

Le marché de l'électricité en Corée du Sud et ses défis

Hyun Jin Julie Yu*

@ 48070

Mots-clés : *politique énergétique, autonomie stratégique, compétitivité, régulation, système électrique*

La Corée du Sud a connu une transformation économique majeure ces dernières décennies, entraînant une forte hausse de la consommation d'énergie. Toutefois, le pays reste fortement dépendant des importations de combustibles fossiles, rendant la maîtrise de l'approvisionnement et des prix cruciale. Bien que la Corée n'ait pas subi les perturbations gazières de l'Europe, l'inflation mondiale actuelle pèse sur son marché de l'électricité. En théorie, les tarifs de l'électricité auraient dû augmenter, mais l'intervention de l'État pour maintenir des prix bas, pour des raisons politiques et économiques, a fragilisé le principal fournisseur, KEPCO. Un équilibre entre les priorités politiques et les exigences du marché devient impératif pour soutenir son développement socio-économique à long terme.

Introduction

Le marché mondial de l'énergie est confronté à une série d'événements inattendus tels que le Covid-19 et la crise énergétique provoquée par la guerre en Ukraine. Les coûts et les prix de l'énergie deviennent plus volatils avec l'augmentation des coûts des matériaux et les tensions sur la chaîne d'approvisionnement dans le monde.

Alors que les prix de l'électricité ont fortement augmenté en Europe pour les industriels et plus généralement sur les marchés de gros, ces mêmes prix sont restés relativement stables en Corée du Sud malgré les crises.

Cet article cherche à comprendre cette différence et à déterminer si nous pouvons en tirer des leçons ou des points de repère. Tout d'abord, une présentation générale du système électrique coréen est faite pour mieux comprendre les

caractéristiques locales. Ensuite, l'article explique l'impact de la crise énergétique sur le marché coréen afin de montrer les conséquences locales et les différentes stratégies.

1. Présentation du secteur de l'électricité de la Corée du Sud

1.1. Contexte

La transformation économique de la Corée du Sud au cours des dernières décennies, qui a fait passer ce pays de l'un des plus pauvres du monde à la onzième plus grande économie actuelle, a provoqué une forte augmentation de la consommation d'énergie. La consommation d'électricité par habitant est passée de 915 kWh à 10,3 MWh entre 1981 et 2023, soit une augmentation d'environ 11 fois¹. La Corée du Sud est devenue le huitième plus grand consommateur d'énergie au monde, mais c'est un pays pauvre en énergies primaires qui dépend des

* CEA/DES/I-Tésé, Université Paris Saclay.

importations pour environ 94,8 % de sa consommation énergétique.

En 2021, la Corée du Sud a dépensé 135,9 milliards de dollars en importations d'énergie et de matières premières, soit 22,1 % de ses importations totales [KEEI, 2022a]. En raison de cette forte dépendance à l'énergie étrangère, la Corée du Sud est très vulnérable aux changements sur le marché mondial, notamment à la hausse des prix de l'énergie et des matières premières et aux déséquilibres de l'offre et de la demande.

En outre, le pays est bordé sur trois côtés par des mers et au nord par la Corée du Nord avec laquelle il est toujours officiellement en guerre. Il n'a donc pas d'interconnexions. La concentration dans certaines régions du monde des principales lignes d'importation en matières premières, telles que le pétrole et le gaz naturel, est un autre facteur de vulnérabilité pour sa sécurité énergétique.

C'est un pays industriel qui doit garder le contrôle des prix de l'énergie pour conserver sa compétitivité et ne pas impacter son économie. L'énergie est ainsi au cœur des préoccupations du pays et son prix ainsi que la stabilité du système électrique sont des facteurs essentiels et prioritaires. Il doit être en mesure d'assurer son approvisionnement énergétique et, comme le système électrique est isolé, il doit être capable de gérer seul les aléas. La politique énergétique de la Corée du Sud de ces dernières années vise à diversifier son bouquet énergétique et à augmenter les sources d'énergie nucléaires et renouvelables. Mais elle reste pour l'instant largement dépendante des énergies fossiles pour sa production électrique.

1.2. Principaux acteurs

Plusieurs acteurs interviennent sur le marché de l'électricité en Corée depuis l'importation de matières premières jusqu'aux clients finaux.

La Korea Electric Power Corporation (KEPCO), détenue majoritairement par le gouvernement, est responsable de la production, du transport

et de la distribution d'électricité. Jusqu'à la fin des années 1990, KEPCO occupait une position monopolistique sur le secteur de l'électricité ; il s'agissait d'une entreprise publique intégrée verticalement qui gérait l'ensemble des processus du marché de l'électricité. KEPCO était également le constructeur des centrales.

Le débat sur la restructuration du secteur coréen de l'électricité a commencé dans les années 1990 en s'inspirant du Royaume-Uni. Sa concrétisation a débuté en 1998 sous le gouvernement de Kim Dae-jung (1998-2003) dans le cadre d'un plan de réformes économiques demandé par le Fonds monétaire international (FMI) pour aider la Corée à faire face à la crise financière de 1997. Ce plan poussait à la privatisation complète de KEPCO. Selon le plan initial, la restructuration devait se faire en trois étapes progressives : la production d'électricité, la distribution puis la vente.

La première étape de ce plan a consisté à séparer la partie production de KEPCO en six entreprises (les Gencos) en avril 2001 [Byoung-Hoon et al., 2006]. À cette époque, le gouvernement a décidé de répartir équitablement et régionalement les quarante-deux centrales à turbine à gaz et à combustible fossile, appartenant à KEPCO, entre cinq Gencos, tandis que toutes les centrales nucléaires et hydroélectriques ont été regroupées dans une sixième Genco (Hydro and Nuclear Power Co).

En parallèle, la Korea Electricity Commission (KOREC) et la Korea Power Exchange (KPX) ont été créées en 2001 en tant qu'organes institutionnels principaux pour réglementer et gérer le marché concurrentiel de l'électricité. La KOREC fait administrativement partie du ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie (MOTIE). La KPX assure le fonctionnement du marché de l'électricité et du système électrique (équilibre offre-demande et charge sur le réseau) et elle est également affiliée au MOTIE.

En juin 2002, le gouvernement a établi le plan de restructuration détaillé pour la deuxième phase, afin de séparer la distribution de KEPCO.

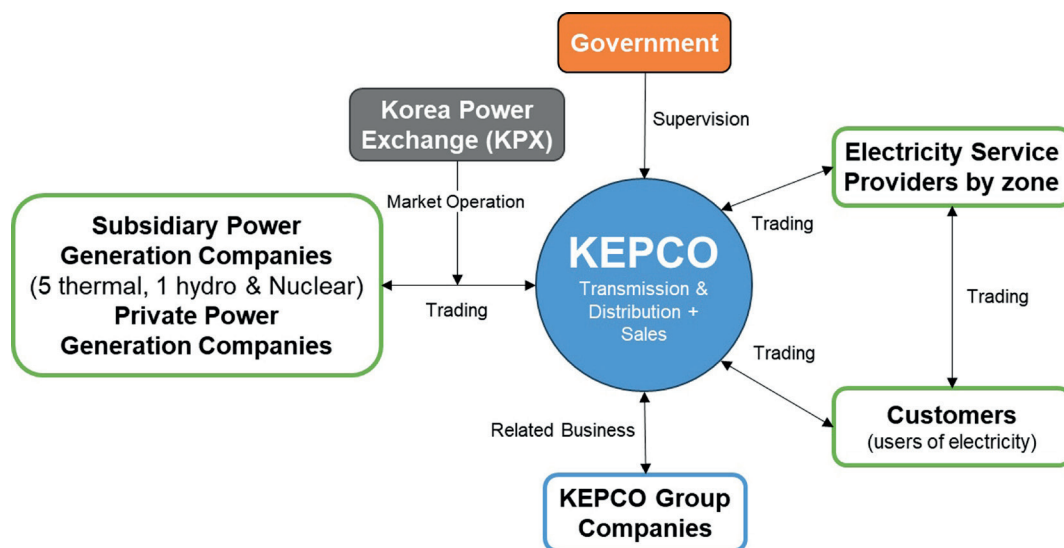


Figure 1. Acteurs du secteur de l'électricité en Corée du Sud

Source : [KEPCO a]

Toutefois, ce plan a été suspendu par le nouveau gouvernement élu en 2003 (2003-2008). La nouvelle administration a pris en compte non seulement la forte opposition des syndicats (l'Union nationale coréenne des travailleurs de l'électricité) et des groupes d'activistes civils, mais aussi l'inquiétude grandissante de l'opinion publique face aux cas de défaillance du marché de l'électricité apparaissant à l'étranger (cf. Annexe 1).

À l'heure actuelle, il y a donc six entreprises de production d'électricité (toutes filiales de KEPCO), quelques producteurs d'électricité indépendants et des systèmes énergétiques communautaires qui produisent de l'électricité. KEPCO transporte l'électricité qu'elle a achetée sur le marché KPX par le biais des réseaux de transmission et de distribution qu'elle gère, et la vend au détail.

1.3. Système électrique

1.3.1. Consommation d'électricité

Depuis le milieu des années 2000, la croissance de la demande d'électricité s'est ralentie, voire inversée, dans de nombreuses économies avancées en raison des efforts faits sur l'efficacité énergétique et de l'évolution vers des formes d'activité économique moins gourmandes en énergie. Ce n'est pas le cas en Corée. L'économie du pays, qui dépend de l'industrie manufacturière et est axée sur la croissance, a alimenté cette demande d'énergie pendant des années, les chiffres augmentant au fil du temps.

En 2022, la consommation d'électricité de la Corée du Sud était de 547,9 TWh, contre 474,8 TWh en 2013, dix ans plus tôt, soit une augmentation d'environ 15 % (Figure 2). Sa consommation d'électricité par habitant est l'une des plus élevées au monde (11 MWh/habitant en 2022²) avec une consommation importante dans le secteur industriel. En revanche, la consommation des ménages coréens est inférieure à la moyenne de l'OCDE. En 2022, l'utilisation industrielle représentait 53 % de la consommation totale d'électricité

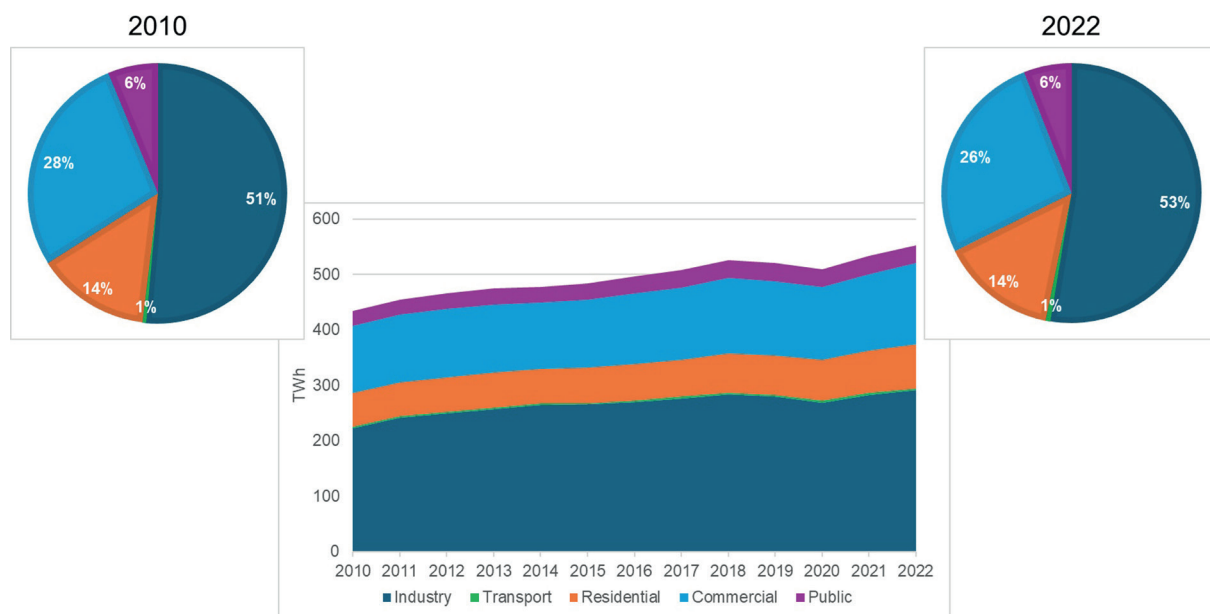


Figure 2. Évolution de la consommation d'électricité en Corée du Sud depuis 2010 par secteur

Source : [MOTIE, 2023a]

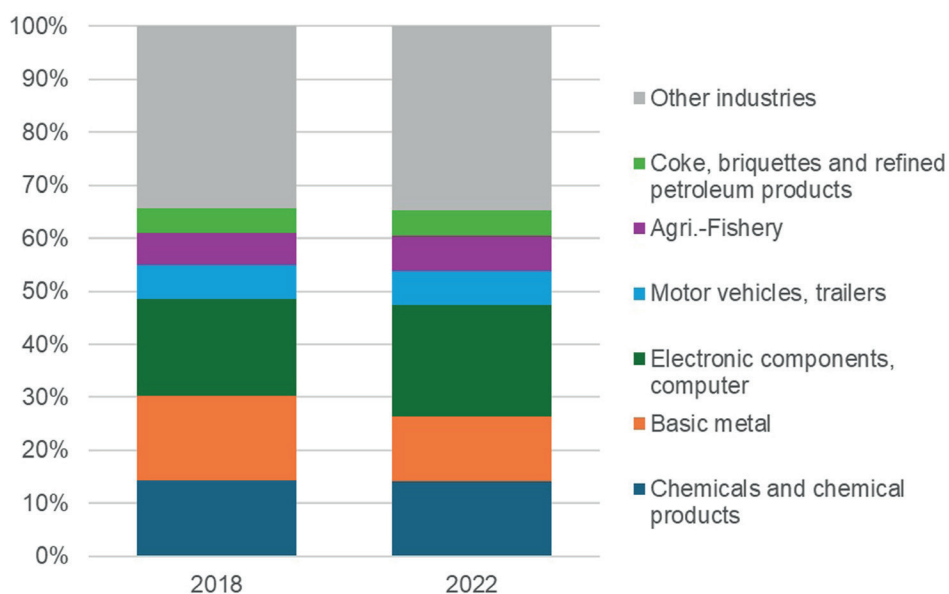


Figure 3. Répartition de la consommation d'électricité du secteur industriel en 2018 et 2022

Source : [MOTIE, 2023]

Le marché de l'électricité en Corée du Sud et ses défis

et l'utilisation résidentielle 14 %³ [KESIS ; KEPCO b]. La répartition de la consommation par secteur reste stable depuis 2010 avec une légère diminution de la part de la consommation commerciale et une augmentation de la part de la consommation industrielle.

Mise à part la crise du Covid-19 en 2020, la croissance de la demande reste constante, les programmes d'efficacité énergétique étant peu développés pour le moment.

Près de la moitié de la consommation industrielle est liée à 3 secteurs (Figure 3) :

- L'industrie électronique et des semi-conducteurs,
- La chimie,
- La métallurgie.

On note une diminution de la part de la métallurgie compensée par l'augmentation du secteur électronique [KESIS].

Le 10^e plan de la Corée du Sud sur l'offre et la demande d'électricité annoncé en 2023 prévoit encore une augmentation nominale de la demande d'électricité à 703 TWh en 2036, soit environ 1,7 % d'augmentation par an. Néanmoins, la demande cible en intégrant une meilleure gestion de la consommation est de 597,4 TWh. Le programme d'économie d'énergie prévoit en effet 105 TWh d'économie d'énergie en 2036 principalement avec l'amélioration du rendement des appareils et l'amélioration de la gestion de l'énergie.

L'État coréen prévoit une population stable autour de 51 millions d'habitants. La croissance de la demande électrique est portée par la croissance du pays (1,77 % par an en moyenne avec une transition vers plus de services et moins de production manufacturière), l'électrification dans l'industrie lourde (41,7 TWh entre 2022 et 2036) et l'augmentation à court terme des *data centers* (de 14 TWh à environ 19 TWh).

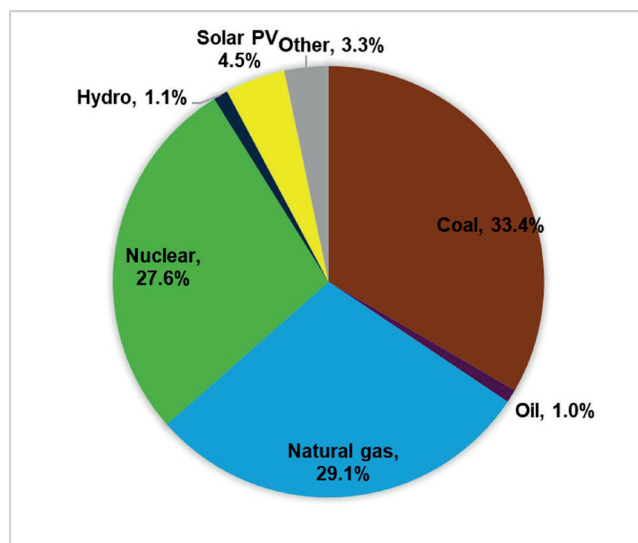


Figure 4. Part des différents moyens de production dans la production totale d'électricité en Corée du Sud en 2022

Source : IEA

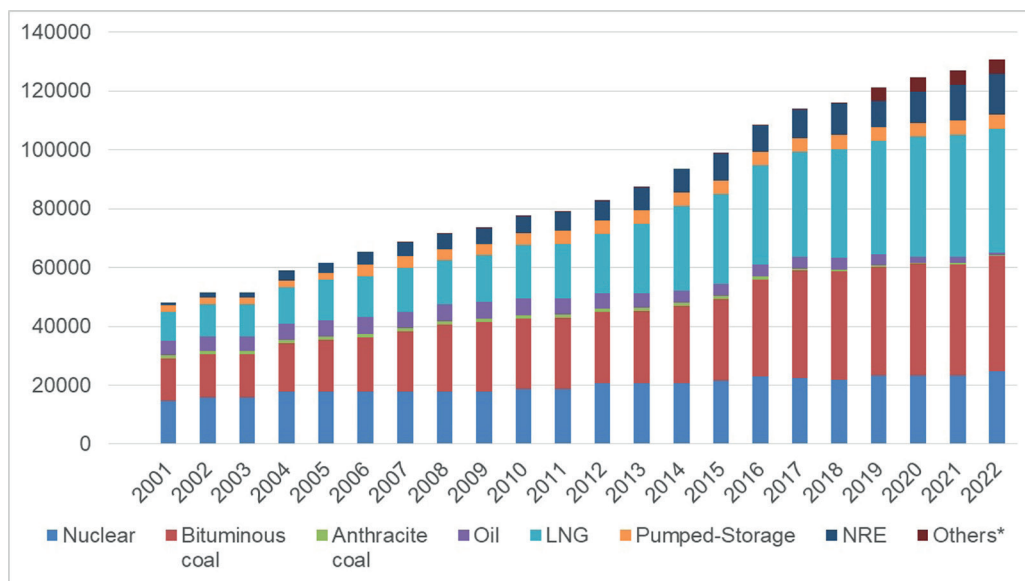


Figure 5. Évolution du mix électrique en Corée du Sud depuis 2001 (en MW)

Source : IEA

2036	Nucléaire	Charbon	GNL	EnR	Autre*	Total
TWh (%)	230,7 (35 %)	95,9 (14 %)	62,3 (9 %)	204,4 (31 %)	74 (11 %)	667,3 (100 %)
Évolution par rapport à 2021	+ 48 %	- 51 %	- 62 %	+ 406 %	+ 541 %	+ 16 %

* La forte augmentation est liée à l'apparition de la filière hydrogène/ammoniac.

Tableau 1. Objectif de production d'électricité par type de centrale en 2036

1.3.2. Production d'électricité

La Corée du Sud occupe le huitième rang mondial en termes de production d'électricité, juste devant la France, et avec environ 145 GW installés. Pour répondre à la demande, elle a produit environ 600 TWh⁴ en 2022. La répartition de la production est présentée Figure 4.

Le mix électrique de la Corée du Sud reste carboné malgré une composante nucléaire notable. Actuellement, les centrales au gaz et au charbon fournissent chacun environ un tiers de l'électricité. Le nucléaire n'est pas très loin derrière. Il n'y a pas d'import-export. Historiquement, la partie renouvelable est principalement

hydraulique, mais le solaire photovoltaïque (PV) s'est beaucoup développé ces dernières années.

Pour suivre sa croissance, la Corée du Sud a rapidement augmenté ses capacités au cours des dernières décennies. La Figure 5 présente les capacités installées en mégawatts par année et par technologie entre 2001 et 2022. Au niveau de la production, on note la quasi-disparition des centrales au fioul. La croissance de la demande a été alimentée principalement par des capacités gaz et charbon, le nucléaire a peu progressé.

Pour le futur, le gouvernement sud-coréen cherche à accroître les énergies renouvelables et le nucléaire tout en réduisant la contribution du

Le marché de l'électricité en Corée du Sud et ses défis

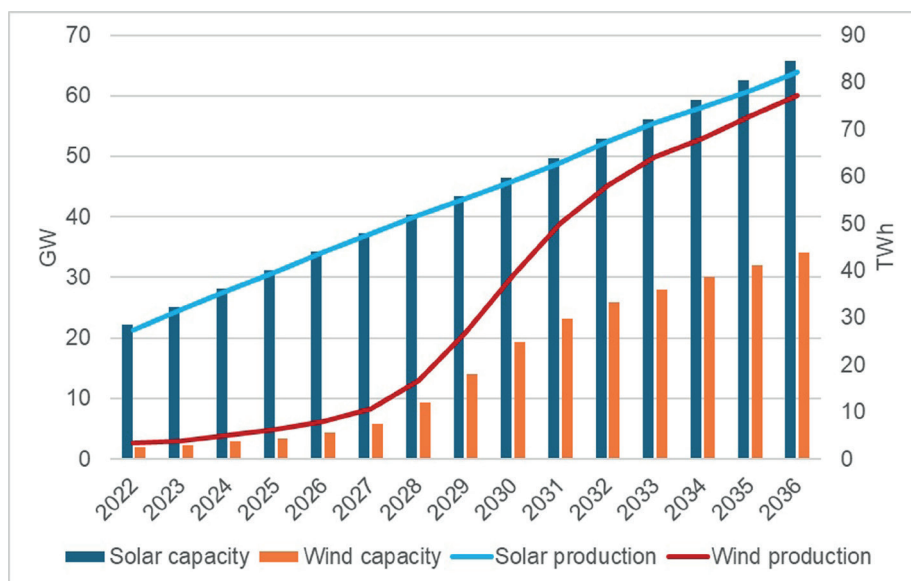


Figure 6. Plan de développement du solaire et de l'éolien de 2022 à 2036

	Cycles courts (maintien de la fréquence et équilibre offre-demande temps réel) (GW/GWh)	Cycles longs (nivellement de la charge) (GW/GWh)
2023~2026	0,05 / 0,03	0,16 / 0,83
2027~2030	1,16 / 0,73	3,1 / 18,47
2031~2036	3,66 / 2,29	20,85 / 124,97

Tableau 2. Évolution des capacités cumulées de stockage entre 2023 et 2036

charbon au mix électrique. D'ici 2036, l'énergie nucléaire représentera 35 % du mix électrique et les énergies renouvelables passeront de 4,5 % en 2022 à 30,6 %. Pour décarboner son mix, quelque 28 centrales électriques au charbon vieillissantes doivent être converties au gaz naturel liquéfié (GNL). Cependant, la proportion de production d'électricité à partir du GNL se réduira de 29 % en 2022 à 9,3 % en 2036 et ces centrales semblent en partie destinées au backup en lien avec le développement des EnR (Tableau 1) [MOTIE, 2023a].

La Corée du Sud compte principalement développer le solaire et l'éolien (Figure 6) [MOTIE, 2023a] pour atteindre ses objectifs d'EnR. Les piles à combustible seront également développées.

Une augmentation des capacités de stockage est également prévue pour répondre à la forte intégration d'EnR dans le système et pour assurer le maintien du réseau, principalement après 2030 (Tableau 2) [MOTIE, 2023a; MOTIE, 2023b].

1.3.3. Infrastructures et réseau

La production d'électricité est concentrée dans les provinces du sud et dans l'ouest (Annexe 2) et la consommation dans les zones métropolitaines. Le réseau électrique national est un système isolé ; il n'y a pas de lignes de transmission transfrontalières. La qualité du réseau (Annexe 3) et le transport de l'électricité sur de longues distances sont essentiels et de gros investissements sont réalisés par KEPCO pour assurer le fonctionnement du réseau.

Pour assurer l'équilibre du système, une attention particulière est portée aux marges de production. KPX organise la production pour conserver 4000 MW de marge en cas d'imprévu. Si la marge de réserve devient inférieure à cette valeur, un système de surveillance d'urgence est activé⁵. Le MOTIE peut émettre des ordres aux compagnies d'électricité pour qu'elles approvisionnent directement des consommateurs spécifiques.

À long terme, les interconnexions de réseaux, telles que le projet de super-réseau asiatique, pourraient permettre le commerce de l'électricité entre les pays d'Asie du Nord-Est, contribuant ainsi à la sécurité de l'approvisionnement, mais ce ne sont pour l'instant que des projets (Annexe 4).

1.3.4. Approvisionnement en matières premières

Le pays est dépendant de ses importations en matières premières et n'est pas interconnecté. Il importe donc ses matières premières principalement par bateau. Le charbon est principalement importé d'Indonésie et d'Australie. Concernant le gaz, des interconnexions ont été envisagées avec la Russie mais la Corée du Sud fait partie des pays qui sanctionnent ce pays suite à l'invasion de l'Ukraine. La dépendance à la Russie est mineure (Figure 7) [IEA, 2022]. Le gaz arrive donc sous la forme de GNL. Il est principalement importé des pays du Moyen-Orient et d'Australie.

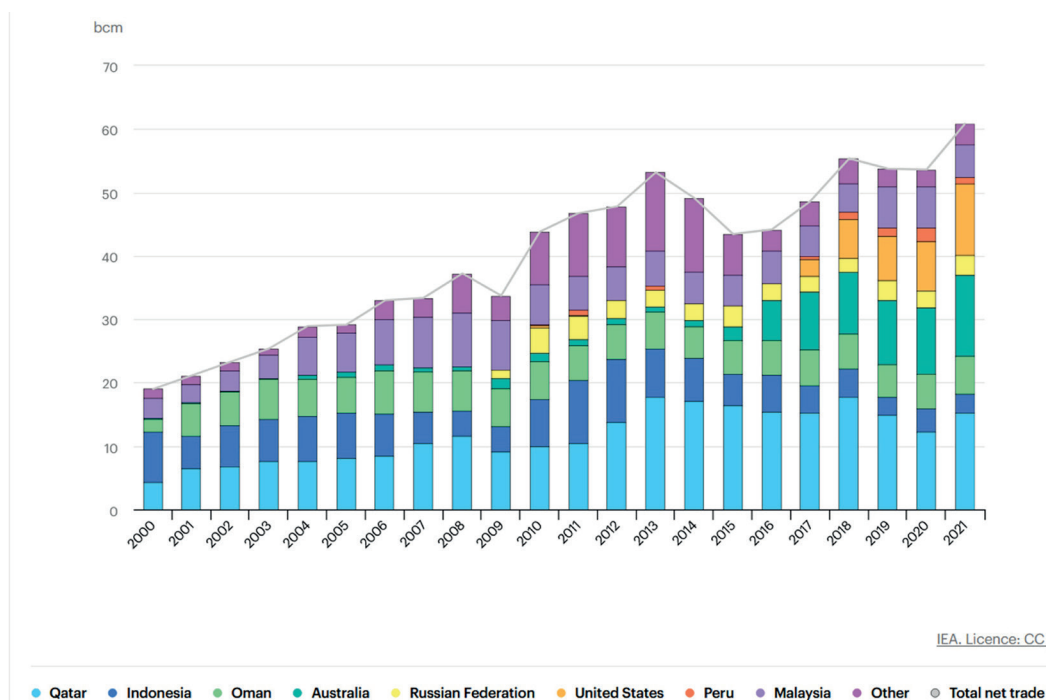


Figure 7. Origines du gaz approvisionnant la Corée du Sud

Source : IEA

Le marché de l'électricité en Corée du Sud et ses défis

La Corée du Sud est ainsi très exposée aux risques géostratégiques et son approvisionnement en matières premières est une priorité du pays. À cet égard, le gouvernement sud-coréen a une forte volonté pour construire des relations de coopération stratégiques avec des pays riches en ressources. Cela fait partie d'une stratégie plus large qui cherche à améliorer sa chaîne d'approvisionnement, qui inclut également l'hydrogène et les minéraux essentiels, et à sécuriser l'offre en augmentant les stocks, en diversifiant les pays importateurs et en pratiquant le recyclage.

La Korea Gas Corporation (KOGAS) est un monopole qui a été créé par le gouvernement coréen en 1983 pour assurer la sécurité de l'approvisionnement en gaz du pays et il est l'un des plus gros importateurs de GNL au monde. KOGAS est un grossiste qui importe du gaz naturel et le fournit aux compagnies de gaz de ville et aux centrales électriques. La fourniture du gaz aux particuliers est ensuite faite par des entreprises de détail. Il faut noter que le prix de gros du gaz est indexé sur le prix du pétrole (Annexe 5).

1.4. Mécanisme de marché de l'électricité en Corée

1.4.1. Marché de gros de l'électricité

Le marché de gros de l'électricité, géré par la Korea Power Exchange (KPX), a été mis en place en 2001. Le système coréen de marché de l'électricité est un *power pool* (*cost-based pool*, CBP) : tous les producteurs proposent leurs capacités disponibles sur une unique place de marché où est déterminé le prix de gros de l'électricité. KEPCO est en situation de monopole pour la distribution. Il est acheteur unique pour la revente au détail. Néanmoins, quelques autres gros industriels ont également un accès direct à ce marché. La structure du marché est présentée Figure 8.

L'électricité ne s'achète et ne se vend pas en temps réel. KPX prévoit la quantité d'électricité nécessaire pour le lendemain (*day-ahead*) et négocie l'électricité un jour à l'avance. Les producteurs proposent leurs moyens qui seront disponibles et KPX se charge de définir la rémunération des producteurs et le programme d'appel aux capacités sur la base du *merit order*.

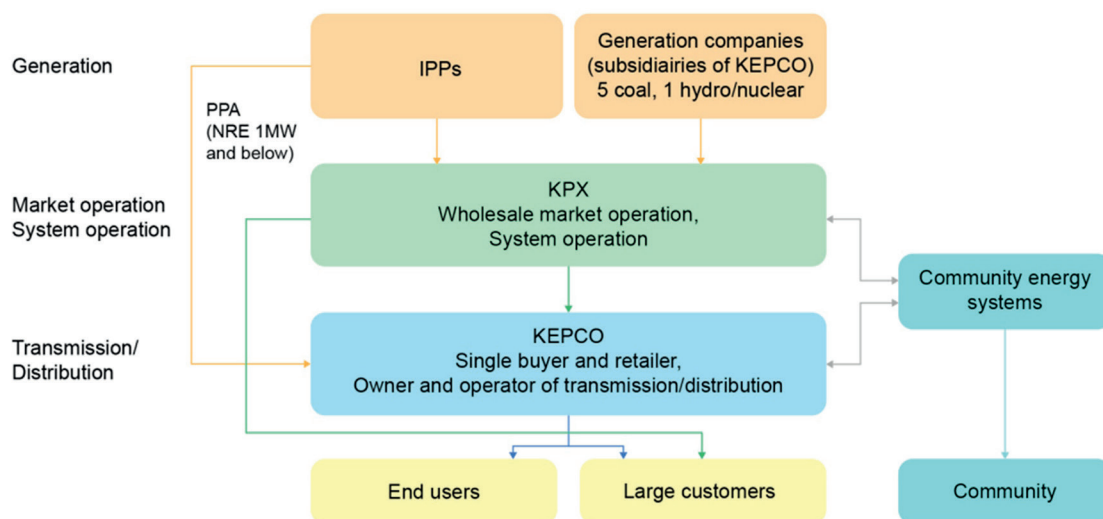


Figure 8. Structure du marché de l'électricité en Corée du Sud

Sources : KPX, IEA and Korea Energy Economics Institute

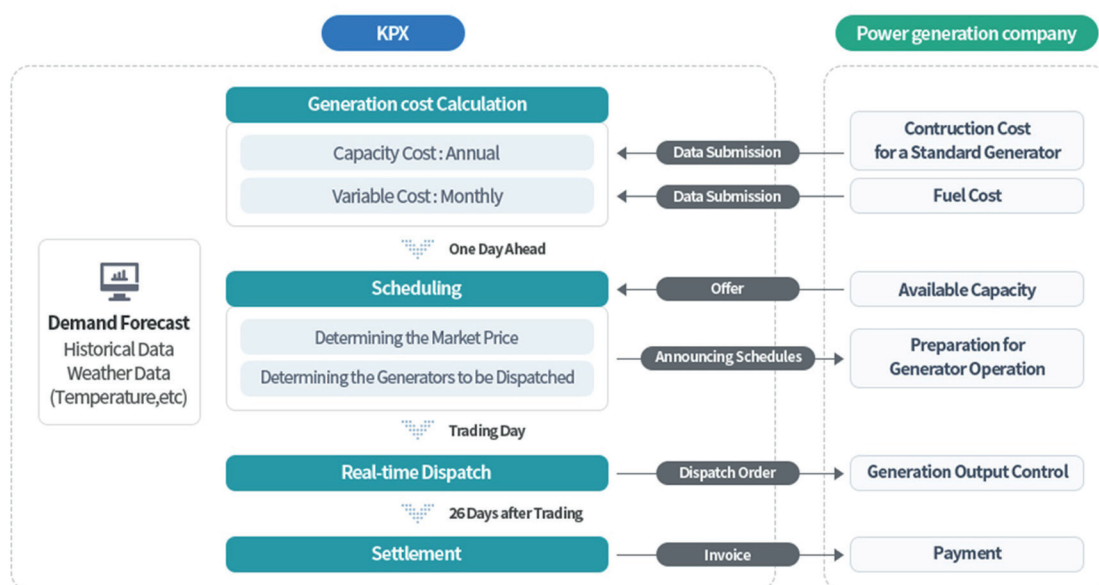


Figure 9. Définition du prix et préparation du dispatching

(1 000 KRW : ~1 USD)

Source : KPX

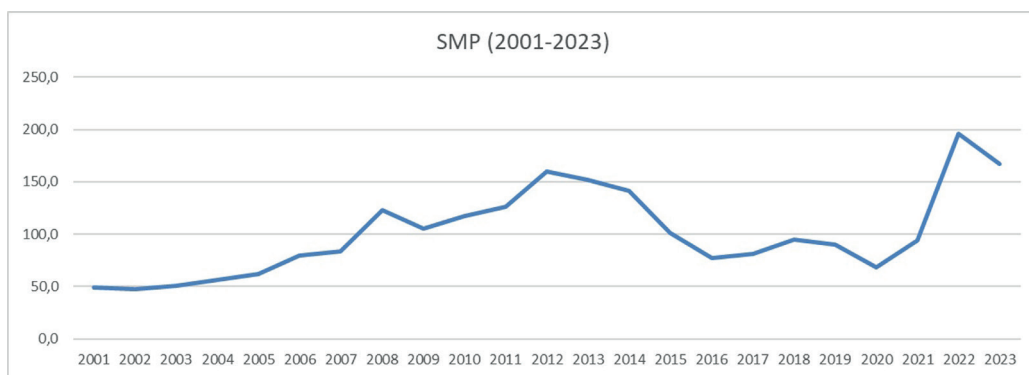


Figure 10. SMP moyen en KRW/kWh entre 2001 et 2023

(cf. Figure 9). Le prix de gros de l'électricité est fixé sur la base du coût de production de l'unité marginale (*System Marginal Price*, SMP).

Le SMP prend en compte le coût variable et le coût de démarrage. Un paiement de capacité est ajouté au SMP pour couvrir les coûts fixes

(construction et maintenance) sans marché additionnel. KEPCO les paie pour acheter l'électricité. Le paiement de capacité est calculé sur la base d'une centrale à turbine à gaz. Il est payé à toutes les centrales en compensation à leur participation à l'appel le jour précédent même si elles ne sont finalement pas appelées. Cela permet

Le marché de l'électricité en Corée du Sud et ses défis

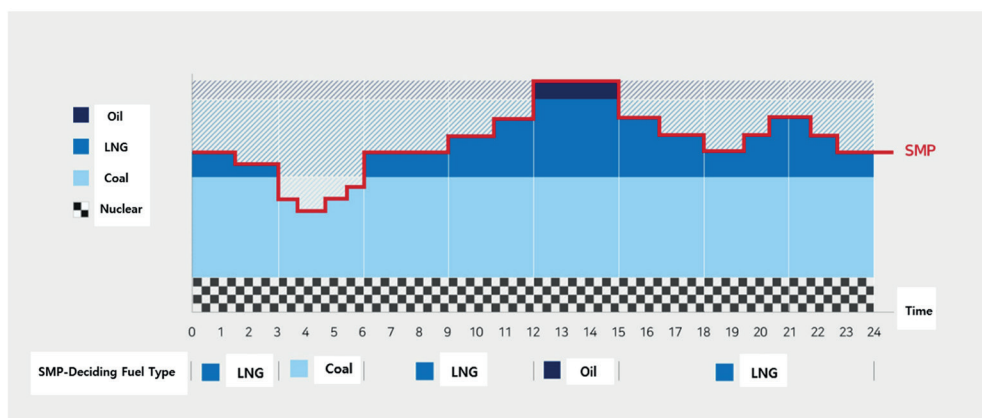


Figure 11. Journée type d'un programme de production et des unités marginales

Sources : KPX, KEPCO



Figure 12. Structure des tarifs de l'électricité

Source : [KEPCO c]

d'éviter les problèmes d'investissement dans les moyens de production. Plusieurs facteurs sont considérés pour le paiement de capacité tels que la localisation de la centrale, son type, sa flexibilité et le moment de production dans la journée et l'année. Ce dernier facteur permet de favoriser la participation des producteurs pendant les pics de demande.

Le marché coréen est ainsi plus simple car il limite le nombre de marchés annexes et d'acteurs, et un peu plus complexe dans son calcul du prix de l'électricité. Ce système présente néanmoins quelques désavantages. Les prix de gros peuvent être un peu plus élevés qu'avec un *merit order* basé sur le coût variable seul. Ceci augmente d'autant la rente inframarginale et les profits des producteurs.

La Figure 10 présente le SMP moyen entre 2001 et 2023.

Comme on peut le voir pour une journée type sur la Figure 11, le SMP est déterminé par le coût de production des centrales au charbon pendant les premières heures de la matinée (de 3 à 6 heures) lorsque la demande d'électricité est faible, et par le coût de production des centrales au fioul lourd pendant les heures de la journée où la demande d'électricité est élevée (de 12 à 15 heures). Le reste du temps, le coût de production des centrales au GNL détermine le SMP. La composante gaz est donc très importante.

Le coût variable d'une centrale thermique correspondant en majeure partie au coût du combustible, le prix du gaz importé est donc un facteur majeur dans le prix de l'électricité : c'est le prix du GNL qui détermine la plupart du temps le SMP. Étant donné que le prix du GNL importé en Asie est principalement lié aux prix du pétrole (cf. partie 1.3.4 et Annexe 5), le SMP a finalement tendance à fluctuer en fonction des prix du pétrole. Par exemple, en 2020, avec la récession

économique mondiale en raison du Covid-19 et la faiblesse des prix du pétrole, le SMP a enregistré des valeurs autour de 50 KRW/kWh⁶. Récemment, au contraire, alors que les prix du pétrole ont augmenté en raison de l'inflation mondiale et de la guerre entre la Russie et l'Ukraine, le SMP a atteint les 200 KRW/kWh⁷.

1.4.2. Prix de détail

Comme l'indique la Figure 12, le tarif de l'électricité en Corée se décompose en :

- *Demand charge* : une part liée à la puissance appelée, équivalente à un abonnement (KRW),
- *Energy charge* : le prix de détail de l'électricité (KRW/kWh),
- *Climate change & Environnemental charge* : un coût de financement des politiques de réduction des émissions de CO₂⁸ (KRW/kWh),
- *Fuel cost pass-through adjustment rate* : un ajustement selon le prix du combustible (KRW/kWh)⁹.

La partie *Climate change & Environnemental charge* inclut les coûts du *Renewable Portfolio Standards* (RPS), du système d'échange de quotas d'émission (ETS)¹⁰. La charge environnementale s'élève à 9 KRW/kWh au 1^{er} janvier 2023.

La dernière partie *Fuel cost pass-through adjustment rate* est à 5 KRW/kWh (environ 0,5 c\$/kWh¹¹) début 2024. L'ajustement et la charge environnementale sont relativement faibles comparés au tarif de l'électricité.

À cela, il faut ajouter aux factures d'électricité la TVA (10 %) et le fonds d'infrastructure du secteur de l'électricité¹² (3,7 %).

La facture d'électricité varie ensuite en fonction de différents facteurs comme la quantité consommée, le type de consommateur (par exemple résidentiel ou industriel), la période et l'usage de l'électricité. Pour le secteur résidentiel,

la partie *Energy charge* varie entre 112 KRW/kWh et 299 KRW/kWh selon la quantité.

Pour les industriels, le tarif est variable en cours d'année selon les saisons, et pour les plus énergivores, il varie en fonction du moment de la journée (pic, mi-pic et hors pic). Les mêmes charges que pour les ménages sont ajoutées au prix de l'électricité (financement des politiques de transition énergétique et ajustement). Pour les gros industriels, ce tarif varie d'environ 80 KRW/kWh à environ 220 KRW/kWh selon la période¹³.

En tant que vendeur monopolistique, KEPCO achète l'électricité sur le marché de gros au prix fixé par KPX et la vend aux consommateurs. Il n'existe pas de normes ou de procédures standardisées qui permettent de déterminer le prix au détail de l'électricité (*Energy charge*). Ce prix est issu d'un consensus entre KEPCO et le ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie. KEPCO suggère une modification du prix et la demande est analysée par un groupe d'experts académiques et de représentants d'agences. L'obtention d'un consensus dépend de considérations de politiques publiques, par exemple ne pas créer de choc sur les prix pour les consommateurs ou conserver la compétitivité des entreprises. L'augmentation des prix est également très impopulaire. De ce fait, le consensus peut prendre des mois à être trouvé.

2. Impact de la crise énergétique en Corée

2.1. Impact sur les importations de gaz

Même si les prix du gaz en Corée ont bien été affectés par la crise des années 2021-2022, elle a eu moins d'impact en Corée qu'en Europe. En effet, la Corée du Sud n'a pas été directement exposée au problème de rupture d'approvisionnement en gaz russe et les prix des contrats de long terme négociés par KOGAS étant indexés sur le prix du pétrole, ils ont été peu affectés par la hausse des prix sur les marchés internationaux. La Corée n'a donc pas connu les pics de prix observés pendant quelques mois en Europe le temps de trouver une alternative à la Russie.

Le marché de l'électricité en Corée du Sud et ses défis

	million tons	million USD	USD/ton
	Import volume	Import amount	Unit import price
2019	40,75	20 566,6	504,7
2020	39,98	15 716,3	393,1
2021	45,93	25 542,8	556,1
2022	46,39	50 022,2	1 078,2
2023	44,15	36 061,4	816,7

Tableau 3. Évolution des prix du gaz importé en Corée négociée par KOGAS entre 2019 et 2023

	2022				2023		
	million tons	million USD	USD/ton		million tons	million USD	USD/ton
	Import volume	Import amount	Unit import price		Import volume	Import amount	Unit import price
Total	46,39	50 022,19	1 078,18	Total	44,15	36 061,41	816,72
Indonesia	3,23	2 920,9	905,5	Indonesia	2,91	1 931,7	663,8
Qatar	9,73	8 506,8	874,5	Qatar	9,61	7 190,7	748,3
Malaysia	6,13	5 457,3	890,8	Malaysia	6,13	4 055,8	662,1
Oman	5,52	4 661,5	845,1	Oman	4,97	4 503,1	906,1
USA	5,76	6 609,3	1 147,6	USA	5,12	4 123,3	805,6
Australia	11,65	15 077,1	1 294,1	Australia	10,43	8 906,3	854,1
Russia	1,96	1 480,9	754,6	Russia	1,66	1 058,6	639,1
Peru	0,64	673,4	1 058,7	Peru	0,76	594,8	777,9
Nigeria	0,55	527,7	965,8	Nigeria	0,60	443,1	741,5
UAE	0,37	639,6	1 707,9	UAE	0,43	465,9	1 079,1
Brunai	0,19	192,0	996,6	Brunai	0,53	387,6	730,6
Other	0,68	3 275,5	4 836,9	Other	1,01	2 400,4	2 371,2

Tableau 4. Diversification de l'approvisionnement en gaz et évolution des prix moyens du gaz importé (2022, 2023)

Sources : [Korea Energy Economics Institute (KEEI), 2023 ; Korea's Trade Statistics, 2024], KOGAS

Le Tableau 3 donne les prix d'importation moyens en Corée entre 2019 et 2023 et le Tableau 4 indique les prix moyens par tonne et par pays d'origine pour 2022 et 2023.

Comme l'approvisionnement en matières premières est une priorité du pays, le gouvernement coréen a fixé la priorité de la politique énergétique et le 15^e plan national à long terme pour l'offre et la demande de gaz naturel (2023-2036) recommande d'établir des alliances stratégiques

avec les pays voisins (Chine, Japon) qui ont des besoins similaires et de diversifier le portefeuille d'importation ainsi que les types de contrats (Tableau 5).

Le plan vise également à être plus flexible en optimisant l'usage des différentes durées de contrats pour gérer les risques : utiliser des contrats à long terme (en général 20 ans) lorsque les prix du marché sont bas pour réduire les coûts, tout en utilisant des contrats à plus court

Objectif	Recommandations	Actions
Stabilité de la fourniture en gaz	Diversifier les sources d'approvisionnement	Réduire la dépendance aux pays ayant des risques géopolitiques Augmenter les importations depuis des entreprises avec des sources d'approvisionnement diversifiées
	Diversifier les durées de contrat	Diversifier le portefeuille avec des contrats long termes, moyen terme, court terme et spot
	Augmenter la coopération avec les pays voisins	Échange d'information avec la Chine et le Japon Achat en commun et participation commune dans des projets de GNL

Tableau 5. Stratégies pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement en gaz de la Corée

Source : [MOTIE, 2023c]

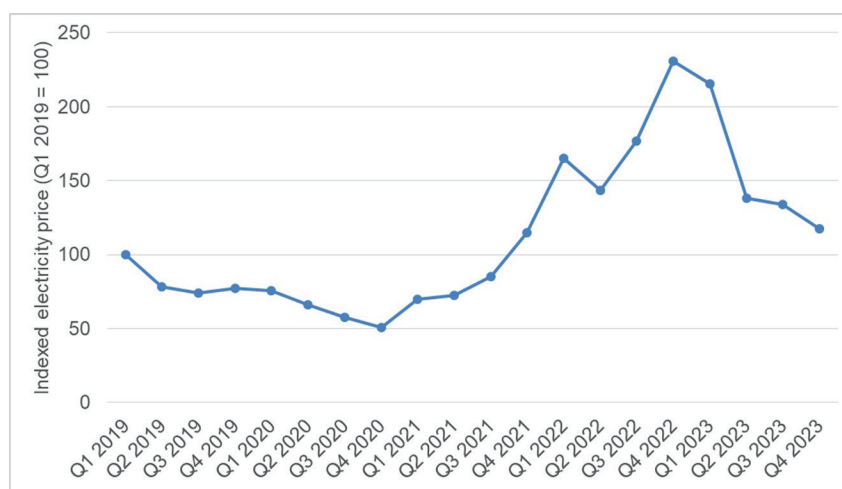


Figure 13. Évolution de l'indice des prix de gros en Corée du Sud sur une base 100 (Q1 2019 = 100)

Source : IEA

terme lorsqu'il est difficile de fixer le prix à long terme parce que les prix du marché sont élevés et fluctuants.

2.2. Impact sur le marché électrique

Le prix de gros de l'électricité en Corée étant fixé par l'unité marginale qui est le plus souvent une centrale au gaz, il a été impacté comme en Europe par la montée des prix du gaz (Figure 13 [EPSIS]) mais avec moins d'ampleur. Le pic apparaît en fin d'année 2022-début 2023 et

il est beaucoup moins élevé du fait des variations plus faibles des prix du gaz.

Par ailleurs, le système de prix réglementé pour l'ensemble des consommateurs explique qu'en Corée, les prix de détail de l'électricité n'ont pas eu de hausse notable avant 2023.

Cette non-augmentation cache un problème de fond : même après avoir enregistré la plus grosse perte d'exploitation jamais vue par une entreprise sud-coréenne (cf. partie 2.3), la société publique KEPCO n'a pas pu augmenter ses tarifs

Le marché de l'électricité en Corée du Sud et ses défis

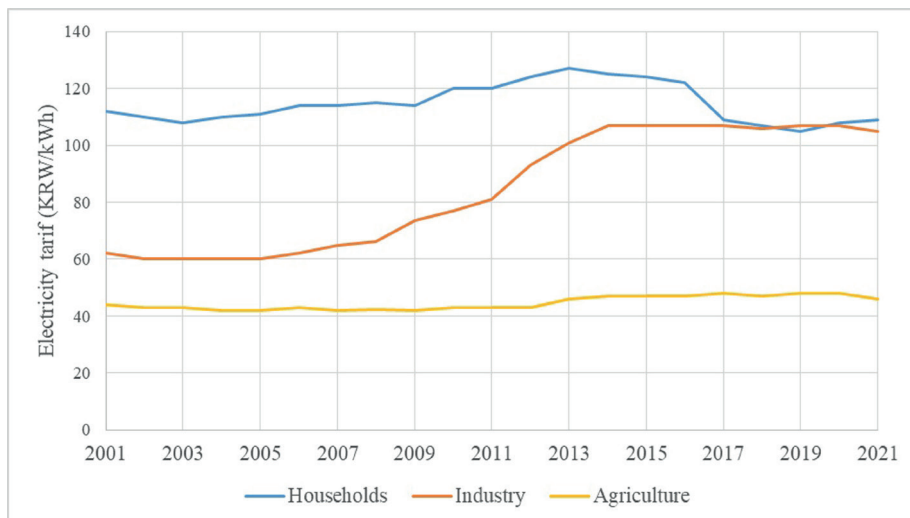


Figure 14. Tarifs moyens de l'électricité par secteur jusqu'à 2021

Source : [Korea Energy Economics Institute, 2022b]

comme elle l'aurait voulu en raison des pressions politiques.

2.3. Déficit de KEPCO et défis

KEPCO a actuellement un problème sérieux de déficit. L'entreprise a cumulé un déficit de près de 40 000 milliards KRW (environ 40 milliards US\$) de 2019 à 2023. Cette importante dette est due aux limites structurelles du système coréen. La principale raison de ces pertes importantes est que l'augmentation des prix de l'énergie n'est pas répercutée sur les prix finaux de l'électricité en Corée. Comme on l'a vu dans la partie 1.4.2, le prix de l'électricité est réglementé par le gouvernement et il existe un fossé entre la situation du marché et la position politique. La santé financière de l'entreprise est ainsi en jeu.

Ces dernières années, les prix des matières premières ont fortement augmenté en raison des problèmes géopolitiques et économiques. Le prix moyen de l'électricité sur le marché de gros coréen a augmenté, en lien avec les prix du gaz et du charbon, mais KEPCO ne peut pas ajuster ses prix de détail en fonction des changements du marché, les autorités n'acceptant pas d'augmenter les tarifs de l'électricité en proportion.

KEPCO a donc acheté plus cher pour vendre aux utilisateurs finaux selon un tarif régulé quasiment stable. Dans ces conditions, plus le SMP augmente, plus le déficit de KEPCO augmente.

Pour soutenir KEPCO, le gouvernement sud-coréen a décidé en urgence de plafonner les prix de gros de l'électricité à partir de décembre 2022 et pour une durée d'un an. La nouvelle mesure a limité le SMP de l'électricité produite par les fournisseurs d'électricité. Le gouvernement a plafonné le prix d'achat à 1,5 fois le prix moyen des dix dernières années. Cependant, cela a entraîné un autre problème pour les compagnies d'électricité privées : les petits et moyens producteurs d'électricité ont ainsi dû partager l'effort pour sauver KEPCO et sont confrontés à des difficultés financières. La détérioration des recettes pour le secteur privé peut entraîner une contraction des investissements.

Cette approche *ad hoc* n'est ainsi pas viable car elle ne vise qu'à atténuer l'impact sur KEPCO, sans proposer de solution de fond. Le secteur coréen de l'énergie nécessite en réalité des évolutions plus solides pour corriger l'écart entre le prix de vente de l'électricité par KEPCO et le prix réel, plutôt que d'installer un plafond qui

entraîne d'autres conséquences négatives pour l'ensemble de l'industrie. Il est prioritaire d'améliorer la rentabilité de KEPCO : la crise financière de l'entreprise publique pourrait perturber la sécurité énergétique du pays (notamment le coûteux entretien du réseau national).

Au final, il existe donc une contradiction profonde entre les mécanismes du marché et l'intervention du gouvernement en fonction d'enjeux politiques : d'une part, il est important de s'attaquer au grave problème de déficit de KEPCO, d'autre part, il est difficile d'augmenter les tarifs de l'électricité sans tenir compte des charges sur les ménages, confrontés à l'inflation, et de la compétitivité industrielle. On peut néanmoins s'attendre à une augmentation des tarifs de l'électricité maintenant que les élections générales de 2024 sont passées.

Conclusions

La stabilité des prix de l'électricité en Corée du Sud doit être étudiée en incluant les spécificités du pays et son contexte énergétique. Le contexte est différent entre la Corée et l'Europe et les choix de politique énergétique pour répondre à la crise sur le prix du gaz et aux troubles géopolitiques peuvent être différents.

La Corée n'a pas été impactée autant que l'Europe sur son approvisionnement en gaz, l'Europe ayant dû trouver en urgence une alternative à la Russie et la Corée ayant un prix du gaz importé généralement indexé sur le pétrole. Cependant, la Corée est également impactée par la tendance inflationniste mondiale des coûts des matières premières. À cet égard, nous avons vu que le gouvernement coréen tente de répondre aux mouvements du marché en suivant la stratégie de son 15^e plan national sur l'énergie en diversifiant le portefeuille d'importation de gaz pour garantir la sécurité énergétique. Face à l'évolution plus rapide du marché, le pays doit aborder la situation plus rapidement et de manière plus stratégique afin de mettre en place des solutions durables à long terme, la stabilité de l'approvisionnement en matières premières étant

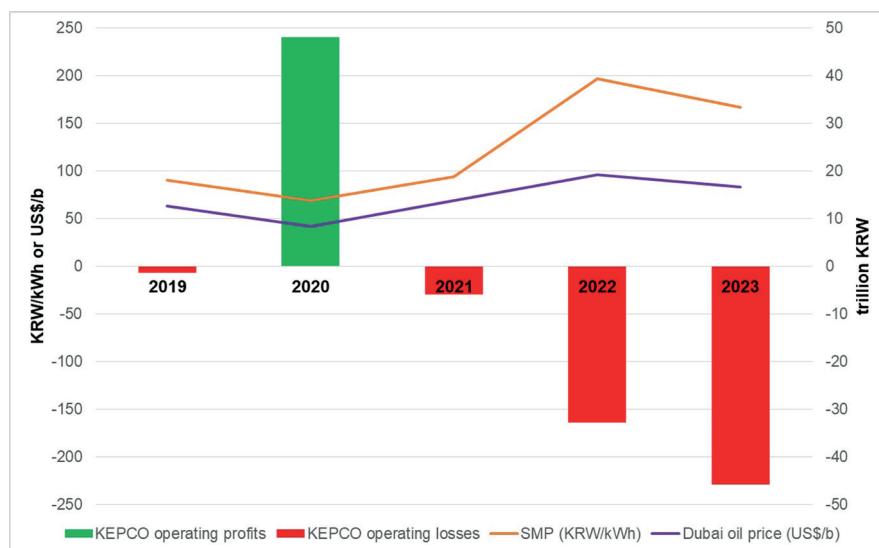


Figure 15. Prix du pétrole de Dubaï, SMP et résultats de KEPCO depuis 2019

directement liée à l'intérêt du pays, puisque celui-ci dépend principalement des ressources importées. Cette approche plus flexible sera renforcée sur le long terme.

En revanche, le marché de l'électricité en Corée a un problème de régulation sans mécanismes bien établis pour fixer le tarif de l'électricité et avec un manque de séparation entre la politique et la régulation. La Corée a volontairement gardé ses tarifs de l'électricité bas pour des raisons de politique intérieure et de compétitivité. Le fournisseur d'électricité KEPCO se retrouve en difficulté et des tensions commerciales importantes sont apparues. Il n'y a donc pas d'exception pour ce pays : la Corée va devoir augmenter ses prix, ce qui a déjà commencé timidement. Il est probable que le gouvernement augmente les prix de l'électricité au cours du second semestre de l'année, après les élections générales. Il est supposé que le gouvernement ne modifiera pas les prix de l'électricité pour les ménages et les petites et moyennes entreprises, car le taux d'inflation des prix à la consommation a déjà été de l'ordre de 3 % au cours des deux derniers mois. On s'attend plutôt à ce que le gouvernement augmente les prix de l'électricité pour l'usage industriel uniquement, ce qui suscitera moins d'opposition. Néanmoins, les industriels estiment que si le gouvernement augmente à nouveau leurs tarifs de l'électricité, cela constituera une charge notable pour certaines entreprises importantes pour l'économie coréenne et qui consomment beaucoup d'électricité, telles que les semi-conducteurs et l'acier. Le débat n'est donc pas clos.

En conclusion, le prix final aux entreprises n'est pas un indicateur satisfaisant pour analyser l'état des pays suite à la crise énergétique. On voit que des choix politiques influencent fortement ce prix et que la Corée n'a fait que répondre à court terme à la crise en déplaçant le problème sur KEPCO. En revanche, le problème du système électrique est également lié à l'approvisionnement en gaz. L'économie de la Corée du Sud est très exposée aux risques sur le marché mondial du gaz et les choix qu'elle fait pour répondre aux crises et limiter les risques sont pertinents. À long terme, le gouvernement coréen devra trouver des

moyens pour financer l'incapacité de KEPCO à recouvrer seul ses coûts et trouver des solutions pour réduire sa dette croissante, ce qui entraînera probablement l'utilisation de l'argent du contribuable. Afin d'assurer une sécurité énergétique durable à long terme, certains experts insistent pour que l'intervention du gouvernement dans la détermination des prix de l'électricité soit réduite et pour que le système évolue pour permettre une fixation plus automatique des prix. Comme on l'a vu, le prochain défi pour le gouvernement coréen consiste donc à trouver un juste équilibre entre les priorités politiques et la situation dynamique du marché dans le secteur de l'énergie, afin de garantir la sécurité énergétique et de soutenir le développement socio-économique du pays.

Annexes

1. Suspension de la réorganisation du marché de l'électricité

En 2003-2004, une équipe d'étude a organisé 11 ateliers internes afin d'entendre les points de vue des parties prenantes sur la restructuration du secteur de l'électricité : représentants syndicaux, direction de KEPCO, fonctionnaires du MOTIE, activistes d'ONG, ingénieurs électriciens et experts universitaires. En outre, ce groupe a visité 32 sites dans 9 pays (États-Unis, Canada, Brésil, Royaume-Uni, France, Australie, Nouvelle-Zélande, Chine et Japon) afin de recueillir des informations sur les expériences étrangères en matière de restructuration. Il existait deux points de vue contradictoires sur la restructuration de l'industrie de l'électricité : l'opinion majoritaire était que le plan de restructuration devait être arrêté, tandis qu'une minorité affirmait que le plan devait être mis en œuvre comme prévu.

La recommandation politique de l'équipe d'étude s'est finalement basée sur l'opinion majoritaire. La principale raison de la suspension du plan de restructuration du gouvernement était que « les avantages tirés de la mise en œuvre du système de marché de l'électricité seraient incertains, alors que le risque est substantiel » [Commission tripartite, 2004].

2. Répartition des centrales en Corée du Sud

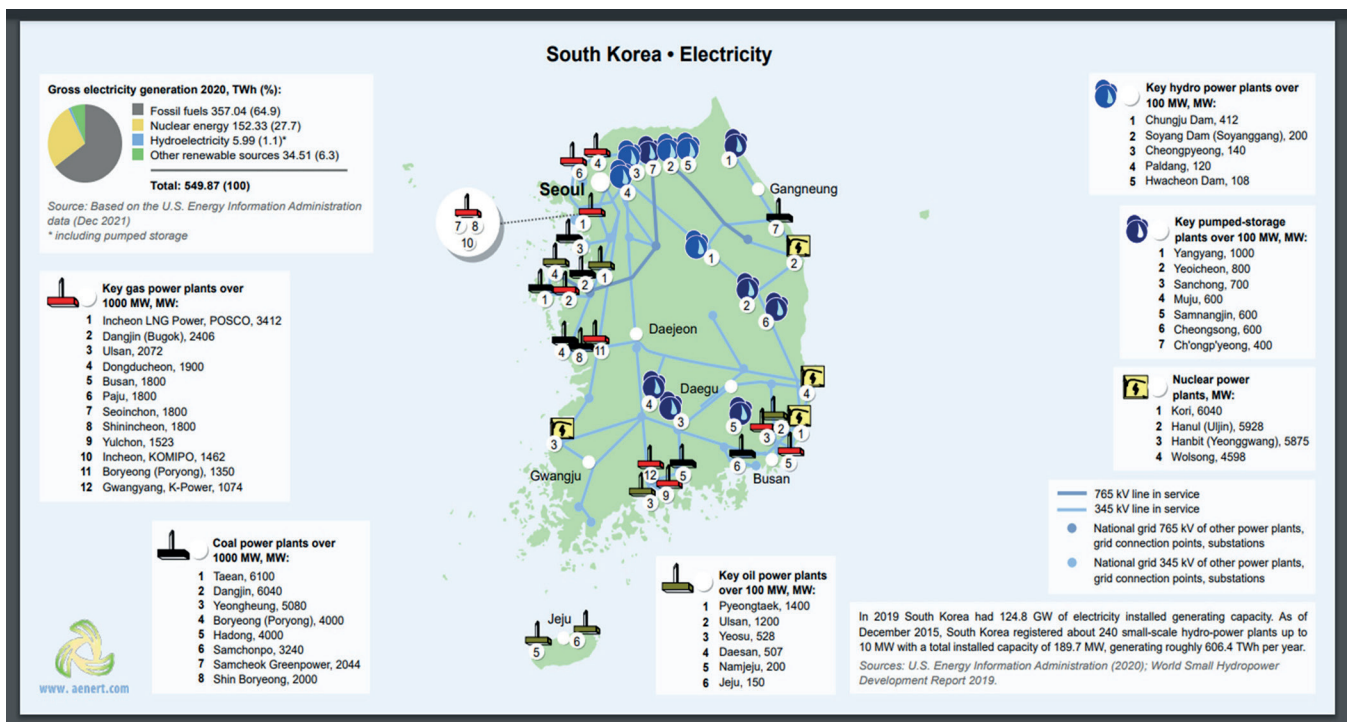


Figure 16. Répartition des centrales en Corée du Sud

Source : [Aenert, 2024]

3. Qualité du réseau en Corée du Sud

La Corée du Sud offre une bonne qualité de service dans le secteur de l'électricité. La Figure 17 présente la qualité du réseau depuis 1986. Depuis le milieu des années 1990, la qualité du réseau est très bonne avec un nombre d'interruptions parmi les plus faibles des pays de l'OCDE (2^e meilleure qualité de service au monde avec un temps d'arrêt de 17 minutes, et 1^{er} meilleur facteur de perte T&D au monde avec 4,5 % : données de décembre 2008).

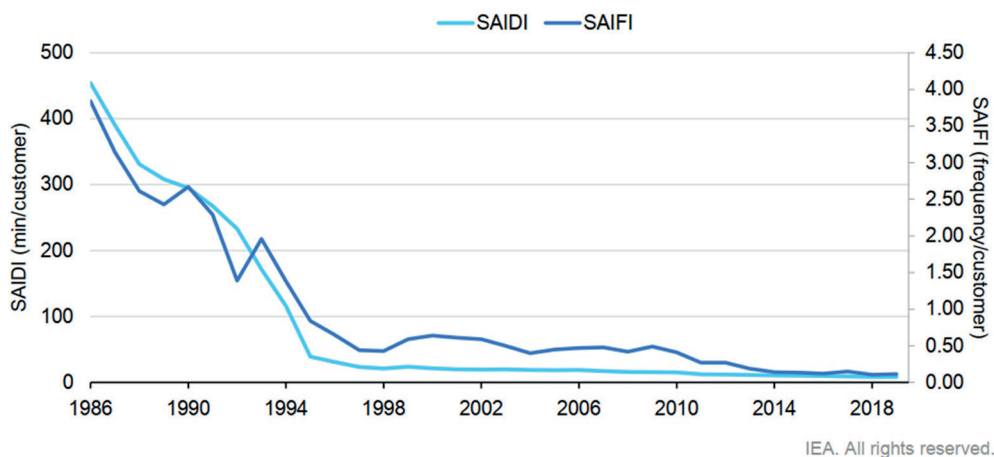


Figure 17. SAIDI et SAIFI du réseau électrique de la Corée du Sud

Sources : IEA and Korea Energy Economics Institute

SAIFI : indice de fréquence d'interruption moyenne du système ; SAIDI : indice de durée moyenne d'interruption du système.

4. Super-réseau asiatique

Il existe plusieurs projets de super-réseau asiatique pouvant inclure ou non l'Asie du Sud-Est. Le super-réseau de l'Asie du Nord-Est est un réseau électrique transfrontalier qui relierait la Corée du Sud à la Russie, à la Chine, à la Mongolie, à la Corée du Nord et au Japon. L'un des avantages est que les abondantes ressources en énergie de la Russie et de la Mongolie peuvent être exploitées pour alimenter les plus grands consommateurs d'électricité de la région, à savoir la Chine, la Corée et le Japon. Le projet est discuté depuis les années 1990 et a déjà fait l'objet d'une étude de faisabilité préliminaire. La KEPCO a appuyé ce projet énergétique panasiatique afin de garantir un approvisionnement stable en électricité, le gouvernement ayant délaissé un temps le charbon et l'énergie nucléaire au profit des énergies renouvelables, telles que l'énergie solaire et l'énergie éolienne. Dans un rapport de faisabilité soumis au Parlement en 2018, KEPCO a déclaré que la connexion du système électrique entre les quatre nations pour le super-réseau de l'Asie du Nord-Est coûterait entre 6,5 et 7,5 milliards US\$. Ce plan reste toutefois ambitieux en raison des investissements massifs nécessaires à la construction de l'infrastructure et des risques politiques liés à la Russie et à la Corée du Nord.

5. Mécanisme du prix du gaz en Corée

De nombreux facteurs influencent le prix du GNL importé, mais deux sont essentiels : les prix du pétrole et les taux de change. Le calcul de base est le suivant :

Prix du GNL = indice des prix du pétrole * prix du pétrole brut * taux de change + autres constantes (frais de transport, assurance, etc.) [KOGAS]

Ainsi, en Corée et plus généralement en Asie de l'Est, le prix du gaz est actuellement essentiellement lié au prix du pétrole, le prix du GNL variant en fonction de l'évolution des prix du pétrole brut. Les variations des prix internationaux du pétrole ne sont pas immédiatement répercutées sur les prix du gaz, mais affectent les tarifs avec un décalage d'environ 3 mois.

À partir du prix brut payé par KOGAS, les prix de marché sont :

- Prix de gros : prix du GNL + coût de l'approvisionnement par KOGAS.
- Prix de détail : prix de gros + coûts de la fourniture par les fournisseurs locaux.

NOTES

1. <https://www.index.go.kr/unify/idx-info.do?idxCd=4291>.

2. Elle est de 6,6 MWh/habitant en France en 2022.

3. Le secteur industriel, construction comprise, représente environ 53 % de la consommation électrique et 32 % du PIB. Pour comparaison, en France, ce secteur représente 26 % de la consommation électrique et moins de 17 % du PIB (source : World Bank).

4. L'écart par rapport à la demande correspond aux pertes.

5. Une alerte sur l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité est émise pour avertir la population de situations tendues sur la fourniture d'électricité en fonction des réserves disponibles des centrales électriques. Les règles de fonctionnement du marché de l'électricité qui régissent le système de production et de fourniture d'électricité imposent une «réserve d'exploitation» de 4000 MW. C'est une puissance qui peut être libérée en 2 heures (ou en 20 minutes en été et en hiver). Elle équivaut à 8 centrales de 500 MW pour répondre aux augmentations soudaines de la demande d'électricité et ainsi éviter les pannes de courant à grande échelle [MOEF ; KPX ; IEA, 2023].

6. 1 000 KRW : ~ 1 US\$.

7. <https://media.skens.com/2304>, https://e-policy.or.kr/education/n_list_edu.php?admin_mode=read&no=5900&make=&search=&prd_cate=10, <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkmaSmpNsmChart.do?menuId=040203>.

8. Objectif : 44 % de réduction des émissions de CO₂ d'ici 2030 par rapport à 2016, 32,4 % d'énergie nucléaire, 21,6 % d'énergies renouvelables dans le mix électrique en 2030.

9. La variation du prix d'un combustible est répercutée sur le tarif en tant que taux ajusté du coût du combustible sur une base trimestrielle.

10. Le RPS est un outil de politique publique qui oblige la construction de capacités renouvelables. Il impose pour chaque capacité conventionnelle de plus de 500 GW d'installer un certain pourcentage (10 % en 2022, 13,4 % en 2024, 25 % en 2030) de capacités EnR. L'ETS est un marché de quotas d'émission carbone. Des quotas d'émission de CO₂ sont alloués aux entreprises qui peuvent choisir de les utiliser, de les vendre ou d'en acheter. Ces politiques ont un coût pour l'État ou pour l'entreprise qu'il faut financer.

11. ~0,45 €/kWh.

12. Introduite en 2001 pour financer le développement des infrastructures de l'industrie de l'énergie, il s'agit d'une «quasi-taxe», mais pas officiellement d'une taxe. Elle est de 3,7 % depuis 2005.

13. <https://home.kepco.co.kr/kepco/EN/F/htmlView/ENFBHP00103.do?menuCd=EN060201>.

BIBLIOGRAPHIE

Aenert, 2024. Energy Industry in South Korea, https://aenert.com/fileadmin/default/templates/images/South_Korea/aenert_SouthKorea.pdf.

Le marché de l'électricité en Corée du Sud et ses défis

Byoung-Hoon Lee et al., 2006. "Electricity industry restructuring revisited: the case of Korea", *Energy Policy*, 34 (2006) 1115–1126.

Commission tripartite (Joint Study Team), 2004. Report on the Rational Reform Plan of the Electricity Network Sector, Seoul.

EPSIS. <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkmaUpsBftChart.do?menuId=040701&locale=eng>.

IEA, 2022. "Natural gas net imports in Korea, 2000-2021", <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/natural-gas-net-imports-in-korea-2000-2021>.

IEA, 2023. Korea Electricity Security Policy, <https://www.iea.org/articles/korea-electricity-security-policy>.

IEA and Korea Energy Economics Institute (KEEI). "Korea Electricity Security Review".

KEPCO a. Overview of Korea's Electric Power Industry, <https://home.kepco.co.kr/kepco/EN/B/htmlView/ENBAHP001.do?menuCd=EN020101>.

KEPCO b. <https://home.kepco.co.kr/kepco/EB/A/htmlView/EBAHP002.do?menuCd=FN430102>.

KEPCO c. Electric Rates Table, <https://home.kepco.co.kr/kepco/EN/F/htmlView/ENFBHP00109.do?menuCd=EN060201>.

KESIS. <https://www.kesis.net>.

KOGAS. <https://www.kogas.or.kr/>.

Korea Energy Economics Institute (KEEI), 2022a. Energy Statistics Yearbook 2022.

Korea Energy Economics Institute (KEEI), 2022b. Energy in Korea.

Korea Energy Economics Institute (KEEI), 2023. Yearbook of Energy Statistics.

Korea's Trade Statistics, 2024. <https://tradedata.go.kr> (by H.S Code and Country), site consulté le 26/11/2024.

KOSIS Korean Statistical Information Service. https://kosis.kr/statisticsList/statisticsListIndex.do?vwcd=MT_ZTITLE&menuId=M_01_01.

KPX. Electricity Market Trading Process, <https://new.kpx.or.kr/menu.es?mid=a20201000000>, page consultée le 26/11/2024.

MOEF. <https://www.moef.go.kr/sisa/dictionary/detail?idx=2202>.

Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE), 2023a. The 10th Basic Plan on Electricity Supply and Demand, <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/south-korea-energy-carbon-neutrality-initiatives>.

Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE), 2023b. Highlights of the 10th Basic Plan for Electricity Supply and Demand, 12/01/2023.

Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE), 2023c. <https://www.motie.go.kr/kor/article/ATCLC01b2801b/68524/view>.

Statistics Korea. <https://www.index.go.kr/unify/idx-info.do?idxCd=4291>.

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier l'éditeur ainsi que les relecteurs pour leur temps et leurs précieux commentaires. Un grand merci à Patrice Geoffron pour ses conseils académiques et David Proult et l'équipe d'I-tésé pour le soutien et les échanges enrichissants.

BIOGRAPHIE

Diplômée du doctorat en Sciences économiques de l'université Paris-Dauphine, **HYUN JIN JULIE YU** travaille au Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives depuis 2012 en tant qu'ingénieur chercheur-économiste. Elle était précédemment chef de divers projets en Asie et a occupé le poste de responsable du service stratégie de Linde Corée. Elle est également chercheur associé à la chaire European Electricity Market (CEEM) de l'université Paris-Dauphine et elle intervient dans différents masters sur l'économie de l'énergie.