à ces questions pour la période 2025-2029. Naturellement la CFE Énergies contribuera aux travaux et consultations pour porter la voix des salariés de RTE, d'Enedis et des ELD, et pour s'assurer de la cohérence entre le SDDR et son financement par le tarif.

L'infrastructure de la prochaine génération doit se baser sur un discours d'honnêteté

Une réunion des ministres de l'énergie de l'Union européenne s'est tenue les 15 et 16 avril 2024 à Bruxelles avec des sujets à l'ordre du jour tels que l'anticipation des investissements sur les réseaux, et en particulier sur les réseaux offshore, mais aussi la multiplication des interconnexions, le tout pour soutenir une vision qui ne respecte pas la neutralité technologique entre toutes les filières bas carbone, car privilégiant l'éolien et le photovoltaïque au détriment des autres énergies.

Pour la CFE Énergies, cette attitude dogmatique et contraire au traité Euratom ne peut servir de référence pour fixer la vision du parc de production français à l'horizon 2035, voire 2050.

Se lancer à corps perdu dans un développement irrationnel du réseau pour anticiper une déferlante affichée d'EnR intermittentes ferait porter un risque financier déraisonnable à RTE et Enedis, avec des risques de coûts échoués massifs, engendrerait une consommation irresponsable de matières premières, et conduirait, dans tous les cas, à en faire porter le coût par les entreprises, les collectivités et les consommateurs.

Et inutile de dire qu'après avoir asphyxié l'industrie européenne des éoliennes, des panneaux photovoltaïques et des batteries, la Chine serait le grand bénéficiaire de cette politique avec ses produits et ses technologies.

Pour la CFE Énergies, il revient à l'État de statuer sans délai sur la composition du mix électrique à même de répondre aux besoins de la France en énergie, en puissance instantanée et en sûreté pour le système électrique, dans un contexte de maîtrise des coûts complets, du niveau du TURPE et des finances publiques, tout en préservant la souveraineté technologique et l'indépendance économique de la France.

En synthèse, la CFE Énergies incite RTE à la plus grande prudence concernant le SDDR. La priorité doit d'abord être de renouveler et renforcer les infrastructures qui doivent l'être, de répondre au besoin de résilience des réseaux, et d'apporter aux industries, entreprises et ménages français le meilleur rapport qualité / prix d'Europe.

C'est grâce à l'ensemble des agents de RTE et Enedis que les gestionnaires de réseaux continueront de remplir leurs missions de Service Public. Il est donc de la plus haute importance de renouveler les compétences, de continuer de renforcer les effectifs pour construire l'infrastructure dont la Nation a réellement besoin.

Vous remerciant pour l'attention que vous pourrez porter à nos analyses, nos équipes restent dans l'attente de vous rencontrer pour compléter nos propos.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de mes sentiments respectueux.



Alexandre GRILLAT