CONTRIBUTION AU DÉBAT PUBLIC

OUVERT PAR RTE POUR PRÉPARER LE BILAN PRÉVISIONNEL 2023-2035

Montreuil, mars 2023

CONSIDÉRATIONS PRÉLIMINAIRES

Le « bilan prévisionnel 2023-2035 » porte sur la première moitié de la transition énergétique de la France vers la neutralité carbone à l'horizon 2050. Cette transition se présente comme une rupture tendancielle et nécessite une véritable politique planificatrice. Le bilan prévisionnel aura donc essentiellement à éclairer l'élaboration de cette planification, ce qui dépasse le cadre d'une démarche purement prévisionnelle qui analyserait les inflexions possibles des tendances observées.

La transition vers la neutralité carbone nécessite une importante électrification des usages (production de chaleur, mobilité, procédés industriels..) ainsi que le recours à des combustibles décarbonés, dont une part significative doit reposer sur la production d'hydrogène par de l'électricité. Le mix de production d'électricité doit donc s'accroître en vue d'atteindre la cible zéro-carbone-net en 2050, indépendamment des fluctuations actuelles de la consommation.

Une nécessaire prudence sur la notion ambiguë de « sobriété énergétique »

Il convient d'alerter sur le danger qui résulterait de la planification d'un mix électrique minimal tablant sur une trajectoire de sobriété énergétique croissante. Les frontières entre sobriété, privation et pénurie ne sont pas claires. Il faudra tirer tous les enseignements de la réduction de la consommation constatée depuis cet hiver et en analyser les ressorts : quelle part relève de la réduction de gaspillages et de comportements librement consentis ? quelle part est vécue comme une dégradation des conditions de vie, de travail, de la qualité du service public rendu par les collectivités ? comment a évolué la précarité énergétique ? On sait déjà que la réduction de la demande d'électricité par les industries grandes consommatrices a provoqué une réduction significative de leur production, voire du chômage partiel, à rebours de la politique affichée de réindustrialisation de la France. Ce pourrait être un véritable danger économique et social que les appels à la sobriété accompagnent, voire visent à masquer une défaillance durable du système électrique.

Le mix-cible 2050 doit couvrir une demande nettement supérieure à la trajectoire de référence de la SNBC

La trajectoire de référence de « Futurs énergétiques 2050 » s'avère insuffisante. Elle est cohérente avec le scénario de la SNBC-2020, mais celle-ci surestime les apports de la biomasse dans la consommation d'énergie finale, table sur des gains d'efficacité énergétique d'un niveau irréaliste dans la rénovation thermique des bâtiments et la mobilité, ne considère pas les besoins d'énergie associés à une politique de réindustrialisation. Il convient donc de relever cette trajectoire en prenant en compte les chiffrages des variantes étudiées dans FE 2050, notamment : « Réindustrialisation profonde » ; « Hydrogène + » pour compenser le déficit de production de biomasse par rapport au niveau attendu dans la SNBC ; « Efficacité énergétique moindre » pour corriger les excès d'optimisme de la SNBC. À partir des chiffrages de RTE, l'IED a estimé que le besoin d'électricité pour atteindre la neutralité-carbone s'élèverait à 850 TWh, un niveau d'ailleurs cohérent avec les scénarios européens de l'ENTSOE.

Dans son discours de Belfort de février 2022, le Président de la République a rendu public un projet de trajectoire jusqu'en 2050 qui reste à être soumis au Parlement : relance d'un programme de nouveau nucléaire avec la commande de 6 EPR2 et la mise à l'étude de 8 tranches additionnelles, prolongement de la durée de vie du nucléaire existant tant que l'autorité se sûreté le permettra, passage à des parcs de 100 GW de panneaux solaires, 40 GW d'éolien en mer, autant d'éolien terrestre. Cela élimine de fait les 3 scénarios 100 % renouvelables et le scénario N1 de FE2050. Le mix envisagé couvrirait une demande d'électricité de l'ordre de 700 à 750 TWh, supérieure donc aux 645 TWh de la trajectoire de référence de FE2050, mais encore insuffisante pour atteindre la neutralité carbone.

Le mix actuel souffre d'un déficit de capacités pilotables

Le système électrique ne respecte plus le critère de défaillance que stipule le Code de l'énergie. Cela provient d'une insuffisance de moyens de production pilotables, résultant elle-même de la fermeture anticipée de 12 GW de centrales à charbon, fioul et nucléaire (Fessenheim). La situation a été aggravée par la réduction importante de la disponibilité du parc nucléaire , dont la part consacrée aux travaux de rénovation est nécessaire, celle liée à l'incident générique sur les coudes RIS plus fortuite, celle liée au vieillissement des centrales quasiment fatale. Le système électrique ne peut répondre à des niveaux élevés de demande que grâce aux interconnexions et au recours aux surcapacités thermiques carbonées encore présentes dans les pays limitrophes, notamment Allemagne et Grande-Bretagne.

En 2018, la production nationale s'élevait à 530 - 540 TWh (avec 390 TWh de nucléaire) et pouvait atteindre un pic supérieur à 90 GW. Mais en 2022 elle est descendue à 430 TWh, l'écart étant totalement imputable à la baisse de la production nucléaire à 270 TWh ; la production maximale a à peine dépassé le seuil de 80 GW lors de la pointe de janvier et est descendue à 76 GW lors de celle de décembre.

Accélérer le rythme d'installation des capacités éoliennes et solaires esquissé dans les annonces de Belfort serait un investissement inutile à la poursuite de la trajectoire vers la neutralité carbone

On peut concevoir une évolution du mix de production à partir de quelques hypothèses fortes :

- Le parc nucléaire ne subira aucune fermeture de réacteur et sera augmenté de l'EPR2 de Flamanville avec un couplage en 2024 et une mise en service en 2024 ou 2025. Aucune autre mise en service ne peut intervenir avant 2035.

- la disponibilité du parc nucléaire existant se relève progressivement durant les 4 ans à venir, ce qui porte la production à 350 TWh (conformément à l'hypothèse prudente proposée dans le document préparatoire, la production moyenne 2017-2019 s'étant élevée à plus de 380 TWh) et la capacité disponible hivernale à 50 GW (en considérant une indisponibilité minimale du parc de 20 %).

- le rythme de mise en service des éoliennes et panneaux solaires suit la trajectoire

ambitieuse associée aux annonces de Belfort : solaire 3,1 GW /an ; éolien terrestre 0,7 GW / an ; la capacité d'éolien en mer s'élève à 4 GW en 2027 conformément à la projection de RTE et s'accroît ensuite de 1,6 GW/an pour atteindre 40 GW en 2050.

- aucune fermeture de centrale thermique n'intervient avant 2035.

- conformément aux scénarios de FE2050, le parc hydraulique s'accroît de 3 GW de STEP après 2030, les capacités de production de bio-électricité croissent linéairement de 0,5 GW en 2023 à 1,5 GW en 2050, la production à partir des déchets restant stable.

Avec ces hypothèses, la production nationale d'électricité atteint 480 TWh l'an prochain et s'élève en première approximation à 560 TWh en 2027 et 630 TWh en 2035. Cela semble pouvoir couvrir la croissance d'une demande associée à une électrification des usages, sans toutefois garantir que la France retrouve sa position exportatrice d'électricité. En revanche, cette trajectoire se caractérise par la persistance d'un déficit de capacité. Avec un disponible nucléaire limité 50 GW et un facteur de charge éolien pouvant descendre à 5 % durant les pointes hivernales, le parc national pourrait couvrir une demande de pointe d'au plus 78 GW en 2024, 84 GW en 2027 et 89 GW en 2035. Les pointes de consommation pouvant dépasser le niveau de 95 GW, il apparaît que le recours aux importations soit inévitable de façon durable pour disposer de marges nécessaires.

Ce problème ne peut pas trouver de réponse par un rythme de mise en service des capacités éoliennes et solaires plus rapide que celui esquissé dans le discours de Belfort. Des parcs plus importants augmenteraient certes la production annuelle, mais ne donneraient pas de marge supplémentaire au système électrique. En effet, lors des pointes hivernales (9h et 19h00), il n'y a pas de soleil et le vent a plus de chance d'être faible que fort, comme le montrent les historiques de production horaire publiés par RTE

En revanche, le problème s'aggraverait dans des scénarios de fermeture anticipée des centrales thermiques classiques. Pour éviter ou limiter le recours aux importations durant les pointes, il faudrait au contraire installer dans l'urgence de nouvelles turbines à combustion (à gaz ou à fioul).

<u>Intégrer dans le bilan prévisionnel les débats sur le marché de l'électricité</u>

Le bilan prévisionnel porte sur une période où des révisions importantes devraient intervenir : la réforme du marché européen de l'électricité et l'ARENH. Le devenir de ces dispositifs est un enjeu majeur portant sur les obstacles à la transition et sur son coût. Il est l'objet de vifs débats tant au plan européen que national. L'analyse économique du bilan prévisionnel se devrait donc d'intégrer cet enjeu. RTE pourrait donc envisager des variantes encadrant les choix possibles :
- un marché de l'électricité conservé en l'état ou modifié à la marge, versus un retour aux tarifs réglementés ;
- un ARENH maintenu avec ou sans évolution des paramètres de quantité et de coût versus la suppression pure et simple de ce dispositif.

RÉPONSES AUX QUESTIONS

1. Enjeux de l'étude

Question 1.1

Les 6 enjeux pointés dans le document préparatoire reposent sur des réalités perceptibles par tous. Nous pensons néanmoins nécessaire de préciser l'état d'esprit dans lequel ils devraient être abordés :

- la lutte contre le réchauffement climatique, la souveraineté énergétique sont des enjeux majeurs et transverses à tous les autres ; il convient d'ajouter que le droit à l'énergie et la lutte contre la précarité énergétique se situent au même niveau, en tant que facteurs-clés de l'acceptabilité sociale des dispositions concrétisant la notion générale de transition énergétique.

- « la maîtrise de la demande » et la politique de « sobriété énergétique » peuvent relever de motivations distinctes : éviter les gaspillages ; gérer la limitation des ressources énergétiques ; planifier délibérément un système énergétique minimal adapté à une demande réduite… Il convient de les expliciter afin d'éviter les ambiguïtés trop présentes dans le débat actuel.

- la « flexibilité de la demande » recouvre aussi plusieurs degrés qui donnent à cette notion des dimensions sociales et économiques différentes ; il convient de distinguer les flexibilités maîtrisables par les usagers de l'énergie de celles qu'ils subiraient de façon contrainte, les incidences sur les conditions de vie n'étant évidemment pas de même nature.

Question 1.2

Le critère de sécurité du système électrique fixe aujourd'hui un plafond au risque de défaillance (3 heures « en espérance ») ; son respect durant les 15 ans à venir est effectivement un enjeu important et plusieurs réponses sont possibles : revoir le critère à la baisse pour masquer la dégradation de la qualité du système électrique relative aux divers scénarios ; évaluer les divers scénarios au regard du critère maintenu. Nous sommes favorables à la seconde démarche qui apparaît plus transparente et politiquement plus honnête.

2. Cadrage macro-économique

Questions 2.1 à 2.3 (le contexte mondial)

Le cadrage proposé par RTE repose sur 2 hypothèses : une hypothèse de référence où la crise énergétique et les tensions sur les marchés des matières premières se résorbent et l'économie mondiale retourne « *à la normale* » à l'horizon 2025 ; un scénario dégradé, baptisé

« *mondialisation contrariée* » où les crises et tensions sont durables, au moins à l'horizon des 15 ans à venir de l'étude. Ce cadrage ne reflète pas vraiment l'analyse de l'évolution des relations internationales présentée dans le document de synthèse qui pointe « *le renforcement du protectionnisme en Chine et aux États-Unis avec pour toile de fond une course au leadership pour la maîtrise des technologies-clés et d'approvisionnement dans les matériaux critiques de la transition* ». Cette évolution résulte d'options stratégiques des plus grandes puissances économiques et militaires de la planète et a peu de chances de n'être que conjoncturelle. Même s'il faut souhaiter le retour le plus rapide de la paix en Ukraine, les racines des tensions politico-économiques internationales seront toujours vivaces. Il apparaît donc que le second scénario est le plus probable et devrait logiquement être pris comme référence.

On peut s'interroger sur le choix de l'expression « mondialisation contrariée » pour qualifier les évolutions actuelles des rapports internationaux et du commerce mondial. Cette expression semble conférer à la mondialisation reposant sur la libre circulation des biens et des capitaux une dimension naturelle ou une vertu qui servirait de boussole. C'est une position politique, certes très présente et très active, mais loin d'être unanimement partagée. Il conviendrait donc que dans un esprit de neutralité de service public, l'étude de RTE qualifie le scénario le plus probable d'une expression telle que « contexte mondial tendanciel », spécifiant notamment la persistance de difficultés d'approvisionnement pour certaines matières premières et composants stratégiques.

RTE demande aux parties prenantes si **«** 2025 est un horizon de temps crédible pour une forme de « retour à la normale » s'agissant des principaux paramètres du cadrage macroéconomique ». La question serait peut-être mieux posée si elle utilisait l'expression « retour à la situation antérieure ». Rien n'est impossible a priori, mais cette hypothèse n'est pas la plus probable et ne devrait intervenir que comme variante.

Le contexte européen mériterait d'être aussi pris en considération. On constate que l'Allemagne exerce une pression considérable faisant passer les intérêts de son industrie avant la réduction des émissions de CO2. Elle a obtenu que les critères européens privilégient les objectifs de parts d'énergies renouvelables dans les mix en lieu et place d'énergies décarbonées afin de donner des débouchés à son industrie éolienne, dominante en Europe. Elle exerce des pressions importantes pour empêcher que l'énergie nucléaire donne un avantage compétitif aux pays qui tablent sur son développement (cf débats sur la taxonomie). Elle s'oppose actuellement à la production d'hydrogène en base par le nucléaire afin d'augmenter les besoins de stockage en cavités salines, sachant qu'elle dispose des plus importants gisements salins d'Europe. Le bilan prévisionnel devrait considérer deux variantes de contexte européen, selon que ces pressions aboutissent ou non.

<u>Question 2.4 (les hypothèses d'évolution du PIB et d'inflation)</u>

Effectuer des projections sur les évolutions du PIB et de l'inflation est un exercice entaché d'incertitudes même en situation de stabilité économique ; dans le contexte actuel agité, il a plus de chances de reposer sur des spéculations plutôt que des analyses. La notion même de PIB est devenue approximative : la Grande-Bretagne a vu le sien augmenter en un an de

10 % à la suite de l'intégration de la valeur ajoutée par l'économie souterraine ! Les comparaisons entre pays amalgament les niveaux de vie et les rapports de force monétaires. Au sein d'un même pays, l'accroissement des inégalités fait que le PIB a perdu son caractère de référence commune.

En outre, les liens entre le PIB et la consommation d'énergie sont appelés à se distendre : l'électrification des véhicules, des systèmes de chauffage, des procédés industriels bouleversent le ratio. La méthode classique faisant découler la demande en énergie du produit de deux indices, la valeur ajoutée et l'intensité énergétique, cumule aujourd'hui deux fortes incertitudes, appelées à s'accroître encore. Il semble donc plus sûr de procéder à des évaluations directes du besoin en énergie – en énergie électrique pour ce qui concerne le bilan prévisionnel – à partir de l'analyse des besoins d'usages et des évolutions technologiques attendues ou souhaitables.

Concernant les hypothèses sur l'inflation, il importe pour le Bilan prévisionnel d'évaluer leur incidence sur le coût de l'électricité. En première analyse, si l'on exprime les coûts et les prix futurs en monnaie constante et les taux d'intérêt en taux réels (taux effectif moins inflation), l'effet est nul. Toutefois, les hausses de prix peuvent affecter les divers produits de manière non uniforme. On peut notamment imaginer que les prix de l'énergie et des matières premières augmentent plus rapidement que les autres marchandises. C'est donc surtout l'inflation différentielle des produits-clés pour la transition du système électrique qu'il conviendrait de prendre en compte. Deux variantes pourraient être considérées : la plus probable repose sur une augmentation plus rapide des prix des matières premières et des énergies fossiles ; l'autre sur une évolution parallèle à l'inflation générale (d'un point de vue social, un autre indicateur significatif serait l'évolution du prix de l'énergie par rapport à l'indice des salaires, mais cela impliquerait d'anticiper l'évolution de rapports de force sociaux, ce qui sortirait sans doute du cadre de la mission de RTE).

3. Scénarios de mix production-consommation

Question 3

La construction des scénarios proposée par RTE repose sur 2 hypothèses d'évolution du contexte mondial (favorable et « mondialisation contrariée »), 3 grands paramètres caractérisant l'atteinte des objectifs nationaux de la transition énergétique :
- le degré d'électrification des usages et les gains d'efficacité énergétique ;
- le prolongement de la durée de vie du nucléaire historique ;
- l'accélération du déploiement des productions éoliennes et solaires ;

et un paramètre portant sur l'atteinte des objectifs européens de la transition énergétique, notamment en termes de déploiement des ENR et de production d'hydrogène.

2 scénarios (A et C) reposent sur l'hypothèse que tous les objectifs nationaux et européens seront simultanément atteints ; ils se différencient par un contexte mondial différent (favorable ou « mondialisation contrariée »). Le scénario B se veut plus réaliste et envisage une atteinte seulement partielle des objectifs nationaux et européens.

Cette scénarisation présente deux défauts :
- elle privilégie l'hypothèse la moins probable du contexte mondial de retour à la situation antérieure au détriment de la plus probable qui est la poursuite des tendances à l'œuvre ;
- elle ne permet pas d'analyser l'influence du degré d'atteinte de chaque objectif, dont on peut estimer qu'ils ne sont pas nécessairement corrélés.

Pour ces raisons, il nous semble que l'étude apporterait plus d'enseignements si elle reposait sur un scénario de référence de type C (monde tendanciel et objectifs atteints) et était assortie de 4 variantes permettant d'évaluer l'effet de la non atteinte de chaque objectif de transition. Le scénario A deviendrait une variante analysant l'effet d'une évolution du contexte mondial où les tensions actuelles sur les marchés de l'énergie et des matières premières seraient apaisées.

4. Hypothèses pour les perspectives de la demande d'électricité

Question 4.1 (facteurs de hausse de la consommation)

L'étude de l'IED « Analyses de la transition du système électrique à l'horizon 2050 », réalisée pour le compte du CSEC d'EDF-SA et présentée en juin 2022, a procédé à une estimation du besoin d'électricité pour atteindre la neutralité carbone à hauteur de 850 TWh. Cette estimation a reposé sur deux approches :

- la référence aux travaux de RTE documentés dans les « Futurs énergétiques 2050 », qui ont évalué les besoins d'électricité dépassant la trajectoire de référence de la SNBC au moyen de plusieurs variantes ; l'IED a utilisé ces évaluations afin notamment de répondre au besoin de réindustrialisation non pris en compte par la SNBC (trajectoire de réindustrialisation profonde), de pallier la surestimation de la production de biomasse par un accroissement de la production d'hydrogène (variante Hydrogène +), de tabler sur une trajectoire plus réaliste de rénovation thermique des bâtiments (variante efficacité moindre).

tableau n° 2.5.1 LES BESOINS SUPPLÉMENTAIRES D'ÉLECTRICITÉ

	Résidentiel	Tertiaire	Transports	Industrie	Agriculture	Hydrogène	Pertes	TOTAL
Hydrogène +			- 6	- 16		+ 121	+ 10	+ 109
Efficacité moindre -	+ 22	+ 22	+ 6	+ 11			+ 8	+ 69
Réindustrialisation		+ 2		+ 59		+ 37	+ 9	+ 107
Sobriété			-4	- 12				- 16
Électrification -	- 8	- 6	- 18	- 30			- 5	- 67
TOTAL	+ 14	+ 18	- 22	+ 12		+ 158	+ 22	+ 202

- les scénarios de l'ENTSOE d'évaluation de la consommation d'électricité nécessaire pour atteindre la neutralité carbone en 2050, qui s'élève à un niveau de 12,2 à 13,3 MWh/habitant/an, soit 820 à 890 TWh pour une France métropolitaine de 67 millions d'habitants.

tableau n° 2.5.1 L'APPLICATION DES SCÉNARIOS DE L'ENTSOE À LA FRANCE

	Consommation projetée Europe (1) TWh	Population Europe 2050 millions	Consommation par habitant MWh	Population France 2050 millions	Consommation projetée France TWh
TYNDP - GA	6.405	527	12,2	67,2	820
TYNDP - DE	6.990		13,3		890

(1) il s'agit ici de « l'Europe électrique », soit l'UE plus la Grande-Bretagne, la Suisse et la Norvège.

Le niveau de la demande en 2050 doit être interprété comme la cible dimensionnant le mix de production pour atteindre la neutralité carbone et définissant sa trajectoire d'aujourd'hui à 2050.

Question 4.2 (facteurs de baisse de la consommation)

L'actuelle crise énergétique a conduit à une réduction sensible de la consommation d'électricité, sans qu'on puisse encore évaluer les parts qui relèvent de comportements contraints par la hausse des prix ou des appels à la sobriété des pouvoirs publics et des acteurs de l'électricité. Néanmoins, on dispose de quelques éléments d'appréciation :
- la réduction des températures de chauffage ayant souvent conduit à une dégradation des conditions hivernales de travail dans les bureaux et de vie dans les logements, il n'est d'une part pas sûr qu'elle soit durable ; mais surtout on voit mal comment ce serait le début d'une tendance, ce qui supposerait que les températures des logements et bureaux se réduisent d'année en année. Deux hypothèses sont donc possibles : soit la réduction de la consommation de chauffage se pérennise en valeur absolue, soit un rebond est à prévoir les années prochaines.
- la même appréciation peut être portée sur la réduction de la consommation des collectivités. Si on peut imaginer que la réduction des illuminations de Noël ou de certains éclairages publics peut être pérenne, il n'est pas garanti que d'autres dispositions telles que réduction de la température des piscines et des gymnases le soient facilement.
- la réduction de la consommation du secteur de l'industrie, qui atteint 20 % parmi les grandes consommatrices d'électricité selon la synthèse hebdomadaire mise en place par RTE, résulte quant à elle d'une réduction de la production. Construire une trajectoire de consommation sur une telle tendance reviendrait à abandonner toute perspective de réindustrialisation et à pérenniser le déficit industriel actuel .

Questions 4.5, 4.8, 4.10, 4.12 (Rénovation, efficacité énergétique dans les secteurs résidentiel, tertiaire, industrie et transports)

Il convient de tirer les enseignements des travaux prospectifs passés, qui ont fixé des objectifs de gains d'efficacité énergétique très élevés et ont conduit à constater qu'ils ne sont pas atteints. C'est notamment le cas de la trajectoire de rénovation thermique des bâtiments. Cela pourrait devenir demain celle des gains de rendement des véhicules électriques. La nécessaire transition énergétique passe certes par une planification volontariste, mais celle-ci doit faire preuve de réalisme. Pour cette raison, la démarche envisagée par RTE dans la variante « efficacité énergétique moindre » semble la plus pertinente et devrait être constitutive des scénarios de référence, dont ceux relatifs au bilan prévisionnel 2023-2035.

Questions 4.13 et 4.16 (Hydrogène et mode de fonctionnement des électrolyseurs)

Le développement du vecteur hydrogène apparaît indispensable pour atteindre la neutralité carbone, l'ensemble des usages actuellement consommateurs de combustibles fossiles ne pouvant tous être électrifiés et les ressources en biomasse étant limitées. Mais le développement de l'hydrogène est confronté à deux obstacles :

- le besoin de capacités de stockage. Actuellement le volume de stockage stratégique du gaz naturel représente environ le tiers de la consommation annuelle. L'objectif national de porter les capacités d'électrolyse à 6,5 GW en 2030 conduirait (sur la base d'un fonctionnement de 7000 heures par an et d'un rendement de transformation compris entre 55 et 65 %) à une production annuelle de 750.000 à 900.000 tonnes par an. Le stockage du tiers de cette production en cavités salines à 180 bars mobiliserait un volume de l'ordre de 20 à 25 millions de m^3, ce qui est largement supérieur au volume cumulé des réservoirs salins actuellement utilisés pour le stockage du gaz naturel, sachant en outre qu'à l'horizon 2035 l'usage du gaz naturel sera encore important. Il apparaît donc nécessaire que le bilan prévisionnel étudie la trajectoire de réalisation de nouvelles capacités de stockage associée à celle du déploiement de l'usage de l'hydrogène. Cette trajectoire doit être partie prenante de la planification de la transition énergétique.

- on ne dispose aujourd'hui d'aucun élément permettant d'évaluer la dégradation du rendement des électrolyseurs quand ils fonctionnent en mode flexible. Il serait donc très hasardeux que le bilan prévisionnel envisage que la production d'hydrogène puisse compter parmi les flexibilités compensant les fluctuations rapides des productions éoliennes et solaires. Elle doit reposer sur l'hypothèse que les électrolyseurs fonctionnent en base, avec la possibilité d'effacements à des intervalles suffisamment espacés pour que les périodes de démarrage, durant lesquelles le rendement est faible, restent courtes par rapport à celles de fonctionnement à la charge nominale. Il serait utile que France-hydrogène livre des éléments techniques à ce sujet (dans un communiqué de février 2023 réagissant au risque que la réglementation européenne refuse le classement en énergie verte de l'hydrogène produit par le nucléaire, le Président de l'association envisage de lier la production d'hydrogène à celle de l'hydro-électricité plutôt qu'à l'électricité éolienne et solaire).

Question 4.14 (Effacements de consommation)

Les effacements de consommation qui ont des incidences économiques ou sociales masquent la dégradation de la qualité de la fourniture d'électricité. Le coût socio-économique des effacements industriels est celui de la perte de production et éventuellement du chômage technique qu'ils entraînent. C'est donc celui-ci qui devrait être pris en compte dans l'évaluation socio-économique du système électrique, non le prix marchand à payer pour obtenir les contrats d'effacement (c'est une incohérence méthodologique présente dans FE2050). Il convient d'avoir à l'esprit que certains industriels acceptent des contrats d'effacement dans le seul but d'alléger leur facture énergétique mais que l'entreprise perçoit ensuite l'effectivité de l'effacement comme une coupure…

D’autre part, la proposition faite dans le document préparatoire de pendre en compte une hypothèse de capacité d’effacement portée de 3 à 16 GW entre en contradiction avec le constat préliminaire d’une réduction sensible de ces capacités en 2022.

Question 4.15 (Pilotage de la recharge des véhicules électriques)

Le développement de la mobilité électrique doit évidemment être associé à une gestion des recharges des batteries qui lisse les pointes de la demande naturelle. Mais il convient de conserver à l’esprit que cette gestion ne doit pas entraver les besoins de mobilité. Ainsi il importe que les recharges journalières puissent être espacées mais aussi être effectuées.

Pour espacer les moments de recharge, la mise en place d’un pilotage tarifaire fait partie des dispositifs déjà éprouvés lorsque les périodes d’heures creuses sont contractuellement définies à l’avance. La vie des usagers serait rendue beaucoup plus compliquée si ces périodes devaient varier d’un jour à l’autre au grès du vent et de la couverture nuageuse.

Le « pilotage bidirectionnel » a le vent en poupe parmi les partisans du tout renouvelable qui voient les véhicules à l’arrêt comme un parc de batteries stationnaires utilisables pour soutenir le réseau dans les moments de faible production afin de limiter le surcoût des flexibilités à intégrer au système électrique. On a beaucoup de mal à comprendre en quoi un usager aurait intérêt à « brancher sa voiture » si elle peut être aussi bien déchargée que chargée au moment où il veut l’utiliser. D’autre part la durée de vie des batteries étant liée au nombre de cycles équivalents à une recharge complète, le pilotage bidirectionnel conduit à accélérer leur usure. Au bout du compte sur une période pluriannuelle, la «consommation » cumulée des batteries des véhicules pilotées de façon bidirectionnelle serait identique à celle de batteries stationnaires qui joueraient le même rôle. Le seul intérêt du pilotage bidirectionnel semble donc d’éviter une partie de l’investissement initial en batteries stationnaires. Mais si ce dispositif intègre la compensation du coût de l’usure des batteries embarquées, son coût complet « investissement de renouvellement + compensation de l’usure » est équivalent à celui d’un dispositif reposant sur des seules batteries stationnaires (il est même plus élevé si le prix des batteries embarquées est supérieur à celui des batteries stationnaires, ce qui semble être le cas).

5. Hypothèses sur le dimensionnement du mix de production

Question 5.1 (incidence de la loi sur l’accélération des renouvelables sur le rythme des installations)

La loi sur l’accélération des énergies renouvelables qui vient d’être votée par le Parlement prévoit que les collectivités sont tenues de définir des zones d’implantation d’éoliennes et de panneaux solaires sur leur territoire, simplifie les procédures et réduit les délais de recours pour les projets sur les zones dites « d’accélération ». Leur carte est proposée par les régions mais décidée par les conseils municipaux. Le Préfet peut ensuite modifier la décision, mais

doit obtenir « l'avis conforme » des communes. Cette procédure résulte vraisemblablement d'amendements parlementaires contradictoires. Il est ainsi difficile de prédire ce que donnera l'application effective de cette loi. Il apparaît peu probable qu'elle fasse taire les oppositions locales de plus en plus fréquentes aux projets d'éolien terrestre et aux parcs solaires au sol. C'est l'une des raisons pour lesquelles les annonces de Belfort tablent sur un développement, non pas accéléré, mais linéaire de l'éolien terrestre ; une autre raison étant vraisemblablement que l'industrie française ne fabrique pas d'aérogénérateurs terrestres, qui sont importés pour l'essentiel d'Allemagne et du Danemark.

Questions 5.1 à 5.6 (rythme d'installation des ENR)

Comme le montrent les considérations préliminaires de la présente contribution, les maintiens en service des parcs nucléaires et thermiques et le rythme d'installation des ENR du « scénario Belfort » permettent de satisfaire une croissance de la demande en énergie, à défaut de garantir des marges suffisantes pour passer les pointes. Envisager un rythme plus élevé d'installation d'ENR ne résout pas le problème du déficit de marge. Il s'agirait donc d'investissements sans réelle utilité et coûteux. Il vaudrait mieux en consacrer les coûts au financement d'actions plus utiles à la décarbonation de l'économie : isolation des logements, aides à l'électrification des usages…

En outre, une part trop forte de production intermittente fatale poserait des problèmes de stabilité de réseau, identifiés dans le rapport de RTE et l'AIE sur les systèmes électriques à forte part de renouvelable. La partie haute de la fourchette de capacités éoliennes et solaires proposées par RTE dans le document préparatoire conduirait à ce qu'en 2030 le système électrique entre dans une zone d'instabilité durant 400 à 1700 heures par an, la production fatale de faible inertie excédant la totalité de la consommation.

RTE demande aux contributeurs d'évaluer les conséquences de trajectoires différentes de mises en service d'ENR sur les émissions nationales de gaz à effet de serre. La présente contribution propose une trajectoire de référence permettant une réduction continue des émissions de CO2 du système électrique : de 55g / kWh en 2022 à moins de 40 g / kWh en 2030. L'électricité française reste ainsi largement plus décarbonée que celle de tous les pays voisins. Avec cette trajectoire, de 2023 à 2035 la production d'électricité s'accroît de 120 TWh et n'émet chaque année que 5 millions de tonnes de CO2. Mais elle permet une électrification des usages qui peut remplacer la combustion d'environ 360 TWh de combustibles fossiles (les pompes à chaleur et véhicules électriques consomment environ 3 fois moins d'énergie finale que leurs équivalents thermiques), émettant plus de 200 millions de tonnes de CO2. Ce calcul d'ordres de grandeur confirme que dans le cadre du mix électrique français bas-carbone, réduire le thermique classique en accélérant l'installation d'ENR à un rythme toujours plus élevé n'a qu'une influence marginale sur la réduction des émissions de GES, l'essentiel résultant du niveau d'électrification et des gains d'efficacité énergétique. Si la réduction du thermique classique n'apporte aucun bénéfice écologique, l'aggravation du déficit en capacité pilotable qui en résulte serait en revanche un lourd prix à payer.

Questions 5.4 à 5.9 (le nucléaire)

La programmation par la PPE 2020 de la fermeture de 12 réacteurs nucléaires en sus des deux de Fessenheim a fait long feu. Il est clair que les orientations sont passées aux antipodes, comme l'indique la lettre de mission de la première Ministre au nouveau PDG d'EDF : les centrales nucléaires sont appelées à fonctionner aussi longtemps que l'ASN l'acceptera, ce qui implique qu'EDF réalise les nécessaires travaux d'entretien et de maintenance. Pour cette raison, il semble logique de retenir comme hypothèse de référence le maintien en service de la totalité parc existant au moins jusqu'en 2035. Le fait que le prolongement de certains réacteurs après la 5ème visite décennale n'obtiennent pas l'accord de l'ASN devrait n'être étudié qu'en variante défavorable.

Le parc nucléaire a pu produire en un an jusqu'à 420 TWh. Il semble très peu probable qu'il puisse à nouveau atteindre un tel niveau :
- la centrale de Fessenheim a été fermée, réduisant mécaniquement le productible d'une douzaine de TWh ;
- l'expérience le montre, le vieillissement du parc nécessite des contrôles, réparations et modifications qui entraînent une dégradation de la disponibilité ;
- l'objectif de travailler au prolongement maximal de la durée de vie du nucléaire alourdit les opérations de maintenance et augmente leurs délais ; dépasser les 60 ans nécessiterait aussi de renforcer la R&D sur le sujet ;
- avec le durcissement des contraintes de sûreté post-Fukushima, la découverte de problèmes génériques comme ceux des coudes RIS du palier 1300 peut engendrer une réduction momentanée de la disponibilité des tranches (mais les réparations conduisent à une amélioration des la sûreté).

Dans ces conditions, il est prudent de retenir comme rythme de reprise de la disponibilité du parc durant les prochaines années le bas de la fourchette annoncée par EDF : 300 TWh en 2023 et 315 TWh en 2024, qui pourraient être suivies de 330 TWh en 2025 et 350 TWh par la suite. Il reste toutefois possible que ce rythme puisse se situer dans la fourchette prévisionnelle d'EDF, le nucléaire ayant encore produit près de 380 TWh en 2019.

Il serait toutefois plus judicieux que les hypothèses distinguent la disponibilité et le facteur d'utilisation. La première se traduit par une courbe annuelle de capacité disponible à laquelle est associée un productible d'énergie : c'est une donnée dans la modélisation de l'équilibre production-consommation. Le second traduit les appels effectifs aux capacités disponibles résultant de la modélisation et renseigne l'influence des fluctuations de la consommation et des productions fatales sur le pilotage du parc nucléaire.

Questions 5.11 (flexibilité du nucléaire), 5.2 hydraulique, 5.15 (stockage par batteries), 5.16 (boucle hydrogène)

Bien que l'expérience montre que les cuves des réacteurs n'ont pas subi de fatigue thermique, la fréquence des variations rapides de charge ne semble pas sans effet sur le vieillissement d'autres composants des tranches. Il convient de rappeler que dans l'histoire

du parc nucléaire, l'exploitant a toujours fait preuve de prudence vis à vis des variations de charge : fonctionnement en régime stable, dit « 3F » lors de soupçons de fuite dans les générateurs de vapeur ou lors des premiers chargements en MOX. Par ailleurs, l'essai en 2008 d'un fonctionnement de 10 tranches en base avait mis en évidence un gain de production. Accroître la flexibilité des centrales nucléaires en vu de compenser les fluctuations des ENR pourrait donc nuire à l'objectif de prolonger leur durée de vie et leur disponibilité aussi longtemps que la sûreté le permettra. Or l'atteinte de cet objectif conditionne pour l'essentiel la réussite de la neutralité carbone en 2050.

Il serait donc avisé d'équilibrer les fluctuations horaires des productions renouvelables, non par le parc nucléaire, mais par des STEP et des batteries stationnaires. Cela appelle à accélérer la construction de nouveaux ouvrages hydrauliques sur les sites déjà identifiés et à installer un parc de batteries stationnaires. Certes, il en résulte un surcoût d'investissement, mais celui-ci peut faire éviter le coût bien plus important qu'un vieillissement accéléré du parc nucléaire ou une indisponibilité accrue ferait supporter au système électrique.

En revanche, il est possible que le parc nucléaire puisse être utilisé pour équilibrer des fluctuations plus lentes et économiser l'installation d'une boucle hydrogène coûteuse et nécessitant des capacités de stockage souterrain dont le gisement est rare et mérite d'être réservé au stockage stratégique de l'hydrogène destiné à la consommation finale.

Question 5.12 à 5.14 (Centrales thermiques fossiles)

RTE propose de retenir comme hypothèse de référence la fermeture programmée des centrales à charbon entre 2024 et 2026, ainsi qu'une fermeture progressive des centrales à gaz. Nous avons montré ci-dessus que cela n'apportait aucun avantage à la réduction des émissions de CO2 et qu'on ne pouvait en attendre qu'une nouvelle réduction de la capacité pilotable du parc portant préjudice à la sécurité de la fourniture d'électricité. Ce risque semble transparaître dans la question posée de l'opportunité de mettre en service de nouvelles TAC au fioul. La réponse évidente consiste à ne pas déjà fermer le thermique existant.

Pour cette raison, nous demandons que soit considérée l'hypothèse du maintien en l'état des capacités thermiques durant toute la période 2023-2035. Ce devrait être logiquement l'hypothèse de référence, il conviendrait a minima qu'elle soit étudiée en variante.

6. Hypothèses sur les interconnexions et le système électrique européen

Question 6.1 à 6.3 (Interconnexions et apport du système européen à la sécurité d'approvisionnement)

Les capacités d'interconnexion ont atteint un niveau très important, étant déjà en mesure de couvrir près de 20 % de la pointe de consommation, un accroissement de moitié étant

envisagé d'aujourd'hui à 2035. Il appartient à RTE d'évaluer la faisabilité industrielle et sociale du rythme de la poursuite de leur extension et celle des autres facteurs qui qui conditionnent les capacités d'échange : l'extension des réseaux dans les autres pays, leurs capacités de production pilotables . Il serait intéressant que le bilan prévisionnel précise la part de l'extension envisagée nécessaire à la sécurité de l'approvisionnement national et celle destinée au aux capacités de transit d'énergie entre les pays voisins associées aux exigences de « fluidité » du marché européen de l'électricité.

Question 6.2 et 6.4 (Stratégie énergétique des pays européens et principales variantes sur les trajectoires européennes)

Dans le cadre de l'objectif du bilan prévisionnel, les hypothèses sur la transition des mix de production et des trajectoires de consommation des pays voisins doivent avant tout permettre d'évaluer le risque de défaillance de la fourniture d'électricité en France. Les échanges interfrontaliers permettent aussi aux opérateurs de rechercher des marges commerciales, mais cela renvoie au problème politico-économique que pose l'organisation actuelle du marché européen de l'électricité, plus qu'aux objectifs du Bilan prévisionnel qui portent sur l'équilibre entre l'offre et la demande et le coût socio-économique du système électrique national.

La difficulté première à laquelle celui-ci est confronté est le déficit de capacité pour passer les pointes, voire aussi demain les périodes de faible production renouvelable. La modélisation des mix des pays voisins doit donc mettre en exergue leur niveau de capacités disponibles excédant celles qui couvrent leur propre demande. Des pays comme l'Allemagne disposent encore de capacités thermiques fossiles leur apportant des marges sensibles. Les plans de transition énergétique, visant la réduction des capacité émettrices de CO2 et l'augmentation de la demande liée à l'électrification des usages, sont de nature à réduire considérablement ces marges. C'est devenu un risque pour la France et il serait mal venu de les minimiser en tablant sur une réalisation seulement partielle des transitions énergétiques des pays voisins.

De façon complémentaire, l'étude devrait aussi tirer des enseignements sur l'accélération des productions éoliennes et solaires en Europe et évaluer l'évolution des durées où elles excéderaient le seuil qui rendrait instable le système européen interconnecté.

7. Hypothèses pour l'analyse économique

Question 7.1 (Méthodologie du coût complet)

L'évaluation économique du bilan prévisionnel mérite de reposer sur la méthodologie adoptée dans « Les futurs énergétiques 2050 » exprimant le coût complet du système électrique dans une approche non financière mais socio-économique. Certes les prix de marché de l'énergie s'éloignent aujourd'hui énormément des coûts socio-économiques. Mais leur extrême volatilité en fait des références peu fiables dans un cadre prospectif. L'importance des écarts entre prix de marché et coûts de production (exploitation, frais

financiers et investissements pour la transition) doit être analysée comme une raison de revoir de fond en comble les mécanismes du marché européen de l'électricité.

Concernant le développement à venir du vecteur-hydrogène, il serait mal venu de tabler sur la mise en place d'un marché de cette énergie qui reproduirait les aberrations actuelles de celui de l'électricité. Dans un cadre prospectif, les coûts socio-économiques ne doivent pas intégrer les surcoûts liés à la spéculation financière.

Le Bilan prévisionnel devrait ne pas reproduire la contradiction méthodologique présente dans « Les futurs énergétiques » : le coût du combustible hydrogène alimentant le thermique décarboné y est évalué à un prix de marché alors que l'électricité qui le produit est évaluée à son coût socio-économique ; du coup le coût complet du système électrique omet l'écart entre les deux. Cette remarque vaut pour l'évaluation du coût de l'ensemble des flexibilités.

Question 7.2 (Coût du capital)

RTE propose que l'évaluation des coûts repose sur un taux d'actualisation reflétant le coût du capital à venir. Celui-ci serait de 4 % dans un contexte macro-économique favorable, similaire au contexte d'avant la crise sanitaire. Il s'élèverait à 7 % dans l'hypothèse d'un contexte défavorable. Ces hypothèses ne paraissent pas fondées, pour plusieurs raisons :

- l'évaluation économique s'exprime en monnaie constante ; les frais financiers reposent donc sur des taux d'intérêt « réels », obtenus par déduction de l'inflation sur les taux effectifs. Avec une inflation à 3 %, le taux d'actualisation de 7 % correspondrait à une rémunération des emprunts à un taux effectif de 10 %. Or le passage actuel à une inflation de 6 % a certes fait monter les taux d'intérêt, mais pas du tout dans cette proportion. On peut constater au contraire que les taux bancaires restent inférieurs à l'inflation, ce qui rend de fait aujourd'hui les taux réels négatifs.

- on peut retracer le coût du financement d'EDF (frais financiers + dividendes versés), l'entreprise rendant publics ses comptes annuels détaillés. On constate que le taux d'intérêt réel de la dette a oscillé entre 3 et 4 % de 2004 à 2014 pour devenir quasiment nul en 2021. Les dividendes versés rapportés aux fonds propres se sont élevés à 6 % jusqu'en 2014 pour eux-aussi devenir quasiment nuls en 2021. On peut tabler sur le fait qu'au vu du niveau d'endettement d'EDF et des besoins d'investissement, l'État ne prélève plus à l'avenir de dividendes sur l'entreprise.

- la taxonomie verte européenne a été adoptée pour permettre l'accès à des financements favorables aux investissements de la transition énergétique. Retenir l'hypothèse d'un taux d'actualisation réel de 7 % (soit plus de 10 % effectif) reviendrait au contraire à considérer que le système électrique alimente à l'avenir une rémunération du capital comparable à celle du secteur pétrolier.

Pour ces raisons, l'évaluation économique du bilan prévisionnel devrait reposer sur une actualisation de l'ordre de 0 à 2 %, avec une variante à 4 % permettant de faire le raccord

avec l'hypothèse centrale des « Futurs énergétiques ».

Question 7.3 (Référence de coûts des ENR)

Lors de la consultation préalable au rapport « Les futurs énergétiques 2050 », l'IED avait insisté sur le caractère irréaliste des hypothèses de réduction des coûts d'investissements des énergies renouvelables sur lesquelles a été fondée l'analyse économique. Ces hypothèses ont conduit à sous-estimer très sensiblement les coûts complets des scénarios à fort renouvelable, d'autant plus que RTE a fait le choix de les évaluer, non pas à l'horizon 2050, mais à celui de 2060, horizon auquel l'année moyenne de mise en service des ENR se situe en fin de trajectoire de réduction des coûts. RTE constate aujourd'hui que les coûts d'investissement des ENR, loin de suivre les trajectoires de réduction imaginées, ont augmenté de l'ordre de 10 % en euros constants, sous l'effet d'une augmentation des prix des matières premières et de l'énergie supérieure à l'inflation générale. Le Bilan prévisionnel 2023-2035 serait donc avisé de ne pas reproduire les errements des « Futurs énergétiques ».

Les coûts d'investissement pris en référence pour 2020 correspondaient à une période où les fabricants d'éoliennes connaissaient déjà des difficultés financières, les prix de vente des aérogénérateurs étant trop bas pour couvrir des charges déjà en augmentation. La crise sanitaire et celle de l'énergie ont aggravé cette situation. À l'avenir la demande mondiale en matières premières doit croître à la mesure des besoins de la transition énergétique. Cela appelle à des investissements massifs dans l'extraction minière et les industries de transformation ainsi qu'à une répartition mondiale mieux répartie, ce qui constitue un facteur supplémentaire de hausse des prix.

Concernant l'éolien, imaginer que d'importants effets de série et d'apprentissage sont encore à attendre entre en totale contradiction avec le constat effectué par ailleurs que la filière a déjà atteint le stade de la maturité industrielle et de la compétitivité. On peut escompter que la taille des futures éoliennes augmente, mais l'expérience montre que si cela améliore leur performance, cela ne réduit pas leur coût unitaire, voire l'augmente. Concernant le solaire photovoltaïque, l'IRENA constate que la forte et continue réduction des coûts depuis 2010 ne s'est pas poursuivie après 2019, une légère tendance haussière s'étant même manifestée.

Au vu de ces éléments, une démarche prospective réaliste devrait assortir au scénario de contexte mondial tendanciel (dit « mondialisation contrariée » dans le document préparatoire) une hypothèse de stabilité des coûts d'investissement des renouvelables jusqu'en 2035 et au scénario de contexte mondial favorable une hypothèse de reprise modérée de la réduction des coûts après 2027. Les trajectoires devraient débuter en 2023 non plus des coûts pris en compte dans « Les futurs énergétiques » mais de ceux constatés en 2022, nettement plus élevés notamment pour l'éolien terrestre.

Question 7.4 et 7.5 (Coûts du nucléaire)

Le coût des travaux nécessaires à la prolongation de la durée de vie des centrales jusqu'à 60 ans a été évalué dans FE2050 à 650 € /kW à partir des chantiers réalisés dans le cadre du « grand carénage ». RTE a considéré ce coût stable jusqu'en 2030 et une réduction ultérieure de l'ordre de 33 %, sachant que tous les réacteurs auront déjà bénéficié des investissements liés aux critères post-Fukushima. Cette deuxième hypothèse ayant une influence très faible sur la période du bilan prévisionnelle, il ne semble pas nécessaire de la reproduire.

Quant au nouveau nucléaire, son coût d'investissement n'intervient pas dans le coût complet du système électrique d'aujourd'hui à 2035, puisque les mises en service d'EPR2 n'auront d'effet qu'après. En revanche, la relance du programme a un effet sur l'investissement annuel consacré à la transition. L'analyse des coûts de FE 2050 reste pertinente, mais on ne voit pas l'utilité de reproduire un stress-test à 7.900 €/kW : si les chantiers prennent du retard, les surcoûts d'investissement interviendront après 2035.

Question 7.7 (Coût des flexibilités)

RTE propose de retenir une trajectoire de réduction du coût des batteries stationnaires de 40 % dans les 15 ans qui viennent dans l'hypothèse d'un contexte mondial favorable. Mais le contexte tendanciel plus probable est marqué par le renchérissement des matières premières , notamment les métaux critiques intervenant dans la composition des batteries. La localisation de la fabrication des batteries en Europe est une option stratégique qui s'accompagne d'une hausse de leur coût. Pour ces raisons, il semble que dans le scénario de contexte mondial tendanciel une hypothèse de réduction beaucoup plus modérée, voire de stagnation, du coût des batteries devrait être retenue.

Quant aux coût des effacements, dans une approche socio-économique ce n'est pas tant le prix à payer aux détenteurs des contrats qu'il convient de considérer, mais le coût de la production perdue en raison des interruptions de fourniture. Celle-ci dépend de la quantité d'énergie non fournie, c'est-à-dire de la durée effective des interruptions autant que de la puissance non délivrée. Concernant l'industrie, sa consommation annuelle d'électricité s'élève à 140 TWh et sa valeur ajoutée à 290 milliards €, ce qui établit en ordre de grandeur le coût socio-économique des effacements à 2.000 € par mégawatt-heure non fourni.

8. Hypothèses pour les analyses environnementales

Question 8.1 (émissions des gaz à effet de serre)

La réduction des émissions de gaz à effet de serre à mettre en évidence doit ajouter les variations des émissions directes du système électrique et celles résultant de l'électrification des usages associés à l'augmentation de la production d'électricité (cf réponse aux questions

5.1 à 5.6).

Question 8.2 Cadrage sur les besoins en ressources minérales

L'AIE vient de publier un rapport « Perspectives des technologies de l'Énergie en 2023 » qui analyse les besoins mondiaux de matériaux pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et les productions de minerais et de matériaux attendues par les programmes actuels d'investissement. L'Agence met en évidence que ces derniers ne sont pas en mesure de couvrir les besoins en dehors de ceux en acier. Au vu des délais de mise en service des mines et usines de transformation, cette situation ne peut pas être corrigée avant 2035. Ce constat confirme que le prix des métaux mobilisés dans les composants du système électrique sont orientés à la hausse.