

Madame la Présidente, Mesdames et Messieurs les membres du CSEC, chers Collègues,

Le passage de l'hiver ne résume plus, à lui seul, la sécurité du système électrique. L'expertise IED/DEGEST le dit sans détour : si l'hiver concentrait hier toutes les tensions, « ce paradigme est en train de s'inverser ». Le risque s'étale désormais sur toute l'année, et le printemps comme l'été deviennent des périodes de plus en plus difficiles à équilibrer, en France comme en Europe.

Le printemps, nouvelle saison à risque pour le réseau.

Consommation atone, solaire en plein essor : le système accumule les excédents en milieu de journée.

De janvier à fin août 2026, la France a déjà connu 519 heures de prix négatifs soit, plus que sur toute l'année 2025. Les écarts de prix sur le marché SPOT, entre les prix négatifs du milieu de journée et ceux de la pointe de 19h atteignent désormais des records à 931€/MWh. La part des réacteurs sollicités en suivi de charge est passée de 20 % à 50 % entre 2012 et 2023 et, selon l'expertise, la modulation du parc nucléaire a « semble-t-il déjà atteint une limite ». RTE le constatait dès son bilan de sûreté 2024 : les tensions hautes, autrefois cantonnées aux week-ends d'été, « se multiplient aujourd'hui tout au long de l'année ».

Paradoxe : en pleine surproduction, il faut maintenir des réacteurs en service – sept, dont cinq dans le Sud-Ouest (Blayais, Civaux, Golfech) – car leurs machines tournantes sont indispensables pour tenir la tension et apporter de l'inertie au réseau.

C'est l'objet de l'accord RTE-EDF d'imposition de puissance, approuvé par la CRE le 27 mars 2026 : produire à perte, au point que ces 6 à 7 GW mobilisables par RTE accentuent eux-mêmes les prix négatifs. La compensation, payée par les usagers, via le TURPE, ne couvrirait que le manque à gagner sur le marché : ni l'usure des installations, ni la désorganisation du travail des équipes.

Le marché marche sur la tête : il faudrait tenir un équilibre toujours plus précaire tout en libéralisant toujours plus, avec une multitude d'acteurs qui ne jouent pas le jeu de l'équilibre.

L'essentiel du photovoltaïque, raccordé au réseau de distribution, contribue peu à la tenue de la tension comme au pilotage rapide ; il a fallu une obligation légale, effective au 1er janvier 2026, pour que les installations de plus de 10 MW participent au mécanisme d'ajustement. Les compensations doivent donc venir d'ailleurs – machines tournantes d'EDF, bancs d'inductances, batteries – avec toute la complexité, pour les gestionnaires de réseau, de tenir cet équilibre.

Ce n'est pas qu'une affaire française. Après le black-out ibérique d'avril 2025, le réseau britannique vient de voir un indicateur clé de sa stabilité sortir trois jours de suite de ses limites normales, avec près de 50 millions de livres de coûts d'équilibrage en une journée et deux appels à « l'aide d'urgence » du continent en quatre jours, chose rare hors de l'hiver. Pendant ce temps, l'Allemagne fait transiter par nos lignes la production de ses éoliennes du Nord, en « passager clandestin » du système électrique européen.

Le thermique à flamme : toujours plus sollicité, jamais rémunéré.

Le THF est le révélateur de cette incohérence. Cet été, il a produit 4,1 TWh contre 2,6 TWh en 2025, près de 60 % de plus et près du double de 2024, avec jusqu'à 4 GW de CCG à 19 h quand le solaire s'efface. Mais sa rémunération n'est jamais prévue : le PDG évoquait avant l'été un déficit de 500 M€ par an pour le THF d'EDF. Démarrages et arrêts à répétition accélèrent l'usure des machines, et les défaillances apparaissent : le CCG de Blénod est indisponible en ce début d'hiver, avec un retour envisagé fin janvier 2027 sur la base d'analyses encore non consolidées, et le CCG de la SPEM montre des signes de fatigue sur sa turbine. La FNME-CGT apporte tout son soutien aux agents concernés.

La révision du mécanisme de capacité, avec ses contrats pluriannuels, va-t-elle dans le bon sens ? Alors que les besoins de pointe pourraient croître de 5 à 10 GW d'ici 2035, réglerait-elle ce problème existentiel du THF, ou le replongera-t-elle dans les travers des réductions de puissance, avec les drames sociaux associés, à l'image de la fermeture anticipée de Cordemais ? Un mécanisme dont la période de livraison reste limitée de novembre à mars, et qui ne rémunère ni l'inertie ni la tenue de tension, passe à côté de ce que révèlent ce printemps et cet été : **un THF indispensable à l'équilibre du réseau.**

Est-on en train de pousser les machines et le réseau jusqu'à leurs limites physiques de fonctionnement, en faisant courir de gros risques à la population et à l'économie du pays ? Tout cela pour continuer à jouer avec des règles de marché mortifères ? **La FNME CGT le dénonce et alerte sur cette fuite en avant.**

L'été : pas tendu en capacité, mais devenu complexe.

L'été 2026 a été le plus chaud jamais mesuré en France : 25 °C de moyenne du 15 juin au 30 août, 1,5 °C de plus qu'en 2003. Les sources froides ont pesé – fleuves trop chauds, débits réduits, méduses à Gravelines – avec plus de 10 TWh d'indisponibilité climatique du parc nucléaire en 2026, bien au-delà du précédent record de 6 TWh en 2003. La consommation a atteint 82,5 TWh sur l'été, contre 79,4 TWh en moyenne de 2022 à 2025, avec une pointe estivale record de 60 GW et une pointe du soir qui glisse vers 19 h sous l'effet de la climatisation et de la recharge des véhicules électriques. Ce n'est qu'un début : un quart des logements est climatisé, la moitié le serait en 2035 selon RTE, et les véhicules électriques vont se multiplier avec des prix des carburants devenus stratosphériques.

Les marges restent importantes et la France a exporté à toutes les heures de l'été. Mais avec 108 €/MWh en moyenne en juillet-août contre 75 €/MWh en janvier-février, « l'été devient une période de prix supérieure à celle de l'hiver ». Cela interroge le positionnement des arrêts de tranche pour maintenance : selon la source froide de chaque site, comme le propose l'expertise pour les tranches en bord de rivière, mais aussi selon le bilan bénéfice-coût entre produire l'été et produire l'hiver. La FNME-CGT demande que la direction présente sa stratégie en la matière.

Et cette production sert toujours plus à alimenter nos voisins, dans l'impasse climatique où ils poussent l'Europe : pendant les canicules, l'éolien allemand est tombé de plus de 500 GWh par jour à moins de 50 GWh, et 98 % de la production thermique française de l'été est partie à l'export. On marche sur la tête, et l'on voudrait en faire toujours plus.

L'Hydraulique : une nécessité mais la ressource se tend.

Le développement du solaire transforme la valeur de l'électricité au cours de la journée. L'abondance de production photovoltaïque à midi peut entraîner une baisse des prix, tandis que cette production diminue en soirée et augmente donc les besoins de moyens pilotables.

Dans ce contexte, l'hydraulique possède un avantage déterminant : sa capacité, variable selon les installations et les conditions hydrologiques, à adapter la production aux besoins du système. Parallèlement, les 6 GW de capacités hydroélectriques virtuelles prévus par la loi ouvrent une partie de cette valeur commerciale à d'autres acteurs. La question fondamentale est donc de savoir comment organiser cette ouverture sans affaiblir les moyens industriels qui rendent cette flexibilité possible ?

Pour EDF Hydro, l'enjeu dépasse la seule commercialisation de l'électricité. Il concerne la gestion des ouvrages, la maintenance, les investissements, les compétences et la contribution de l'hydraulique à la sécurité d'approvisionnement. Tout ceci en prenant en compte le réchauffement climatique et les sécheresses qui appauvrissent de fait la matière première. **Pour la FNME CGT, la flexibilité hydraulique constitue une richesse stratégique pour la collectivité.**

Sa valorisation économique doit reconnaître les coûts réels de production, les contraintes d'exploitation et les investissements nécessaires à sa pérennité. L'ouverture du marché ne doit pas conduire à dissocier la valeur commerciale de l'hydraulique des moyens humains et industriels qui la produisent.

À l'heure où le solaire modifie profondément l'équilibre du système électrique, **l'hydraulique doit être considérée comme un outil stratégique** de la transition énergétique, et non comme une simple variable d'ajustement du marché.

L'hiver : des marges suffisantes, des fragilités bien réelles.

Pour l'hiver qui vient, les marges sont suffisantes et l'équilibre production-consommation ne présente pas de grand risque : 26 GW de marge France, une espérance de défaillance de 29 minutes, loin du critère de 3 heures. Mais le risque d'une montée des prix est bien réel, malgré les incantations du Premier ministre adressées à un marché qui ne se préoccupe que d'engranger un maximum de profit. La CRE l'a d'ailleurs déjà annoncé : après la hausse de 2,5 % des tarifs réglementés au 1er août, portée notamment par le TURPE et le nouveau mécanisme de capacité, elle prévoit de répercuter en février 2027 le solde de l'ancien mécanisme de capacité et d'autres rattrapages sur les coûts de 2026.

L'hiver n'est pas exempt de difficultés pour autant : un lac France historiquement bas (2,1 TWh fin août, le plus bas à cette période depuis 2015) ; des débits de cours d'eau qui, selon la direction elle-même, pourraient encore peser sur la disponibilité nucléaire en novembre ; un THF malade, dont nous ne voyons peut-être que les premiers symptômes ; l'absence de Flamanville 3 dans le grand ouest fragilisé, arrêté 1 an pour sa première visite complète. Le nucléaire est robuste et largement disponible, mais il fait face à de gros défis, qui pourraient bien être d'ordre social plus que technique.

Des solutions existent.

Le plan ADAPT (8,7 milliards d'euros d'ici 2040) doit être renforcé et intégrer le retour d'expérience de l'été 2026, à commencer par le refroidissement des purges sur le modèle de Civaux. La **décarbonation du THF** (biogaz, power-to-gas) doit être mise en route. L'entretien et la montée en **puissance de l'hydraulique**, STEP comprises, doivent être réalisés. **L'optimisation du mix**, dans toutes ses composantes, doit se faire dans une logique de service public et de juste prix pour les usagers.

Et dans toutes ces composantes, **la direction d'EDF ne doit jamais oublier que ce sont les femmes et les hommes qui font tourner les machines et équilibrer le réseau**. Avec la révolte populaire engagée depuis plusieurs semaines, l'austérité dans l'entreprise comme dans le pays pour seule réponse à une inflation galopante, des conditions de travail en constante dégradation sous l'effet d'une intensification liée à un niveau de recrutement qui n'est pas à la hauteur des défis demandés aux travailleurs, le risque majeur de cet hiver pourrait bien être le risque social : celui d'une modération du travail imposée par le positionnement patronal ! La FNME-CGT sera aux côtés des travailleurs pour le combattre !

Plus largement, la FNME-CGT alerte sur la mutation des risques que fait courir la politique énergétique libérale dans une Europe qui subit le dérèglement climatique. Il est urgent qu'une prise de conscience politique émerge pour infléchir une trajectoire qui nous envoie toutes et tous dans le mur ! Les préparatifs face à une défaillance d'ampleur se multiplient d'ailleurs : l'État renforce la protection du réseau en préparant avec RTE et Enedis une simulation nationale de « black-out électrique généralisé », que l'AFP annonce désormais pour novembre alors qu'elle était prévue en 2027. **Et côté EDF, qui sera toujours désignée coupable en cas de défaillance, quand dénoncera-t-elle enfin le système actuel ?** La FNME-CGT, elle, le dénonce et espère ne pas « avoir tort d'avoir raison trop tôt » ...