



Le comité national français CIGRE a organisé le 12 octobre 2023 une conférence consacrée à la transition énergétique en France, à l'impact du changement climatique et aux perspectives pour la sûreté du système électrique. La conférence a été structurée en 5 séquences :

1. Hypothèses sur le besoin en électricité en France à l'horizon 2050.
2. Impact du changement climatique sur le fonctionnement des matériels et sur la résilience des infrastructures.
3. Besoin en ressources pour réaliser les transformations.
4. Présentation de travaux CIGRE.
5. Messages et conclusions du CNF CIGRE

Cette organisée dans l'amphithéâtre de l'école CentraleSupélec à Paris Saclay avec la participation des étudiants de cette école ainsi que ceux de l'ENSTA et de Polytechnique, la participation des membres du comité français CIGRE et des entreprises sur invitation. Au total près de 200 personnes se sont retrouvées sur place, et une cinquantaine de personnes supplémentaires à distance, situées à l'INSA de Lyon, à Centrale Lille et à l'IMT de Dunkerque.

Ce document présente une synthèse des présentations faites lors des quatre premières séquences.

Synthèse de la Séquence 1

Table ronde « Hypothèses sur le besoin en électricité en France à l'horizon 2050 »

Cette table ronde préparée par Matthieu DALSTEIN (SuperGrid Institute) et Alain La Rocca, animée par Alexia VENET-JALADE (Présidente du NGN), a réuni Thomas VEYRENC (RTE), Charles WEYMULLER (EDF) et Klaus KLEINEKORTE (CIGRE Allemagne).



Intervention de RTE par Thomas Veyrenc

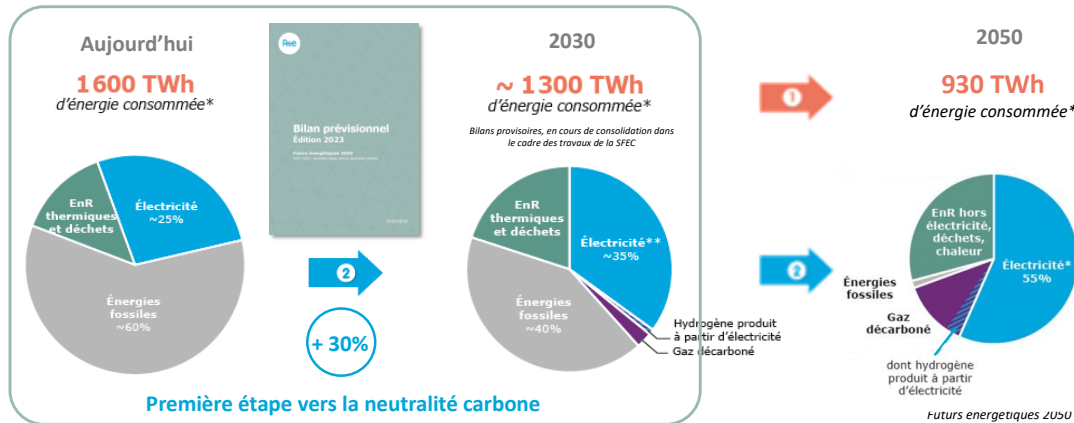
Cette intervention s'est appuyée sur le nouveau Bilan prévisionnel qui enrichit et réactualise les Futurs énergétiques 2050 sur la période 2023-2035, c'est-à-dire la première partie de la transition jusqu'à la neutralité carbone.

Le modèle énergétique de la France repose aujourd'hui majoritairement sur les énergies fossiles importées : environ 60% de l'énergie finale consommée en France provient ainsi du pétrole et du gaz fossile. Il en résulte une facture énergétique des importations de combustibles très importante pour la France : entre 25 et 80 milliards d'euros par an au cours de la décennie 2010, et jusqu'à plus de 110 milliards d'euros en 2022 lors de la crise énergétique.

La neutralité carbone implique une sortie totale des énergies fossiles d'ici 2050. Les scénarios de RTE proposent différents chemins pour y parvenir qui impliquent 1- une réduction de la consommation d'énergie et 2- une augmentation de la part d'électricité. Le Bilan prévisionnel 2023 étudie les enjeux de la bascule des énergies fossiles vers l'électricité, qui constitue une nécessité pour décarboner la France et augmenter sa souveraineté énergétique.



Les scénarios de RTE proposent différents chemins pour y parvenir qui impliquent **1** une réduction de la consommation d'énergie et **2** une augmentation de la part d'électricité

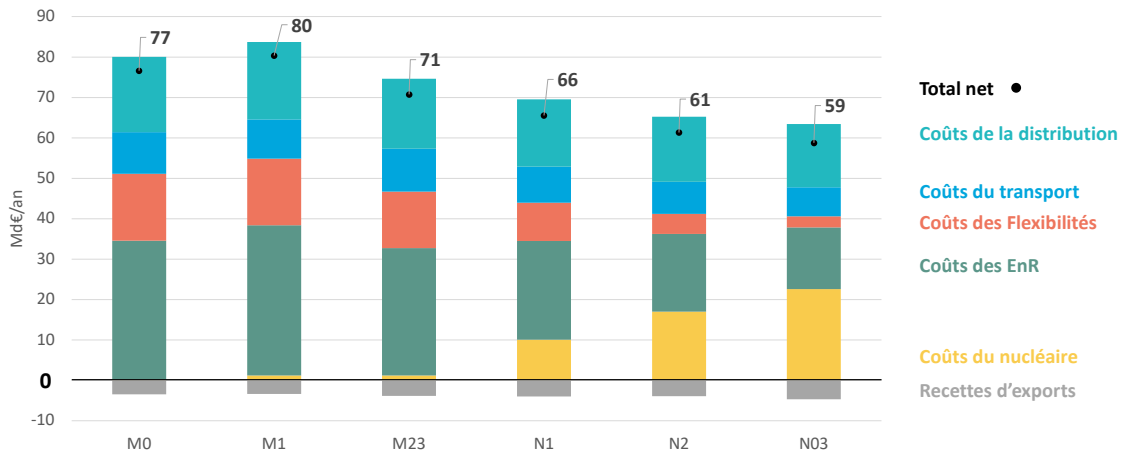


* Énergie finale consommée (hors usage matière, hors soutes et hors chaleur environnement)
** Consommation finale d'électricité (hors pertes, hors consommation issue du secteur de l'énergie et hors consommation pour la production d'hydrogène)

De nouvelles perspectives conduisent à renforcer la place de l'électricité dans le mix énergétique de la France à moyen terme. Le nouvel objectif fixé au niveau européen qui consiste à baisser les émissions nettes de 55% entre 1990 et 2030 (rappel : en 2020 la France prévoyait une réduction de 40% des émissions brutes) conduit à devoir accélérer la bascule des énergies fossiles vers les énergies bas-carbone et notamment vers l'électricité. La France poursuit parallèlement un second objectif stratégique de renforcer la souveraineté énergétique et industrielle du pays, par la réindustrialisation et la maîtrise des technologies clés de la transition énergétique.

De nouveaux paramètres sont également pris en compte. La crise énergétique modifie durablement l'approvisionnement énergétique de l'Europe. La montée en puissance du protectionnisme aux Etats-Unis et en Chine induit une concurrence croissante pour la maîtrise des technologies et approvisionnements pour la transition énergétique. Les nouvelles lois françaises sur l'accélération des renouvelables et du nucléaire dressent des priorités nouvelles pour la transformation du mix énergétique. Les premiers enseignements des travaux sur la planification écologique conduisent à une révision à la baisse des puits de carbone et du volume de biomasse disponible pour l'énergie, renforçant mécaniquement le besoin d'électrification et d'économies d'énergie.

Ces éléments expriment clairement le besoin **d'une transformation plus rapide du secteur électrique**. À moyen terme (2030-2035), au regard de l'impératif de sortie des énergies fossiles pour atteindre les ambitions climatiques et de souveraineté, **il n'est ni possible de sortir du nucléaire, ni de se passer d'une accélération forte des renouvelables**. De plus les Scénarios « N » qui prévoient la construction de nouveaux réacteurs nucléaires combinée au développement des énergies renouvelables électriques sont ceux dont les coûts complets annualisés sont les plus faibles, notamment le « N03 » avec 50% Nucléaire et 50 % ENR.

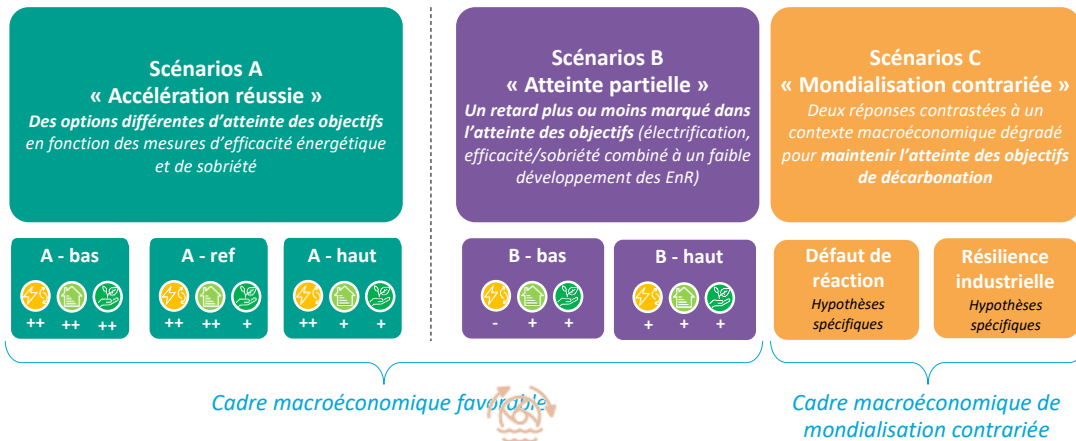


Pour éclairer le débat et la décision publique, RTE a étudié plusieurs « futurs possibles », restitués sous forme de scénarios. Plusieurs scénarios permettant l'atteinte des objectifs publics et reposant sur l'accélération de la décarbonation, d'une part, et le renforcement de la souveraineté par la réindustrialisation, d'autre part (**scénarios « A »**). Deux scénarios d'atteinte partielle des objectifs publics, illustrant un retard dans l'électrification des usages et l'efficacité énergétique et/ou dans le déploiement de la production bas carbone (**scénarios « B »**). Deux scénarios de « mondialisation contrariée », reflétant une dégradation durable du contexte macroéconomique et géopolitique mondial (scénarios « C »), conduisant à un contexte plus adverse qu'autrefois pour l'investissement dans la transition énergétique.



Exercice de nature prospective

Exercice d'analyse de risque



Les scénarios « A » reposent sur une approche prospective permettant de tracer les conditions de réussite pour atteindre des objectifs publics donnés. Les scénarios « B » et « C » relèvent d'une approche différente. Ils permettent de réaliser des analyses de risque pour préparer le système électrique à d'éventuels retards ou aléas sur les trajectoires d'atteinte des objectifs.

Le Bilan prévisionnel 2023 insiste sur 20 enseignements détaillés dans les cinq thèmes suivants : Évolution de la consommation et de la production d'électricité décarbonée, La sécurité d'approvisionnement, L'économie du système électrique, Les stratégies industrielles et Les nouveaux usages de l'électricité.

L'augmentation de la consommation d'électricité est la contrepartie de la baisse souhaitée de celle des énergies fossiles. La nouvelle trajectoire de référence pour la consommation se situe dans la fourchette haute des *Futurs énergétiques 2050 (trajectoire de réindustrialisation profonde et d'électrification renforcée)*, soit entre 580 et 640 TWh en 2035. Cette augmentation va concerner particulièrement 3 secteurs, les Transports, le Numérique et l'Industrie. Mais il existe encore des incertitudes sur l'ampleur et l'horizon de cette inflexion à la hausse.

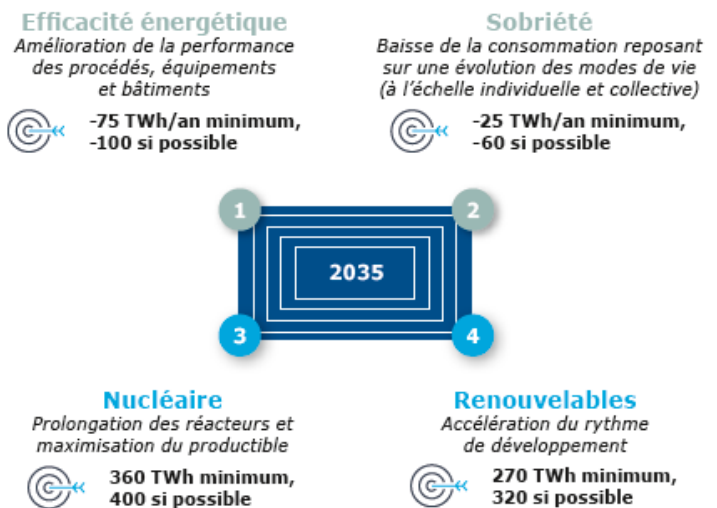
Quatre leviers clés sont identifiés pour répondre à cet enjeu - **efficacité énergétique, sobriété, nucléaire, énergies renouvelables**. Adopter rapidement des objectifs ambitieux pour chacun d'entre eux constitue la stratégie la plus sûre pour assurer la résilience du système énergétique de la France.

Des besoins d'électricité qui augmentent dans tous les secteurs pour assurer la sortie des énergies fossiles et réindustrialiser la France



Quatre leviers essentiels pour couvrir ces besoins

- Encore quelques degrés de liberté dans le choix politiques et solutions
- Mais peu de marges de manœuvre

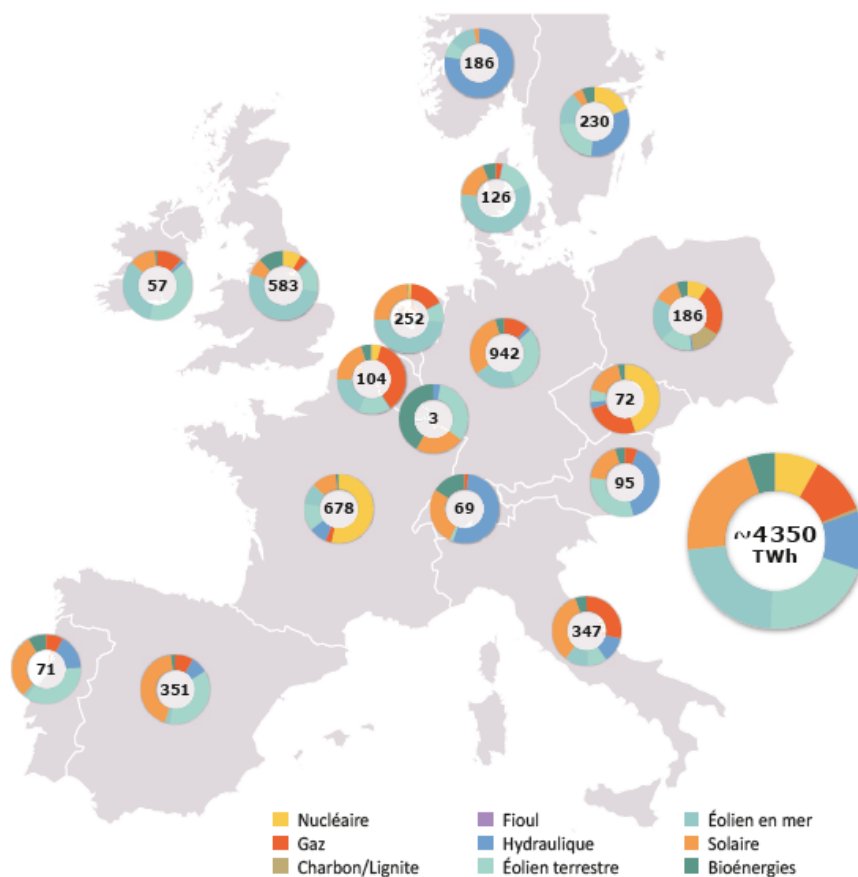


Mais ces leviers peuvent se déployer de manière plus ou moins rapide. D'ici 2030, l'accroissement de la production décarbonée reposera essentiellement sur l'éolien terrestre. Entre 2030 et 2035, un relais de croissance devra être assuré par l'éolien en mer (objectif 18 GW en 2035). Au-delà de 2035, les nouveaux EPR 2 apporteront leur contribution à la production nationale en intégrant la perspective de fermeture des réacteurs à 60 ans, avec un objectif de 60 à 63 GW de production nucléaire. Une dynamique progressive est également vraie dans les domaines Efficacité énergétique et Sobriété.

De plus maximiser la production annuelle du parc nucléaire existant constitue un élément incontournable pour réussir la décarbonation au cours de la prochaine décennie. L'enjeu est de retrouver des niveaux de disponibilité et de production supérieurs à ceux des dernières années : viser un productible de 400 TWh à parc complet, plus sûrement tabler sur 360 TWh en intégrant la possibilité de fermer entre 0 et 3 réacteurs pour des raisons de sûreté.

Le risque sur la sécurité d'approvisionnement a augmenté depuis 15 ans, notamment du fait de la réduction de la disponibilité des centrales nucléaires et de la fermeture des moyens thermiques et de Fessenheim, et ce malgré la baisse de la pointe de consommation et la hausse de la contribution des interconnexions avec les pays européens. La situation s'est stabilisée avec le traitement des problèmes de Corrosion Sous Contraintes des centrales nucléaires (CSC) et la sécurité d'approvisionnement va se renforcer au cours des prochaines années avec l'amélioration de la disponibilité des centrales nucléaires, la mise en service de l'EPR de Flamanville, les renouvelables additionnels et le développement de la flexibilité de la demande.

Il nous faut aussi bien comprendre les impacts des évolutions des mix de nos voisins sur le fonctionnement du système électrique (modes communs), **être prudent sur la contribution des pays voisins via les interconnexions à la sécurité d'approvisionnement française**, tout en conservant une position fortement exportatrice. Comme le montre la carte ci-après sur les objectifs de Mix de production électrique en France et dans les pays voisins à l'horizon 2035, la décarbonation du mix énergétique européen aura des conséquences importantes pour le dimensionnement et le fonctionnement du système électrique français.



Pour réussir la réindustrialisation, il faut remplir un ensemble de conditions qui ont fait l'objet d'études et de travaux approfondis au cours des derniers mois. Il faut, comme évoqué précédemment, **disposer d'électricité décarbonée en quantités suffisantes.**

Il faut également bénéficier d'une **électricité compétitive pour les activités industrielles.** Si les besoins d'investissements massifs sont confirmés (de l'ordre d'un triplement par rapport à la décennie 2010), les coûts bruts de production seront contenus malgré la hausse des investissements et l'électricité produite en France maintiendra sa forte compétitivité par rapport aux autres pays européens.

En revanche, les prix de l'électricité sur les marchés de gros et à terme reflètent des équilibres européens, et non seulement des caractéristiques économiques et environnementales du mix de production français. Cela implique de **mettre en place un cadre permettant aux consommateurs de bénéficier de la compétitivité du mix français, tout en restant dans le marché européen.**

Il faudra de plus pouvoir **raccorder les nouveaux centres de consommation industrielle** dans les temps. La stratégie industrielle de la France va se traduire par une croissance de la consommation industrielle d'électricité forte et rapide dans quelques grandes zones du territoire, notamment les zones de Dunkerque, du Havre et de Fos. Un renforcement rapide du réseau à très haute tension dans ces grandes zones constitue une condition nécessaire à la décarbonation de l'industrie. RTE a lancé des renforcements structurants du réseau qui peuvent être mis en service entre 2027 et 2029 sur les zones de Dunkerque, du Havre et de Fos.

Plus globalement il sera nécessaire de **transformer le réseau national d'électricité.** Un nouveau schéma décennal de développement du réseau de RTE qui sera publié en 2024.

Concernant les nouveaux usages de l'électricité, le Bilan prévisionnel 2023, RTE remet à jour leurs trajectoires par rapport aux études précédentes de 2019 et 2020 dont les perspectives avaient été intégrées dans les scénarios de long terme des Futurs Énergétiques 2050.

Pour conclure, **l'électrification permettra une amélioration de la souveraineté énergétique et une forte baisse du déficit commercial de la France.** Les investissements massifs dans le système électrique, dans les domaines de la production et du réseau, doivent être mis en regard des gains très significatifs sur la facture énergétique qu'ils permettent. Par exemple dans le scénario « A », la réduction des importations de pétroles, de produits pétroliers et de gaz conduit à une estimation d'économie de 190 Milliards d'euros tout en évitant l'émission de 1,5 Gt CO₂ sur la période 2023 – 2035.

Intervention EDF par Charles Weymuller

EDF s'inscrit pleinement dans la stratégie nationale et européenne de décarbonation qui vise à baisser la consommation d'énergie, à électrifier les usages finaux et à produire de l'électricité décarbonée. Cette stratégie est conforme à la raison d'être d'EDF : *construire un avenir*

énergétique neutre en CO₂, conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.

Dans ce cadre, les défis concrets les plus saillants pour EDF sont d'accompagner les clients dans leur trajectoire de décarbonation de leurs usages, de répondre aux besoins croissants d'électricité bas carbone, notamment via l'énergie nucléaire et les ENR, de renforcer et de moderniser les réseaux en conséquence, et de répondre aux besoins de flexibilité du système.

Sur les 431,7 TWh produits par EDF en 2022, il faut rappeler que 90 % sont déjà d'origine décarbonée grâce au mix de production constitué principalement de Nucléaire et de Renouvelables. A fin 2022, la capacité de production d'énergie renouvelable est de 36 GW nets dont 22,6 GW d'Hydraulique, ce qui fait d'EDF le premier producteur d'hydroélectricité en Europe, et le leader mondial en éolien et solaire.

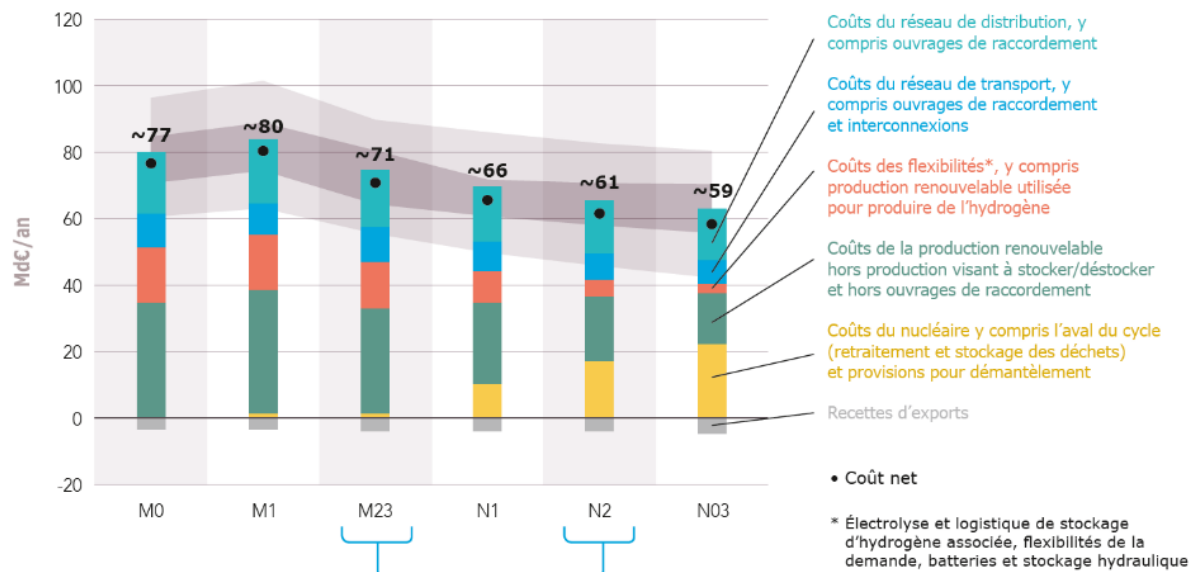
EDF intervient dans les maillons clés de la transition énergétique :

- **La décarbonation des usages**, dans les bâtiments (rénovation, performance énergétique, pompes à chaleur), les transports (véhicule électrique, solution hydrogène pour la mobilité lourde), l'industrie (électrification des procédés et hydrogène bas carbone), et via des solutions locales et décentralisées,
- **Le renforcement du socle de production bas carbone** en poursuivant l'exploitation du parc nucléaire existant, en relançant un programme nucléaire avec la construction de 6 EPR 2 et les études de 8 EPR 2 supplémentaires, en investissant dans l'hydroélectricité et en accélérant le développement des renouvelables,
- **Le développement des solutions de flexibilité** nécessaires à un système électrique faisant face à de plus en plus d'intermittence,
- **La contribution au renforcement et à la modernisation des réseaux** pour permettre le raccordement des ENR et des nouveaux usages de l'électricité.

EDF poursuit de plus ses investissements en R&D et Innovations, indispensables pour développer de nouvelles solutions permettant la neutralité carbone.

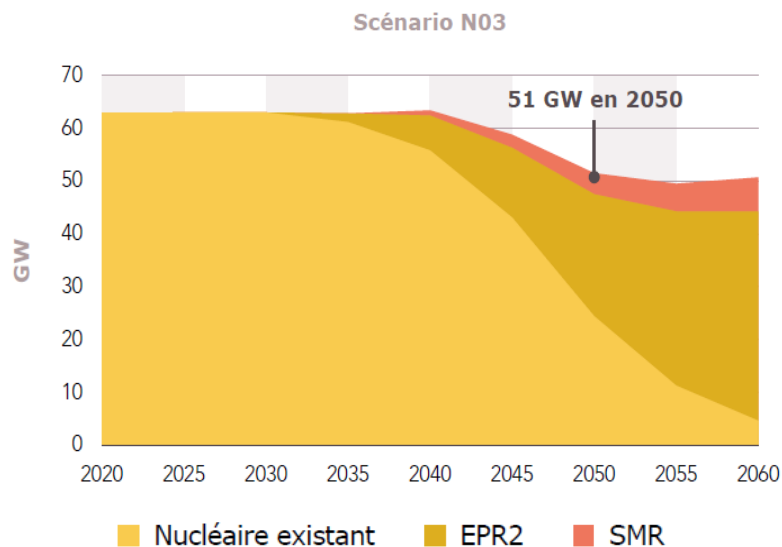
Dans l'examen par RTE des coûts complets annualisés du système électrique de différents scénarii de production à l'horizon 2050, c'est le scénario dit « N03 » combinant un mix ENR et nucléaire qui est le plus optimal parmi les scénarios étudiés.

Coûts complets annualisés des scénarios à l'horizon 2060



Ce scénario, qui prévoit **51 gigawatts de capacité nucléaire en 2050**, nécessite d'anticiper le renouvellement du parc actuel de réacteurs (18 centrales, 56 réacteurs, capacité installée de 61,4 gigawatts) et de mettre en œuvre une combinaison des solutions suivantes pour ce renouvellement :

- **Étendre la durée de vie des réacteurs actuels en accord avec les diagnostics de l'ASN** à la suite des visites décennales
- **Construire de nouveaux réacteurs de forte puissance** (EPR Flamanville 3 et projet EPR 2)
- **Construire des SMR** (Small Modular reactors) aujourd'hui en phase de développement.



En particulier, le projet EPR 2 « Nouveau Nucléaire France » consiste à construire 6 réacteurs, chacun de puissance 1650 mégawatts, sur 3 sites nucléaires actuels (Penly, Gravelines et Bugey). En 2022 (discours du Président de la République à Belfort le 10 février), l'Etat a confirmé son intérêt pour la proposition d'EDF remise en 2021 d'un programme de construction de 6 EPR 2. Un débat public animé par la CNDP, spécifique au projet EPR 2, s'est tenu en 2023. La mise en service industrielle de la première paire d'EPR 2 à Penly a pour cible

2035-2037. La durée de référence cible pour la construction, c'est à dire la durée entre le premier béton et la mise en service industrielle, est comprise entre 105 mois et 90 mois, décroissante entre le premier réacteur de Penly et le 6e réacteur du Bugey. Cette durée de référence prend en compte une marge opérationnelle qui va de 11 mois sur le premier réacteur à 7 mois pour le sixième. L'Etat a également demandé d'instruire l'opportunité et la faisabilité de construire 8 réacteurs EPR 2 additionnels.

Le projet EPR 2 doit faire face aux défis suivants :

- **Renforcer la filière nucléaire française** en s'appuyant sur le plan EXCELL EDF, lancé en 2019, dont les 5 axes prioritaires sont : des garanties conformes du premier coup en matière de fabrication et de construction, une relation avec les fournisseurs qui soit partenariale et orientée résultat, la qualité et la sûreté renforcées par la standardisation et la réplication, une gouvernance projet au meilleur état de l'art, et une montée en compétences de la filière
- **Mobiliser des compétences avec un pic attendu de 31000 emplois à horizon 2029** donc près de 8000 emplois sur site
- **Conduire ce projet industriel en garantissant la tenue des objectifs Qualité Coût Délai**, en mobilisant la Supply Chain
- **S'assurer d'une bonne coordination avec les pouvoirs publics** dans le cadre d'une nouvelle gouvernance s'appuyant sur la création de la *Délégation interministérielle du Nouveau Nucléaire* de l'Etat

La mise en œuvre du mix énergétique optimal 2050 exige également **d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables, qui est en particulier un levier majeur pour décarboner la production électrique à court terme, à l'horizon 2035**. Toutes les composantes du bouquet ENR doivent être accélérées en France :

- Maintenance, suréquipements et développement de STEP dans l'Hydraulique,
- Forte accélération du développement du **solaire** par rapport au rythme des dernières années (qui était inférieur à 2 gigawatts par an),
- Poursuivre la tendance actuelle de **l'éolien terrestre** (1,5 gigawatt par an),
- Investir fortement dans **l'éolien maritime** en visant des mises en service entre 2030 et 2035 pour atteindre une cible de 18 gigawatts de capacité installée à l'horizon 2035.

Des moyens de **production thermique décarboné** seront aussi probablement nécessaires pour contribuer au bouclage du système électrique : la R&D est très active sur ce sujet.

Le déploiement des ENR en France doit faire face aux défis suivants :

- **Industriels**, en particulier pour l'éolien en mer (technologie posée/flottante, construction des parcs, accroissement des tailles et des capacités des turbines, disponibilité et vulnérabilités de la chaîne fournisseur),
- **Économiques**, sur l'évolution des coûts des équipements et de construction, sur la sécurisation des revenus face à des prix de vente volatils et au risque volume lié à l'intermittence, sur l'amélioration de la prévisibilité court terme de la production,
- **Sociétaux** pour améliorer l'acceptabilité des installations ENR.

Comme la production des ENR intermittentes rend la production d'électricité beaucoup plus aléatoire et que les moyens de stockage ne se développent que pour des déplacements courts de charge (batteries de cycles de 6 à 8h à ce stade), la flexibilisation de la demande est

prioritaire pour permettre l'équilibre Offre Demande à tout instant du système électrique. 2 gisements sont particulièrement prometteurs pour cette flexibilité côté demande : le véhicule électrique et la production d'hydrogène.

Enfin EDF accompagne ses clients consommateurs, pour s'approprier les enjeux relatifs à l'utilisation de leur énergie, devenant de plus en plus consom'acteurs et parfois auto-consommateurs. Une large gamme d'offres leur est proposée, répondant à leurs attentes de maîtrise de la facture et de réduction de leur empreinte carbone, en consommant moins et mieux. EDF les accompagne également pour répondre à leurs besoins de visibilité et de stabilité des prix, en développant les contrats long-terme.

En conclusion, la mise en œuvre de nouveaux moyens de production décarbonés, qui sont certes à faibles coûts d'exploitation mais à forts coûts d'investissement, nous mettent face à un **défi industriel et humain**. Il faut mener à bien de large projets complexes (EPR 2, SMR, éolien maritime), poursuivre la R&D (dont stockage), déployer des technologies diffuses et adapter le réseau en conséquence. Nous sommes également face à un **défi économique**. Il faut définir qui financera les importants coûts d'investissement : le producteur, le consommateur et/ou le contribuable ? Des contrats long terme seront utiles dans le market design de l'électricité pour faire face à la variabilité des prix et à ces coûts d'investissement importants. Nous devons également apprendre à gérer l'intermittence en développant des moyens de flexibilité, en améliorant la prévisibilité court terme de la production ENR, en partageant le risque lié au coût de son incertitude, également via des contrats long terme.

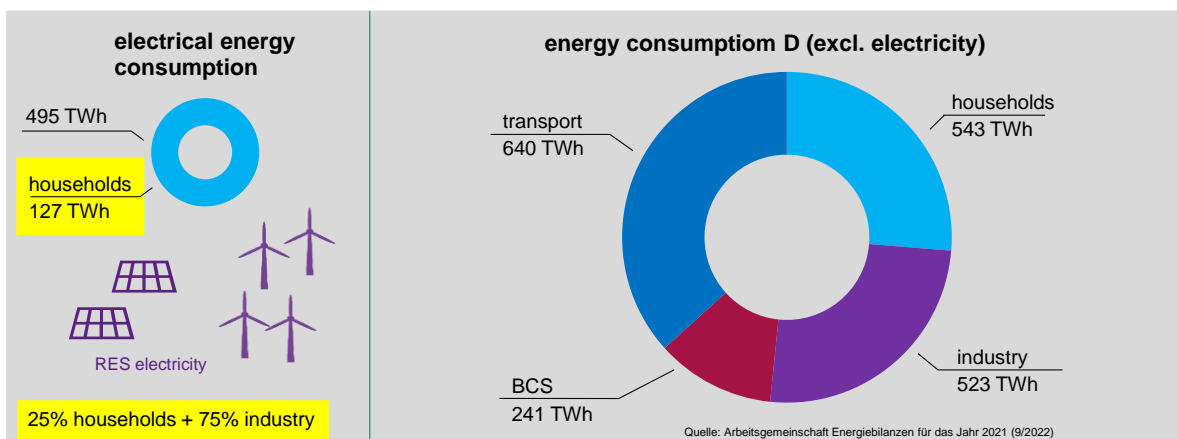
Nous avons donc devant nous un vrai **défi de société** pour réussir la transition énergétique aux horizons 2035 et 2050 grâce aux efforts de tous.

Intervention de Klaus Kleinekorte (CIGRE Allemagne)

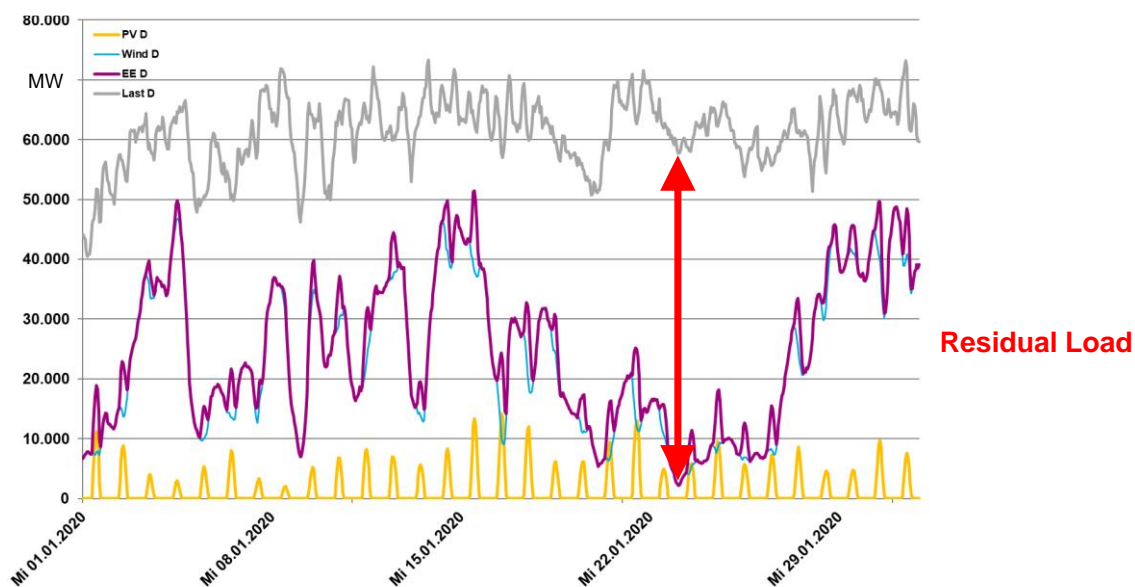
Prof. Dr.-Ing. **Klaus Kleinekorte** has spent most of his professional life in the power sector especially the transmission grid. He received a diploma in electrical engineering and a PhD degree from the University of Technology Aachen, and since more than a decade he acts as part time lecturer at his Alma Mater. Since 1992 he worked with RWE in various management functions. In 2000 he was appointed Director System Control Brauweiler. In 2003 he was appointed to the Board of Amprion GmbH the newly founded TSO branch according to the unbundling in Europe. Up to 2021 he acted as CTO of Amprion and his area of responsibility comprised the departments: Asset Management/Grid Planning, Engineering and Operations, the Control Centre Brauweiler, Offshore interconnectors, and Safety Management.

Main part of The European Green Deal is the European climate law, which was formally adopted in June 2021; it contains the EU's ambitious climate goals, legally binding for all members: GHG-emission reduction until 2030 by at least 55% (compared to 1990) - "Fit for 55", Net Zero Carbon emissions by 2050. **Recently redefined targets of Germany are more ambitious: Fit for 65 in 2030, fit for 88 in 2040 and CO2 neutral in 2045.**

As of today only about 20 % of the total end energy consumption refer to electricity today in Germany as shows the figure below. Therefore, renewable energy from the power sector may serve other sectors as well – sector coupling.

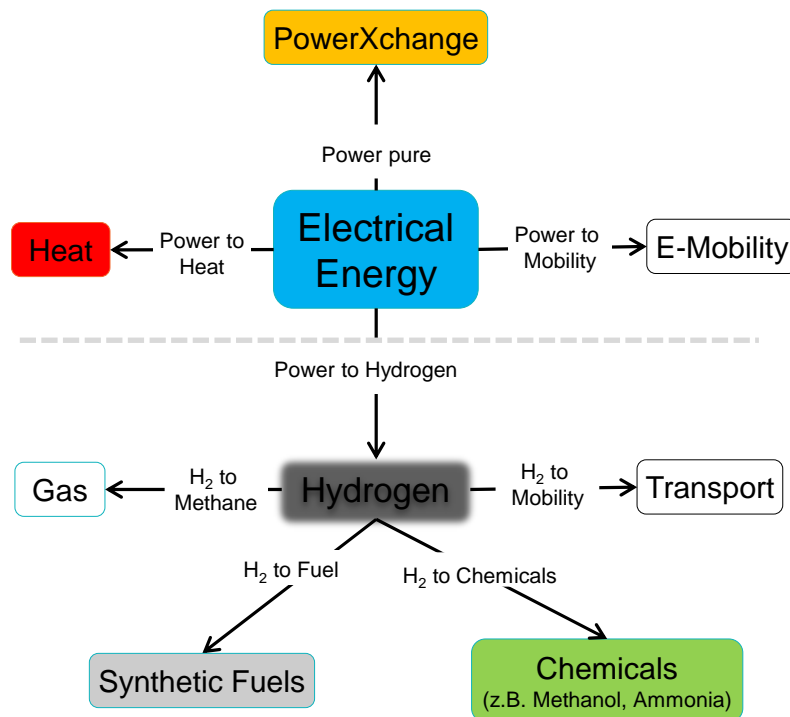


Net electricity generation Germany 2021 (primary sources) is distributed as followed: Fossil 41,2 %, RES 45,6 %, Nuclear 13,2 %. Currently Coal fired plants still provide secured capacity. With the planned closures of Coal power plants until 2035–2040, do we still have secured capacity to operate the system in the future? Moreover, German nuclear plants finally shut down April 2023. Indeed Infeed from RES versus Load can be important as shown by a snapshot from January 2020.

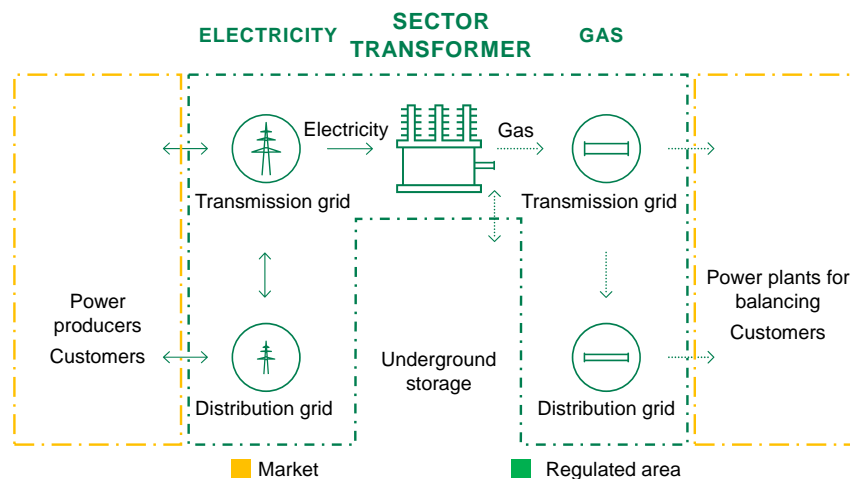


What Flexibility to complement RES in Electricity? We want to reach out for other sectors via the transfer to hydrogen. We unlock the storage capabilities of the existing gas infrastructure (change of operation mode). We partly decouple RES generation from energy usage with respect to time. Sector coupling at system level unlocks the whole bunch of use cases and helps to decarbonise these applications: “fit for green”.

Power to what?



Power-2-Gas conjoins infrastructures. Sector coupling at system level as shown in the diagram below.



E-Grid and G-Grid are twins of sustainability. Whenever green electricity can be used directly it should not be fed into electrolyzers. The allocation of electrolyzers determines energy transport technologies and infrastructure costs. Sometimes green electricity cannot be taken by the grid and so we do use P2G-installations. When no customer is willing to buy the electricity, we use P2G-installations not to curtail the green electricity when available and transform for storage. When electricity cannot be transported due to technical grid constraints, we use P2G-installations to prevent from overloading. When electricity cannot be

transported for reasonable prices or cost of infrastructure, we use P2G-installations to allow for an optimal grid topology with reference to infrastructure costs.

Cette table ronde a fait l'objet de nombreuses questions posées par les 250 participants dont une majorité d'étudiants.

Synthèse de la Séquence 2

Table ronde « Impact du changement climatique sur le fonctionnement des matériels et sur la résilience des infrastructures »

Cette table ronde, animée par Sylvie PERRIN (Women in Energy CIGRE Fr), a réuni Frédéric PETIT (Siemens Gamesa), Nassim Al KHATIB (General Electric), Fabien CHARLES (Prysmian) et Olivier MAZEROLLES (RTE).



En introduction, chaque participant a présenté succinctement son entreprise et l'implication
Frédéric Petit : Siemens Gamesa emploie 1200 personnes en France. A ce jour, 4 GW d'éoliennes terrestres et 2,5 GW d'éoliennes marines ont été installées. 30 centres de maintenance couvrent le territoire.

Nassim Al Khatib (GE) : le marché HVDC est en plein essor. Selon l'AIE, d'ici 2023 le marché des liaisons de puissance HVDC va doubler. Les réseaux offshore vont fortement se développer et l'harmonisation des solutions techniques sera de plus en plus nécessaires pour une meilleure optimisation des constructions.

Fabien Charles (Prysmian) : les besoins en câbles de puissance sont tirés en Europe par l'accélération de la transition énergétique et l'intégration du marché européen. Face au changement climatique, les prescriptions techniques évoluent pour tenir compte de l'augmentation des températures et aussi des contraintes d'approvisionnement en matières premières.

Olivier Mazerolles : Les scénarios de RTE prévoient une forte croissance de la consommation d'électricité, au moins +25 % d'ici 2050. Les infrastructures des réseaux vont être plus chargées et soumises à des contraintes climatiques plus sévères. Les spécifications techniques évoluent pour intégrer ces changements à venir. L'analyse du cycle de vie (ACV) va se développer. Les émissions de CO₂ de RTE sont de l'ordre de 1 Mt, principalement dues aux pertes électriques (47%) et aux bâtiments industriels (24%). Les rejets de SF₆ représentent 9% du bilan CO₂.

Le débat animé par Sylvie Perrin a porté sur la raréfaction des matières premières, le cycle de vie des matériels, le recyclage, l'éco-conception, la résilience des infrastructures.

Les questions du développement du DC, de la standardisation, de l'interopérabilité et de la souveraineté industrielle européenne ont complété la discussion.

Le débat a été suivi de deux présentations, témoignages d'EDF montant des cas concrets d'adaptation des infrastructures au changement climatique.

Présentation EDF R&D sur l'adaptation au changement climatique du parc de production nucléaire d'EDF par Thiphaine le Morvant

Le changement climatique est un sujet étudié à EDF depuis plus de 30 ans. Le Service Climatique d'EDF repose sur 3 piliers : les données, les outils et méthodes et l'expertise.

Le domaine des **Données** concerne les observations, les données climatiques passées et l'établissement des projections climatiques futures. Les **Outils et Méthodes** permettent de traduire l'information grande échelle en un résultat local et des études d'impacts. Les **Expertises** s'appuient sur les Contributions académiques, la Connaissances des infrastructures EDF, l'Usage pertinent des données climatiques. Les partenaires techniques d'EDF dans ce domaine sont CERFACS, Météo-France, IPSL, BRGM, CEREMA, INRAE, IFREMER, ...

L'expertise d'EDF est reconnue dans l'environnement académique. EDF dispose de plusieurs outils qui répondent à différents objectifs. Il n'existe pas de méthode standard pour l'estimation des valeurs extrêmes en contexte non stationnaire.

2 exemples d'études d'impacts climatiques EDF sur les températures d'air sont cités : Identification et extrapolation de tendances observées dans les paramètres de lois d'extrêmes pour les **prochaines décennies**, Passage par une variable dont les extrêmes sont stationnaires et utilisation des projections climatiques pour une estimation à l'horizon **Fin du siècle**.

CEMA (qui signifie Comprendre, Évaluer, Mobiliser et Agir) est le plan d'adaptation de la direction de la production nucléaire et thermique qui vise à Imaginer les futurs pour décider dans l'incertain.

La caractérisation d'un territoire du point de vue climatique s'appuie sur les aléas clés suivants :

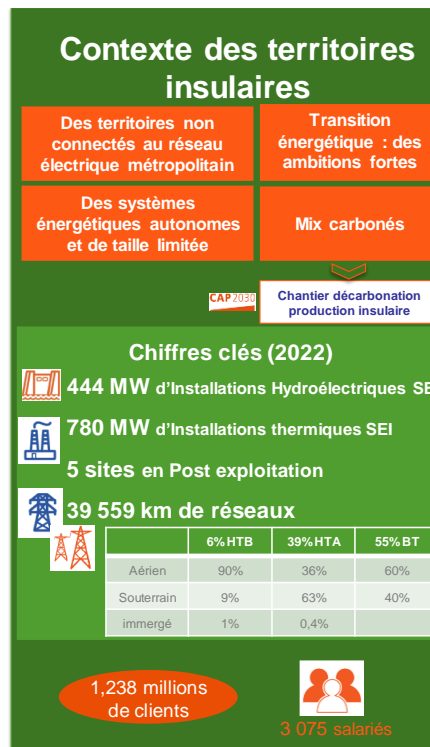


De nombreux outils statistiques et numériques sont développés pour tendre à caractériser les aléas naturels dans le climat présent et futur : Modélisation numérique Statistique des valeurs extrêmes, Modèle hydrologique, Modèle de température d'eau, Récurrence des épisodes violents. La compréhension des futurs climatiques des territoires passe par le développement de la connaissance et l'anticipation, le renforcement de la résilience des territoires, l'innovation, y compris pour lever les verrous scientifiques

En conclusion, les actions d'EDF visent à renforcer les coopérations et les démarches scientifiques, à s'inscrire résolument dans une approche systémique et territorialisée, et à aborder l'adaptation et l'adaptabilité avec pragmatisme. *« Les temps qui viennent ne se prêteront à aucune solution parfaite. Il va falloir accepter l'idée que l'on se fait du plus faible inconvénient et arbitrer la hiérarchie des renoncements et la juste répartition des efforts. »* Jean-Marc JANCOVICI lors de son Audition à l'Assemblée nationale, sur la souveraineté énergétique.

Présentation EDF SEI sur le plan d'adaptation au changement climatique de DSEI (Direction des Services Énergétiques Insulaires) par Agnès Sassoulas Bouvard :

La Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires d'EDF (DSEI) est principalement un gestionnaire de réseau avec une activité amont/aval intégrée. A ce titre elle est triplement régulée par la CRE pour son activité qui est de fait en monopole selon un modèle économique construit en 2004. Le contexte de son activité et ses principales caractéristiques patrimoniales, ressources et clients sont données dans l'image ci-dessous.








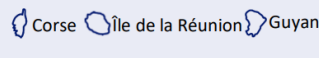




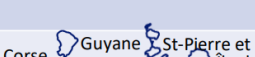



Les installations de la DSEI se situant en majorité dans les territoires ultramarins, elles sont soumises aux aléas climatiques majeurs suivants : Tempêtes, Températures chaudes, Feux de forêts, Inondations, Submersion, Cyclone, Neige collante.

DSEI a été conduit à élaborer un plan d'adaptation à ses aléas. Une analyse des risques a été élaborée suivant les recommandations du Guide EDF s'appuyant sur la **classification des risques climatiques selon la TCFD**. Une analyse a été réalisée sur chacune de ses activités majeures selon une méthodologie distinguant les risques physiques et les risques de transition, c'est-à-dire ceux induits par la transition vers un modèle économique bas-carbone, comme montré dans le tableau ci-dessous.

		RISQUES PHYSIQUES	RISQUES DE TRANSITION <small>c'est-à-dire induits par la transition vers un modèle économique bas-carbone</small>	
Aléas résultant directement du CC	Horizon temporel ≈ 2100 Chroniques	Augmentation des températures moyennes Augmentation du niveau de la mer Changement dans les régimes de pluie et de neige Modification des régimes des vents	Réglementation, Juridique	Marché, Finance
	Horizon temporel ≈ 2050 Aigus	Augmentation de l'intensité et de la fréquence des événements extrêmes : vagues de chaleur Sécheresse vents violents, tempête inondations	Technologie	Réputation
Aléas résultant indirectement du CC		Prolifération d'espèces invasives, développement de cyanobactéries, dégradation qualité d'air, déclenchement de feux de forêt, glissements de terrain...	Substitution de produits et services existants par des options moins émissives Coûts de développement de nouvelles technologies bas-carbone Investissement infructueux dans de nouvelles technologies	Modification des préférences des consommateurs Stigmatisation d'un secteur (cas paradoxal du nucléaire)

Les évolutions projetées dans les différents territoires de DSEI selon les différents aléas climatiques sont données dans le tableau ci-après.

Aléas climatiques	Evolution projetées (études R&D EDF Service climatiques + études externes validées par R&D)	Territoires
 T°C	<ul style="list-style-type: none"> - ↑ des T°C moyennes de 1,5 à 2°C à horizon 2050/2060 et de 2,5 à 3,5°C à horizon 2080 - Intensification des vagues de chaleur - ↑ du nombre de journées chaudes (>25°C) : ex. +35j à 63jours en Corse 	
 Tempêtes	<p>Tempêtes : Pas d'évolution notable en termes de fréquence et d'impact</p> <p><i>Nb. - Analyse de l'événement orageux du 18 août 2022 en Corse pour la probabilité future (vent max à 225km/h)</i></p>	
 Neige collante	<p>A horizon 2050 :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pas d'évolution notable en SSP1-2.6 et SSP2-4.5 - ↓ du nbre de jours à risques pour les scénarios à fortes émissions SSP3-7.0 et SSP5-8.5 	
 Précipitations	<p>Baisses très légères des précipitations moyennes (horizon 2050/2060)</p> <p>Pas de tendance sur les débits moyens à horizon 2030 ; ↔ à légère ↘ à horizon 2050/2060</p> <p>↔ débits d'étiage (récurrence 5 ans) voire ↘ légère en Corse à horizon 2030 ; ↘ légère à horizon 2050/2060</p>	
 Cyclones	<p>Cyclones :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Pas d'évolution de leur fréquence - mais ↑ de leur intensité (cat.4 et 5) 	
 Pluies cycloniques	<p>(horizon 2060) :</p> <ul style="list-style-type: none"> - ↑ de 14% du taux de précipitation pour 2°C – ↑ entre 5 et 15% 	
 Inondations	<p>Inondations</p> <ul style="list-style-type: none"> - ↑ des inondations dues aux pluies cycloniques - Cas spécifique de la Réunion avec des risques d'éboulement et de charriage des blocs/rochers 	
 Niveau de la mer	<ul style="list-style-type: none"> - ↑ de 30 cm du niveau de la mer à horizon 2050 - ↑ de 80 à 88 cm du niveau de la mer à horizon 2100 <p>↑ Risque de submersion (↑ avec cyclones)</p>	

Des études ciblées ont été également poursuivies en lien avec la R&D EDF pour éclairer les sujets suivants : Évènements extrêmes en Méditerranée (Conditions favorables, évolutions au cours du 21e siècle et lien avec l'orage tempétueux d'août 2022 en Corse, « médicanes »), Mise à jour des projections de débit en Corse sur 4 bassins versants en CMIP6, Émissions de GES par les retenues d'eau en contexte de changement climatique, Changement climatique sur le Antilles françaises (Mise en place des études, en lien avec les projets académiques et le projet R&D CCIRE - Climate Change Impact on Renewable Energies), Benchmark résilience des réseaux aux USA, Impact sur les incendies en Corse (étude Météo France à venir en 2023), Évolution des trajectoires des cyclones.

Synthèse de la Séquence 3

Table ronde « Besoin en ressources pour réaliser les transformations »

Une première table ronde sur les Perspectives matières, animée par Marcela Mantilla (WIE CIGRE et responsable France du CE C3) a réuni Diana-Paula Gherasim (Centre Energie Climat - IFRI), Anne-Claire Sanner (Schneider Electric), Thomas Berteloot (General Electric) et Francis Rouet (SYCABEL).



Introduction par Marcella Mantilla

La transition énergétique suscite plusieurs transformations : écologique, digitale, industrielle, transformations des ressources, c'est-à-dire, matières premières et ressources humaines. La transition des matières premières « Materials transition » est au cœur de l'actualité française et européenne vu son importance première pour la décarbonation, la souveraineté et la sécurité énergétique.

Il s'agit d'une problématique complexe à la croisée des enjeux géopolitiques, réglementaires, économiques, environnementaux, technologiques, industriels, enjeux de compétences, etc. qui exige une vision plus systémique et un travail en écosystème industriel.

Les panelistes ont partagé les principaux défis des ressources, les causes et les conséquences des tensions sur les matières premières, ainsi que les approches et actions concrètes des organisations représentées pour faire face au trilemme des ressources : disponibilité / hausse de prix / durabilité.

Des solutions possibles comme l'écoconception, le passage d'une économie linéaire à une économie circulaire avec une vision sur l'intégralité du cycle de vie, l'allongement de la durée de vie, la pérennité, la réduction de la masse des matières premières, son récupération et recyclage ont été évoquées pour faire face à ce défi colossal. Pour accompagner ces transformations, les solutions digitales ont été aussi mentionnées. Un focus sur des matières stratégiques pour la filière comme le Cuivre, l'Aluminium, l'Acier et ses alliages a été fait avec une vision sur le court et le moyen terme, en termes des besoins et disponibilité.

Partager et renforcer une meilleure compréhension des défis et besoins en ressources, ainsi que de la dynamique de l'écosystème industriel semble essentiel pour mieux coordonner et coopérer afin de réaliser les actions nécessaires pour atteindre les objectifs de décarbonation.

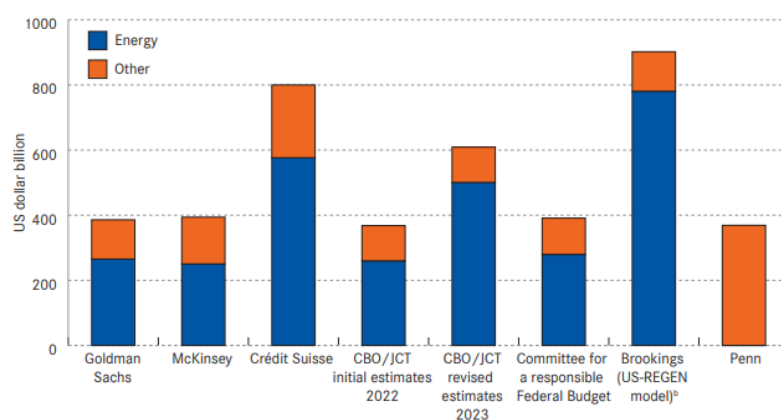
L'écosystème CIGRE offre une belle opportunité pour préparer et partager les compétences, l'expertise et les ressources humaines nécessaires pour mener à bien toutes ces transformations que nous devons délivrer en tant que hommes et femmes engagés dans la transition énergétique.

Intervention de Diana-Paula Gherasim sur les transitions face aux défis des ressources (IFRI)

Le contexte des transitions énergétiques se complique au niveau mondial, marqué par la question du partage de l'effort, de la sécurité, des inégalités et d'une polarisation croissante due aux tensions sino-américaines. Le Green Deal européen a su s'imposer malgré une chronologie ponctuée par les polycrises, mais fait face désormais au défi de l'implémentation dans un contexte dégradé. La mise en œuvre du paquet *Fit for 55* demande un changement d'échelle en matière de production et installation des technologies bas carbone, l'UE doit doubler d'ici 2030 les progrès faits sur les derniers 20 ans.

L'UE prend conscience que les capacités de fabrication de technologies bas carbone sont aujourd'hui largement dominées par la Chine et que l'IRA des USA a le potentiel d'aspirer les investissements européens.

Figure 3: Estimates of IRA's "Energy & Climate" section costs*



Source: Brookings, Committee for a responsible Federal Budget, Congressional Budget Office (CBO), Crédit suisse, Goldman Sachs, McKinsey & Company, Tax Foundation (2023), University of Pennsylvania (Penn). Calculations by the Franco-German Council of Economic Experts.

^ᵃ These estimates relate to the provisions of the "Energy and Climate" section of the IRA. There are some minor variations in the total duration covered by these estimates (till 2029 to 2031).

^ᵇ These is the central scenario.

L'écart de compétences à combler est déjà important pour certains secteurs clés pour la transition énergétique (construction, électronique, ingénierie) et se creusera davantage sans investissements suffisants

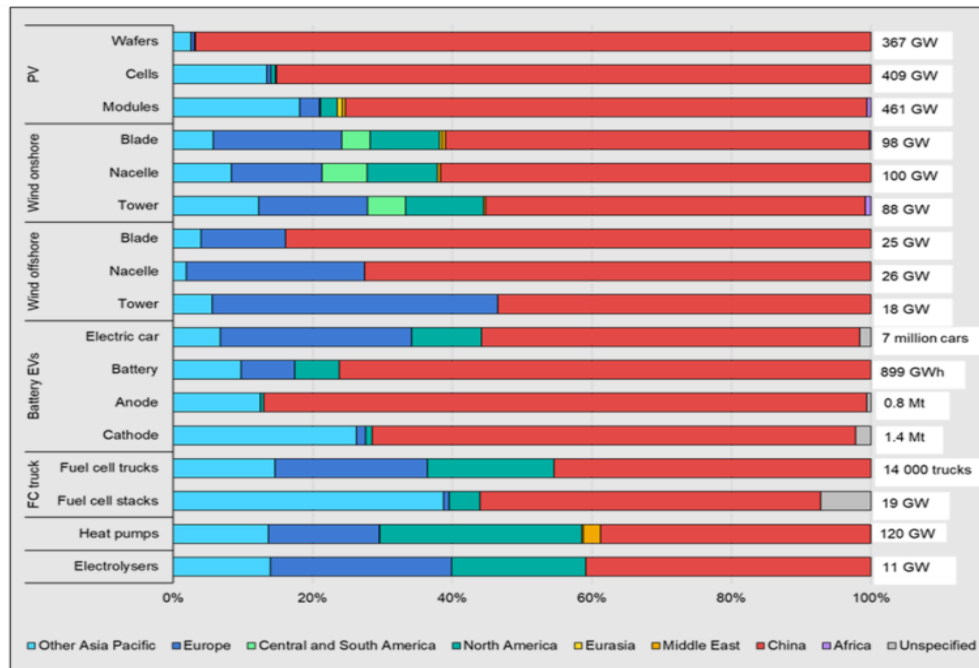
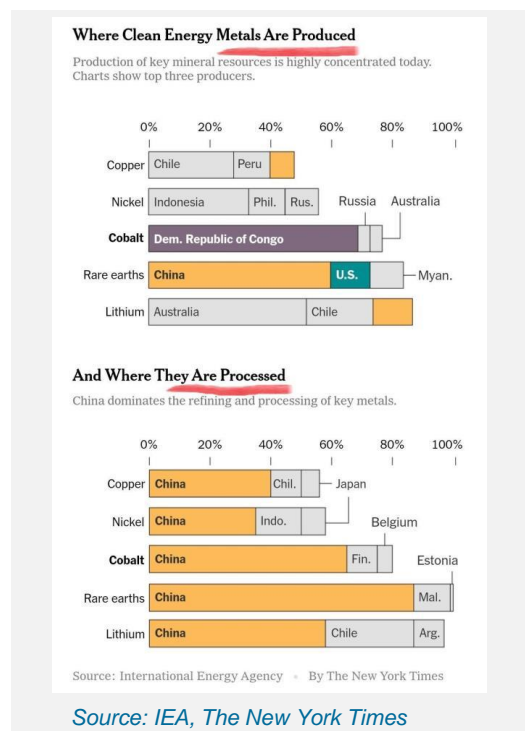
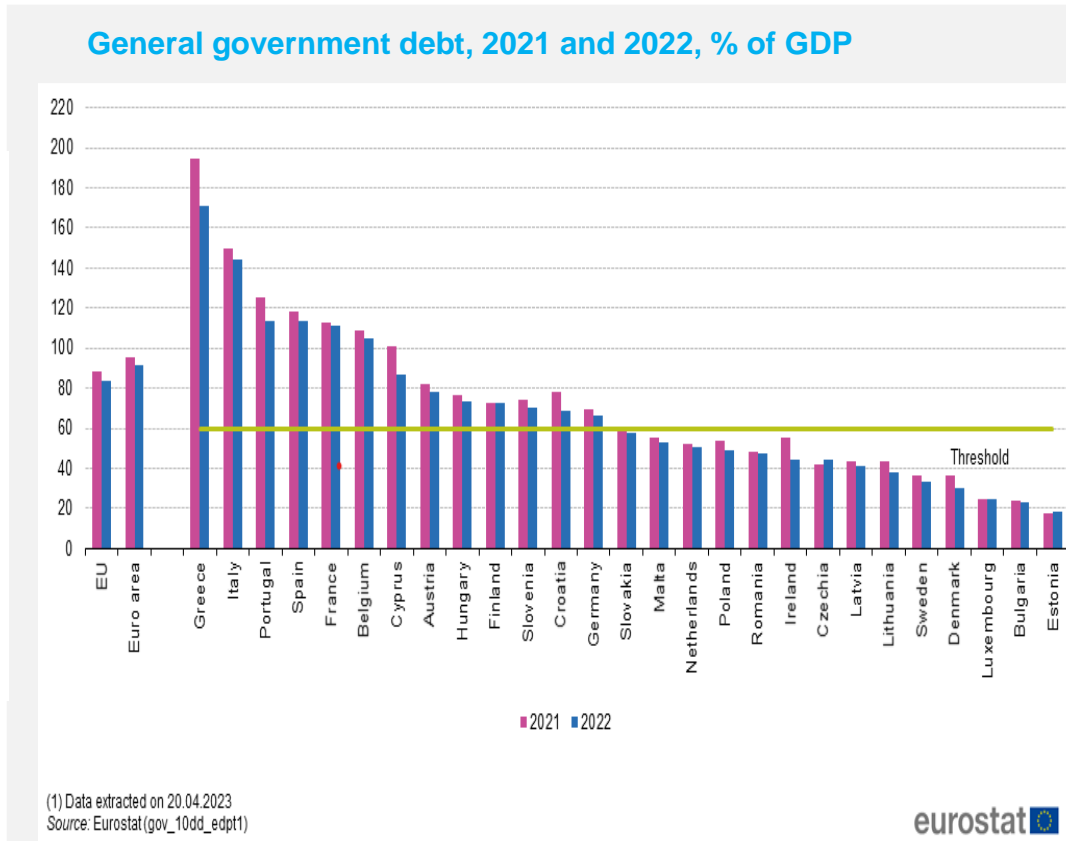


Figure 2: Regional shares of manufacturing capacity for selected mass-manufactured clean energy technologies and components. Source: Energy Technology Perspectives 2023, International Energy Agency

Les besoins en métaux critiques vont connaître une croissance exponentielle, alors que le monde dépend de la Chine pour leur transformation et recyclage et que les restrictions sur les exportations se multiplient.



De nombreux défis à surmonter pour assurer un approvisionnement stable et résilient en métaux critiques : acceptabilité, investissements, volatilité, concurrence des usages, performance environnementale etc. Le pilier industriel européen est en train de se structurer et sera clé dans le contexte des élections européennes de 2024, l'enjeu est d'assurer la compétitivité des industries européennes.



Comment accélérer la transition avec une croissance économique faible, des dettes élevées, une inflation systémique, des taux d'intérêt élevés et des besoins de financements inédits ? Quelles sont les perspectives ?

Le passage aux technologies bas carbone, couplé au maintien des hydrocarbures, renforce les vulnérabilités européennes si des mesures pour réduire nos dépendances critiques ne sont pas prises.

Les élections européennes de juin 2024 et celles des USA avec le retour potentiel de Trump sont des facteurs d'incertitude majeurs. Les États européens ont besoin de nouvelles sources de financement, l'UE ne pourra pas tout financer, les coûts de la décarbonation sont en effet très élevés. Les coûts des systèmes énergétiques vont augmenter, tout comme ceux de la décarbonation et du maintien de l'industrie.

Les tensions sur les matières premières, l'accès aux capitaux, l'inflation des coûts, la disponibilité de la main d'œuvre, les rivalités industrielles mondiales forment des défis inédits. La vulnérabilité de l'Europe face à la Chine, au Moyen-Orient, à l'Afrique et à l'Amérique latine va augmenter.

Si l'Europe veut avancer beaucoup plus vite que le reste du monde, elle doit réaliser que cela comporte des risques existentiels sans transformation systémique de ses politiques, et moyens.

L'Europe doit miser sur ses forces (marché intérieur unique, la clarté et prédictibilité de son cadre normatif qui doit s'appliquer en égale mesure aux importations, la capacité à nouer des partenariats, les progrès réalisés en matière de décarbonation) et se nourrir des nouvelles actions de progrès dans les domaines de politique et vision industrielle, de sobriété, des synergies industrielles, du travail en écosystème (notamment le rôle des villes), du soutien à l'innovation et des interconnexions, pour avancer plus vite.

Intervention de Anne-Claire Sanner (Schneider Electric)

Schneider Electric, en tant que fournisseur de solutions de distribution d'électricité et d'automatisme est fortement engagée en faveur de la transition énergétique pour la réduction de l'impact de l'activité humaine sur le climat. Nous développons des solutions innovantes pour nos clients afin de les aider à diminuer leur impact carbone, et nous agissons également de bout en bout (donc auprès de nos fournisseurs et de sur nos propres activités).

Tout comme l'ensemble des acteurs industriels et en particulier ceux du secteur de l'énergie, Schneider est pleinement concernés par les problématiques de ressources, qui s'entendent à la fois sur les matières et sur les ressources humaines. Les tensions sur les matières, liées au contexte géopolitique actuel (Covid, guerre en Ukraine, tensions avec la Chine ...), risquent de se prolonger durablement.

Ces tensions se traduisent notamment par des hausses de prix des matières par exemple (donc réduction des marges des entreprises). Nous utilisons en effet beaucoup de tôles en acier par exemple pour nos cellules moyennes tension, de composants électroniques pour nos solutions de contrôle commande. Même si nous parvenons à répercuter en partie ces hausses à nos clients, ou si nous sommes protégés par des formules de révision des prix, celles-ci ou les indices auxquels elles font appel ne reflètent pas toujours la réalité. Nous faisons face également à des difficultés d'approvisionnement et donc d'augmentation des délais de livraison.

Différentes mesures sont possibles : augmenter les stocks (mais en mobilisant de la trésorerie), rehausser les prix, aller vers des solutions d'éco-conception, la mise en place d'économie circulaire ou encore changer la nature du produit pour répondre à la valeur demandée par le client.

Il faut donc améliorer la pérennité du produit sur l'intégralité du cycle de vie. Voici quelques exemples d'Eco-conception et d'Economie circulaire. 7 à 9% des émissions de CO2 dans le monde proviennent de la production d'acier. Le projet porté par ArcelorMittal France à Dunkerque assurera une réduction de 36% des émissions de CO2 à l'horizon 2030, par rapport à 2018 et le maintien de la capacité de production d'acier à Dunkerque. Il s'agit d'un projet de substitution de procédé, avec la construction et le développement d'une nouvelle filière d'élaboration de l'acier en remplacement d'une partie des installations existantes. Le projet va mettre en place une unité de réduction directe combinée à des fours à arc électrique.

Fondés sur le gaz naturel, et à terme un mix gaz/hydrogène, ainsi que sur l'électricité, ces procédés viendront remplacer en partie la filière actuelle des hauts fourneaux fondée sur le charbon comme source d'énergie.

À Sarre-Union, Schneider Electric investit 14M€ pour décarboner ses armoires électriques avec un objectif de baisse de 25 % de la consommation d'énergie en trois ans par le relamping des différents ateliers et la mise en place d'un système de gestion automatisé des bâtiments, une nouvelle formule chimique de traitement de nécessitant une température de séchage moins élevée. Sont également mises en œuvre des Solutions de Retrofit pour Moderniser les tableaux Moyenne et Basse Tension en visant 10 à 20 ans D'extension de la durée de vie des équipements

Par ailleurs on peut également citer quelques exemples de solutions de Services digitaux. Grid Asset performance advisor aide les régies électriques à prendre des décisions concernant la maintenance. Ce software regroupe et analyse les données de milliers d'équipements présents sur le réseau d'une régie, en partant des données disponibles recueillies par des capteurs, afin d'identifier les équipements les plus critiques et les plus proches du défaut ou de la fin de vie. Il permet de maximiser la durée de vie des assets, en analysant les conditions d'exploitation, le temps estimé avant un défaut potentiel, le type de maintenance nécessaire, et les impacts financiers de la maintenance versus le remplacement de l'équipement.

Grâce à un capteur breveté innovant pour les transformateurs d'huile et à des analyses logicielles avancées, EcoStruxure Transformer Expert, permet de prévoir les problèmes potentiels avant qu'ils ne se produisent et prolonger la durée de vie des transformateurs. La surveillance des transformateurs permet de réduire le risque de temps d'arrêt, puisqu'elle vous permet d'identifier les premiers signes de problèmes potentiels.

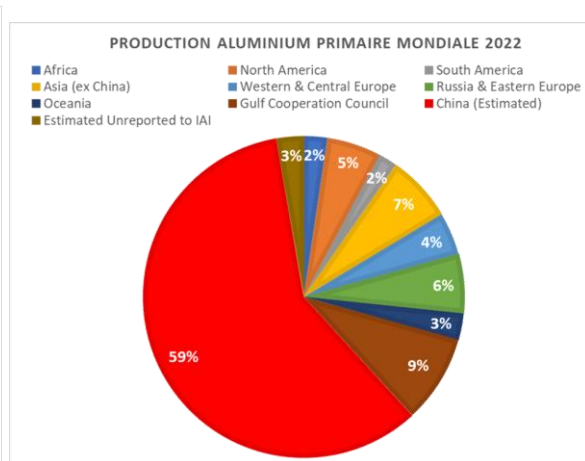
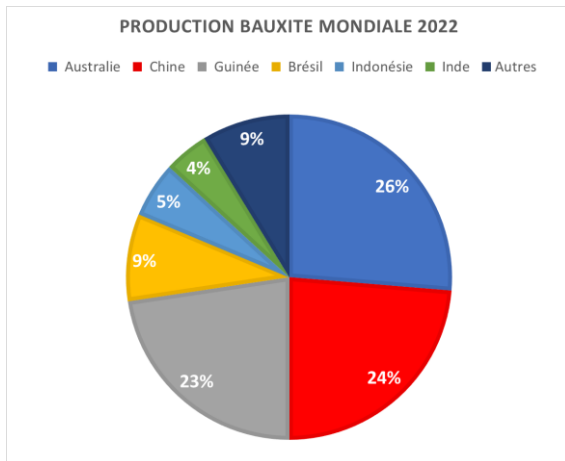
Ces analyses permettent également de prendre des décisions fondées sur les données en matière de maintenance et de remplacement des actifs, et ainsi d'optimiser la gestion du parc et du budget d'investissement.

En 2021, la compagnie a été reconnue par Corporate Knights au Forum économique mondial comme l'entreprise la plus durable au monde, toutes industries confondues. Schneider Electric s'est engagée à atteindre l'objectif "Net Zero".

Intervention de Francis Rouet (SYCABEL)

Cette intervention fait un point sur l'Aluminium et le Cuivre qui sont des matières premières stratégiques pour les activités industrielles, et particulièrement pour les câbles.

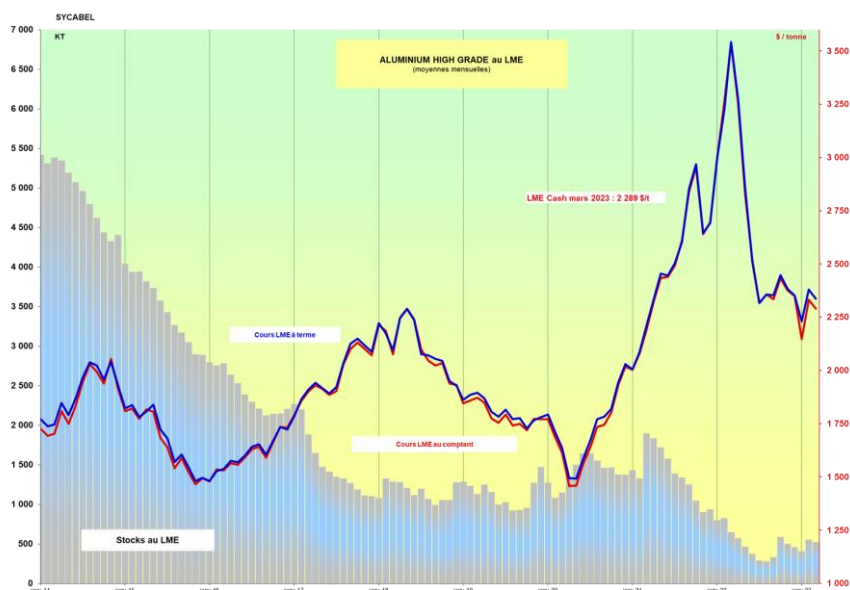
En 2022, comme montré dans les graphiques ci-dessous, la production de bauxite (Production totale : 390 Mt) se situe dans les régions tropicales et subtropicales mais la production d'Aluminium Primaire (Production totale : 68 Mt) est contrôlée par la Chine à près de 60 %.



En matière de recyclage, les derniers chiffres connus en 2018 font apparaître que 490 000 tonnes d'aluminium ont été recyclées en France. Ces déchets ont été exportés pour être recyclés. La France a réimporté cet aluminium recyclé sous forme de lingots (110 000 tonnes en 2018). **Un écosystème est donc à consolider en France dans ce domaine.**

La consommation totale française d'aluminium représente 1,3 Mt (tous usages confondus), les câbliers n'en consomment environ que 60 000 t. La consommation d'énergie par électrolyse est de 13MWh/T aluminium primaire. A noter que cette transformation est réalisée par une électricité produite pour plus de 80% avec du charbon en Chine alors qu'elle est réalisée à plus de 90% avec de l'énergie hydraulique en Europe.

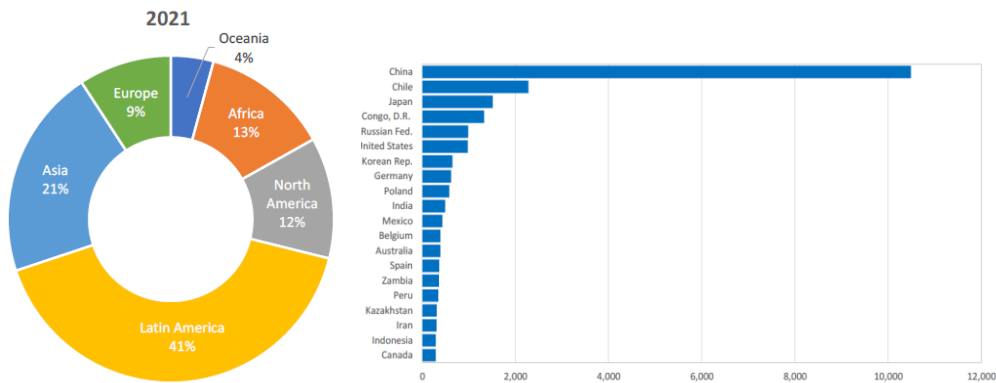
L'aluminium fait l'objet d'une volatilité très forte de son prix, liée à l'instabilité des prix de marché et à l'incertitude sur les montants matières. Le graphique ci-dessus montre les évolutions de prix entre janvier 2014 et mars 2023 avec un prix minimum de 1750\$/t et un prix maximum de 4000\$/t.



Les principaux enjeux sur l'Aluminium pour la filière câbles sont les suivants. 90 % des Câbles des réseaux de distribution et 70% des liaisons souterraines du réseau de transport

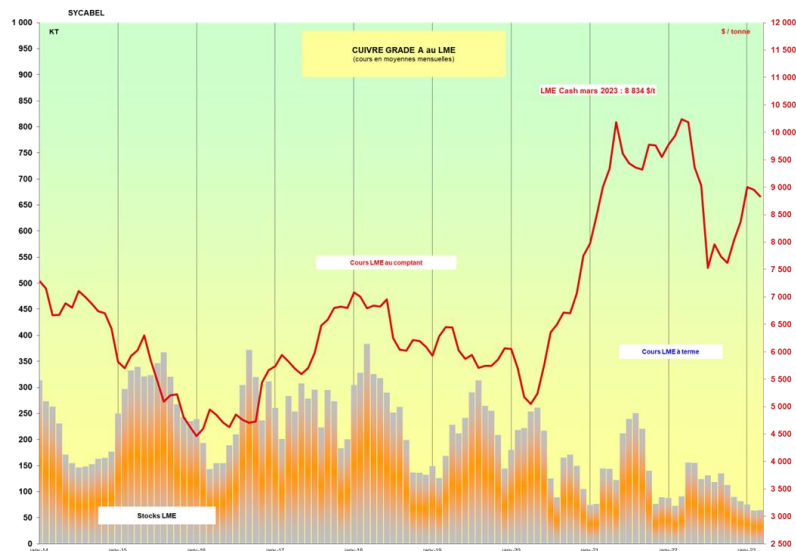
utilisent de l'Aluminium. Pour le seul Parc éolien Offshore de Saint Nazaire, plus 1300 t d'aluminium ont été nécessaires pour les câbles. Selon les prévisions des besoins de liaisons de RTE et de Enedis, il est estimé un doublement à l'horizon 2035, soit une consommation de 100 000 t à 120 000 t. C'est une consommation modeste à l'échelle nationale mais stratégique pour réussir la transition énergétique. Il faut également une filière de recyclage garantissant la qualité de l'aluminium à réutiliser dans les câbles en développant de l'innovation pour permettre l'augmentation du taux d'aluminium recyclé dans les conducteurs des câbles. Enfin il est vital d'avoir une énergie disponible à un coût compétitif dans la durée pour la rentabilité des usines de production de câbles.

En ce qui concerne le Cuivre, il fait l'objet d'un accès limité par son extraction et par sa production même si celle-ci a été multipliée par 2 en 20 ans. La production mondiale 2022 de Cuivre a été de 26 Mt dont plus de 70 % sont produits au Chili, au Pérou et en Chine. Il y a eu un déficit de 450 000 t en 2022 pour couvrir la demande. Les graphiques ci-dessous donnent à titre d'information la répartition de production brute par zone et de production cuivre affiné par pays en 2021.



Le recyclage représente 41% de la consommation de cuivre de l'UE avec 1,85 million de tonnes récupérées des déchets des consommateurs et 0,65 million de tonnes récupérées de l'industrie.

Le coût matière est de plus en plus élevé comme le montre le graphique ci-dessous. Entre janvier 2014 et mars 2023, les prix ont oscillé entre 4500 \$/t et 10250 \$/t avec une tendance haussière.



Les principaux enjeux sur le cuivre pour la filière câbles sont les suivants. La transition énergétique européenne consommera 1,25 Mt de cuivre en 2030 pour atteindre 1,5 Mt en 2040, soit l'équivalent de 35% de la consommation actuelle européenne. Quelques ordres de grandeur sont à retenir : Éolienne offshore = 4 t/MW, Éolienne terrestre = 3 t/MW, PV = 2,5 t/MW. Le Parc éolien offshore de Saint Nazaire a eu besoin de plus de 1600 t de cuivre pour les câbles. Selon les prévisions de besoin de liaisons de Rte et de Enedis, il est estimé un doublement des besoins de cuivre à l'horizon 2035, soit 180 000 à 200 000 tonnes.

En matière de Production de Cuivre, l'ouverture de nouvelles mines est rendue difficile du fait de l'acceptation des populations, de la capacité d'investissements lourds (concentration dans les minerais en 1,1% à 0,78% en 15 ans), des besoins de 63% d'énergie en plus par tonne de Cu, de la hausse de la consommation d'eau 16m³ à 25m³ par tonne et des exigences de respect des contraintes environnementales.

On observe une augmentation des capacités de recyclage en France avec une industrialisation des process / innovation mais est posée la question de la Compétitivité de la filière. Aujourd'hui il y a une captation de la ressource déchets par le marché chinois avec une question sur la qualité du cuivre.

Table ronde « Besoin en ressources pour réaliser les transformations »

La deuxième table ronde de cette séquence était consacrée aux ressources humaines. Elle a été animée par Laurie-Anne Clément (Présidente de WiE France) réunissant Hélène Decroix (Enedis, Ecole des réseaux), Pascal Aubert (vice-Président de l'Université Paris-Saclay) et Thierry Plouvier (Hitachi France et WiE France).



Les discussions ont permis de connaître les démarches et actions menées par les entreprises des réseaux électriques, avec la création en 2023 de l'école des réseaux, et aussi celles des écoles de Paris-Saclay, et le témoignage d'une entreprise industrielle.

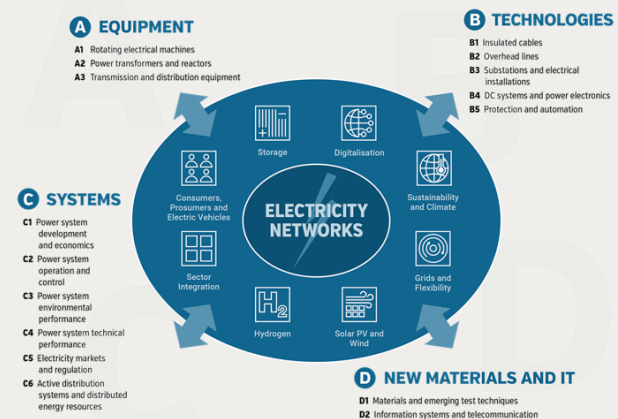
Synthèse de la Séquence 4

Sélection de trois travaux en cours menés par les Comités d'études de la CIGRE

En introduction de la séquence, la structure et le fonctionnement général des 16 Comités d'études de la CIGRE ont été présentés par Gérald SANCHIS (Secrétaire du CNF CIGRE). Chaque Comité d'Etudes engage et clôt des Working Group sur des sujets techniques d'actualité pour des états de l'art ou des synthèses de pratiques. 250 WG sont actuellement actifs (source CIGRE). En complément de ces 16 Comités d'études, CIGRE a identifié 8 sujets stratégiques en lien avec la transition énergétique.

Les nouveaux sujets stratégiques

• 8 sujets stratégiques



<https://www.cigre.org/GB/knowledge-programme/cigre-and-the-energy-transition>

La session a été animée par Jean-Yves Astic (retraité de RTE, ex responsable de programme de R&D infrastructures du réseau).

Trois sujets, sélectionnés par le CNF, ont été présentés :

- **L'impact de l'utilisation croissante de l'IA pour l'exploitation des réseaux électriques d'un point de vue opérationnel**, travaux du groupe C2.42 à l'initiative du comité d'études « C2 : power system operation and control », intervenant Antoine Marot (RTE).
- **Jumeau Numérique d'un transformateur électrique – concepts et perspectives futures**, travaux du groupe A2/D2-65 à l'initiative des comités d'études « A2 : Power Transformers and Reactors » et « D2 : Information systems, Telecommunications and Cybersecurity », intervenant Guillaume Denis (RTE).
- **Interconnexions mondiales pour un système électrique durable**, travaux du groupe C1.44 à l'initiative du comité d'études C1 « Power system developments and economics », intervenant Nicolas Chamollet (EDF).

Exposé sur l'utilisation croissante de l'intelligence artificielle (IA) :

Technologie en plein renouveau via les progrès de l'apprentissage automatique et mise à disposition du grand public, l'intelligence artificielle recouvre différents types d'outils et de cas d'applications comme la reconnaissance de signaux ou de formes, l'analyse de données pour le diagnostic médical, la traduction, la synthèse de sujets. Dans le but d'améliorer leurs connaissances, le comité d'études C2 a mis en place un groupe de travail sur l'impact de l'utilisation croissante de l'IA pour l'exploitation des réseaux électriques d'un point de vue opérationnel.

A partir d'une enquête réalisée auprès des différents pays dans le monde via l'outil SurveyMonkey entre janvier et avril 2023 (>100 réponses), il a été recueilli les avis sur les questions de maturité de l'utilisation de l'IA et pour quels exemples inspirants, sur les cas

d'usages priorités. Etaient abordées aussi les importantes questions de comment démarrer ? Quels sont les barrières / accélérateurs techniques et organisationnels pour déployer de l'IA ? Quelles réglementations sont à considérer ? Quels risques sont anticipés ? Comment développer une IA de confiance ?

En synthèse des messages à retirer, l'IA est une opportunité pour d'abord améliorer la prise de décision et tirer de la valeur des données. Trois sujets d'applications ressortent en tête du sondage d'intérêt et d'avancement des nombreuses utilisations recensées : la prévision de consommation et de la production d'énergie renouvelable, l'estimation des risques, la supervision du réseau.

La fiabilité, l'acceptabilité, l'explicabilité sont vus comme des facteurs importants à considérer, avec une forte dépendance sur la qualité et la disponibilité des données. Il apparaît comme important d'adapter l'organisation et notamment d'avoir un référent avec une équipe dédiée reposant sur une stratégie d'entreprise. Le groupe de travail avec ~30 membres présentent une bonne représentativité exploitants de réseaux (TSO, ISO), concepteurs et vendeurs de solutions, académiques. Le travail produit est riche, intéressant et en cours de rédaction. La publication de la brochure CIGRE est prévue en 2024.

Exposé sur le jumeau numérique :

Dans le but d'améliorer la prise de décision en temps réel des opérateurs de conduite du réseau électrique, de nouveaux outils d'aide sont régulièrement proposés, évalués puis adoptés ou rejetés.

Une nouvelle classe d'outils est en développement : le jumeau numérique d'un appareil installé sur le réseau est une modélisation informatisée dont l'objectif est d'intégrer des propriétés dynamiques des matériels électriques à destination de leur maintenance dans l'exploitation du réseau électrique. Ces processus sont à ce jour faiblement intégrés. Les propriétés dynamiques sont maintenues à jour et calculées à partir des télé informations et télémesures acquises régulièrement sur l'appareil et sur le réseau. Ces nouvelles informations serviront aussi pour les modélisations de vieillissement de l'appareil et la mise au point d'indicateurs de bon fonctionnement.

L'exemple est donné de la mesure et du calcul du comportement thermique d'un transformateur, à la prévision de ses pannes et performances lors de son vieillissement qui sont couplés aux pratiques de sa charge en exploitation pour respecter les critères de sécurité N-1, dans un but d'optimisation de sa valorisation économique.

Le groupe A2/D2.65 s'attache à répertorier :

- les pratiques de modélisation des comportements du Transformateur (Modèles physique, Machine Learning, ou hybrides) et leur indice de confiance dans les modèles temps-réels
- les différentes architectures et cycles de vie de la donnée, notamment pour croiser les systèmes d'information (monitoring des états matériels, opérations maintenance, exploitation) et pour stocker l'évolution des propriétés.
- les différents cas d'application du Jumeau numérique Transformateur afin de montrer la valeur des nouveaux cas d'usages

Le groupe est très actif et comporte plus de 40 experts issus des exploitants et mainteneurs du réseau électriques, des concepteurs et fabricants de matériels et d'universitaires ou laboratoires spécialisés

Exposé sur l'interconnexion mondiale pour un système électrique durable :

Les travaux du groupe ont été initiés en 2017 à la suite de l'exposé de la vision de la Chine d'une interconnexion globale de l'énergie, et des travaux des groupes de travail, C1.35 et C1.44 (2019 – 2022) « Global interconnected and sustainable electricity system - Effects of storage, demand response and trading rules ».

Prenant en compte le réchauffement climatique, comment répondre à la demande avec une production sans émission de CO₂ ? Comment développer un système électrique économique et rentable d'ici 2050 ? Une réponse possible est l'interconnexion mondiale des systèmes électriques qui permet de mutualiser les demandes de consommation et les productions d'énergie renouvelable. Le groupe de travail devait donc explorer l'intérêt et la valorisation d'un système avec une diversité de fuseaux horaires, de saisons, et la prise en compte des forts potentiels excentrés d'énergie renouvelable et de stockage d'énergie. Un outil spécifique de simulation économique, nommé PLEXOS, a été utilisé pour ces études.

Les résultats obtenus sont les suivants :

- La viabilité économique des interconnexions intercontinentales (GT C1.35) est clairement confirmée :
 - A l'horizon 2050, le coût global du système est réduit de -5% et les émissions de carbone de -50%
 - la capacité d'interconnexion à installer serait de 700 GW, soit 5 % de la capacité de production et 2% du coût.
- Même avec un fort taux de stockage et de gestion de la demande, les interconnexions restent fondamentales pour une configuration optimale :
- Le stockage diminue les capacités éoliennes pour augmenter les capacités du photovoltaïque (PV) qui à l'avantage d'être plutôt en phase avec la courbe de demande, ce qui réduit la nécessité d'interconnexions de 10%.
- La modélisation macro du système mondiale utilisé dans l'étude ne permet pas de révéler complètement l'impact de la gestion de la demande qui reste donc négligeable en termes de réduction du coût et des émissions de carbone.
- Le Moyen-Orient pourrait devenir le « hub », carrefour électrique principal, de la planète.

Le travail au sein de ce groupe était une expérience humaine globale pour un système électrique global, avec 34 terriens, membres de ce groupe, et a donné lieu à de nombreux échanges de 2017 à 2023.

SYNTHESE DES QUESTIONS POSEES LORS DE LA CONFERENCE

L'intérêt porté par les participants à la conférence annuelle du CNF s'est traduit par un nombre important de questions, certaines visant à parfaire la compréhension des exposés, d'autres visant à se projeter dans les prochaines étapes de la transition énergétique.

Concernant les projections de consommation d'énergie, des participants ont questionné l'hypothèse de progression de la consommation électrique en France de +35% en 2050 alors que d'autres pays de l'OCDE tablent plutôt sur un doublement. De même, le sujet des impulsions à donner, autres que le prix, pour développer la sobriété est posé.

Concernant la production d'énergie, les questions principales suivantes sont soulevées :

- Le plan nucléaire comprend à la fois l'extension du parc actuel et l'arrivée du nouveau programme. Devant les difficultés rencontrées depuis quelques années et la perte de compétence, comment sécuriser ce plan ?
- Quel est le plan d'actions concernant les SMR ?
- Quelle durée de vie pour l'éolien en mer ?
- Quid d'autres sources d'énergie telles que la géothermie, l'éolien flottant ?

Les participants s'interrogent également sur le fonctionnement du marché et notamment sur le point critique de l'équilibre entre équilibre court terme et contrats de long-terme, et le bénéfice des subventions en faveur de l'énergie nucléaire.

Concernant les réseaux de transport et distribution d'électricité, de nombreuses questions sont posées, en particulier :

- Est-ce que les hypothèses de nouvelles contraintes dues au changement climatique sur le fonctionnement limités des matériels sont bien prises en compte sur leur durée de vie et leur remplacement ?
- RTE et Enedis se trouvent face à un mur d'investissement. Quels seront les leviers mis en place pour leur permettre de le réaliser ?
- Quid de la mise en place de plus d'interconnectivités européennes ?
- Où en est-on du développement des disjoncteurs DC, condition importante du développement des réseaux DC ?

Sur le dernier point capital des ressources de tous types nécessaires à la mise en place de la transition énergétique, les participants se posent les questions suivantes

- Les limites physiques des ressources en matières premières ne vont-elles pas empêcher la transition énergétique de prendre place ?
- Comment gérer les risques géopolitiques liées à la répartition géographique inégale de ces ressources en matières premières ?
- Comment gérer l'optimisation de l'utilisation de matières avec la complexité de conception, de fonctionnement et de recyclage ?