

Fiche N°10

L'évolution du TURPE et son impact sur le prix de l'électricité



Il est crucial de disposer, en urgence, d'études prospectives sur les prix de l'électricité

L'objet de cette analyse n'est pas de proposer un nouveau scénario, que PNC-France n'est pas en mesure d'élaborer, mais de montrer des pistes de réflexions destinées à mettre en perspective les impacts des scénarios proposés sur le prix futur total de l'électricité, TURPE et taxes inclus.

PNC-France propose de :

- Décarboner la France au meilleur coût : **il n'est pas utile de décarboner notre électricité, qui l'est déjà**. Au lieu de surinvestir massivement dans des EnRi dont l'essentiel des équipements est importé, il faut au contraire se focaliser sur la décarbonation des autres secteurs, avec un mix souverain et robuste.
- Restaurer la résilience de notre mix électrique et le protéger d'invasion de productions résultant du surdimensionnement des parc EnRi voisins : **la capacité pilotable de notre mix doit être rétablie**, et le dimensionnement comme les règles d'utilisation des interconnexions européennes doivent être adaptés à une saine protection des moyens pilotables, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui (Fiche N°9).

Notre analyse des investissements envisagés tant dans les moyens de production que dans les réseaux et le pilotage de ceux-ci montre que leur impact sera considérable, notamment d'un point de vue économique

Il est absolument nécessaire qu'une étude d'impact approfondie soit réalisée pour évaluer les conséquences prévisibles de ces investissements sur le prix de l'électricité fournie aux consommateurs privés ou industriels.

À défaut, toute décision sera un saut dans l'inconnu, aux conséquences économiques, industrielles, sociétales et sociales potentiellement gravissimes.

Comment modérer les prix de l'électricité ? Où est l'analyse stratégique ?

Tout semble verrouillé : la vision 2035, présentée dans cette PPE3, prévoit 133 à 163 GWe de capacités intermittentes, les EnRi (éolien et solaire), qui produiraient de manière aléatoire environ 215 TWh chaque année, soit le tiers des besoins requis. La capacité pilotable de production est à peu de choses près maintenues au même niveau avec un calendrier très optimiste de développement d'un soupçon d'énergies marines et 2,8 GW d'hydroélectricité de plus, dont 1,7 GW de STEP. La variabilité rapide de la production du parc EnRi pose un grave problème pour la stabilité du réseau ? Peu importe ! Oubliant que *Gouverner c'est prévoir*, la doctrine du « On verra plus tard » domine.

Un kWh de production intermittente ne sera jamais équivalent à un kWh pilotable, les flexibilités aux niveaux de puissances envisagés étant illusoire. Le vecteur énergétique

du futur sera de plus en plus aléatoire et l'électricité intermittente se substituera en France à une autre électricité décarbonée, le nucléaire, sans gain climatique ! C'est ce que dit la PPE 3 : « *l'évolution du mix électrique reposera sur une baisse des moyens thermiques pilotables au niveau français et européen et un développement des énergies renouvelables peu pilotables, notamment éolienne et photovoltaïque. Ces énergies renouvelables peu pilotables représenteront à long terme une part importante du mix électrique, complétée par des moyens hydrauliques et de production nucléaire* ». Et elle ajoute : « *Le système électrique repose aujourd'hui essentiellement sur les actions correctrices qui consistent en cas de surproduction à ordonner des actions de réduction de la production en activant les offres d'ajustement à la baisse qui sont soumises sur ce mécanisme. RTE est régulièrement confronté à un manque d'offres à la baisse sur le mécanisme d'ajustement, le contraignant à utiliser des actions correctrices exceptionnelles non basées sur le marché* ».

Que nous propose la PPE3 ? « *Offrir sur le mécanisme d'ajustement toute la capacité disponible à travers des ajustements à la baisse comme à la hausse, pour toutes les installations raccordées au réseau public, inciter celles-ci à s'arrêter ou à offrir la production à son coût variable pendant les épisodes de surabondance de production, développer massivement les flexibilités côté consommation* ». Ces incantations, dont l'impact n'est ni évalué ni chiffré oublient l'essentiel :

- La puissance déployée par les EnRi dépassera parfois très largement le besoin, obligeant les moyens pilotables décarbonés à s'effacer.
- Ou elle sera si faible qu'il faudra imposer des délestages, destructeurs de notre économie, ou des importations à prix élevé de productions potentiellement très carbonées.
- Le prix des flexibilités et d'effacements massifs devra être payé par le consommateur, via le TURPE (Tarif d'Utilisation de Transport des réseaux Publics d'Électricité).
- La mise en compétition (déséquilibrée) entre des moyens de production décarbonés, avec des investissements et des coût d'exploitation qui se cumulent est complètement contreproductive.
- La cigale française a détruit 12,45 GW de puissance pilotable depuis 12 ans (dont Fessenheim), avant la montée en puissance de l'EPR de Flamanville. Cette baisse n'a été compensée que par des EnRi dont la production n'est pas garantie.

Evolution des puissances installées	2012	2019	2024
Fioul	9374	3401	2667
Gaz	10520	12191	12636
Charbon	7914	2997	1816
Nucléaire	63130	63130	61370
Total	90938	81719	78489
Perte de P pilotable 2023-2012			-12449
Eolien	16500	22600	24500
Solaire photovoltaïque	9435	19000	24000
Bio électricité	2120	2026	2250
Total EnRi	28055	43626	50750
Gain de P Intermittente 2024-2012			22695

Figure 1 – Évolution des puissances installées de 2012 à 2024 (source RTE)

Les SDDR (Schémas De Développement des Réseaux) de RTE et de ENEDIS proposent un investissement de 196 milliards en 15 ans, en bonne partie pour adapter les réseaux à ces fournitures intermittentes diffuses, avec la bénédiction de la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie). Il faudra ajouter le financement des nouvelles EnRi (28,5 à 33,5 GW d'éolien et de 51 à 75 GW de solaire de 2025 à 2035), dont les composants sont largement importées, et le développement d'une flexibilité massive, dont la faisabilité et les coûts sont parfaitement inconnus, de l'aveu même de RTE qui demande que des « stress tests » annuels soient réalisés. En Allemagne, avec déjà 152 GWe d'ENRi distribués par 26 gestionnaires de réseaux, on constate que les seuls frais de réseaux varient déjà d'un facteur trois (50 à 150 € par MWh) selon la densité des EnRi sur le réseau du pays.

Or RTE s'interdit dans son scénario de référence de restaurer notre marge de puissance pilotable avec des centrales à gaz (gaz fossile et/ou renouvelable) et la **PPE3 reste étrangement muette sur les moyens de flexibilités à mettre en œuvre pour pallier l'absence de réserves pilotables**. RTE propose 1 GW de batteries et des effacements limités à 4 GW en 2030, ce qui est très insuffisant, et se garde de projeter ces chiffres en 2035. Seules les variantes dans les projections RTE (fig. 6.22) vont jusqu'à 20 GW de batteries ou 5 GW de centrales à gaz.

Il manque un scénario robuste, sans regrets, reposant sur des technologies industrialisées, fondé sur la pilotabilité de la production.

En attendant, PNC-France a tenté d'évaluer sommairement l'impact sur les finances publiques et sur le prix de l'électricité d'un programme plus réaliste, reconstituant des marges pilotables pour les pointes de consommation.

Des incertitudes majeures

On constate que les prix de l'électricité se sont envolés depuis 2013 d'un facteur 1,54 en août 2021, puis 1,9 en janvier 2024 (pour un TRV 6 kW), alors même qu'EDF était contraint de brader à bas prix à ses concurrents de 25 à 43 % de son électricité nucléaire (l'ARENH). La trajectoire énergétique annoncée promet une poursuite de l'envolée du prix, qu'il s'agisse de la production ou de la distribution via le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité). L'évolution de ce TURPE à l'horizon 2035/2040 est inconnue. Deux grandes faiblesses caractérisent les visions du mix électrique de la PPE3 France :

1. Les projections à moyen et long terme reposent sur des productions alors que celles-ci deviennent de plus en plus aléatoires. Dans la réalité, la stabilité du réseau repose sur la puissance disponible.
2. La maîtrise de la consommation va dépendre de plus en plus d'un vaste projet, la « flexibilité », aujourd'hui largement hypothétique.

Il en résulte une grande incertitude sur les prix futurs de l'électricité, confirmée par Emmanuelle Wargon et par Agnès Pannier-Runacher devant la commission sénatoriale Delahaye en 2024 sur les prix de l'électricité.

Le réseau : une part importante et croissante du prix de l'électricité

La Commission européenne prône le développement des interconnexions, pour fluidifier les échanges entre les opérateurs des états membres, en faisant en sorte que la capacité des interconnexions ne soit pas un facteur limitant pour les surproductions EnRi. Les raccordements de ces moyens de production, très dispersés géographiquement, se font majoritairement au niveau du réseau de distribution d'ENEDIS (plus de 80 %), ce qui oblige à rehausser la tension pour l'injecter dans le réseau HT de RTE pour une meilleure distribution sur tout le territoire. En ce qui concerne l'éolien maritime, les coûts de raccordement et les stations de conversion sont

très importants, soit 1,2 milliards par GWe installé dans le dernier appel d'offre¹. Or les coûts de ces investissements sont amalgamés, quels que soient les moyens de production, dans le TURPE.

Les impacts du développement futur des divers moyens de production sur les coûts du réseau électrique, et donc sur le TURPE doivent être évalués précisément et sélectivement.

Comment évaluer l'impact sur le TURPE des investissements proposés pour adapter le réseau électrique

Nous nous trouvons face au mur d'investissements pour les réseaux, 196 Mds€ d'ici 2040 (auquel pourrait s'ajouter une quote-part du programme européen).

- Les investissements de RTE ont dépassé pour la première fois 2 Mds € en 2023, dont 1,75 Mds € pour les réseaux (ils n'étaient que de 1,2 Mds €/an avant 2021). RTE prévoit une augmentation rapide et progressive des investissements annuels, de 2,2 Mds € en 2024 à 3,7 Mds € voire 5 Mds € en 2027, puis à un rythme de 6 à 6,5 Mds €/an jusqu'en 2040. Quatre nouvelles interconnexions sont incluses dans ces prévisions².
- En ce qui concerne ENEDIS, les investissements, qui étaient de 2 Mds € par an en 2006, ont cru avec le développement des EnRi à 4,35 Mds € en 2023 et devraient s'établir à plus de 5 Mds € par an en fin de décennie, essentiellement pour connecter les EnRi et alimenter les Véhicules Electriques (VE).
- PNC-France propose de maintenir un objectif de consommation de 640 TWh en 2035, puis de 700 TWh en 2040, condition sine qua non pour préserver nos objectifs climatiques dans les autres secteurs.
- Le retour sur les investissements passés porte à estimer que les investissements ne résultant pas du développement des EnRi seront respectivement de 1,4 et 1,5 Mds € par an pour RTE et ENEDIS, soit 46 Mds € d'ici 2040. Le total des investissements affectés aux seules EnRi représenterait ainsi 150 Mds € jusqu'à 2040 inclus, à financer par une consommation qui devrait croître.
- PNC-France prend en compte pour le calcul la temporalité des consommations comme des investissements avec une durée d'exploitation et d'amortissement d'une trentaine d'années³. Il devient alors possible de faire un calcul approximatif de l'impact financier annuel résultant de la croissance du parc d'EnRi. Le tableau présente l'hypothèse d'un remboursement constant sur 30 ans avec un taux d'intérêt de 5 % (taux RTE agréé par la CRE), et une évolution des investissements et des productions assez régulières.

Le calcul d'amortissement ci-dessous ne couvre que les investissements postérieurs à 2024 et présente les charges annuelles par MWh consommé en France résultant des seuls investissements EnRi 2025/2040. Elles sont à ajouter au TURPE 2024.

On constate une augmentation progressive du Turpe de +0,8 à +13,8 €/MWh de 2025 à 2040. Avec un amortissement sur 30 ans, cet amortissement se prolonge jusqu'en 2055.

¹ RTE vient de commander trois plateformes en mer pour transférer 1,25 GWe depuis des sites posés, pour un investissement de 4,5 milliards €. On peut penser que le raccordement des parcs flottants sera très supérieur (5 milliards par GWe ?). Il inclut une technologie courant continu et les stations de conversion à terre.

² RTE a en cours l'analyse de 4 autres interconnexions mais semble réticente car d'un intérêt mineur pour la France. Mais la pression européenne sera forte.

³ Le SDDR est révisé tous les 5 ans, ce qui conduit à une révision des investissements à engager : il est donc peu raisonnable de faire des estimations au-delà de 2030

Hypothèse: amortissement annuel "capital + intérêts" sur 30 ans avec un taux de 5 %																		
année	Investissements liés aux ENRI cumulés G€	Investissements liés aux ENRI G€/an	remboursement annuel pour 1 € investi	Amortissements annuels milliards € (caractères gras)											consommation TWh	€/MWh		
25	6	6	0,06432	0,39													475	0,8
26	13	7	0,06432	0,84													492	1,7
27	20	7	0,06432	1,29													509	2,5
28	28	8	0,06432	1,80													526	3,4
29	36	8	0,06432	2,32													543	4,3
30	45	9	0,06432	2,89													560	5,2
31	54	9	0,06432	3,47													577	6,0
32	64	10	0,06432	4,12													594	6,9
33	74	10	0,06432	4,76													611	7,8
34	84	10	0,06432	5,40													628	8,6
35	94	10	0,06432	6,05													640	9,4
36	105	11	0,06432	6,75													652	10,4
37	116	11	0,06432	7,46													664	11,2
38	127	11	0,06432	8,17													676	12,1
39	138	11	0,06432	8,88													688	12,9
40	150	12	0,06432	9,65													700	13,8

La Cour des comptes, avec un calcul moins optimiste, relève en novembre 2024 que « le prix de l'électricité pourrait augmenter de 10 euros du mégawattheure (MWh) entre 2023 et 2030 à cause du financement de réseaux publics d'électricité, ce qui correspond à une hausse de 21 % du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe) sur la période ». Ces 10 € s'ajouteront aux 48 €/MWh actuels. Et il faudra y ajouter l'augmentation prévisible des coûts d'exploitation et de gestion liés à l'extrême complexité apportée par le nouveau mix électrique (quelques €/MWh ?).

Mais d'autres externalités vont significativement contribuer à l'augmentation du TURPE

En effet l'introduction des EnRi va entraîner d'autres dépenses pour les consommateurs qui, dans l'état actuel de la réglementation, devraient être incluses dans le TURPE, ce que la PPE3 ne dit pas et n'évalue pas.

- Le coût du stockage sur batteries : écrêter la surproduction solaire en la stockant impliquerait, pour une puissance installée de 80 à 100 GWe au moins 40 GWe de batteries, soit un investissement de 42 milliards (1050 €/kW selon RTE pour des batteries 4h en 2035).
- La rétribution des capacités pilotables, dont la nécessité devra être reconnue financièrement⁴,
- Le financement des réserves de capacité, sachant que celles-ci seront considérables quand il y aura près de 1000 GWe d'EnRi en Europe, vers 2035/2040, après l'arrêt des centrales à charbon et fioul.
- La rétribution des flexibilités industrielles, comme dans le tertiaire et l'habitat,

Par ailleurs les consommateurs auront à faire face :

- A l'augmentation des contrats domestiques pour inclure la recharge des VE (nécessitant des abonnements en monophasé 7,4 kW ou en triphasé 11 à 22 kW), avec 18 millions de VE connectés (en fonction du ratio entre VE et hybrides rechargeables) : c'est une puissance bien supérieure à celle des contrats de 3 à 12 kW habituels.
- À l'augmentation du coût d'usage des réseaux, pour ceux qui n'ont pas la possibilité d'installer des panneaux solaires ou des mini-éoliennes, car il est facturé en fonction de la consommation, et non de la puissance appelée, alors que c'est le paramètre dimensionnant du réseau : cette charge de réseau sera réduite pour ceux qui bénéficieront d'une production autoconsommée, socialement plus aisés en général.

Est-ce le bon équilibre bénéfice-coût ? Aucune étude d'impact ne le prouve

Le seul développement envisagé des EnRi conduit à des investissements de l'ordre de 90 Mds € d'ici 2035, sans compter les renouvellements d'équipements anciens au bout de 20/25 ans.

⁴ Inclut dans le prix de vente, ou par un mécanisme de capacité, ou en rétribuant les effacements pour équilibrer le réseau.

	GW complémentaires	Investissement mds €/GW	investissement total 2025 à 2035
Eolien terrestre	16 à 21	1	16 à 21
Eolien marin posé	8,0	1 à 1,7	8 à 13
Eolien marin flottant	8,0	2 à 3	16 à 24
Solaire au sol	45 à 70	0,8	36 à 56
		TOTAL	76 à 114 --> 90

Faute de données et par conservatisme, le solaire est calculée comme solaire au sol.

Des centrales à gaz supplémentaires apporteraient une meilleure garantie de disponibilité que les EnRi proposées mais l'exécutif hésite encore à construire de nouvelles centrales à gaz de pointe et hyperpointe, gage d'optimisation du mix. L'investissement correspondant serait d'environ 1 Mds € par GWe gaz installés. Ces centrales à gaz seraient implantées aux nœuds de distribution, proche de régions déficitaires en capacités installées, réduisant d'autant les investissements sur les réseaux, les stockages et les flexibilités. Une quinzaine de GWe gaz (CCG et TAC), fonctionnant moins de 1000 h par an aurait un impact CO2 faible et éviterait des importations qui, d'ici 2035, seront largement issues de centrales à gaz, voire à charbon, avec des prix spéculatifs.

C'est ce qu'ont compris les Allemands, qui, contrairement à la France, ont toujours gardé des marges de capacités pilotables et ont décidé d'investir 10 à 20 GWe supplémentaires de centrales à gaz, pour compenser l'arrêt des centrales à charbon et lignite, opportunément présentées comme compatibles avec le biogaz, voire l'hydrogène.

Quelles pourraient être les alternatives, pour le plus grand bénéfice des consommateurs ?

PNC-France ne dispose pas des programmes d'investissement détaillés de RTE et d'ENEDIS, qui reposent nécessairement sur une connaissance géographique très fine du réseau. Seule une approche intuitive nous est possible.

Réduire de moitié le complément d'EnRi qu'il est prévu d'installer d'ici 2040 en France, voire des deux tiers, réduirait très sensiblement les investissements en moyens de production, réseaux et flexibilités associés, ainsi que leurs coûts d'exploitations. Le tableau ci-dessous propose, à titre d'exemple pédagogique, un programme d'EnRi qui supprimerait le coûteux éolien flottant et limiterait l'investissement en EnRi à 44 Mds € environ au lieu de plus de 90 Mds €.

	GW complémentaires	Investissements mds€/GW	Investissements Total 2025/2040
Eolien terrestre	9	1	9
éolien marin posé	8	1,3	10,4
Eolien marin flottant	0	2,5	0
Solaire	30	0,8	24
Total ENRi	47	5,6	43,4

En parallèle les investissements sur les réseaux de RTE et ENEDIS pourraient être de 30 à 40 % des 150 Mds€ que nous avons imputé aux EnRi, soit une réduction des investissements réseaux de l'ordre de 50 à 60 Mds €⁵.

Cette alternative est d'autant plus justifiée qu'à partir de 2040 un programme nucléaire plus dynamique éviterait un renouvellement massif des ENRi obsolètes. Un calcul complet devrait aussi intégrer une réduction de la considérable croissance des flexibilités proposée (mais non chiffrées par RTE), et un bilan financier des exportations et importations résultant de la volatilité des prix européens provoquée par l'intermittence (qui pourrait se chiffrer entre 2 et 4 milliards

⁵ Il pourrait y avoir une économie de 5 à 10 milliards € pour les liaisons avec les parcs flottant (sur la base de la récente commande de RTE pour l'éolien terrestre).

€/an). Au total le gain par rapport au scénario de référence pourrait s'élever à 120 à 150 milliards⁶, réduits d'une quinzaine de milliards d'investissements en centrales à gaz.

L'impact sur l'empreinte GES de la France serait insignifiant : que l'électricité soit produite avec des centrales à gaz en France ou chez nos voisins puis importée, les émissions seraient comparables.

L'apport supplémentaire d'énergie des ENRi serait d'environ 90 TWh auxquels, à partir de 2035, s'ajoutera la production du nouveau nucléaire EPR2, qui croîtra progressivement d'une dizaine à une soixantaine de TWh. Le programme sera réajusté tous les 5 ans en fonction de la réalité de l'évolution de la consommation, la puissance pilotable ayant déjà été très sensiblement renforcée.

LISTE DES FICHES TECHNIQUES

Fiche 1 : L'évolution de la consommation électrique en France, entre croyance et incertitudes.

Fiche 2 : L'Invasion des productions intermittentes, le défi du maintien de l'équilibre du réseau électrique.

Fiche 3 : L'impact très sous-estimé de la variabilité des ENRi.

Fiche 4 : Quel niveau d'ENRi peut-on supporter en France ?

Fiche 5 : La distribution d'électricité européenne est déstabilisée par des « loop-flows » erratiques liés à la libre circulation d'une électricité intermittente non contrôlée.

Fiche 6 : De quelle puissance disponible aura-t-on besoin en 2026 (sur la base des chiffres 2019) ?

Fiche 7 : La flexibilité du nucléaire face au développement des ENRi prévu dans la PPE3.

Fiche 8 : La flexibilité ? Un nouveau mantra ? Les doutes de RTE (et les inquiétudes de PNC-France) sur la flexibilité.

Fiche 9 : Prix de l'électricité - Évolution, réalisme, impact de l'intermittence.

Fiche 10 : L'évolution du TURPE et son impact sur le prix de l'électricité.

Fiche 11 : Les émissions évitées de CO2 par le solaire et l'éolien.

Fiche 12 : Comment financer le nouveau nucléaire sous les contraintes imposées par l'Europe ?

⁶ Soit l'équivalent du coût de construction de 11 à 13 EPR2, déjà prévus pour fonctionner 80 ans contre 20 à 25 ans pour les ENRi.