

Louvain School of Management

# Evaluation de la viabilité des petits réacteurs modulaires en Belgique : analyse des coûts et des indicateurs financiers

Auteur : Guillaume Namèche

Promoteur : Bernard Paque

Année académique 2023-2024

Travail de fin d'études (TFE) en vue d'obtenir le titre de  
Master [120] ingénieur de gestion, à finalité spécialisée

Horaire de jour

Lors de la préparation de ce mémoire de master, l'auteur a utilisé Chat gpt dans le but suivant :

Génération de tableau, traduction de texte et reformulation de texte

Après avoir utilisé Chat gpt, l'auteur a minutieusement révisé et édité le contenu produit par l'outil. L'auteur assume l'entière responsabilité du contenu final présenté dans ce mémoire.

En signant cette déclaration, j'affirme que le contenu de ce mémoire de master reflète mon travail original, augmenté par l'utilisation responsable de l'IA.

Guillaume Namèche

## RÉSUMÉ

Ce travail propose une analyse de la viabilité économique d'un projet de petit réacteur modulaire en Belgique. En premier lieu, le contexte énergétique belge est exploré, comprenant le mix énergétique actuel et les capacités installées. Le déficit énergétique à combler est défini et les solutions envisagées par le pays sont présentées. Une synthèse concise de la technologie des petits réacteurs modulaires (SMR) est ensuite proposée, soulignant les opportunités potentielles et les défis associés. En particulier, le réacteur à neutrons rapides refroidi au plomb (LFR) est discuté en tant que technologie de référence pour le projet belge, y compris les préoccupations subsistantes relatives aux déchets nucléaires.

Pour répondre à la question de recherche concernant la viabilité et la compétitivité des SMR, les indicateurs de Coût Actualisé de l'Électricité (LCOE) et de la Valeur Actuelle Nette/Taux de Rentabilité Interne (VAN/TRI) sont identifiés et définis. Les principales composantes des coûts, comprenant la construction, l'exploitation et la maintenance, le combustible et le décommissionnement et démantèlement, sont évaluées en utilisant des méthodes établies par les experts du secteur. L'élaboration de quatre scénarios permet de dépeindre les variations extrêmes concernant les paramètres les plus incertains : le coût de construction et le prix de l'électricité. Les résultats montrent une très grande variabilité en fonction des hypothèses retenues pour les coûts de construction. Même dans les conditions les plus favorables, les simulations révèlent que la viabilité du projet semble improbable sans intervention des autorités publiques.

Finalement, certaines options de financement sont discutées avant de discuter des limites et des conclusions de ce travail.

## AVANT-PROPOS

Je tiens tout d'abord à exprimer ma profonde gratitude à mon promoteur de mémoire, Monsieur Paque, pour son accompagnement tout au long de ce travail. Ses précieux conseils, son expertise, et son intérêt constant pour mon projet ont été d'une aide inestimable et m'ont permis de mener à bien cette recherche.

Je souhaite également adresser mes remerciements les plus sincères à mes parents ainsi qu'à mon entourage, qui ont constitué un soutien indéfectible tout au long de mon parcours universitaire. Sans leur encouragement et leur support, je n'aurais pas eu l'opportunité de réaliser et de présenter ce mémoire.

## TABLE DES MATIÈRES

Résumé .....	II
Avant-propos.....	IV
Index .....	VII
Introduction.....	1
Mise en contexte.....	2
Objectifs environnementaux .....	2
Capacité installée en Belgique .....	2
Production.....	3
Futur du mix énergétique.....	3
Technologie.....	5
Méthodologie .....	10
Indicateurs de performance économique.....	10
Coûts.....	14
Rappel des données et hypothèses supplémentaires .....	28
Incertitudes et scénarios.....	29
Analyse des résultats .....	31
Solutions de financement.....	37
Contrat pour différence.....	38
Subsides .....	39
Discussion et recommandations .....	40
Conclusion .....	42
Bibliographie.....	43
Annexes .....	50
A. Capacité installée en Belgique .....	50
B. Sources de production d'électricité en Belgique en 2022 .....	50
C. Consortium pour la recherche sur les petits réacteurs modulaires .....	51
D. Coût du capital .....	52
E. Coût du capital en valeur réelle.....	53
F. Facteurs affectant les coûts de construction .....	53
G. Effet d'apprentissage (taux 20%).....	54
H. Effet de modularité.....	54
I. Données reprises de l'étude sur le projet Alfred.....	55

J. Prix de gros de l'électricité «Day ahead» en Belgique.....	55
K. Calendrier de construction envisagé.....	55
L. Paramètres repris pour la création des scénarios.....	56
M. Données des scénarios .....	57
N. Résultats des scénarios.....	59
O. Récapitulatif des résultats .....	67
P. Coût total en capital des grands réacteurs en construction .....	68
Q. Sensitivité du LCOE .....	68
R. LCOE des technologies en Belgique en 2020 selon l'IAEA.....	69
S. Sensitivité de la VAN par rapport au coût du capital.....	69
T. Types de Contrat pour Différence.....	70
U. Mécanisme de Rémunération de Capacité (CRM).....	70

## INDEX

- ALFRED - Prototype du futur petit réacteur modulaire européen
- BEI - Banque Européenne d'Investissement
- BERD - Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement
- CDF - Core Damage Frequencies : Fréquences de dommage au cœur
- CCI - Coût de Construction Instantané/Immédiat
- CCGT - Combined Cycle Gas Turbine : Turbine à gaz à cycle combiné
- CO<sub>2</sub> - Dioxyde de Carbone
- CRM - Capacity Remuneration Mechanism : Mécanisme de rémunération de capacité
- BWR - Boiling Water Reactor : Réacteur à eau bouillante
- D&D - Décommissionnement et Démantèlement
- ELFR - European Lead Fast Reactor
- EMWG GIF - Economic Modeling Working Group of the Generation IV International Forum
- ENTSOE - European Network of Transmission System Operators for Electricity
- FCR - Fixed Charge Rate : Taux de charge fixe
- GW - Gigawatt
- HTG - High-temperature gas-cooled reactor : Réacteur utilisant du gaz à haute température
- IAEA - International Atomic Energy Agency : Agence Internationale de l'Energie Atomique
- LBE - Lead-Bismuth Eutectique
- LCC - Levelized Construction Cost : Coût de Construction Actualisé
- LCOE - Levelized Cost of Energy : Coût actualisé de l'énergie
- LFR - Lead Fast Reactor: Réacteur rapide au plomb, utilise du plomb comme fluide caloporteur.
- MIT - Massachusetts Institute of Technology
- MSR - Molten Salt Reactor: Réacteur à sels fondus
- MW - Mégawatt
- Nautilus - Connexion de réseau électrique entre la Belgique et le Royaume-Uni (2028)

NEA - Nuclear Energy Agency: Agence de l'Energie Nucléaire

OCDE - Organisation de Coopération et de Développement Économiques

OCGT - Open Cycle Gas Turbine : Turbine à Gaz à Cycle Ouvert

PVCC - Present Value Capital Cost

PWR - Pressurized Water Reactor: Réacteur à Eau Pressurisée

SFR - Sodium Fast Reactor: Réacteur Rapide au Sodium

SFEN - Société Française d'Énergie Nucléaire

SMR - Small Modular Reactor: Petit Réacteur Modulaire

Synatom - Société belge responsable de la bonne gestion des fonds liés au démantèlement et à la gestion des déchets nucléaires en Belgique

TCIC - Total Capital Investment Cost : Coût Total de l'Investissement en Capital

Three Mile Island accident - Accident nucléaire survenu aux Etats-Unis en 1979

TritonLink - Interconnexion entre le Danemark et la Belgique (2031-2032)

TRI - Taux de Rendement Interne

TWh – TéraWattheure

VAN - Valeur Actuelle Nette

## INTRODUCTION

À l'horizon 2050, l'Union européenne s'est fixé pour objectif une neutralité carbone ambitieuse, un défi majeur pour ses États membres, y compris la Belgique. Dans ce contexte, la Belgique, renforce ses connexions transfrontalières pour tirer parti des sources renouvelables des pays voisins et compte étendre son parc éolien en mer. Toutefois, la volatilité inhérente à l'énergie renouvelable et la rigidité actuelle de la demande énergétique posent des défis significatifs. Cette situation relance le débat sur le rôle du nucléaire non seulement pour la décarbonisation de la production d'énergie mais aussi pour renforcer la souveraineté énergétique du pays.

Récemment, le gouvernement belge a ravivé le débat en annonçant le prolongement des deux centrales nucléaires les plus récentes et en confirmant le financement pour la recherche et le développement d'un projet de petit réacteur modulaire (SMR) à neutrons rapides refroidi au plomb. Ce projet s'inscrit dans la continuité d'un programme européen antérieur et soulève des questions quant à sa viabilité économique dans le paysage énergétique actuel de la Belgique.

Dans ce travail, une exploration du contexte énergétique belge et de la technologie des SMR est entreprise. Une estimation des coûts associés à cette technologie est ensuite réalisée, suivie d'une évaluation des indicateurs clés de performance, selon les lignes directrices établies par l'«Economic Modeling Working Group of the Generation IV International Forum» en 2007. L'objectif est de déterminer si, en tenant compte des connaissances actuelles et du contexte Belge, ce projet énergétique est économiquement viable.

La question de recherche est la suivante :

*Les petits réacteurs modulaires (SMR) sont-ils économiquement viables en Belgique ?*

### OBJECTIFS ENVIRONNEMENTAUX

Pour introduire le sujet des petits réacteurs modulaires (SMR), il est essentiel de rappeler les objectifs environnementaux fixés par l'Europe et la Belgique. Ces objectifs façonnent la transition énergétique, un contexte clé pour comprendre le rôle potentiel de cette technologie dans le secteur de l'énergie. Au niveau de l'Europe, les objectifs essentiels aux horizons 2030 et 2050 sont scellés par le «Greenddeal» (Commission Européenne, *s.d.*):

- Horizon 2030 : Réduction de la production de gaz à effet de serre de 55%<sup>1</sup>, augmentation de sa capacité en énergie renouvelable de 32% à 42.5% et augmentation de l'efficacité énergétique pour la consommation finale à 36%.
- Horizon 2050 : Neutralité carbone et limitation de l'augmentation de température à deux degrés Celsius.

Le rapport sur la sécurité d'approvisionnement (SPF Economie, 2022) confirme l'objectif de neutralité climatique de la Belgique d'ici 2050 et souligne la décision de tripler la capacité de production éolienne en mer d'ici 2030 ainsi qu'augmenter l'interconnexion entre pays.

### CAPACITÉ INSTALLÉE EN BELGIQUE

Malgré la récente fermeture de Doel 3 et de certaines installations thermiques, la capacité électrique du pays fin 2022 est de 28.5 GW<sup>2</sup>. En effet, les conséquences de ces fermetures ont été mitigées par l'augmentation des capacités des installations éoliennes et solaires. La distribution des technologies est disponible en *annexe A*.

### PARC NUCLÉAIRE

On compte aujourd'hui sept centrales nucléaires dont cinq opérationnelles en Belgique. Celles-ci sont exploitées par Electrabel, filiale belge d'Engie. Située dans le port d'Anvers, la centrale nucléaire de Doel héberge quatre réacteurs de type PWR<sup>3</sup>. Trois des réacteurs en service ont une capacité totale de 1916 MW. Quant à la centrale nucléaire de Tihange, elle comprend trois

<sup>1</sup> Par rapport au niveau enregistré en 1990

<sup>2</sup> Données disponibles sur le site FEBEG

<sup>3</sup> Réacteur à eau pressurisée

réacteurs nucléaires, également de type PWR. Les deux réacteurs opérationnels ont une capacité totale de 1992 MW (Engie Electrabel, *s.d.*).

Le nucléaire représente une composante essentielle du bouquet énergétique de 13 des 27 États membres de l'Union européenne. L'énergie nucléaire représente près de 26 % de la production totale d'électricité, d'après les informations disponibles sur le site du parlement européen (Cordina, 2023).

---

## PRODUCTION

La production brute d'électricité en 2022 s'élève à 95.2 TWh. Le nucléaire est la source principale avec plus de deux cinquièmes. Les énergies renouvelables avec un quart de la production sont à la deuxième place suivie de très près du gaz naturel (voir *annexe B*). En 2022, les importations positives avec les Pays-Bas et l'Allemagne ont été contrebalancées par des importations négatives avec la France, le Luxembourg, et le Royaume-Uni, résultant en une exportation nette de 7,5 TWh (SPF Economie, 2023).

---

## FUTUR DU MIX ÉNERGÉTIQUE

Le pays souhaite développer son parc éolien et ainsi tripler sa capacité d'énergie renouvelable, notamment grâce à son projet d'île énergétique.

Cependant, le processus de démantèlement actuel du parc nucléaire déclenché en 2003 n'est pas aligné avec ces objectifs. Effectivement, le remplacement des réacteurs nucléaires en ces temps d'instabilité géopolitique représente à la fois une augmentation d'émissions de  $CO_2$  et d'incertitude d'approvisionnement.

Dans son récent rapport intitulé "Étude sur l'adéquation et la flexibilité pour la Belgique" (Elia, 2023), le gestionnaire du réseau belge a identifié les défis majeurs auxquels le pays devra faire face en termes de capacité et de consommation électrique. En se basant sur le scénario EU-SAFE et en tenant compte de plusieurs externalités importantes, telles que la disponibilité limitée du parc nucléaire français, le potentiel de connexion réduite, et le risque de sécheresse affectant le potentiel hydroélectrique, le groupe Elia a estimé les capacités nécessaires pour la période 2024-2034.

À court terme, Elia estime un besoin supplémentaire de 3,7 GW. Pour répondre à cette demande, le pays a pris des mesures en prolongeant la durée de vie de deux réacteurs nucléaires, Doel 4 et Tihange 3, d'une puissance électrique totale d'environ 2 GW et en lançant deux turbines à

gaz CCGT d'une puissance de plus ou moins 1,7 GW. À moyen terme, le groupe Elia anticipe une augmentation de la demande à hauteur de 700 MW par an entre 2027 et 2029. Malgré la flexibilité de cette nouvelle demande, des mesures devront être prises pour combler un déficit de capacité estimé à 2,9 GW en 2029, en prenant en compte le dernier CRM et la prolongation nucléaire.

À long terme (2030-2032), l'écart de capacité devrait se stabiliser avec la mise en service de projets liés aux énergies renouvelables et aux connexions, Nautilus en 2028 et TritonLink en 2032. Elia suggère de poursuivre le développement offshore jusqu'à 8 GW, mais estime que cela ne sera pas suffisant.

Comme expliqué précédemment, le pays a conclu un nouvel accord courant 2023 pour la prolongation d'exploitation de deux réacteurs avec l'exploitant actuel Engie. Les deux parties s'engagent à redémarrer les réacteurs Doel 4 et Tihange 3 à partir de novembre 2026, voire potentiellement 2025, sauf évolution réglementaire. De plus, le gouvernement a confirmé l'investissement de 100 millions dans la recherche relative au développement de la technologie des petits réacteurs modulaires, «Small Modular Reactors» (SMR) en anglais (Padoan, 2023).

En effet, le pays a signé un nouvel accord concernant le développement des petits réacteurs à neutrons rapides refroidis au plomb (SMR-LFR). La Belgique et la Roumanie, avec des partenaires italiens et américains, lancent une coalition industrielle pour développer ces derniers. L'objectif est de concevoir des modèles commercialisables de ces réacteurs, avec une conception fournie par Westinghouse. Un prototype industriel doit bientôt être construit en Roumanie, Alfred. Aucun calendrier précis n'a été annoncé, mais les partenaires visent à mettre rapidement ces technologies sur le marché (Bertrand, 2023). Plus de détails sur le consortium sont disponibles en *annexe C*.

L'objet de la présente étude se concentre alors sur la future version commerciale du SMR-LFR européen de 300MW électrique et sur sa viabilité économique en Belgique.

---

## TECHNOLOGIE

---

### PETIT RÉACTEUR MODULAIRE

---

#### DÉFINITION

---

L'Agence Internationale de l'Énergie Atomique définit les petits réacteurs modulaires comme «des réacteurs nucléaires qui sont caractérisés par leur petite taille, permettant ainsi une fabrication modulaire en usine et un transport facile vers le site d'installation, tout en utilisant la fission nucléaire pour générer de la chaleur et produire de l'énergie jusqu' à 300 MW électrique de puissance.» (Liou, 2023).

Les petits réacteurs nucléaires modulaires exploitent différentes technologies, principalement celles retrouvées pour les réacteurs de troisième et quatrième génération. La troisième génération comprend les réacteurs à eau pressurisée (PWR) ou bouillante (BWR), tandis que la génération IV comprend des technologies telles que les réacteurs à gaz à très haute température (HTG), les réacteurs à sel fondu (MSR) et les réacteurs à neutrons rapides refroidis au plomb ou au sodium (LFR ou SFR) (IAEA, 2020) et (Mazars, 2021).

À l'échelle mondiale, il existe actuellement plus de 80 concepts de SMR, à stades de développement avancé ou non. De nombreux pays, tant nouveaux venus dans le domaine de l'énergie nucléaire que ceux déjà établis, financent des programmes axés sur cette technologie. Actuellement, quatre projets sont en phase avancée de construction en Argentine, en Chine et en Russie (Liou, 2023).

La compétitivité des SMR en termes de coûts est étroitement liée à la solidité et à l'étendue du marché, ainsi qu'au niveau de soutien réglementaire et politique nécessaire (NEA/OCDE, 2021). Selon le cabinet Mazars, il est estimé qu'un marché potentiel de 22 GW se dessine d'ici 2035 pour cette nouvelle génération de réacteur. Cette perspective ouvre des opportunités prometteuses mais discutées pour le développement de cette technologie émergente (Mazars, 2021).

#### PROPOSITION DE VALEUR

---

Les SMR se distinguent par leur conception, notamment grâce à leur taille et leur modularité, favorisant ainsi la standardisation. Cette approche présente des avantages notables en termes de flexibilité et de sécurité, mais l'économie des coûts avancée par certains est encore sujet de débat (Esam, 2020).

## MODULARITÉ ET STANDARDISATION

---

Fondamentalement, la modularité se réfère à la capacité des composants d'un système à être séparés, offrant ainsi une flexibilité et une diversité d'utilisation (Esam, 2020). Ces réacteurs peuvent être déployés soit comme une centrale mono-modulaire, soit multi-modulaire. Ils sont conçus pour être fabriqués en usine puis assemblés sur site (NEA/OCDE, 2021).

Dans le contexte des SMR, la modularisation se décline en plusieurs formes, dont l'intégration, le couplage étroit ou combiné. Par exemple, le concept intégré rassemble le réacteur et le système de refroidissement primaire dans une seule enveloppe, avec la cuve du réacteur comme un troisième composant. La conception en couplage étroit, introduite pour les réacteurs de sous-marins, vise la compacité. Enfin, la modularité combinée consiste à regrouper de petits modules de réacteurs pour créer une grande centrale (Esam, 2020).

L'idée clé derrière la conception de ce réacteur dit modulaire est la simplicité, il doit être conçu de manière à être facilement assemblé, entretenu, réparé et éventuellement démonté de manière modulaire. Les aspects clés ici sont la fonctionnalité et la standardisation (Esam, 2020). L'objectif sous-jacent est de fabriquer et de tester en usine des modules transportables, simplifiant ainsi le processus de construction et réduisant les contraintes associées, ce qui se traduit par une réduction significative de la durée de construction sur site (Mazars, 2021). Le poids et la taille des composants jouent donc un rôle crucial dans la facilité de leur fabrication, de leur transport et de leur installation (NEA/OCDE, 2011).

## SÉCURITÉ

---

La sécurité accrue des réacteurs de faible puissance découle de leur utilisation d'une quantité moindre de combustible et de leur capacité à intégrer des systèmes de sécurité passifs, tels que la circulation naturelle (Esam, 2020). Le cœur de réacteur plus petit réduit le besoin de blindage sur site et diminue la probabilité d'accidents, offrant ainsi des avantages en termes de sécurité et de réduction des zones de planification d'urgence nécessaires (NEA/OCDE, 2021).

La NEA/OCDE (2021) souligne l'efficacité des dispositifs de sécurité passive : «Une production d'énergie moindre et un rapport surface/volume plus élevé offert par des cœurs plus petits augmenteront l'efficacité des systèmes de sécurité passive à la fois dans des conditions de fonctionnement normales et anormales.». De plus, les réacteurs proposent des modèles plus robustes grâce à leur conception. En effet, leur conception permet de réduire le nombre de défaillance et leur sévérité ainsi qu'une réduction de la zone de planification des urgences hors site.

Étant donné leur stade de développement encore peu avancé, il convient de rester critique. Selon la NEA/OCDE (2011), les fréquences de dommages au cœur (CDF) des petits réacteurs modulaires estimées par les concepteurs sont comparables ou inférieures à celles des grands réacteurs. Cependant, le même rapport souligne que ces estimations doivent être revues et mises à jour en tenant compte des données issues de l'accident de Fukushima, qui s'est produit après ces estimations.

De plus, Stopher (2019), analysant la sécurité du SMR NuScale, souligne que même si la fréquence des dommages au cœur est plus basse pour un SMR que pour un EPR, «cela ne signifie pas nécessairement que la conception des SMR est un moyen plus sûr de générer une quantité donnée d'énergie en comparaison.». Cette observation met en lumière la nécessité d'une évaluation approfondie des risques associés à chaque type de technologie, sans se limiter uniquement aux fréquences de dommage estimées.

## FLEXIBILITÉ ET FIABILITÉ

---

La flexibilité et la fiabilité constituent une autre qualité mise en avant. En effet, la polyvalence des SMR s'étend également à leurs capacités de déploiement, et à la diversité des produits qu'ils peuvent offrir, tels que la production combinée de chaleur et d'électricité (NEA/OCDE, 2021).

De manière plus spécifique, une centrale électrique de faible puissance est plus facile à intégrer dans un réseau électrique en tant que charge de base. Le réacteur peut également fonctionner de manière autonome en tant que micro-réseau. La fiabilité du système énergétique se trouve ainsi renforcée (Esam, 2020).

## COÛTS ET FINANCEMENT

---

En ce qui concerne les coûts, la littérature reste mitigée. Certains mettent en évidence différents avantages économiques des réacteurs modulaires de petite taille par rapport aux réacteurs conventionnels plus grands.

Étant donné leur taille réduite, les SMR perdent l'avantage d'économie d'échelle, mais présenteraient d'autres atouts. En effet, cette standardisation et cette modularisation développées plus haut ont pour objectif d'atténuer la perte des économies d'échelle, en améliorant ainsi l'efficacité et la rentabilité de la production (Mazars, 2021).

Les études portant sur ces aspects économiques et financiers est assez abondante mais souvent désorganisée ne suivant pas une approche standardisée (Mignacca & Locatelli, 2020).

L'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (2013) identifie six paramètres dans son modèle PVCC à considérer dans l'évaluation des coûts des SMR. Pour une visualisation graphique de ces paramètres, veuillez consulter l'*annexe F*. Ces mêmes facteurs ou des facteurs très similaires sont utilisés dans la littérature utilisée pour ce travail. Une estimation des facteurs fréquemment utilisés dans la littérature est proposée dans la suite du travail.

L'IAEA recense les facteurs suivants :

Apprentissage	Effet de série	Conception
Modularisation	Construction courte	Mise en marche incrémentale

En bref, construire plusieurs réacteurs avec une conception standardisée et modulable permet de réduire les coûts grâce à une courbe d'apprentissage plus rapide, due au grand nombre d'unités produites et à la fabrication en usine des modules. De plus, la construction sera plus rapide, ce qui diminue les délais et les dépenses associées (Esam, 2020) et (NEA/OCDE, 2021).

Le processus de licence serait plus court pour les unités suivantes, car de nombreux problèmes réglementaires sont traités lors de l'obtention de la licence pour la première unité (Esam, 2020). Les SMR devraient donc avoir une durée de construction plus courte par rapport aux grands réacteurs, ce qui réduit la période de financement nécessaire et améliore l'économie globale du projet.

La possibilité d'ajouter progressivement des réacteurs permet de générer de l'électricité de manière incrémentielle et donc s'adapter aux fluctuations de la demande d'électricité. Par conséquent, l'investissement initial et le risque financier devraient diminuer, ce qui se traduit par des coûts financiers moins élevés (NEA/OCDE, 2021).

## DÉCHETS DES PETITS RÉACTEURS MODULAIRES

---

Concernant la gestion des déchets des réacteurs de nouvelle génération IV, une observation critique mérite attention. Les experts ne présentent pas un consensus sur le sujet. Notamment, en 2022, le département américain de l'énergie a publié un rapport favorable (Kim, Boing, Halsey, & Dixon, 2022). Ce dernier analyse trois réacteurs de quatrième génération utilisant différents types d'uranium enrichi et refroidi par différents liquides caloporteurs. Ces réacteurs, prévus pour être déployés d'ici la fin de la décennie, ont été évalués pour déterminer la radioactivité et le volume de déchets des combustibles et des liquides caloporteurs. Dans ce rapport, les auteurs arrivent à la conclusion suivante : «Compte tenu des résultats de l'analyse réalisée dans le cadre de cette étude et en supposant une gestion optimale des déchets et une

optimisation opérationnelle, il ne semble pas y avoir de défis majeurs à relever pour la gestion des déchets des SMR comparativement à ceux des réacteurs à eau légère traditionnels.».

Cependant, des recherches menées par Stanford et l'Université de Colombia (Krall, Macfarlane, & Ewing, 2022), indiquent que les volumes des déchets produits par les SMR sont deux à trente fois plus importants par rapport à un réacteur conventionnel en raison de l'utilisation de réflecteurs de neutrons et/ou de combustibles et de liquides de refroidissement chimiquement réactifs. Cette étude avance que la plupart des concepts de SMR souffrent d'un «désavantage net significatif» pour les activités de gestion des déchets nucléaires.

---

## RÉACTEURS À NEUTRONS RAPIDES REFROIDIS AU PLOMB «LFR»

Bien que l'expertise nécessaire pour qualifier en détail cette technologie dépasse la portée du travail, il est essentiel d'expliquer une caractéristique centrale de cette technologie reprise pour le projet du consortium européen : le liquide caloporteur.

Les réacteurs nucléaires refroidis par métaux liquides, tels que les alliages de plomb, se distinguent par plusieurs avantages par rapport aux réacteurs traditionnels refroidis par eau légère. Ces réacteurs utilisent un fluide caloporteur métallique, comme l'eutectique plomb-bismuth (LBE), qui nécessite moins d'énergie pour sa circulation, augmentant ainsi l'efficacité du système. Selon Wilton (2012), le LBE se caractérise également par un coefficient de transfert de chaleur élevé, permettant la conception de plus petits échangeurs de chaleur. D'un point de vue sécurité, le LBE est apprécié pour sa gestion simplifiée et fiable, diminuant la complexité des systèmes de sécurité requis. Les risques chimiques et radioactifs liés à l'utilisation du LBE sont considérés comme gérables. En outre, l'utilisation de LBE comme fluide de refroidissement offre des bénéfices durables, tels qu'une augmentation de la durée de vie du réacteur et du combustible sur plusieurs cycles d'irradiation, tout en maintenant une radioactivité à long terme inférieure à celle de l'uranium naturel. Finalement, l'adoption du LBE peut également réduire les coûts d'électricité en éliminant les boucles de refroidissement intermédiaires, simplifiant les systèmes de sécurité et prolongeant les cycles de combustible. Globalement, les réacteurs refroidis par des métaux liquides offrent une option efficace, sûre et économique pour la génération d'énergie nucléaire.

Selon Boarin et al. (2017), bien que le coût du bismuth pour un réacteur refroidi au plomb-bismuth soit dix fois supérieur à celui du plomb, il ne représente qu'environ 1% du total des investissements.

### INDICATEURS DE PERFORMANCE ÉCONOMIQUE

Pour évaluer la viabilité des petits réacteurs modulaires (SMR) en Belgique, plusieurs indicateurs économiques utilisés dans la littérature spécialisée sont estimés : le coût actualisé de l'électricité (LCOE), la valeur actuelle nette (VAN) et le taux de rendement interne (TRI). Ces mesures ont pour objectif d'évaluer la viabilité économique et la compétitivité et ainsi justifier ou non les décisions d'investissement.

### COÛT ACTUALISÉ DE L'ÉLECTRICITÉ (LCOE)

Le LCOE, ou coût actualisé de l'électricité, demeure une méthode traditionnelle largement utilisée, offrant une évaluation comparative de l'intérêt de la construction de nouveaux réacteurs face à d'autres technologies. Il englobe, de manière actualisée, toutes les dépenses sur la durée totale du projet, incluant les coûts d'exploitation, de carburant, de démantèlement et de gestion des déchets. En substance, il représente la rémunération moyenne escomptée par un exploitant de centrale pour couvrir l'ensemble des coûts, y compris la rémunération du capital, associés à la production d'électricité tout au long de l'exploitation. En plus d'être influencé par ce taux d'actualisation, le facteur de charge joue un rôle prépondérant dans l'évaluation du LCOE. Celui-ci est aussi dépendant de la durée d'exploitation, du coût du combustible et du carbone (SFEN, 2022).

Il est crucial de noter que plus les coûts fixes sont étalés sur une production d'électricité importante, plus la rémunération escomptée par mégawattheure diminue, exerçant ainsi une pression à la baisse sur le LCOE. Dans le cas des technologies intensives en capital, telles que le nucléaire, le LCOE résultant se montre particulièrement sensible à la valeur du taux d'actualisation choisi (SFEN, 2022).

Le choix optimal de l'investissement pour la production d'électricité repose largement sur cette notion de LCOE (Percebois, 2023). Son impact direct sur la capacité de l'entreprise à générer un bénéfice est indéniable. Un producteur affichant un LCOE inférieur au prix de gros sur le marché peut plus facilement couvrir ses coûts. Toutefois, la volatilité croissante des prix sur le marché de gros au cours des dernières années a refroidi bon nombre d'investisseurs.

Le groupe EMWG GIF (2007) identifie quatre différents postes de coûts :

$$\text{LCOE (€/MWh)} = LCC + \frac{\text{Carb} + E\&M + D\&D}{E}$$

LCC : Coût du capital actualisé en euro constant

Carb : Coût du carburant en euro constant

E&M : Coût d'exploitation et maintenance en euro constant

D&D : Coût de décommissionnement et démantèlement en euro constant

E : Production totale d'énergie électrique MWh

Se basant sur les données internationales de l'OCDE/AEN, les experts du SFEN (2022) avancent que le LCOE du nouveau nucléaire dans le monde est de l'ordre de 40 à 70 €/MWh pour un taux d'actualisation entre 3 et 7 %. En Belgique, il se situe entre 80 et 120 €/MWh, selon la Commission européenne en 2014 cité par (Fichtner, 2020).

Le LCOE n'est pas la seule mesure de la viabilité économique, car d'autres facteurs peuvent également influencer sa valeur. Par exemple, les réglementations gouvernementales telles que les subventions, les taxes sur le carbone ou les exigences en matière d'émissions peuvent impacter le coût final de l'électricité et donc le LCOE. Ainsi, bien que le LCOE soit un indicateur important, il doit être considéré en conjonction avec d'autres facteurs pour évaluer pleinement la viabilité d'une technologie énergétique (Boldon & Piyush, 2014).

---

#### VALEUR ACTUELLE NETTE (VAN) & TAUX DE RENDEMENT INTERNE (TRI)

Les indicateurs les plus populaires pour évaluer la rentabilité de projet d'investissement sont la Valeur Nette Actuelle (VAN) et le Taux de Rendement Interne (TRI). Ces indicateurs sont également utilisés dans la littérature dédiée aux investissements nucléaires (Locatelli, Bingham & Mancini, 2014).

La VAN, qui mesure la rentabilité absolue, est également dépendante du taux d'actualisation, la valeur de correction utilisée pour pondérer le "coût actuel" par rapport aux "revenus futurs". En effet, les flux financiers sont valorisés proportionnellement à leur proximité dans le temps, donnant ainsi plus de poids aux flux proches dans le temps. Un faible taux d'actualisation donne une importance égale au coût actuel et aux revenus futurs, favorisant ainsi les installations à forte intensité capitalistique telles que les centrales nucléaires, tandis qu'un taux d'actualisation élevé accorde davantage de poids au coût actuel par rapport aux revenus futurs, encourageant ainsi les solutions à faible coût en capital, comme les centrales électriques à gaz.

$$VAN = \sum^t \frac{\text{flux financiers}^t}{(1 + \text{taux d'actualisation})^t}$$

La définition du TRI est intrinsèquement liée à celle du VAN et du taux d'actualisation. Cet indicateur prend la valeur pour laquelle la VAN est nulle. En d'autres termes, l'investissement initial ( $t=0$ ) égale la valeur actualisée des futurs flux financiers du projet (Vipond, *s.d.*).

Un TRI élevé et supérieur au taux d'actualisation signifie que le projet est rentable et permet de couvrir les coûts du capital.

---

## TAUX D'ACTUALISATION

Les deux indicateurs définis ci-dessus dépendent du même facteur, le taux d'actualisation. Ce facteur est également appelé coût d'opportunité du capital car c'est le rendement auquel on renonce en investissant dans le projet plutôt qu'en investissant sur les marchés financiers (Brealey, Myers, & Allen, 2009). En d'autres termes, il représente le taux de rémunération nécessaire pour que les investisseurs obtiennent le rendement attendu sur leurs investissements ou actifs.

Ce taux peut être estimé à partir du modèle MEDAF, Modèle d'Evaluation des Actifs Financiers. Selon ce dernier, le Coût Moyen Pondéré du Capital peut être calculé via la formule suivante (voir *annexe D* pour les détails) :

$$CMPC = \frac{D}{D + E} * R_d * (1 - T) + \left( \frac{E}{E + D} \right) * R_e$$
$$R_e = r_f + \beta(r_m - r_f)$$

Comme le montre la formule, le coût du capital dépend de trois aspects fondamentaux : la méthode de financement, le risque, et la fiscalité. En ce qui concerne les méthodes de financement, il en existe deux : par emprunt ou sur fonds propres. Généralement, les projets actuels font un mix de ces deux méthodes. Au point de vue des garanties, il y a également une distinction entre les projets gagés sur les actifs et les projets gagés sur le projet lui-même. Cependant, cette deuxième forme de garantie est plus rare étant donné les risques liés aux projets de type nucléaire. En effet, le modèle «corporate finance» est le modèle général selon le rapport de la NEA/OCDE (2022).

En utilisant ses propres ressources telles que la trésorerie, les recettes et des prêts gagés sur ses actifs, l'entreprise d'électricité dite «chef de file», éventuellement avec des partenaires, peut financer le projet. La faisabilité et le coût de ce financement dépendent donc de la solidité des bilans des participants. Les prêts obtenus de banques ou d'institutions financières sont

généralement sécurisés par les actifs de l'entreprise et de ses partenaires, plutôt que par le projet nucléaire lui-même.

Le risque est divisé en trois composantes dans le modèle MEDAF (NEA/OCDE, 2022) :

1. Le taux sans risque auquel les pays bénéficiant de notations de crédit élevées peuvent emprunter
2. Le risque systémique du marché et la corrélation du projet avec le risque systémique
3. Différentes formes de risques spécifiques au projet ou "idiosyncratiques" dont :
  - a. Délai de construction
  - b. Prix de l'électricité
  - c. Instabilité politique nucléaire

En raison du risque perçu par les marchés financiers pour l'énergie nucléaire, son financement est plus onéreux. Ainsi, en prenant en compte une prime de risque nucléaire additionnel, on peut évaluer le CMPC pour l'énergie nucléaire de la manière suivante (Ahmad & Barkatullah (2017)).

$$CMPC_{nucléaire} = CMPC_{autre\ technologie} + prime\ de\ risque\ nucléaire$$

Le taux d'actualisation repris pour les indicateurs LCOE et VAN est alors adapté en fonction de l'inflation via l'équation suivante (Brealey, Myers, & Allen, 2009) :

$$Taux\ d'actualisation = \frac{CMPC + 1}{inflation\ (\%) + 1} - 1$$

Pour une inflation estimée à deux pourcents en Europe un **taux d'actualisation de 8.3%** est obtenu à partir du **CMPC de 10.25%**. Pour plus de détails, veuillez vous référer à l'*annexe D*.

Selon le guide d'estimation de l'EMWG GIF (2007), il faut estimer le LCOE en reprenant un taux d'actualisation entre 5 et 10%. Quant à la Société Française de l'Energie Nucléaire (SFEN, 2022), le taux d'actualisation devrait se situer dans une fourchette entre 3 et 7%. Les estimations du coût du capital pour le secteur de l'énergie en Belgique et en Europe tendent à rester dans la partie inférieure de l'échelle des estimations globales (voir *annexe E*). Le taux repris de 8.3% semble une estimation haute mais prudente pour la présente étude.

---

## COÛTS

Les calculs du LCOE et VAN définis précédemment requièrent une analyse détaillée des coûts suivant les directives de l'Energy Modeling Working Group (2007). Ces directives segmentent les coûts du cycle de vie d'une centrale nucléaire en quatre catégories principales ; coût du capital, coût d'exploitation et de maintenance, coût du combustible et coût de décommissionnement et démantèlement.

---

### COÛT DU CAPITAL

Cette première composante du coût identifiée, englobe le montant intégral nécessaire pour la construction d'un réacteur nucléaire. Ce coût inclut les dépenses initiales de construction, les intérêts accumulés durant cette période, ainsi que les coûts associés au propriétaire, y compris les frais de démarrage. En outre, il couvre les coûts de mise en service et le coût du premier cœur de combustible, essentiel pour le fonctionnement du réacteur (EMWG GIF, 2007).

Le coût du capital se décompose en plusieurs sous-comptes : le coût de construction immédiat/instantané, les intérêts durant la construction et les frais supplémentaires, qui ensemble forment le coût total d'investissement en capital. À partir de ce coût, en utilisant le taux de charge fixe, le coût en capital actualisé en euro constant est estimé. Ce coût peut être exprimé par la formule suivante :

$$LCC = \frac{FCR * TCIC}{E}$$

$$TCIC = CCI + IDC + \text{Frais supplémentaires}$$

*LCC* : Coût en capital actualisé en euro constant (€/MWh)

*FCR* : Taux de charge fixe

*TCIC* : Coût total d'investissement en capital en euro constant

*E* : Production annuelle d'énergie électrique pour une unité (MWh/an)

*CCI* : Coût de Construction Immédiat

*IDC* : Intérêts Durant la Construction

Le FCR, est utilisé pour intégrer le retour sur capital, l'amortissement, et divers impôts. Cependant, pour les coûts de la génération IV, il est encore difficile de déterminer la fiscalité et l'amortissement selon l'EMWG GIF (2007). Ainsi, le FCR peut être calculé comme un facteur de récupération de capital dépendant du taux d'actualisation ( $x$ ) et de la vie du réacteur sans prendre en considération les deux facteurs précédents.

$$FCR = \frac{x}{1 - (1 + x)^{-vie \text{ du réacteur}}}$$

## COÛT DE CONSTRUCTION IMMÉDIAT

---

Le coût de construction immédiat, ou «Overnight Construction Cost» en anglais, représente le coût de construction, exprimé comme s'il avait été construit en une seule nuit. Ce calcul abstrait exclut toute dimension temporelle, résumant les dépenses comme si elles étaient engagées instantanément, sans accumulation d'intérêts. Il inclut les coûts d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction du fournisseur, ainsi que les dépenses survenant avant la construction du propriétaire (Bauer et al., 2021). Il inclut également les coûts de chargement du premier cœur. En effet, ces dépenses liées à la mise en service du premier cœur sont incluses dans celui-ci pour mettre en évidence l'obligation de financer le premier cœur avant que les revenus ne commencent à être générés (EMWG GIF, 2007).

Ce montant est représenté en unité monétaire constante de l'année de référence. Les coûts de construction constituent la majeure partie du coût actualisé, représentant entre 60 et 80 % du coût total, selon le coût du capital et la durée de la construction (Bauer et al., 2021). L'estimation des coûts est donc essentielle dans le cadre de l'étude. Pour cela, l'étude suit les directives de l'EMWG (2007) et méthodes largement reconnues dans la littérature, tout en adaptant les analyses aux données disponibles.

## ESTIMATION COÛT DE CONSTRUCTION IMMÉDIAT

---

Pour l'estimation des coûts de construction immédiat, deux approches principales sont généralement utilisées. La méthode ascendante «Bottom Up» commence par une conception détaillée où chaque composant du réacteur est minutieusement évalué. À l'inverse, la méthode descendante «Top Down» se base sur les données de projets similaires, ajustant les coûts à l'aide de facteurs pertinents, dont le facteur d'échelle (Lundholm, 2013).

La méthode «Top down» est retenue pour la présente étude étant donné le stade préliminaire des réacteurs nucléaires de quatrième génération. L'estimation complète et précise des coûts au niveau des composants dépasse les limites de l'étude.

## RÉACTEUR DE RÉFÉRENCE

La première étape est le choix du réacteur de référence qui représente les 100%. Le réacteur de génération 3+ AP1000 d'une puissance de 1117 MWe est retenu comme référence pour deux raisons principales.

Ce réacteur est couramment utilisé dans la majorité des études actuelles, assurant ainsi une cohérence avec les étalonnages internationaux. De plus, ce choix reflète également la démarche adoptée par les projets européens subséquents.

Pour rappel, le réacteur envisagé dans le présent document, utilise des neutrons rapides et un système de refroidissement au plomb. Ce réacteur représente la version commerciale du prototype Alfred, qui sera prochainement construit en Roumanie. Le réacteur Alfred, d'une capacité de 125 MW électrique, est directement issu du projet initial ELFR (European Lead Fast Reactor) qui propose une conception de 600 MW électrique. Ces deux projets, ont également été estimés en reprenant un réacteur de référence AP1000 estimé par le Massachusetts Institute of Technology (MIT).

Motivé par les mêmes raisons que les concepteurs du ELFR (Roelofs, (2011) cité par Lundholm, (2013)), les estimations d'un acteur neutre, le MIT, sont reprises pour le réacteur de référence assurant aucun conflit d'intérêt.

Selon l'évaluation du MIT, les coûts de construction immédiats de la prochaine unité AP1000 de 1117MWe sont de 6 200 \$<sub>2018</sub>/kW (Shirvan & Stewart, 2022).

## FACTEUR DE MISE À L'ÉCHELLE

Pour ajuster les coûts d'un réacteur de grande taille à ceux d'un SMR, on doit se référer à la courbe traduisant l'économie d'échelle en fonction de la capacité de l'installation. Cette approche suggère que le coût capital unitaire, soit le coût par kilowatt installé, tend à diminuer à mesure que la puissance de l'installation augmente. Dans le cas des petites réacteurs modulaires, cet effet d'échelle se perd.

L'évaluation de cette perte se modélise par la formule ci-dessous :

$$Cost_{SMR} = Cost_{référence} * \left( \frac{Puissance_{SMR}}{Puissance_{référence}} \right)^a$$

$a$  : Exposant de mise à l'échelle

Notons que cette équation peut être utilisée pour les réacteurs d'une puissance comprise entre 300 et 1300MWe (Boarin, et al., 2017).

Il est possible d'appliquer cette relation aux différentes couches du coût du capital, aux diverses composantes de celui-ci identifiées par le groupe EMWG (2007) dans le Code des Comptes (COA). Ainsi, en utilisant d'une part la distribution de ces coûts entre les petits réacteurs modulaires et les grands réacteurs, et d'autre part en appliquant cette relation de mise à l'échelle, il est possible de calculer le coût du capital immédiat final. Cette approche a été notamment adoptée pour l'évaluation de l'ELFR par ses concepteurs ainsi que pour l'étude du projet ELECTRA (Lundholm, 2013).

Il est également possible d'appliquer directement une loi d'échelle au coût de construction immédiat, le CCI. Étant donné que la répartition des coûts CCI du AP1000 de référence n'est pas connue, cette méthode est retenue.

Il est important de noter que l'exposant de mise à l'échelle ( $a$ ) varie selon les études. Le rapport de la NEA/OCDE (2011) et l'IAEA (2013) proposent une fourchette entre 0.5 et 0.7. Les revues de la littérature effectuées par Carelli et al. (2010) et Locatelli, Trianni & Trucco (2009) sur le sujet sont en ligne avec ces hypothèses.

Concernant les exposants de mise à l'échelle adoptés par les concepteurs de l'ELFR, une valeur de 0.37 est reprise. Cela indique que le coût de construction immédiat (CCI €/kW) augmente de 47% lorsqu'on réduit la capacité d'un grand réacteur de 1100 MW à 600 MW. Le facteur de mise à l'échelle utilisé pour le passage de l'ELFR de 600 MW à l'Alfred de 125 MW est de 0.62. Cela signifie que le coût de l'Alfred représente 181 % de celui de l'ELFR, conformément à ce facteur de mise à l'échelle (Boarin, et al., 2017).

## FACTEURS RÉDUCTEURS DE COÛT

Comme introduit précédemment, le format des petits réacteurs modulaires permettrait de palier, en partie du moins, la perte d'économie d'échelle via plusieurs facteurs. En effet, leur analyse économique ne doit pas se limiter au seul facteur de taille, car cela néglige leurs caractéristiques uniques qui influencent leur compétitivité face aux grands réacteurs.

Comme l'expliquent Carelli et al. (2010), de nombreux facteurs réducteurs de coûts sont évalués dans la littérature consacrée à ce sujet. Mignacca et Locatelli (2020) mettent en exergue l'importance de prendre en considération ces facteurs et de développer une méthode d'évaluation standardisée. Cette approche permettrait d'obtenir une compréhension précise et fiable de la viabilité économique de cette génération IV.

Selon Carelli et al (2010), la compétitivité des petits réacteurs modulaires par rapport aux grands réacteurs est influencée par deux groupes principaux de facteurs : les facteurs spécifiques aux SMR ou ceux significativement impactés par leurs conceptions distinctives, et les facteurs communs qui affectent de manière similaire les SMR et les grands réacteurs.

À partir de la littérature reprise dans la présente étude, trois facteurs communs sont estimés de manière quantitative : l'apprentissage, la modularité, l'effet de série.

Ces facteurs sont également présents dans le guide d'estimation de l'IAEA (2013), et des facteurs similaires ou des combinaisons de ces derniers sont fréquemment retrouvés dans la littérature.

## APPRENTISSAGE

Étant donné que ce travail porte sur la construction de plusieurs réacteurs, il est crucial de prendre en compte l'apprentissage acquis au fur et à mesure de la construction. Cet apprentissage, ou expérience, dépend du nombre d'unités du même type déjà construites sur le même site «apprentissage sur site» et dans le monde entier, «apprentissage hors site» (Locatelli, Bingham & Mancini, 2014). À l'échelle mondiale, Borain et al. (2013) soulignent que «le nombre croissant de centrales similaires construites dans le monde entraînera une augmentation de l'expérience en matière de construction, ce qui réduira les coûts». L'évaluation de cette composante internationale se révèle complexe en raison du nombre très limité de projets de réacteurs modulaires de petite taille menés à terme. Cependant, en ce qui concerne l'«apprentissage sur site», de nombreuses études analysent et synthétisent ces observations.

L'apprentissage de la construction de réacteurs se divise en deux principaux aspects : la maturité technologique et la configuration de la centrale. L'utilisation de multiples unités modulaires améliore l'apprentissage, particulièrement visible dans les processus de fabrication, de construction et le partage des infrastructures et systèmes (Boldon & Piyush, 2014). Le groupe EMWG GIF (2007) recommande d'inclure cet effet d'apprentissage dans le calcul des coûts à différents niveaux, y compris le coût des équipements, de main-d'œuvre, et des matériaux.

Il est spécifiquement suggéré par le EMWG GIF (2007) d'adopter un facteur de 0.94 pour les coûts d'équipement, de 0.90 pour la main-d'œuvre de construction, et une réduction de 10 % des coûts des matériaux pour les commandes multi-usines.

Une autre approche simplifiée consiste à adopter un facteur d'apprentissage global directement applicable au coût de construction immédiat. L'équation suivante permet d'estimer ce facteur. Celle-ci est tirée du rapport du National Energy Technology Laboratory (NETL) notamment utilisé dans les travaux (Boldon & Piyush, 2014).

$$Y = AX^{-b}$$

$Y$  : Coût cumulé

$A$  : Coût du premier réacteur

$X$  : Puissance cumulée

$b$  :  $-\log(1-R)/\log(2)$

$R$  : Taux d'apprentissage

Selon le NETL (2013), le taux d'apprentissage typique oscille entre 1 et 6% en fonction du degré de maturité de la technologie. Plus une technologie est nouvelle ou moins développée, plus le taux d'apprentissage associé sera important.

La recherche menée par Mignacca et Locatelli (2020) confirme que, selon la littérature, un facteur de réduction des coûts se situe généralement entre 5 et 10 %, ce qui est en accord avec les directives du EMWG GIF et du NETL. Von Hirschhausen, Slowik, Steigerwald & Weibezahn (2023) confirment également ce taux optimal de 10%.

Cependant, Lang (2017) est bien plus optimiste concernant ces taux. En effet, selon ce dernier, les données historiques montrent une variation significative des taux d'apprentissage dans le secteur nucléaire à échelle mondiale<sup>4</sup>. Dans un premier temps, les taux d'apprentissage étaient

---

<sup>4</sup> 7 pays analysés : Etats Unis, Canada, France, Allemagne, Japon, Inde et Corée du Sud

de 34% en France et 28% en Allemagne. Ensuite, les taux d'apprentissage ont changé brusquement pour devenir négatifs ; -23% pour l'ensemble des sept pays. Le fait que des taux d'apprentissage rapides aient existé jusqu'environ 1970 suggère qu'ils pourraient être atteints à nouveau avec le regain d'intérêt pour la filière nucléaire. L'auteur projette notamment un taux d'apprentissage de 24% à l'échelle mondiale et de 34% en France en fonction du rythme de déploiement mondial.

Il est pertinent de noter que 5 à 7 unités SMR sont nécessaires pour exploiter pleinement l'apprentissage provenant de la fabrication en usine. En effet, Mignacca et Locatelli (2020) soulignent que la courbe d'apprentissage atteint généralement un plateau après ce seuil. (Voir *annexe G* pour une illustration de cet effet)

### EFFET DE SÉRIE – MUTUALISATION DES COÛTS

Il est ensuite important de considérer le facteur de mutualisation des coûts, effet de série. En effet, on peut observer une réduction progressive des coûts grâce à la localisation des réacteurs sur un même site. Bien que ces économies ne soient pas spécifiques aux petites centrales nucléaires, elles ont un impact plus significatif sur ces installations de taille réduite, car elles permettent le partage de structures fixes et de personnel entre plusieurs unités, favorisant ainsi une meilleure efficacité opérationnelle lors de la construction notamment (Boarin, et al., 2017).

On observe des économies significatives sur certains coûts fixes incompressibles tels que les licences, les assurances, les ressources humaines et les plans d'évacuation. De surcroît, le partage de personnel, de pièces de rechange et d'améliorations logicielles entre ces différentes unités peut engendrer une diminution de ces coûts (Mignacca & Locatelli, 2020).

Le facteur peut être estimé à l'aide de l'équation suivante citée dans (Carelli, et al., 2010), également reprise dans (Boldon & Piyush, 2014) et (Wilton, 2012). Ce facteur est influencé par le nombre de réacteurs présents sur un même site, ainsi que par les coûts directs et leur proportion par rapport aux coûts indirects.

Économie de coût indirect pour une unité :

$$\frac{1 + (n - 1) * (1 - AS)}{n}$$

AS : Economie asymptotique (0.42)

n : Nombre de réacteurs sur le même site

Ce facteur est ainsi tributaire de la distribution des coûts de construction. Selon les rapports du Massachusetts Institute of Technology, cette estimation est influencée par divers éléments tels que le degré d'achèvement de la conception, l'expérience des gestionnaires de construction, les contractants, le calendrier de construction, et l'interface réglementaire spécifique au site et au pays concerné.

Plusieurs rapports du MIT<sup>5</sup> recommandent une distribution des coûts indirects entre 72 et 77% après l'accident de Three Mile Island. En revanche, l'Agence pour l'énergie nucléaire suggère une proportion de 30% (NEA/OCDE, 2011).

Pour le réacteur de référence, le MIT estime la proportion des coûts indirects à 51% du total en assumant que le fournisseur et le propriétaire/opérateur de l'usine sont en mesure de tirer parti du cadre réglementaire établi, que la conception de l'usine est déjà terminée et que suffisamment de main-d'œuvre peut être recrutée (Shirvan & Harwick, 2022).

À partir de l'équation mentionnée ci-dessus et avec une distribution des coûts indirects du réacteur de référence de 51 %, une économie de 36,75 % par unité est estimée pour les coûts indirects. En prenant en compte une économie de 5,3 % sur les coûts directs repris de Carelli et al. (2010), la combinaison pondérée des économies est donc estimée à 21%. Le facteur obtenu de 0,79 est en ligne avec la littérature.

## MODULARITÉ

En dernier lieu, les effets de la modularité sont à considérer. Dans certaines études, la modularité et le «design» sont évalués séparément, bien qu'ils soient intrinsèquement liés.

La modularisation se concentre sur une méthode de conception et de fabrication. D'après l'IAEA (2013), la modularisation consiste à étudier les installations nécessaires à la production en usine, en passant de la construction traditionnelle sur site à la construction en atelier. La modularisation est une approche appropriée pour installer des modules parallèles et indépendants. Bien qu'applicable aux réacteurs conventionnels de grande capacité, la taille plus réduite des composants et des systèmes des SMR renforce encore davantage les bénéfices de la modularisation.

Tandis que le «design» est associé aux caractéristiques spécifiques et particulières ainsi qu'aux améliorations d'un concept donné, visant à répondre aux exigences opérationnelles tout en

---

<sup>5</sup> ((Eash-Gates et al. (2020), Buongiorno (2018) cité par Shirvan & Stewart (2022))

optimisant la sécurité, la simplicité et l'efficacité économique (Boarin, Mancini, Ricotti, & Locatelli, 2015).

L'IAEA (2013) et Boldon & Piyush (2014) décrivent ces deux paramètres comme étant des sources distinctes de réduction de coût, mais font l'hypothèse que les économies liées au «design» sont intégrées dans le facteur de modularité car les économies liées au «design» sont sujettes à une évaluation subjective étant donné le stade de développement des concepts SMR.

Les études de Boldon & Piyush (2014), Carelli et al. (2010), et Wilton (2012) estiment le facteur de modularité, en se basant sur les recherches menées par Oak Ridge National Laboratory (2003) cité par Wilton (2012) (voir *annexe H*). Ces recherches s'appuient sur des données relatives aux impacts de la modularité sur les coûts de construction des habitations et des centrales thermiques au charbon pour quantifier analogiquement cette relation au sein des centrales nucléaires. Les résultats indiquent que la diminution de la taille des installations est proportionnelle à l'augmentation de leur modularité. Cette modularisation accrue contribue également à la réduction des coûts par le biais de simplifications adaptées aux réacteurs de dimensions réduites.

Le facteur de modularité utilisé dans ce travail est de 0.87, légèrement inférieur à celui de 0.9 employé dans l'étude de faisabilité d'Alfred (Boarin et al. 2017). Ce choix est en accord avec les estimations de 0.85 issues de diverses études similaires<sup>6</sup>.

Il convient de souligner le lien entre l'effet d'apprentissage et la modularisation. La modularisation facilite la construction en usine, ce qui implique que des taux d'apprentissage plus élevés en usine pourraient être atteints, contribuant ainsi à une réduction supplémentaire des coûts de construction (Lloyd, Middleton, & Roulstone, 2018).

Cet effet doit être pris en considération, cependant, une attention particulière est nécessaire. L'EMWG GIF (2007) indique que «Les premières évaluations des avantages significatifs de la modularisation doivent être présentées séparément et ne pas constituer un élément inhérent des détails de l'estimation.». De plus, McKinsey avance que la construction modulaire, bien que ne permettant pas de réaliser des économies significatives, réduirait le temps de construction (Bertram, et al., 2019).

---

<sup>6</sup> Boldon & Piyush (2014), Carelli et al. (2010), Wilton (2012) et Mignacca & Locatelli (2020)

## INTÉRÊT DURANT LA CONSTRUCTION

---

En ce qui concerne le coût financier, le groupe d'étude EMWG GIF (2007) définit la variable intérêt durant la construction «IDC». Ces coûts d'intérêt accumulés jusqu'à la date de début de l'exploitation commerciale doivent être capitalisés en utilisant la formule suivante :

$$IDC = \sum_{j=1}^{j=J} C_j [(1+x)^{t_{op}-j} - 1]$$

$C_j$  : Flux de trésorerie pour chaque période  $j$

$x$  : Taux d'actualisation

$t_{op}$  : Année de début de l'exploitation commerciale

Pour calculer directement ce coût financier à partir de la variable CCI, il est possible d'estimer le multiplicateur d'intérêt «IDCM». Ce multiplicateur dépend de la durée du projet, du taux d'actualisation, et de la méthode de financement choisie, soit continue, soit discrète (Chaplin, 2016).

Le modèle de financement continu est repris pour le présent travail car il permet d'optimiser les emprunts en ne sollicitant les fonds qu'au moment précis de leur nécessité, réduisant ainsi les coûts d'intérêt inutiles. Cette méthode s'avère plus efficace, particulièrement pour les constructions modernes, car elle minimise les surcoûts liés à une capitalisation excessive des intérêts sur des périodes prolongées (Chaplin, 2016).

$$IDCM = \frac{(1+x)^D - 1}{T * \ln(1+x)}$$

$D$  : Durée de construction

$x$  : Taux d'actualisation

## FRAIS SUPPLÉMENTAIRES

---

Selon les recommandations du groupe EMWG GIF (2007), le calcul du capital doit intégrer des frais supplémentaires issus de trois sources distinctes : une augmentation des coûts de construction au-delà des prévisions initiales, le non-respect des délais de construction, et une performance du réacteur inférieure à celle anticipée ce qui se traduit par un facteur de charge réduit.

Ces frais sont complexes à estimer en raison de leur nature variable et des nombreux facteurs imprévisibles qui peuvent influencer chaque catégorie de dépenses. Selon la NEA/OCDE (2011), ces facteurs pourraient augmenter le capital requis de 5 à 10 % pour les grands réacteurs nucléaires, et de 15 à 55 % pour le premier réacteur de site.

Pour la présente étude, les frais supplémentaires liés au coût de construction instantané sont inclus dans les données du réacteur de référence. Quant aux éventuels coûts supplémentaires liés à un dépassement de calendrier ou à une performance moindre, ils sont estimés à partir des scénarios expliqués ci-dessous.

---

## COÛT D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE

Les frais E&M englobent «toutes les dépenses autres que le carburant, comme les coûts de personnel de l'usine, les matériaux opérationnels consommables tels que les pièces d'usure et d'équipement, les réparations et les remplacements temporaires, les services achetés et l'assurance nucléaire.» (EMWG GIF, 2007). Ces coûts sont à évaluer pour toute la durée de service du réacteur.

Certains coûts liés à l'exploitation et à la maintenance, notamment ceux relatifs aux matériaux et fournitures, peuvent fluctuer en fonction de la quantité d'énergie générée par l'usine. Ainsi, lors de l'évaluation des coûts, les coûts variables et coûts fixes sont distingués.

Rothwell (2015) souligne qu'une proportion significative des coûts liés à l'exploitation est indépendante du volume d'électricité généré. Même à un faible taux d'utilisation de la centrale, les coûts de main-d'œuvre, qui sont les principaux frais d'exploitation et de maintenance, restent constants. De même, la plupart des frais de maintenance régulière ne varie pas. Les coûts d'opération et de maintenance sont estimés à partir de l'équation suivante tirée de Rothwell (2015) :

$$E\&M = E + M + Pin$$

*E* : Coût de main d'œuvre

*M* : Coût divers (estimé 65% de E depuis l'accident TMI)

*Pin* : Prime de risque pour les dommages accidentels aux centrales nucléaires hors site (estimé à 1€/MWh)

(Rothwell, 2015)

Pour déterminer la variable ( $E$ ), représentant le coût de la main-d'œuvre, il faut d'abord estimer le nombre d'employés à temps plein nécessaire par réacteur. Ce nombre peut être approximé à 170 à l'aide de l'équation suivante<sup>7</sup>:

$$N_{\text{employés}} = \max[a * \ln(P + b) + c; 100]$$

$N_{\text{employés}}$  : Nombre d'employés temps plein

$P$  : Puissance électrique de la centrale en MWe

$a, b$  et  $c$  : Paramètres du modèle fixés respectivement à 400, 400 et -2450

Le coût horaire d'un ouvrier dans le secteur de la production et de distribution d'électricité en Belgique est de 66,5€<sup>8</sup>. Par conséquent, le coût annuel pour un employeur d'un ouvrier dans le secteur nucléaire, à raison de 37 heures par semaine à un coût horaire de 66,5€, s'élèverait à environ 128000€ par an, soit 22 euro/MWh.

La littérature concernant ces coûts d'exploitation et de maintenance (E&M) révèle des variations selon la taille et la technologie du réacteur. Selon les données de la NEA/OCDE (2011), le coût moyen de l'E&M pour les grands réacteurs a été établi à 14,2 \$/MWh. L'étude sur les SMR de l'Université de Chicago (Rothwell, 2015) est en ligne avec ces estimations, donnant un intervalle entre 13 \$/MWh et 17 \$/MWh dans 89% des cas.

L'estimation de 22 €/MWh semble prudente et en ligne avec la littérature les valeurs reprises pour l'évaluation d'Alfred et ELFR. Pour plus de détails sur les données reprises du projet Alfred, veuillez vous référer à l'*annexe I*.

Selon Mignacca et Locatelli (2020), les études menées dans ce domaine montrent que les coûts E&M des petits réacteurs modulaires sont généralement plus élevés que ceux des réacteurs de grande taille, principalement en raison de la perte d'économies d'échelle. Cependant, certains facteurs comme les économies réalisées grâce au regroupement des unités sur un même site (10-20%) et l'apprentissage opérationnel peuvent contribuer à atténuer ces coûts (5%). Il est également mentionné que le partage du contrôle des réacteurs multi-modules peut permettre de réduire les coûts de main-d'œuvre. Cependant, les auteurs soulignent le faible nombre d'étude concernant ce type de coût pour les SMR. D'autres papiers sur la viabilité économique des

---

<sup>7</sup> Equation reprise de Lundholm (2013)

<sup>8</sup> Données consultées le 21 avril 2024 sur le site StatBel,

réacteurs modulaires soulignent cette lacune (Boarin, Mancini, Ricotti, & Locatelli, 2015) et (Boarin, et al., 2017). Ces effets ne sont donc pas pris en compte.

---

## COÛT DU COMBUSTIBLE

Quant au coût du combustible, il englobe l'ensemble des activités liées au cycle du combustible nucléaire, depuis l'extraction du minerai d'uranium jusqu'à l'état final des déchets hautement radioactifs (IAEA, 1994). Plus précisément, «Les coûts du cycle du combustible nucléaire comprennent les coûts d'approvisionnement, de conversion et d'enrichissement de l'uranium, de fabrication du combustible, de transport, de stockage intermédiaire et d'élimination finale du combustible usé.» (EMWG GIF, 2007).

Il convient de rappeler que la présente étude évalue le potentiel d'un petit réacteur modulaire à neutron rapide refroidi au plomb de 300MWe, dont la conception sera inspirée des projets de Westinghouse.

D'une part, les experts indiquent que le projet de LMFR Westinghouse prévoit de fonctionner à partir d'oxyde d'uranium avant de passer aux nitrures d'uranium (NEA/OCDE, 2021). En effet, les choix de matériaux pour le combustible et la gaine varient entre le réacteur à plomb liquide rapide (PLFR) et sa version commerciale. Pour le PLFR, on utilise des matériaux éprouvés tels que le combustible à base d'oxyde ( $UO_2$  ou  $MOX$ ) enfermé dans une gaine en acier austénitique<sup>9</sup>. En revanche, pour la version commerciale du LFR, des matériaux plus innovants et performants sont envisagés, comme le combustible au nitrure d'uranium, qui offre une meilleure résistance à la température et un taux de combustion supérieur, enfermé dans une gaine adaptée à des conditions extrêmes (Liao, et al., 2021). En ce qui concerne le SMR développé par Westinghouse, sa fiche technique n'indique pas la nature du «advanced fuel» requis (IAEA, *s.d.*).

D'autre part, il est indiqué que le projet Alfred consommera du fuel de type  $MOX$ , «mixed oxide fuel» (Grasso, et al., 2014).

De même que pour les coûts d'exploitation et de maintenance (E&M), les coûts de combustible varient selon la taille et la technologie du réacteur. Selon les données de la NEA/OCDE (2011), les coûts du carburant des réacteur de grande taille sont estimés entre 4 et 9.3 \$/MWh. D'après la même source, le taux d'utilisation du combustible des petits réacteurs modulaires est

---

<sup>9</sup>Alliage d'acier inoxydable contenant de l'austénite

généralement plus faible que celui des grands réacteurs avancés, principalement en raison de la faible économie de neutrons dans les petits réacteurs, ce qui entraîne des coûts de carburant plus élevés, notamment lorsque les SMR ont des intervalles de repos longs.

Le coût du carburant est estimé à 8.4€/MWh à partir des valeurs reprises pour Alfred et ELFR, voir *annexe I*. Cette estimation est conforme aux résultats d'une étude récente portant sur les coûts de cycle de combustible des réacteurs rapides refroidis au plomb et au sodium. Dans cette étude, le coût du combustible pour le concept de LFR développé par Westinghouse est évalué à 6,98 \$/MWh (Al-Dawood & Palmatag, 2023).

---

#### COÛT DE DÉCOMMISSIONNEMENT ET DÉMANTÈLEMENT

Le décommissionnement et démantèlement des centrales nucléaires englobe les opérations de gestion et techniques liées à la fin de l'exploitation de la centrale (EMWG GIF, 2007).

L'estimation de ces coûts pour les SMR reste approximative. En effet, il n'existe pas de données disponibles et la littérature sur le sujet est limitée, étant donné qu'aucun réacteur modulaire de petite taille n'a encore été mis en activité ni démantelé (NEA/OCDE, 2011). Mignacca et Locatelli (2020) soulignent le manque de recherche dans ce domaine.

Les concepteurs de ces technologies estiment ces coûts comme faibles comparés aux réacteurs de taille standard. Le LCOE ne serait pas grandement impacté par cette valeur étant donné l'horizon de vie des réacteurs de génération IV, 40-60 ans. Selon EMWG GIF (2007), les coûts de D&D se situent entre 25% et 35% du coût de construction du réacteur (CCI). Conformément à ces directives, les concepteurs du projet ELFR ainsi que les analystes en charge de l'étude de viabilité du projet Alfred ont appliqué un taux de 33% (Boarin, et al., 2017).

Ces coûts surviennent en fin de vie du réacteur mais sont provisionnés par l'exploitant tout au long de la durée d'exploitation (EMWG GIF, 2007).

En Belgique, la loi du 11 avril 2003 oblige l'exploitant Engie à prévoir les provisions nécessaires au futur démantèlement et à la bonne gestion des déchets nucléaires. Cette même loi charge la société belge Synatom d'assurer la bonne gestion de ces provisions. Ainsi, les exploitants transfèrent les provisions périodiquement à la Société Synatom. Tout d'abord, l'organisme s'assure d'un approvisionnement adéquat. Les provisions pour déchets doivent englober l'ensemble des dépenses associées à la gestion des assemblages de combustible usé, depuis le stockage intermédiaire jusqu'à l'enfouissement définitif. Quant aux provisions pour

démantèlement, elles doivent couvrir les coûts liés à la mise en arrêt des centrales, leur démantèlement et la remise en état des sites d'exploitation (Synatom, 2023).

Ces provisions sont ainsi transférées régulièrement sur un fonds durant la période d'exploitation et génèrent des intérêts tout au long de la durée de vie de l'installation. La restriction du taux de rendement est imposée par les autorités de déclassement, Synatom en l'occurrence.

Pour simplifier les calculs et aligner avec une grande partie de la littérature, on suppose implicitement que le taux d'indexation de la valeur du fonds correspond au taux de rendement. Cela garantit que la valeur future du fonds sera adéquate pour couvrir les coûts totaux de D&D.

Selon Rothwell (2015), cette simplification augmente le montant total à financer au moment de l'exploitation commerciale. Mais la présente étude conserve cette méthode étant donné l'incertitude autour des coûts de D&D des SMR.

---

#### RAPPEL DES DONNÉES ET HYPOTHÈSES SUPPLÉMENTAIRES

Pour rappel, l'étude évalue la viabilité économique du projet de petits réacteurs modulaires basés sur la technologie LFR en Belgique. Un parc composé de huit réacteurs est envisagé, chaque unité affichant une capacité électrique de 300 MW et conçue pour une durée de vie opérationnelle de 60 ans.

<b>Poste de coût</b>	<b>Valeur</b>
<b>Coût de construction instantané du réacteur de référence (€/MWh)</b>	6735
<b>Exploitation et maintenance (€/MWh)</b>	22
<b>Combustible (€/MWh)</b>	8.4
<b>Décommissionnement et démantèlement (% CCI)</b>	33

Concernant les données financières, le coût du capital a été estimé précédemment pour une entreprise opérant dans le secteur nucléaire en Belgique (10.25%). Pour mémoire, le modèle de financement utilisé est celui du financement d'entreprise (corporate finance), un modèle couramment employé dans des projets de réacteurs EPR en Europe et aux États-Unis, comme à Flamanville 3, dans divers projets au Royaume-Uni ainsi qu'en Europe de l'Est (Finon & Roques, 2008).

---

## INCERTITUDES ET SCÉNARIOS

Pour aborder les incertitudes relatives aux paramètres qui influencent significativement les indicateurs de performance clés (KPI) tels que le coût nivelé de l'énergie (LCOE), la valeur actuelle nette (VAN) et le taux de rendement interne (TRI), quatre scénarios sont construits. Ces derniers ont pour finalité d'illustrer les cas extrêmes de deux dimensions : les coûts et les revenus. La première dimension concerne les coûts de construction, qui constituent une part substantielle des coûts totaux du projet.

Afin de simuler les valeurs extrêmes de cette première dimension, les valeurs suivantes sont envisagées :

1. **Facteur de mise à l'échelle** : Selon l'IAEA (2011), Carelli et al. (2010) et Locatelli, Trianni & Trucco (2009), les facteurs de mise à l'échelle habituellement reportés varient entre 0.5 et 0.7. Cette fourchette est élargie à 0.4-0.7 pour tenir compte des incertitudes accrues, notamment parce que le facteur de mise à l'échelle pour l'ELFR est rapporté aux alentours de 0.37.
2. **Effets de série et de modularité** : Ces effets sont supposés réduire les coûts mais restent un sujet de débat académique. Les définitions et l'impact réel de ces effets varient entre les études, et leur validité n'est pas définitivement prouvée, particulièrement en l'absence de projets de SMR pleinement achevés. Le cas où ces effets sont nuls est envisagé pour illustrer une situation où les économies de série et les avantages de la modularité ne se matérialisent pas comme prévu.
3. **Taux d'apprentissage** : Bien que la littérature propose généralement un taux d'apprentissage entre 5 et 10%, cet intervalle est élargi jusqu'à 20% pour tenir compte de l'optimisme historique sur les taux d'apprentissage. Peter A. Lang (2017) propose des taux d'apprentissage allant jusqu'à 24% à l'échelle mondiale et 34% en France selon le rythme de déploiement nucléaire mondial.
4. **Facteur de charge** : La documentation technique du SMR Westinghouse prévoit un facteur de charge de 90%, ce qui est cohérent avec la littérature, y compris le projet ALFRED. Cependant, d'autres études envisagent un taux plus faible en raison de la maturité de la technologie.
5. **Durée de construction** : Bien que les concepteurs d'ALFRED et du SMR de Westinghouse anticipent une durée de construction de trois ans, il est prudent d'envisager une construction

de cinq ans, compte tenu du ralentissement global du développement nucléaire et des retards fréquents dans les projets de construction de grands réacteurs.

La deuxième dimension critique de l'analyse concerne les prix de l'électricité, qui influencent significativement les revenus du projet étudié et, par conséquent, la valeur actuelle nette (VAN).

En Belgique, comme l'explique Gautier (2022) dans «Regards Économiques», le marché de l'électricité comprend trois acteurs principaux : les producteurs, les fournisseurs et les gestionnaires. La centrale nucléaire, productrice, est mise en concurrence et soumise aux forces du marché depuis la libéralisation du marché en 2007.

Le prix de l'électricité en Belgique est régulé par le marché de l'énergie Belpex, interconnecté avec d'autres marchés européens via des bourses comme l'EPEX Spot. Les prix dépendent du coût marginal, permettant aux producteurs de vendre leur électricité à un prix qui reste supérieur à ce coût. La rentabilité des producteurs est donc principalement influencée par la comparaison entre leur coût moyen et le prix du marché. La rentabilité n'est assurée que lorsque les prix de vente sont suffisamment élevés (Gautier, 2022). La détermination des prix du lendemain se fait chaque heure par l'intersection des courbes agrégées de demande et d'offre. Et la demande prévue, les conditions météorologiques, et la production intermittente des énergies renouvelables jouent un rôle crucial dans la détermination de cette offre. De plus, les flux d'importation et d'exportation, ainsi que les variations des prix internationaux des combustibles fossiles, ont une influence sur ces prix (Billé, Gianfreda, Del Grosso, & Ravazzolo, 2023).

D'après les données historiques de l'ENTSOE (*annexe J*), les prix de gros "day-ahead" en Belgique entre 2015 et 2022 montrent une volatilité considérable, avec des prix qui se sont envolés depuis les conflits géopolitiques à l'est de l'Europe. Comme Gautier (2022) l'indique, l'augmentation des prix du gaz influence directement le coût marginal des centrales à gaz, modifiant ainsi la courbe d'offre d'électricité. La récente analyse du distributeur belge Elia (2021) estime des prix de l'électricité entre 50 et 62 €/MWh pour différentes évolutions du mix énergétique belge entre 2025 et 2032. Plus récemment Elia (2023), estime un prix entre 44 et 108€/MWh à l'horizon 2035. Les prévisions suggèrent donc des prix plus élevés avec une volatilité accrue par rapport aux prix historiques, sans pour autant prévoir une flambée des prix. Par ailleurs, l'étude d'Energy Brainpool prévoit un rééquilibrage des prix européens avant 2030,

postulant une fourchette de prix prudente entre 60 et 80 €/MWh en Europe à l'horizon 2050<sup>10</sup> (Dalhem, Schmitt, & Zhou, 2023).

Sur la base de ces observations, il est estimé prudent de prévoir des prix de l'électricité entre 50 et 80 €/MWh. Les informations concernant le calendrier de construction ainsi que les différents éléments relatifs à l'élaboration des scénarios sont disponibles dans les *annexes K à M*.

## ANALYSE DES RÉSULTATS

### COÛTS DE CONSTRUCTION

Les scénarios reprenant les intervalles les plus optimistes concernant les coûts démontrent que dans le meilleur des cas, le coût de construction du premier réacteur, hors coût financier, est comparable à celui du réacteur de référence (102%), soit environ 6,867 €/kW. Il coûterait 2.06 milliards, soit dix fois la valeur estimée pour la construction d'une nouvelle CCGT<sup>11</sup> de même puissance. Un taux d'apprentissage élevé permet de réduire considérablement le coût de construction au fil des unités construites, menant à un coût moyen de construction instantané pour le site de 4,589 €/kW. Le dernier réacteur SMR coûte 49% de moins que le premier, témoignant d'une efficacité accrue et de l'impact significatif des économies d'échelle et d'apprentissage. La valeur du coût total en capital du parc des huit réacteurs représente 12.4 milliards.

Dans les scénarios où les coûts sont les plus élevés, le premier réacteur présente un coût de construction initial significativement plus élevé à 14,822 €/kW ou 4.45 milliards. Le coût moyen de construction sur l'ensemble du site est également élevé, atteignant 13,453 €/kW. En effet, la réduction du coût de construction entre le premier et le dernier SMR est relativement modeste, avec seulement 14% de diminution. Cette faible réduction indique un apprentissage limité et des défis dans la réalisation des économies d'échelle. Le coût total en capital en valeur nominale atteint les 40 milliards pour l'ensemble des huit réacteurs.

Voir *annexe N et O* pour plus de détails concernant les résultats obtenus.

---

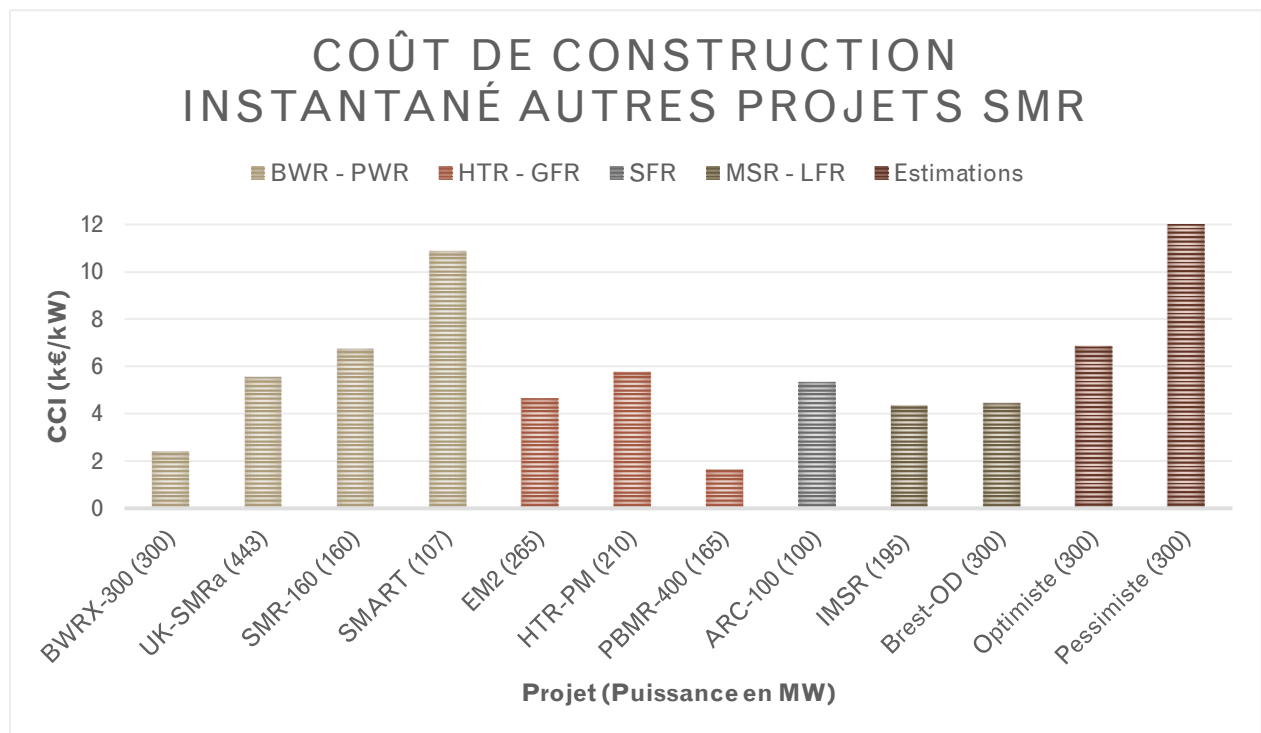
<sup>10</sup> Inclut le Royaume-Uni, la Suisse et la Norvège

<sup>11</sup> Selon Elia (2023), le cout de construction hors charge d'intérêt d'une CCGT est de 700 €/kW

AUTRES PROJETS SMR

Les coûts de construction instantanés sont donc nettement supérieurs à ceux avancés par Westinghouse et les médias, estimés à 1 milliard d'euros. Même l'estimation optimiste des coûts dépasse la moyenne des autres projets similaires. En effet, l'estimation optimiste dépasse significativement le coût prévisionnel de 4435 €/kW du projet BREST OD-300, qui utilise une technologie et une capacité identique.

Cette divergence dans les estimations des coûts de construction peut s'expliquer en partie du fait que les chiffres proviennent directement des constructeurs. Ces derniers peuvent présenter des évaluations optimistes de leurs propres technologies, ce qui peut mener à des estimations initiales inférieures aux coûts réels. Par conséquent, il est essentiel d'approcher ces chiffres avec prudence (Von Hirschhausen, Slowik, Steigerwald & Weibezahn, 2023).



RÉACTEUR CONVENTIONNELS EN CONSTRUCTION

L' évaluation basse indique que le coût total en capital pour le parc de huit réacteurs est estimé à 12,4 milliards d'euro, tandis que l'évaluation haute s'élève à 40 milliards d'euro pour une capacité totale de 2,4 gigawatts. Ce qui représente une coût total en capital entre 5.2 et 16.7 milliards par gigawatt.

En comparaison, l'EPR de génération 3+ en construction à Flamanville est projeté, selon les dernières estimations, à un coût de 11.52 milliards par gigawatt. Aux États-Unis, le coût estimé pour les deux réacteurs en construction (Vogtle 3 et 4) atteint 12.2 milliards par gigawatt. Plus de détails sont disponibles en *annexe P*.

---

## LCOE

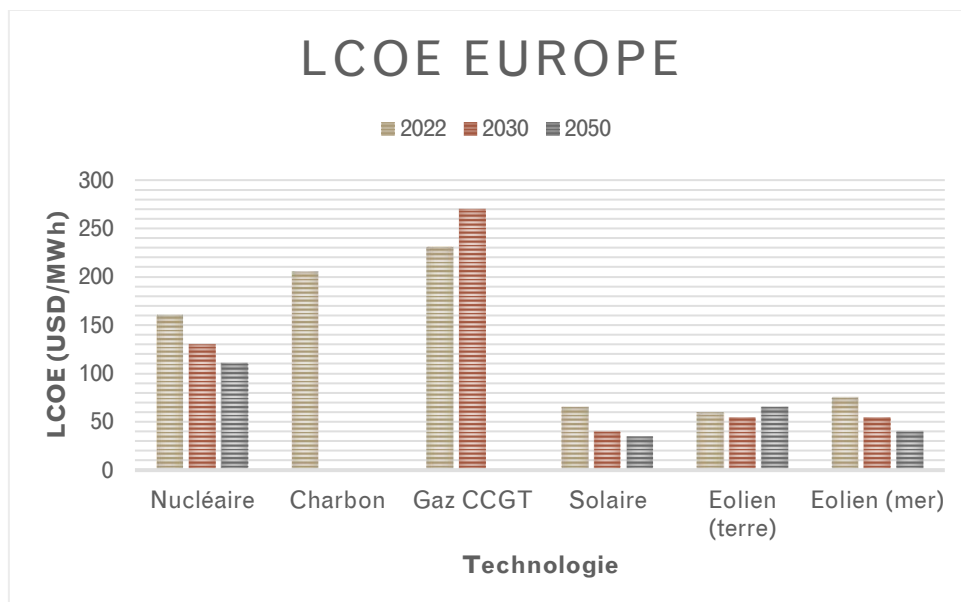
Pour l'estimation basse des coûts de construction, le coût actualisé de l'électricité pour le premier SMR dans ce scénario est de 117 €/MWh, et pour l'ensemble du site, il est de 89 €/MWh en moyenne. Par contre, pour l'estimation haute, le LCOE pour le premier SMR grimpe à 259 €/MWh et pour le site complet, il est de 238 €/MWh en moyenne.

L'analyse de sensibilité du LCOE montre que l'augmentation du coût du capital impacte directement le coût de l'électricité, cet effet étant plus prononcé dans les scénarios pessimistes (voir *annexe Q*). Pour chaque point de pourcentage d'augmentation du coût du capital, le LCOE augmente de 24.7 €/MWh, contre 6.6 €/MWh dans le cas optimiste.

---

## ETALONNAGE

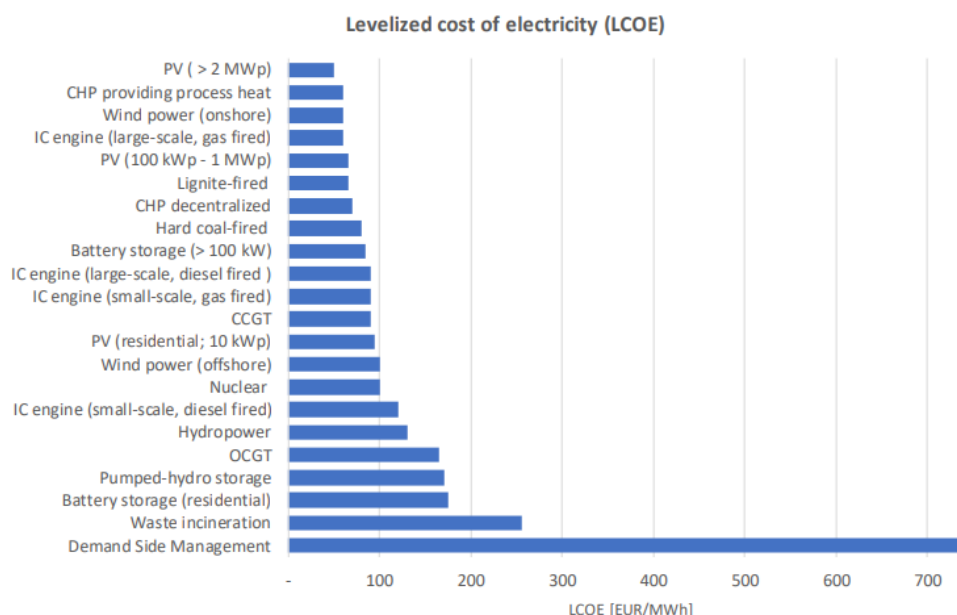
Uniquement l'estimation optimiste est alignée avec les prévisions pour l'Europe pour le nucléaire, telles que celles rapportées par l'IAEA (2023). Cependant, l'estimation pessimiste semble compétitive avec les prévisions des coûts pour le gaz.



Dans le contexte de la Belgique, les valeurs de LCOE pour des technologies énergétiques autres que le nucléaire en 2020 sont disponibles sur le site officiel de l'Agence Internationale de

l'Énergie<sup>12</sup>. En moyenne, le LCOE du gaz, du solaire et de l'éolien sont respectivement à 92, 90 et 75 USD/MWh. Un graphe illustrant ces résultats est disponible en *annexe R*.

Pour une analyse plus approfondie, il est possible de se référer au rapport de Fitchner (2018). Selon ce rapport, les centrales au gaz représentaient une part significative du mix énergétique en Belgique en 2018, contribuant à hauteur de 27 % de l'électricité produite. La Belgique possédait une capacité installée de 428 MW en turbines à gaz de type OCGT/Turbojet, avec un LCOE variant entre 110 et 220 €/MWh, ce qui est nettement moins efficace en termes de coût que les turbines à gaz à cycle combiné (CCGT), dont le LCOE varie entre 80 et 100 €/MWh pour une capacité installée de 4250 MW en 2019.



En comparaison, l'estimation optimiste du LCOE moyen de 89 €/MWh se situe donc dans une fourchette compétitive, particulièrement lorsqu'on le compare avec les coûts plus élevés des installations OCGT, tout en restant comparable aux installations CCGT plus efficaces. Dans le cas le plus pessimiste, le parc de petit réacteur modulaire n'est pas compétitif.

<sup>12</sup> <https://www.iea.org/countries/belgium>

---

## VAN ET TRI

Sénarios	1	2	3	4
Description	Prix élevés - Coûts faibles	Prix faibles - Coûts faibles	Prix faibles - Coûts élevés	Prix élevés - Coûts élevés
VAN site (M €)	-3109	-6012	-15820	-14218
TRI (%)	7.5	3.5	Faillite	Faillite

---

### SCÉNARIOS COÛTS ÉLEVÉS

Dans le scénario 3, les coûts élevés combinés à des prix de vente de l'électricité faibles rendent le projet financièrement non viable. Les coûts initiaux et opérationnels sont si élevés que la valeur actuelle nette (VAN) est extrêmement négative à -15.8 milliards d'euros. En conséquence, le taux de rendement interne (TRI) indique une situation de faillite, ce qui signifie que les revenus générés par le projet ne couvriront jamais les coûts initiaux, entraînant des pertes financières considérables.

Le scénario 4 montre que même si les prix de l'électricité sont élevés, les coûts du projet restent trop importants pour permettre une viabilité financière. La VAN reste négative à -14.2 milliards d'euros, et le TRI indique également une situation de faillite. Même avec des prix de vente avantageux, les revenus futurs ne sont pas suffisants pour compenser les coûts initiaux élevés. Ainsi, le projet n'atteint pas la rentabilité souhaitée et ne parvient pas à générer de bénéfice.

Même dans les cas où le projet réussit à se fournir en capital à un coût similaire à celui de l'industrie des producteurs d'électricité belge, tel qu'avancé par le cabinet Fitchner, avec un CMPC nominal de 6%, il faudrait tout de même un prix de l'électricité avoisinant les 159 €/MWh pour obtenir une VAN positive.

## SCÉNARIOS COÛTS FAIBLES

---

Si l'on considère l'estimation positive concernant les coûts, où ceux-ci sont faibles, la construction se déroule dans les temps, la technologie est fiable assurant une disponibilité élevée, et l'apprentissage permet une forte réduction des coûts de construction. La valeur actualisée net est estimée entre -6 et -3 milliards en fonction du prix de l'électricité.

### SCÉNARIO : COÛTS FAIBLES – PRIX FAIBLES

---

Pour le scénario 2, la VAN reste négative à -6 milliards d'euros. Le TRI de 0.35% est faible, reflétant une rentabilité très basse. Même lorsque les coûts de construction sont faibles, les revenus générés par des prix de l'électricité bas ne sont pas suffisants pour rendre le projet viable. Les investisseurs seront peu enclins à financer un projet avec un TRI aussi bas, car il ne répond pas à leurs attentes de rendement. En d'autre terme, investir dans ce projet présente un risque élevé de perte financière, car le rendement généré ne suffit pas à compenser le coût du capital.

Comme illustré en *annexe M*, coût du combustible ou les dépenses liées à l'exploitation et à la maintenance (E&M) augmentent d'un euro par mégawattheure, cela entraîne une diminution de 100 millions d'euros de la valeur actuelle nette du projet. La sensibilité de la valeur du projet (VAN) par rapport au taux repris en D&D est relativement faible.

Ensuite, l'analyse de sensibilité de la valeur actualisée nette de la centrale par rapport au paramètres financiers permet de visualiser les effets de deux alternatives de financement plausibles avec une intervention de l'Etat.

- Financement comprenant 80% de dette à 5,5% d'intérêt.
- Financement comprenant 50% de dette à 2% d'intérêt.

Malheureusement, la VAN reste largement négative, à environ -5.7 milliards d'euros, indiquant que le financement public partiel n'est pas suffisant pour rendre le projet économiquement viable.

Enfin, en considérant un coût du capital nominal hypothétique de 6% courant dans le secteur de l'énergie en Belgique, la VAN s'élève à -4,47 milliards d'euros. Cette hypothèse plus favorable en termes de coût du capital réduit l'impact négatif sur la VAN, mais ne suffit pas à rendre le projet positif en termes de valeur actuelle nette.

## SCÉNARIO : COÛTS FAIBLES – PRIX ÉLEVÉS

---

Même dans les conditions les plus optimistes envisagées dans le scénario 1, le projet présente des défis de rentabilité significatifs. En effet, ce scénario montre une VAN négative de -3,1 milliards d'euros, même avec des prix élevés et des coûts faibles. Le TRI est de 7,5%, en dessous du seuil de rentabilité acceptable pour les investisseurs. Encore une fois, les revenus projetés ne sont pas suffisants pour compenser les coûts d'investissement.

Dans le cas où le projet parvient à sécuriser un financement composé à 80% de dette, avec un coût de la dette de 5,5%, la VAN s'élève à -0,95 milliards d'euros. Cela montre que même avec un financement majoritaire par emprunt à un taux relativement faible, la viabilité économique reste un défi mais pourrait être envisageable avec des subventions complémentaires.

En supposant que le projet soit financé à 50% par l'État avec un coût de la dette de 2%, la VAN s'élève à -2 milliards d'euros. Bien que le coût de la dette soit plus faible dans ce cas, la VAN reste négative, indiquant que le financement public partiel n'est pas suffisant pour rendre le projet économiquement viable.

Dans l'hypothèse où le coût des fonds propres est réduit à 6%, la VAN passe à -140 millions d'euros. Cette réduction des attentes de rendement améliore significativement la viabilité économique du projet, mais la VAN reste légèrement négative, suggérant que des soutiens financiers seraient nécessaires pour atteindre une rentabilité positive.

Pour obtenir une VAN positive dans les scénarios de coûts bas, il faudrait que le prix moyen de l'électricité soit de 112,15 €/MWh afin de générer suffisamment de revenus.

## SOLUTIONS DE FINANCEMENT

Le projet SMR semble compromis même dans le scénario le plus favorable mêlant coût faibles et prix d'électricité élevés. En effet, comme le montre l'analyse de sensibilité de la VAN par rapport aux paramètres financiers, le démarrage du projet s'avère impossible sans soutien financier du secteur public.

Selon les projections d'Elia, et comme l'indique Francesco, professeur émérite de l'UCLouvain, lors de son intervention au micro de RTL (Wilquin, 2023), la Belgique n'est pas capable d'atteindre une production d'électricité 100% renouvelable étant donné ses capacités en biomasse insuffisantes et le manque d'espace requis pour l'éolien et le solaire. Il apparaît donc

pertinent d'envisager la possibilité d'une intervention des autorités publiques pour des raisons de souveraineté énergétique.

Le travail de Ahmad & Barkatullah (2017) et le NEA/OCDE (2010) permettent de prendre une vue d'ensemble des options actuelles de financement. D'un point de vue gouvernemental, il existe entre autres les mécanismes suivants :

- Investissements directs des pouvoirs publics
- Investissement dans le capital via l'actionnariat, schéma similaire à la France.
- Garanties d'emprunt
- Autres formes : création d'une banque privée gérée par le gouvernement, financement par une agence de crédit à l'exportation (ACE), mise en commun des actifs entre pays, création de partenariats public-privé

---

## CONTRAT POUR DIFFÉRENCE

Les contrats pour différence sont également communs dans le secteur de l'énergie. Ces contrats se déclinent en trois variantes distinctes : unilatérale, bilatérale, et avec corridor (voir *annexe T*). La récente prolongation des deux réacteurs en Doel 4 et Tihange 3 peut être reprise en exemple. Selon l'hebdomadaire belge *Le soir* (Bernard, 2024), Engie et l'état belge ont conclu un contrat pour différence bilatéral dont le «strike price» sera défini en 2028 une fois que le coût réel du relancement des réacteurs sera connu. Il est à l'heure actuelle estimé à 81€/MWh. Ce type de contrat est également actif en Angleterre pour les deux réacteurs en construction sur le site Hinkley Point C pour lequel le «strike price» repris est bien plus élevé, 125 livres par mégawattheure (Low Carbon Contracts Company Ltd, *s.d.*).

Cependant, il semble peu réaliste que le gouvernement belge conclût un contrat à 112.5 euro/MWh, prix seuil de rentabilité calculé précédemment dans les conditions favorables de coût de construction. Comme l'explique Percebois (2023), «ce système peut être très coûteux pour l'Etat». En effet, cet arrangement garantissant un revenu stable au producteur peut réduire l'incitation à chercher des moyens de diminuer ses coûts de production et ainsi, «le système revient à accorder des subventions pérennes au producteur». Pour mitiger ce risque, l'Etat peut inclure certains mécanismes permettant de réduire sa participation aux pertes ou la génération de surprofit.

---

## SUBSIDES

Enfin, comme le souligne l'IAEA (2009), plusieurs institutions financières internationales, telles que la BERD (European Bank for Reconstruction and Development) et la BEI (European Investment Bank), pourraient potentiellement soutenir les investissements nucléaires. Néanmoins, la mobilisation de ces institutions requiert un bilan positif en termes de construction et d'exploitation des nouvelles installations, ainsi qu'un soutien politique. Huit projets nucléaires ont été financés par la BEI depuis 2000, avec un investissement total de plus d'un milliard d'euros, confirmant l'éligibilité de tels projets à une aide financière. Un budget important de 1 000 milliards d'euros a été alloué par la BEI aux initiatives climatiques et environnementales, qui seront mises en œuvre d'ici 2030. Et Nadia Calviño, la présidente de la BEI, ne semble pas opposée aux investissements nucléaires (Messad, 2024). En outre, il semble que la Commission européenne, qui émet des recommandations sur les financements de la BEI, soit devenue plus favorable aux projets nucléaires, notamment les petits réacteurs modulaires. La croissance de l'ouverture à l'investissement nucléaire est notamment le résultat des pressions exercées par l'«alliance du nucléaire» et douze États membres, qui ont demandé plus de soutien financier européen (Messad, 2024).

Le plan de relance et de résilience de la Belgique est également une source potentielle de financement. Ce plan vise à financer la transition verte et numérique. Sa valeur est de 5.3 milliards dont 677 millions seront alloués pour soutenir la décarbonisation du secteur de l'énergie et de l'industrie (Commission Européenne, *s.d.*). Ce budget s'ajoute à celui<sup>13</sup> alloué au SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie. Ces fonds combinés doivent être mis en perspective avec les coûts estimés du projet envisagé, qui oscillent entre 3 et 15,8 milliards d'euros.

Enfin, le mécanisme de rémunération de capacité (CRM) est également une forme de subside. Ce dernier a été mis en place par la Belgique pour mitiger la sortie du nucléaire (voir *annexe U*). Ce mécanisme devrait notamment coûter environ 2.5 milliards d'euro répartis sur 15 ans (1.9 €/MWh) selon la dernière analyse du cabinet Haulogy cité dans Elia (2021).

---

<sup>13</sup> 960 millions en 2024 selon <https://bosa.belgium.be/fr>

## DISCUSSION ET RECOMMANDATIONS

Malgré l'utilisation d'une méthodologie rigoureuse développée par des experts du secteur nucléaire et des estimations basées sur des sources spécialisées, il est important de reconnaître les limites de cette étude en ce qui concerne les coûts. Les scénarios développés révèlent des variations significatives dans les coûts de construction instantanés du premier réacteur modulaire, allant de 2 milliards d'euros dans le scénario le plus optimiste à 4.4 milliards d'euros dans le scénario le plus pessimiste.

L'analyse de sensibilité a permis d'évaluer l'impact marginal des différents facteurs de coûts, y compris ceux opérationnels et financiers, qui sont également sujets à des incertitudes. Le coût du combustible est encore inconnu pour la version commerciale, et la littérature semble en désaccord sur le coût de la gestion des déchets. Quant aux coûts de démantèlement, ils sont évalués prudemment mais demeurent incertains, faute de données suffisantes dans la littérature, comme le soulignent Mignacca & Locatelli (2020).

Les paramètres financiers sont influencés tant par les conditions de marché que par la structure de financement choisie. Les estimations des revenus se basent également sur plusieurs hypothèses, incluant le prix de l'électricité et le facteur de charge.

Cette étude explore différents scénarios potentiels et, bien qu'elle fournisse des indications précieuses, elle reste spéculative en raison de l'étendue des incertitudes liées aux nombreux paramètres. Planifier financièrement des centrales nucléaires est un processus complexe, influencé par un ensemble d'incertitudes et d'hypothèses qui impactent tant le coût actualisé de l'énergie et la valeur actuelle nette du projet.

Dans le cadre de ce travail, les diverses possibilités de financement privé n'ont pas été explorées, notamment le modèle de coopérative d'industriels adopté par la Finlande. Il existe également d'autres formes de financement telles que l'introduction en bourse, les prêts privés à taux réduits. De plus, d'autres configurations contractuelles, telles que le RAB (regulated asset based<sup>14</sup>) ou le financement participatif, pourraient être explorées dans des travaux ultérieurs.

Il faut cependant garder à l'esprit que les petits réacteurs modulaires conservent un avantage comparatif par rapport aux réacteurs conventionnels. Grâce à leur construction modulaire, l'investisseur bénéficie du "droit de jouer", c'est-à-dire qu'il a la possibilité de réserver son

---

<sup>14</sup> Actifs régulés

engagement. Il est effectivement important de prendre en compte que l'investisseur a la possibilité d'adapter le plan en ajoutant ou en réduisant le nombre de réacteurs si la technologie ne semble pas prête, si les coûts de construction s'envolent, ou si les prix et la demande diminuent.

De plus, l'étude n'intègre pas la possibilité de cogénération que les petits réacteurs modulaires pourraient offrir. Cette option pourrait pourtant conduire à une valeur actuelle nette (VAN) positive. En effet, d'après la littérature, y compris le rapport de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (2013), les SMRs, en raison de leur sécurité accrue, pourraient être installés plus près des zones habitées. Ainsi, ils pourraient être intégrés dans des systèmes de chauffage urbain ou de désalinisation de l'eau de mer, entre autres applications. L'évaluation des coûts et des revenus associés à cette intégration pourrait faire l'objet d'une étude ultérieure et potentiellement améliorer la viabilité économique du projet.

Cette étude se concentre sur les aspects économiques de l'investissement à travers des indicateurs de performance clés (KPI). Toutefois, d'autres dimensions essentielles, telles que les impacts sociaux et environnementaux d'un projet nucléaire, n'ont pas été abordées. Il est crucial d'impliquer toutes les parties prenantes et de prendre en considération les impacts sur les communautés locales et la biodiversité tels que la sécurité, les risques d'accidents nucléaires, la gestion des déchets. Ces derniers pourraient également faire l'objet d'autres travaux.

Le cas étudié omet également un aspect important : le cadre réglementaire. En janvier 2003, la Belgique a légiféré pour une sortie progressive de l'énergie nucléaire en matière de production industrielle d'électricité, avec des restrictions claires sur la création de nouvelles centrales nucléaires. Cependant, des révisions législatives ont été apportées, notamment en juin 2016, et d'autres modifications sont prévues pour la récente prolongation annoncée en 2023. Le déploiement de nouveaux projets de petits réacteurs modulaires dépendra de changements législatifs significatifs et du soutien public. Le débat sur l'énergie nucléaire persiste depuis longtemps en Belgique et en Europe. Récemment, un sondage initié par le Forum Nucléaire (RTL info, 2023) a montré un soutien accru du public belge pour le développement du nucléaire, y compris la réouverture et la construction de nouveaux réacteurs mais rien n'est encore acté.

## CONCLUSION

À ce jour, il n'est pas possible de qualifier les petits réacteurs modulaires de technologie compétitive et économiquement viable en Belgique en raison d'importantes incertitudes liées aux coûts de construction et au prix de l'électricité.

Dans le scénario le moins favorable, les coûts de construction atteignent des niveaux considérables, bien supérieurs à ceux actuellement observés en France et aux États-Unis. La compétitivité et la viabilité économique des réacteurs modulaires semblent hors de portée avec le coût actualisé de production de l'électricité (LCOE) considérablement élevé et une valeur actualisée nette (VAN) négative. La faisabilité économique semble compromise même si le prix d'électricité est très élevé.

Toutefois, en prenant en compte les hypothèses les plus favorables en termes d'économie d'échelle, de modularité, d'effet de série, de respect des délais de construction et de gain d'expérience, il apparaît que les indicateurs de performance clés (KPI) ne sont pas optimaux, mais l'investissement pourrait être une option pertinente. En effet, malgré le fait que l'investissement total estimé (TCIC) excède significativement ceux prévus par les concepteurs, le LCOE bas indique que dans ces conditions la technologie a le potentiel de devenir compétitive. Néanmoins, la viabilité économique reste un défi majeur et l'intervention des instances publiques semble inévitable.

Comme illustré dans l'analyse de sensibilité, différents mécanismes pourraient permettre d'atteindre la viabilité économique des SMR. Ces mécanismes comprennent la participation au capital à des taux réduits et la mise en place de prix garantis, tels que les contrats pour différence (CfD), qui sécurisent les revenus pour les investisseurs et réduisent l'incertitude financière. Ces stratégies, conjuguées à des subventions, semblent indispensables pour surmonter les barrières économiques et encourager l'adoption de cette technologie dans le mix énergétique belge.

Comme indiqué dans les limites de ce travail, l'incertitude des données est grande et de nombreux points ne sont pas abordés et méritent une analyse approfondie. De plus, la prise en considération des autres parties prenantes telles que les citoyens et la biodiversité, est à développer.

## BIBLIOGRAPHIE

- Ahmad, A., & Barkatullah, N. (2017). Current status and emerging trends in financing nuclear power projects. *Energy Strategy Reviews*, 18, 127-140.  
<https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.09.015>
- Al-Dawood, K., & Palmatag, S. (2023). Fuel cycle cost comparison between lead and sodium cooled fast reactors. *Nuclear engineering and design*, 414.  
<https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2023.112583>
- Alessandro, A., & Mansani, L. (2013). The ELFR Industrial Plant and ALFRED Demonstrator. *Fourth conference on Heavy Liquid-Metal Coolants in Nuclear Technologies (HLMC-2013)*. Obninsk, Russia. En ligne  
[https://www.researchgate.net/publication/264422869\\_The\\_ELFR\\_Industrial\\_Plant\\_and\\_ALFRED\\_Demonstrator](https://www.researchgate.net/publication/264422869_The_ELFR_Industrial_Plant_and_ALFRED_Demonstrator)
- Bauer, S., Göke, L., Hirschhausen, C. v., Kemfert, C., & Wealer, B. (2021). Investing into third generation nuclear power plants - Review of recent trends and analysis of future investments using Monte Carlo Simulation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 143. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110836>
- Bernard, P. (2024). Nucléaire : l'accord avec Engie pourrait coûter 1,5 milliard d'euros à l'Etat. *Le Soir*. En ligne <https://www.lesoir.be/569721/article/2024-02-21/nucleaire-laccord-avec-engie-pourrait-coûter-15-milliard-deuros-letat>
- Bertram, N., Fuchs, S., Mischke, J., Robert, P., Strube, G., & Woetzel, L. (2019). *Modular construction: From projects to products*. En ligne sur le site web de McKinsey <https://www.mckinsey.com/capabilities/operations/our-insights/modular-construction-from-projects-to-products>
- Bertrand, M. (2023). La Belgique veut se lancer dans le nucléaire de quatrième génération : bientôt un réacteur SMR chez nous ? *Business AM*. En ligne <https://fr.businessam.be/belgique-nucleaire-quatrieme-generation-reacteur-modulable-smr/>
- Billé, A. G., Gianfreda, A., Del Grosso, F., & Ravazzolo, F. (2023). Forecasting electricity prices with expert, linear, and nonlinear models. *International Journal of Forecasting*, 39, 570-586. <https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2022.01.003>
- Boarin, S., Mancini, M., Ricotti, M., & Locatelli, G. (2015). Economics and financing of small modular reactors (SMRs). *Energy*, 239-277.  
<https://doi.org/10.1533/9780857098535.3.239>
- Boarin, S., Ricotti, M., Auriault, C., Joly, P., Boo, E., & Roelofs, F. (2017). *Potential of Small Modular Fast Reactors*. CIRTEN. En ligne <https://api.lgi-consulting.org/library/download-e1a0d53a534014217b7961d1870ee76b-1>

- Boldon, L. M., & Piyush, S. (2014). *Small Modular Reactor: First-of-a-Kind (FOAK) and Nth-of-a-Kind (NOAK) Economic Analysis*. Idaho National Laboratory Nuclear Energy University. En ligne <https://inldigitallibrary.inl.gov/sites/sti/sti/6293982.pdf>
- Brealey, R. A., Myers, S. C., & Allen, F. (2009). *Principles of Corporate Finance*. McGraw-Hill/Irwin: New York.
- Carelli, M. D., Garrone, P., Locatelli, G., Mancini, M., Mycoff, C., Trucco, P., & Ricotti, M. (2010). Economic features of integral, modular, small-to-medium size reactors. *Progress In Nuclear Energy*, 403-414. <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2009.09.003>
- Chaplin, P. A. (2016). *Techno-economic evaluation of cross-cutting technologies for cost reduction in nuclear power plants* (Mémoire de master). Institut Technologique du Massachusetts, Massachusetts
- Commission européenne. (n.d.). *Belgium's recovery and resilience plan*. En ligne sur le site de la Commission européenne. [https://commission.europa.eu/business-economy-euro/economic-recovery/recovery-and-resilience-facility/country-pages/belgiums-recovery-and-resilience-plan\\_en](https://commission.europa.eu/business-economy-euro/economic-recovery/recovery-and-resilience-facility/country-pages/belgiums-recovery-and-resilience-plan_en)
- Commission européenne. (n.d.). *The European Green Deal : Striving to be the first climate-neutral continent*. En ligne sur le site de la Commission européenne [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_en](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en)
- Cordina, C. (2023). *L'énergie nucléaire*. En ligne sur le site du parlement européen: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/fr/sheet/62/1-energie-nucleaire>
- Dalhem, E., Schmitt, A., & Zhou, H. (2023). EU Energy Outlook to 2060: power prices and revenues predicted for wind, solar, gas, hydrogen + more. *Energypost*. En ligne <https://energypost.eu/eu-energy-outlook-to-2060-power-prices-and-revenues-predicted-for-wind-solar-gas-hydrogen-more/>
- Economic Modeling Working Group Of the Generation IV International Forum, EMWG GIF. (2007). *Cost estimating guidelines for generation IV nuclear energy systems*. En ligne [https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2013-09/emwg\\_guidelines.pdf](https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2013-09/emwg_guidelines.pdf)
- Elia. (2021). *Adequacy and flexibility study for Belgium (2022-2032)*. Disponible en ligne sur le site Elia <https://www.elia.be/en/electricity-market-and-system/adequacy/adequacy-studies>
- Elia. (2023). *Adequacy and flexibility study for Belgium (2024-2034)*. Disponible en ligne sur le site Elia <https://www.elia.be/en/electricity-market-and-system/adequacy/adequacy-studies>
- Engie Electrabel. (n.d.). *Centrale nucléaire*. En ligne sur le site de Engie Electrabel <https://nuclear.engie-electrabel.be/fr/centrale-nucleaire/la-centrale-nucleaire-de-doeel>

- Esam, H. (2020). Emerging small modular nuclear power reactors: A critical review. *Physics Open*, 5. <https://doi.org/10.1016/j.physo.2020.100038>
- Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières, FEBEG. (s.d.). *Statistiques électricité*. En ligne sur le site Febeg <https://www.febeg.be/fr/statistiques-electricite> consulté le 5 mai 2024
- Fichtner. (2020). *Cost of Capacity for Calibration of the Belgian Capacity Remuneration Mechanism (CRM)*. En ligne [https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20200505\\_fichtner-report-cost-of-capacity-crm\\_en.pdf](https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2020/20200505_fichtner-report-cost-of-capacity-crm_en.pdf)
- Finon, D., & Roques, F. (2008). Financing arrangements and industrial organisation for new nuclear build in electricity markets. *Competition and Regulation in Network Industries*, 9. DOI:10.1177/178359170800900303
- Gautier, A. (2022). Électricité : est-il possible de contenir la hausse des prix ? *Regards économiques*, 174. En ligne [https://www.regards-economiques.be/index.php?option=com\\_reco&view=article&cid=226](https://www.regards-economiques.be/index.php?option=com_reco&view=article&cid=226)
- Grasso, G., Petrovich, C., Mattioli, D., Artioli, C., Sciora, P., Gugiu, D. & Mikityuk, K. (2014). The core design of ALFRED, a demonstrator for the European lead-cooled reactors. *Nuclear engineering and design*, 278, 287-301. <https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2014.07.032>
- International atomic energy agency, IAEA. (2009). *Issues to improve the prospects of financing nuclear power plants*. En ligne <https://www.iaea.org/publications/8183/issues-to-improve-the-prospects-of-financing-nuclear-power-plants>
- International Atomic Energy Agency, IAEA. (2013). *Approaches for assessing the economic competitiveness of small and medium sized reactors*. En ligne [https://wwwpub.iaea.org/MTCDD/Publications/PDF/Pub1619\\_web.pdf](https://wwwpub.iaea.org/MTCDD/Publications/PDF/Pub1619_web.pdf)
- International Atomic Energy Agency, IAEA. (2020). *Advances in Small Modular Reactor*. En ligne [https://aris.iaea.org/Publications/SMR\\_Book\\_2020.pdf](https://aris.iaea.org/Publications/SMR_Book_2020.pdf)
- International Atomic Energy Agency, IAEA. (2023). *World Energy Outlook 2023*. En ligne <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- International Atomic Energy Agency, IAEA. (n.d.). *Status Report – Westinghouse Lead Fast Reactor*. En ligne [https://aris.iaea.org/PDF/W-LFR\\_2020.pdf](https://aris.iaea.org/PDF/W-LFR_2020.pdf)
- Kim, T. K., Boing, L., Halsey, W., & Dixon, B. (2022). *Nuclear Waste Attributes*. U.S. Department of Energy. En ligne [https://fuelcycleoptions.inl.gov/SiteAssets/SitePages/Home/SMR\\_Waste\\_Attributes\\_Report\\_Final.pdf](https://fuelcycleoptions.inl.gov/SiteAssets/SitePages/Home/SMR_Waste_Attributes_Report_Final.pdf)

- Krall, L. M., Macfarlane, A. M., & Ewing, R. C. (2022). Nuclear waste from small modular reactors. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 119(23), 1-12. <https://doi.org/10.1073/pnas.2111833119>
- Lang, P. A. (2017). Nuclear Power Learning and Deployment Rates; Disruption and Global Benefits Forgone. *Energies*, 10(12). <https://doi.org/10.3390/en10122169>
- Liao, J., Ferroni, P., Wright, R., Bachrach, U., Scobel, J., Sofu, T., Tenter, A., Jin Lee, S., Epstein, M., Frignani, M., Tarantino, M. (2021). Development of phenomena identification and ranking table for Westinghouse lead fast reactor's safety. *Progress in nuclear energy*, 131. <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2020.103577>
- Liou, J. (2023). *What are Small Modular Reactors (SMRs)?* En ligne sur le site de la IAEA <https://www.iaea.org/newscenter/news/what-are-small-modular-reactors-smrs> consulté le 13 janvier 2024
- Lloyd, C., Middleton, C., & Roulstone, T. (2018). *The impact of modularisation strategies on small modular reactor cost (ICAPP 2018)*. Atlanta, Etats-Unis. En ligne [https://www.researchgate.net/publication/329921662\\_The\\_impact\\_of\\_modularisation\\_strategies\\_on\\_Small\\_Modular\\_Reactor\\_Costs](https://www.researchgate.net/publication/329921662_The_impact_of_modularisation_strategies_on_Small_Modular_Reactor_Costs)
- Locatelli, G., Bingham, C., Mancini, M. (2014). Small modular reactors: A comprehensive overview of their economics and strategic aspects. *Progress in Nuclear Energy*, 73, 75-85. <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2014.01.010>
- Locatelli, G., Trianni, A., Trucco, P. (2009). Competitiveness of small-medium reactors: A probabilistic study on the economy of scale factory. *International Congress on Advances in Nuclear Power Plants 2009*. En ligne <https://re.public.polimi.it/retrieve/handle/11311/564737/270154/Competitiveness%20of%20Small-Medium%20Reactors%20a%20probabilistic%20study%20on%20the%20economy%20of%20scale%20factor.pdf>
- Low Carbon Contracts Company Ltd. (n.d.). *NNB Generation Company (HPC) Limited*. En ligne sur le site de Low Carbon Contracts Company Ltd <https://cfd.lowcarboncontracts.uk/cfd-register/register/NUC-HPC-198/#:~:text=Project%20Information&text=The%20Initial%20Strike%20Price%20is,MWh%20to%20C2%A392.50%20MWh> consulté le 18 mai 2023
- Lundholm, M. (2013). *Cost analysis of Lead Cooled Fast Reactors and the Electra project* (Mémoire de master). Institut royal de technologie de Stockholm, Stockholm.
- Mazars. (2021). *Les Small Modular Reactors, choc de simplification au service de la transition énergétique*. En ligne sur le site de Mazars <https://www.mazars.fr/insights/publications-et-evenements/etudes/enjeux-et-perspectives-de-developpement-des-smr> consulté le 15 mars 2024

- Messad, P. (2024). Major nuclear projects will have to wait longer for delayed EIB financing. *Euractiv*. En ligne <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/major-nuclear-projects-will-have-to-wait-longer-for-delayed-eib-financing/> consulté le 6 mai 2023
- Mignacca, B. & Locatelli, G. (2020). Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda. *Renewable and sustainable energy reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109519>
- National Energy Technology Laboratory, NETL. (2013). *Technology Learning Curve (FOAK to NOAK) Quality guidelines for energy systems studies*. En ligne <https://citeseerx.ist.psu.edu/document?repid=rep1&type=pdf&doi=b40ad5366a7491bde1bfbb9f5f4d0c4c60e56060>
- Nuclear engineering international. (2023). *news*. En ligne sur le site Neimagazine <https://www.neimagazine.com/news/newsnew-consortium-to-develop-and-globally-deploy-lead-cooled-fast-reactors-11286739#:~:text=ALFRED%20is%20to%20prepare%20the,at%20some%20%E2%82%AC1.0bn> consulté le 5 janvier 2024
- Nuclear Energy Agency & Organisation of Economic Cooperation and Development, NEA & OECD (1994). *The economics of the nuclear fuel cycle*. Paris : OECD. [https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2020-07/the\\_economics\\_of\\_the\\_nuclear\\_fuel\\_cycle\\_1994.pdf](https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2020-07/the_economics_of_the_nuclear_fuel_cycle_1994.pdf)
- Nuclear Energy Agency & Organisation of Economic Cooperation and Development, NEA & OECD (2010). *Le financement des centrales nucléaires*. Développement de l'énergie nucléaire. Paris : OECD. <https://doi.org/10.1787/9789264079243-fr>.
- Nuclear Energy Agency & Organisation of Economic Cooperation and Development, NEA & OECD (2011) *Current Status, Technical Feasibility and Economics of Small Nuclear Reactors*. Paris : OECD. En ligne <https://www.oecd-nea.org/ndd/reports/2011/current-status-small-reactors.pdf>
- Nuclear Energy Agency & Organisation of Economic Cooperation and Development, NEA & OECD (2021). *Small Modular Reactors: Challenges and Opportunities*. Paris : OECD. En ligne [https://www.oecd-nea.org/jcms/pl\\_57979/small-modular-reactors-challenges-and-opportunities?details=true](https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_57979/small-modular-reactors-challenges-and-opportunities?details=true)
- Nuclear Energy Agency & Organisation of Economic Cooperation and Development, NEA & OECD (2022). *New Perspectives for Financing Nuclear New Build : Minimising the Cost of Capital by Optimising Risk Management*. Paris : OECD. <https://doi.org/10.1787/5c58a5c1-en>.
- Padoan, B. (2023). Nucléaire du futur : la Belgique va coopérer avec la Roumanie et l'Italie sur le développement de SMR. *Le soir*. En ligne

<https://www.lesoir.be/548131/article/2023-11-08/nucleaire-du-futur-la-belgique-va-cooperer-avec-la-roumanie-et-litalie-sur-le>

Percebois, J. (2023). *Tribune d'actualité*. En ligne sur le site Connaissance des énergies <https://www.connaissancedesenergies.org/tribune-actualite-energies/quelles-solutions-pour-financer-le-nouveau-nucleaire-et-les-renouvelables> consulté le 10 janvier 2024

Percebois, J. (n.d.). *Quelles solutions pour financer le nouveau nucléaire et les renouvelables ?* En ligne sur le site Connaissance des énergies <https://www.connaissancedesenergies.org/tribune-actualite-energies/quelles-solutions-pour-financer-le-nouveau-nucleaire-et-les-renouvelables> consulté le 5 mars 2024

PWC. (2024). *Worldwide Tax Summaries*. En ligne sur le site PWC <https://taxsummaries.pwc.com/belgium/corporate/taxes-on-corporate-income> consulté le 5 mai 2023

RTL info. (2023). *Les Belges sont massivement en faveur du maintien et de l'extension du nucléaire, selon un nouveau sondage*. En ligne <https://www.rtl.be/actu/belgique/economie/les-belges-sont-massivement-en-faveur-du-maintien-et-de-lextension-du-nucleaire/2023-11-08/article/606127>

Rothwell, G. (2015). *The economics of future nuclear power : An Update of the University of Chicago's 2004*. Chicago: Routledge, Taylor & Francis Group plc.

SCK CEN. (2023). *actualité*. En ligne sur le site SCK CEN <https://www.sckcen.be/fr/nouvelles/des-leaders-en-technologie-des-metaux-lourds-liquides-unissent-leurs-forces-pour-deployer-les-petits-reacteurs-modulaires-refroidis-au-plomb> consulté le 15 janvier 2023

Service public fédéral Economie. (2022). *Consultation de la Direction générale de l'Energie du SPF Economie sur une proposition de trajectoire de réduction*. En ligne <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Consultation-proposition-trajectoire-de-reduction-limites-CO2-des-2023.pdf>

SFEN. (2022). *Combien coûte le nucléaire?* En ligne sur le site du SFEN <https://www.sfen.org/wp-content/uploads/2022/12/Note-de-compe%CC%81tivite%CC%81-V2.pdf>

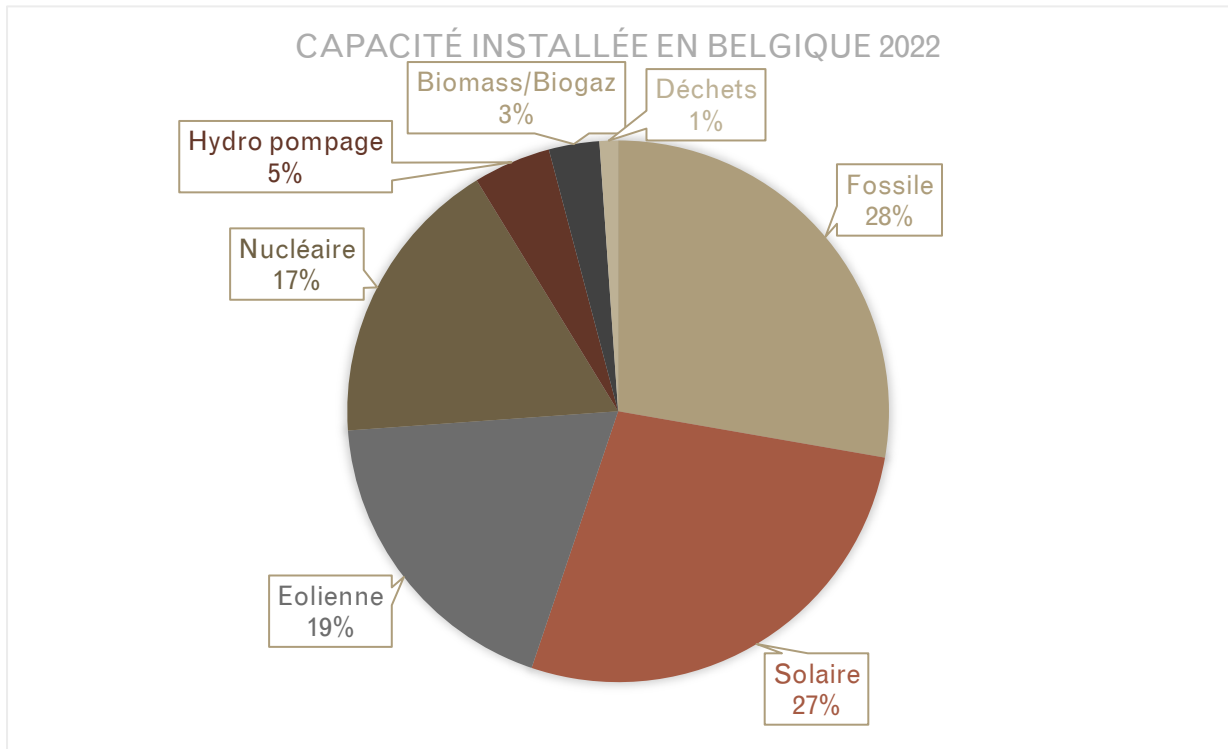
SFEN. (2022). *Economie du nucléaire dans le système électrique*. En ligne sur le site du SFEN <https://www.sfen.org>

Shirvan, K., Harwick, J. C., & Massachusetts Institute of Technology. (2022). *Advanced Nuclear power program overnight capital cost of the next AP1000*. En ligne <https://web.mit.edu/kshirvan/www/research/ANP193%20TR%20CANES.pdf>

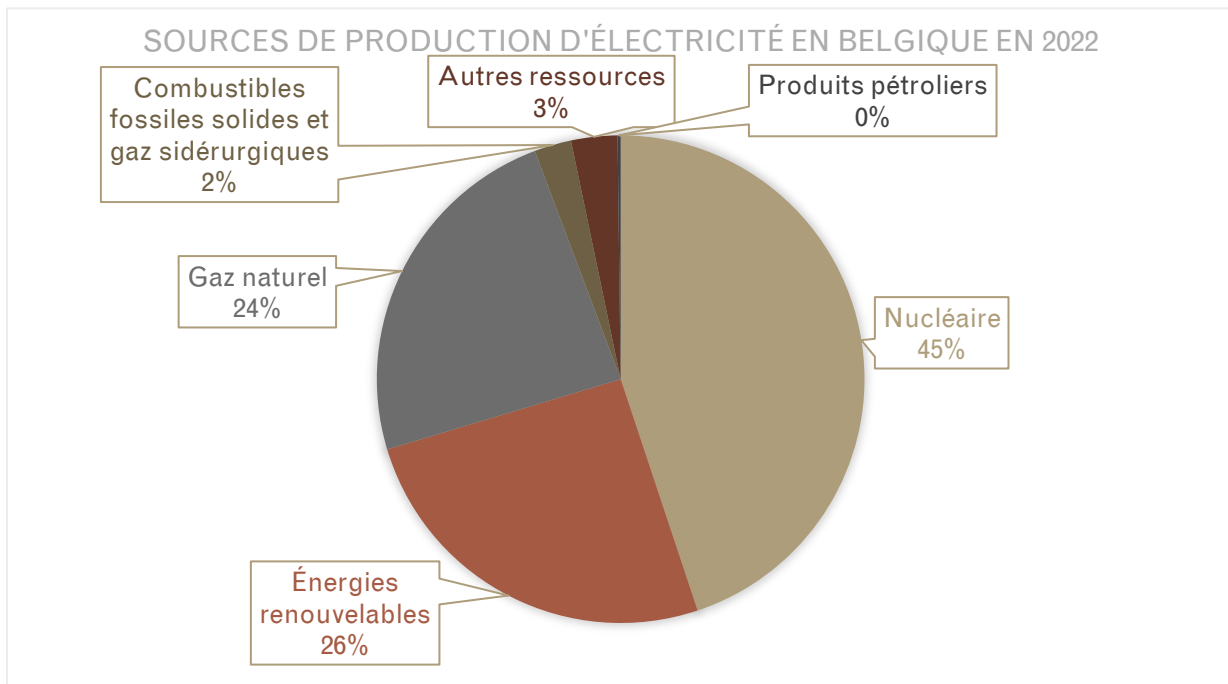
Shirvan, K., & Stewart, W. (2022). Capital cost estimation for advanced nuclear power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 155. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111880>

- SPF économie. (2023). *Belgian Energy Data Overview*. En ligne  
<https://economie.fgov.be/nl/file/7468223/download?token=EGYqrveF>
- SPF économie. (2022). *Mécanisme de rémunération de capacité (CRM)*. En ligne  
<https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/electricite/mecanismes-de-capacite/mecanisme-de-remuneration-de>
- Stopher, M. (2019). *The Safety Assessment of Integral, Passively Safe Small Modular Reactors*. <http://dx.doi.org/10.13140/RG.2.2.15674.52169>
- Synatom. (2023). *Nos activités financières*. En ligne sur le site de Synatom  
<https://www.synatom.be/fr/nos-activites-financieres/les-provisions-nucleaires/>  
consulté le 20 décembre 2023
- Synatom. (2023). *Qui sommes nous*. En ligne sur le site de Synatom  
<https://www.synatom.be/fr/qui-sommes-nous/un-peu-d-histoire/> consulté le 20 décembre 2023
- Vipond, T. (n.d.). *Internal Rate of Return (IRR)*. En ligne sur le site Corporate Finance Institute <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/internal-rate-return-irr/> consulté le 15 mai 2023
- Von Hirschhausen, C., Slowik, M., Steigerwald, B. & Weibezahn, J., M. (2023). Uncertainties in estimating production costs of future nuclear technologies : A model-based analysis of small modular reactors. *Energy*, 281. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128204>
- Westinghouse. (n.d.). *ap300-smr*. En ligne sur le site Westinghousenucleare  
<https://www.westinghousenuclear.com/energy-systems/ap300-smr/>
- Wilquin, M. (2023). *Peut-on toujours croire au 100 % renouvelable à l'horizon 2050 ? Comment la Belgique s'y prépare-t-elle ? ?* RTBF. <https://www.rtbef.be/article/peut-on-toujours-croire-au-100-renouvelable-a-l-horizon-2050-comment-la-belgique-s-y-prepare-t-elle-11137291>
- Wilton, E. (2012). *A conceptual framework for the comparison of small modular reactors based on passive safety features, proliferation resistance and economic potential* (Mémoire de master). Université d'Utrecht, Utrecht.
- World Nuclear Association. (n.d.). *Structuring Nuclear Projects for Success*. En ligne  
<https://world-nuclear.org/images/articles/Structuring%20Projects%20Report.pdf>

A. CAPACITÉ INSTALLÉE EN BELGIQUE EN 2022<sup>15</sup>



B. SOURCES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN BELGIQUE EN 2022



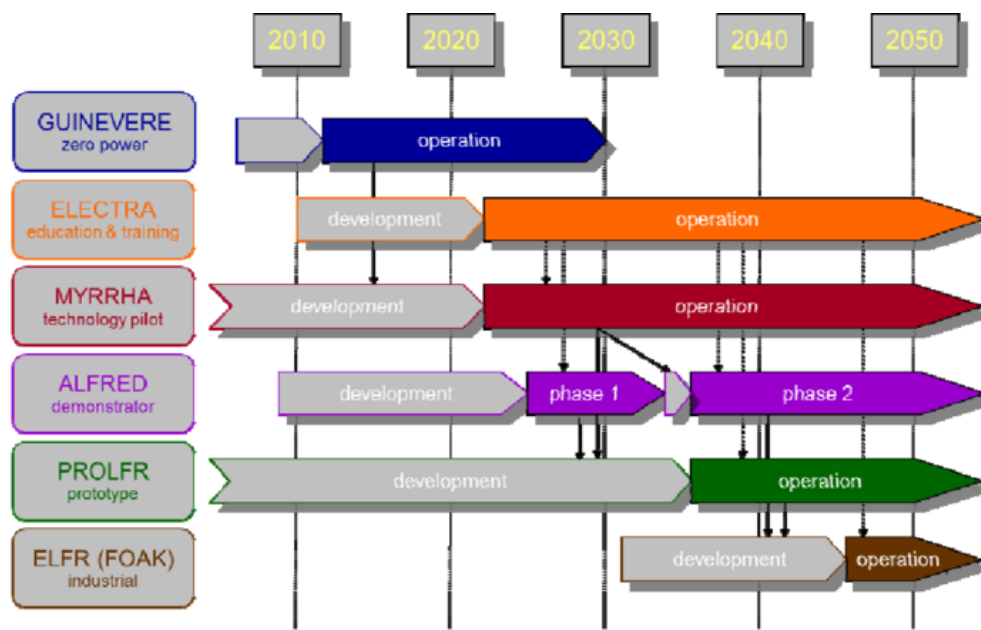
<sup>15</sup> Données reprises du site FEBEG

## C. CONSORTIUM POUR LA RECHERCHE SUR LES PETITS RÉACTEURS MODULAIRES

Le nouveau consortium annoncé en 2023 fait suite aux travaux précédents du consortium FALCON, menés au cours des dix dernières années par Ansaldo Nucleare, l'ENEA et RATEN. Le consortium travaillera sur la construction d'Alfred dans le cadre de la prochaine phase de développement (SCK CEN, 2023). Le partenariat actuel représente la dernière étape d'une recherche conjointe pour concevoir une centrale de taille industrielle utilisant la technologie LFR et un démonstrateur à échelle réduite, Alfred de plus ou moins 125MWe (Nuclear engineering international, 2023).

En ce qui concerne la contribution de Westinghouse, le constructeur américain propose notamment le projet SMR AP300, directement inspiré de son réacteur à eau sous pression, le PWR AP1000 (Westinghouse, *s.d.*) ainsi que le "Westinghouse Lead Fast Reactor" de 460Mwe (NEA/OCDE, *s.d.*).

Le plan initial pour l'ELFR est résumé dans le schéma ci-dessous tiré de Alessandro & Mansani, (2013).



**Fig.11. Overall Roadmap for Deployment of a European LFR**

Ansaldo Nucleare - Entreprise italienne spécialisée dans la construction de réacteurs nucléaire

ENEA - Agence italienne pour les nouvelles technologies, l'énergie et le développement économique durable

RATEN - Agence roumaine pour les nouvelles technologies

Westinghouse - Entreprise américaine historique dans le domaine nucléaire

---

## D. COÛT DU CAPITAL

<b>Composantes</b>	<b>Valeurs</b>
<b><math>D</math> - Part de la dette (%)</b>	50
<b><math>E</math> - Part des fonds propres (%)</b>	50
<b><math>R_d</math> - Coût de la dette</b>	5.50%
<b><math>R_e</math> - Coût des fonds propres</b>	13.9%
<b><math>T</math> - Impôts</b>	25%
<b><math>r_f</math> - Taux sans risque</b>	1.91%
<b><math>(r_m - r_f)</math> - Prime de risque</b>	8.69%
<b><math>\beta</math> - Risque du marché (corrélation entre l'industrie/ secteur d'activité et l'économie)</b>	1.09
<b>Prime de risque nucléaire</b>	2.50%
<b>Coût moyen pondéré du capital</b>	<b>10.25%</b>
<p>Note : les données reprises dans le présent tableau sont spécifiques au secteur énergétique belge et sont reprises des sources suivantes ; données disponibles en ligne sur Damodaran<sup>16</sup>, PWC<sup>17</sup>, Bloomberg terminal ainsi que les articles du cabinet Fichtner (2020) et de la WNA (<i>s.d.</i>)</p>	

---

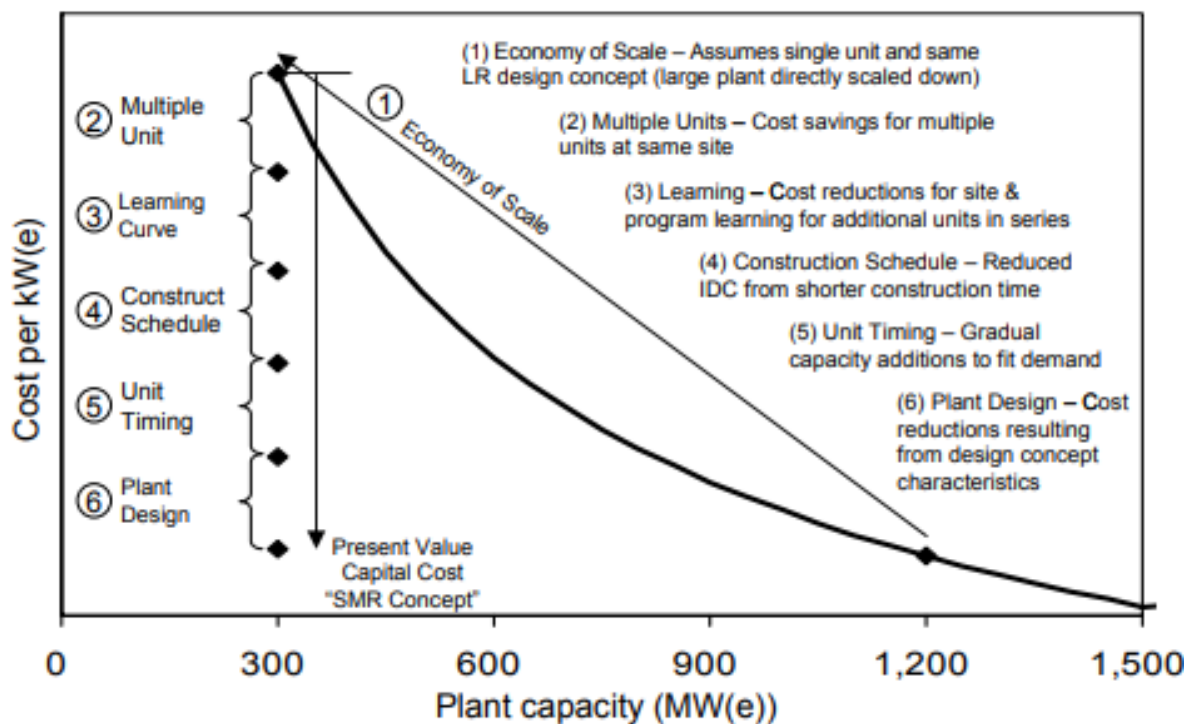
<sup>16</sup> <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

<sup>17</sup> <https://taxsummaries.pwc.com/belgium/corporate/taxes-on-corporate-income>

## E. COÛT DU CAPITAL EN VALEUR RÉELLE

Source	Année	CMPC Réel du secteur de l'énergie	Zone géographique
Fichtner	2020	4,41%	Belgique
Elia	2021	5,53%	Belgique
Damodaran	2024	5.37%	Europe

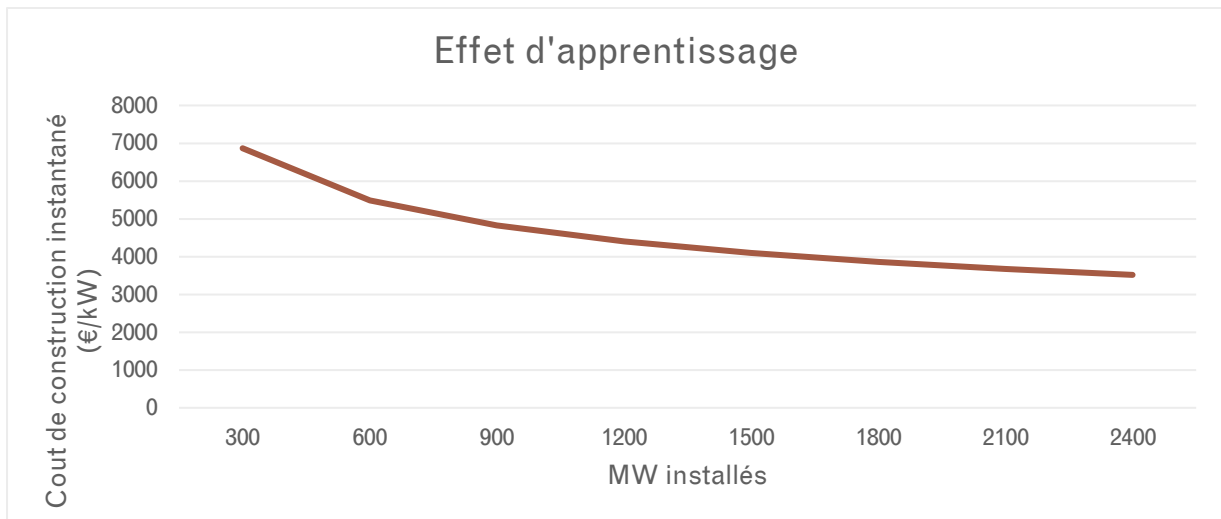
## F. FACTEURS AFFECTANT LES COÛTS DE CONSTRUCTION<sup>18</sup>



<sup>18</sup> Repris de IAEA (2013)

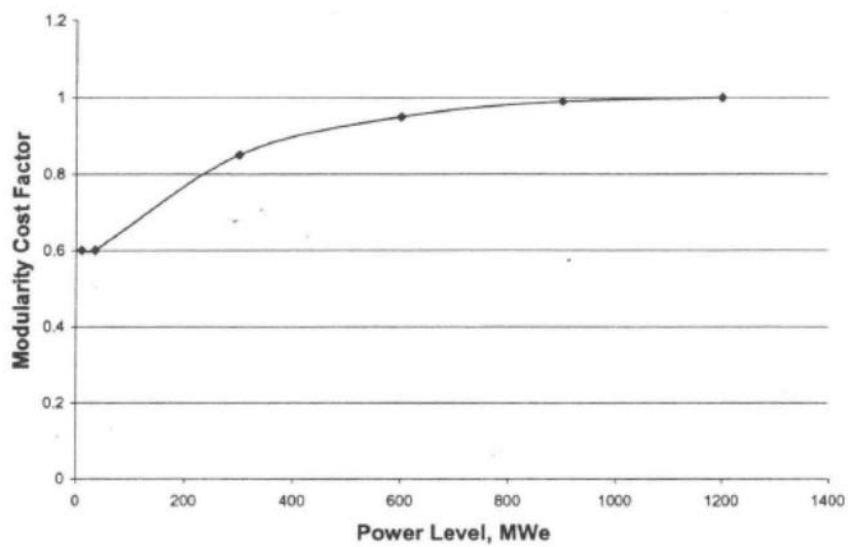
---

## G. EFFET D'APPRENTISSAGE (TAUX 20%)



---

## H. EFFET DE MODULARITÉ<sup>19</sup>



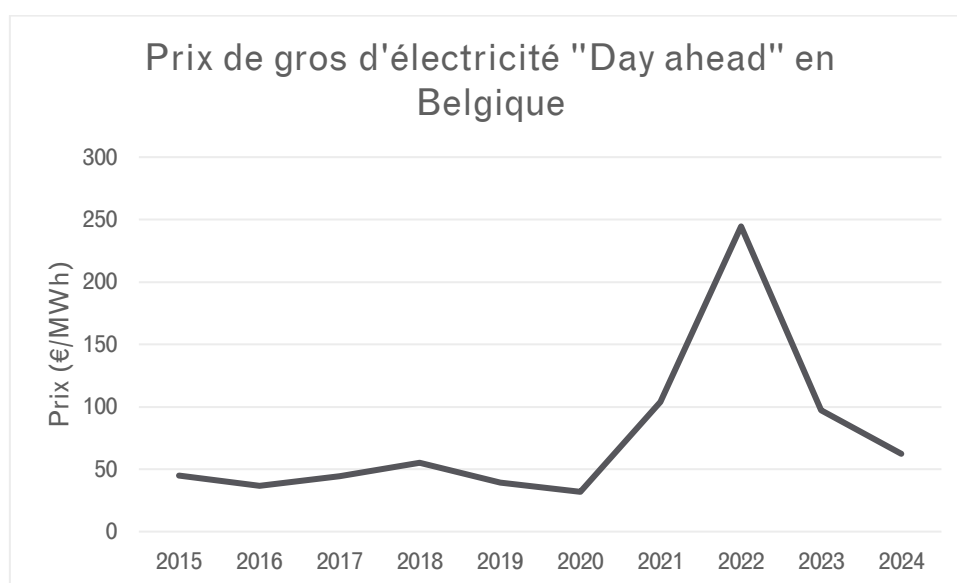
---

<sup>19</sup> Repris de Wilton (2012)

I. DONNÉES REPRIS DE L'ÉTUDE SUR LE PROJET ALFRED<sup>20</sup>

	<b>Alfred</b>	<b>ELFR</b>
<b>E&amp;M (€/Mwh)</b>	20.3	17.8
<b>Carburant (€/MWh)</b>	7.0	9.8

J. PRIX DE GROS D'ÉLECTRICITÉ «DAY AHEAD» EN BELGIQUE<sup>21</sup>



K. CALENDRIER DE CONSTRUCTION ENVISAGÉ

Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
R1													
R2													
R3													
R4													
R5													
...													

<sup>20</sup> Données reprises et mises à jour de Boarin et al. (2017)

<sup>21</sup> Disponible en ligne sur ENTSOE

---

## L. PARAMÈTRES REPRIS POUR LA CRÉATION DES SCÉNARIOS

<b>Paramètres</b>	<b>Plage de valeurs</b>
<b>Exposant de mise à échelle</b>	0.4 - 0.7
<b>Effet de série (%)</b>	79 - 100
<b>Modularité (%)</b>	87 - 100
<b>Taux d'apprentissage (%)</b>	5 - 20
<b>Facteur de charge (%)</b>	80 - 90
<b>Durée de construction (années)</b>	3 - 5
<b>Prix de l'électricité (€/MWh)</b>	50 - 80

## M. DONNÉES SCÉNARIOS

<b>Scénario 1 : Prix élevés – Coûts faibles</b>	
<b>Coûts</b>	
<b>E&amp;M (€/MWh)</b>	22
<b>Combustible (€/MWh)</b>	8.4
<b>D&amp;D (% CCI)</b>	33
<b>Facteur réducteur des coûts de construction</b>	
<b>Exposant de mise à échelle</b>	0.70
<b>Facteur de mise à échelle</b>	1.48
<b>Effet de série</b>	0.79
<b>Effet de modularité</b>	0.85
<b>Taux d'apprentissage (%)</b>	20
<b>Données technologiques</b>	
<b>Durée de construction (année)</b>	3
<b>Durée de vie (année)</b>	60
<b>Nombre de réacteur</b>	8
<b>Facteur de charge (%)</b>	90
<b>Puissance électrique (MW)</b>	300
<b>Données économiques</b>	
<b>CMPC (%)</b>	10.25
<b>Inflation (%)</b>	2
<b>Prix de l'électricité (€/MWh)</b>	80

<b>Scénario 2 : Prix faibles – Coûts faibles</b>	
<b>Coûts</b>	
<b>E&amp;M (€/MWh)</b>	22
<b>Combustible (€/MWh)</b>	8.4
<b>D&amp;D (% CCI)</b>	33
<b>Facteur réducteur des coûts de construction</b>	
<b>Exposant de mise à échelle</b>	0.70
<b>Facteur de mise à échelle</b>	1.48
<b>Effet de série</b>	0.79
<b>Effet de modularité</b>	0.85
<b>Taux d'apprentissage (%)</b>	20
<b>Données technologiques</b>	
<b>Durée de construction (année)</b>	3
<b>Durée de vie (année)</b>	60
<b>Nombre de réacteur</b>	8
<b>Facteur de charge (%)</b>	90
<b>Puissance électrique (MW)</b>	300
<b>Données économiques</b>	
<b>CMPC (%)</b>	10.25
<b>Inflation (%)</b>	2
<b>Prix de l'électricité (€/MWh)</b>	50

<b>Scénario 3 : Prix faibles – Coûts élevés</b>	
<b>Coûts</b>	
<b>E&amp;M (€/MWh)</b>	22
<b>Combustible (€/MWh)</b>	8.4
<b>D&amp;D (% CCI)</b>	33
<b>Facteur réducteur des coûts de construction</b>	
<b>Exposant de mise à échelle</b>	0.40
<b>Facteur de mise à échelle</b>	2.20
<b>Effet de série</b>	1.00
<b>Effet de modularité</b>	1.00
<b>Taux d'apprentissage (%)</b>	5
<b>Données technologiques</b>	
<b>Durée de construction (année)</b>	5
<b>Durée de vie (année)</b>	60
<b>Nombre de réacteur</b>	8
<b>Facteur de charge (%)</b>	80
<b>Puissance électrique (MW)</b>	300
<b>Données économiques</b>	
<b>CMPC (%)</b>	10.25
<b>Inflation (%)</b>	2
<b>Prix de l'électricité (€/MWh)</b>	50

<b>Scénario 4 : Prix élevés – Coûts élevées</b>	
<b>Coûts</b>	
<b>E&amp;M (€/MWh)</b>	22
<b>Combustible (€/MWh)</b>	8.4
<b>D&amp;D (% CCI)</b>	33
<b>Facteur réducteur des coûts de construction</b>	
<b>Exposant de mise à échelle</b>	0.40
<b>Facteur de mise à échelle</b>	2.20
<b>Effet de série</b>	1.00
<b>Effet de modularité</b>	1.00
<b>Taux d'apprentissage (%)</b>	5
<b>Données technologiques</b>	
<b>Durée de construction (année)</b>	5
<b>Durée de vie (année)</b>	60
<b>Nombre de réacteur</b>	8
<b>Facteur de charge (%)</b>	80
<b>Puissance électrique (MW)</b>	300
<b>Données économiques</b>	
<b>CMPC (%)</b>	10.25
<b>Inflation (%)</b>	2
<b>Prix de l'électricité (€/MWh)</b>	80

## N. RÉSULTATS SCÉNARIOS

### N.I SCÉNARIO 1 : PRIX ÉLEVÉS – COÛTS FAIBLES

Les prix de l'électricité sont élevés. Les coûts de construction sont bas, résultant d'un apprentissage élevé, d'un projet achevé dans les délais et d'un facteur de charge conforme aux prévisions des concepteurs. Le facteur de mise échelle cumulé est bas.

Scénario 1	Résultats	
	1 <sup>er</sup> SMR	Moyenne
Coût de construction instantané (€/kW)	6867	4589
Coût de construction instantané (M€)	2060	1377
Intérêt durant la construction (M€)	267	178
Coût total investissement (M€)	2327	1555
LCOE (€/MWh)	117	89
	1 <sup>er</sup> SMR	Projet
VAN (M€)	-1439	-3109
TRI (%)		7,48

Sensitivité – Coûts opérationnels			
Scénario 1	Combustible (4-12 €/MWh)	Exploitation et maintenance (19-25 €/MWh)	Décommissionnement et démantèlement (28-38%)
LCOE 1 <sup>er</sup> SMR (€/MWh)	113 - 121	112 - 122	117 - 118
LCOE Moyen (€/MWh)	84 - 92	84 - 94	88 - 89
VAN 1 <sup>er</sup> SMR (M€)	-1332 à -1525	-1318 à -1559	-1421 à -1456
VAN projet (M€)	-2683 à -3457	-2625 à -3593	-3056 à -3162

<b>Sensitivité – Paramètres financiers</b>				
<b>Scénario 1</b>	<b>Proportion de la Dette (40-80%)</b>	<b>Coût de dette (2-6%)</b>	<b>Coût des fonds propres (6-16%)</b>	<b>Prime de risque nucléaire (0-5%)</b>
<b>LCOE 1<sup>er</sup> SMR (€/MWh)</b>	125-95	104-119	90-143	92-145
<b>LCOE Moyen (€/MWh)</b>	94-74	79-90	70-106	72-107
<b>VAN 1<sup>er</sup> SMR (M€)</b>	-1579 à -897	-1138 à -1476	-731 à -1845	-794 à -1873
<b>VAN Projet (M€)</b>	-3545 à -945	-2001 à -3232	-140 à -4223	-451 à -4284

## N.II SCÉNARIO 2 : PRIX FAIBLES – COÛTS FAIBLES

Les prix de l'électricité sont bas. Les coûts de construction sont également bas, grâce à des résultats positifs en termes d'apprentissage, de respect des calendriers de construction et de réalisation des facteurs de charge prévus. Le facteur de mise échelle cumulé est bas.

Scénario 2	Résultats	
	1 <sup>er</sup> SMR	Moyenne
Coût de construction instantané (€/kW)	6867	4589
Coût de construction instantané (M€)	2060	1377
Intérêt durant la construction (M€)	267	178
Coût total investissement (M€)	2327	1555
LCOE (€/MWh)	117	89
	1 <sup>er</sup> SMR	Projet
VAN (M€)	-2162	-6012
TRI (%)		3.7

Sensitivité – Coûts opérationnels			
Scénario 2	Combustible (4-12 €/MWh)	Exploitation et maintenance (17-27 €/MWh)	Décommissionnement et démantèlement (28-38%)
LCOE 1 <sup>er</sup> SMR (€/MWh)	113 - 121	112 - 122	117 - 118
LCOE Moyen (€/MWh)	84 - 92	84 - 94	88 - 89
VAN 1 <sup>er</sup> SMR (M€)	-2056 à -2249	-2042 à -2283	-2145 à -2180
VAN projet (M€)	-5586 à -6361	-5528 à -6496	-5960 à -6065

<b>Sensitivité - Paramètres financiers</b>				
<b>Scénario 2</b>	<b>Proportion de la Dette (40-80%)</b>	<b>Coût de dette (2-6%)</b>	<b>Coût des fonds propres (6-16%)</b>	<b>Prime de risque nucléaire (0-5%)</b>
<b>LCOE 1<sup>er</sup> SMR (€/MWh)</b>	125-95	104-119	90-143	92-145
<b>LCOE Moyen (€/MWh)</b>	94-74	79-90	70-106	72-107
<b>VAN 1er SMR (M€)</b>	-2238 à -1898	-2011 à -2183	-1824 à -2391	-1852 à - 2408
<b>VAN Projet (M€)</b>	-6069 à -5608	-5825 à -6029	-5426 à -6129	-5498 à -6132

### N.III SCÉNARIO 3 : PRIX FAIBLES – COÛTS ÉLEVÉS

Les prix de l'électricité sont bas, avec des influences externes comme l'augmentation de la concurrence ou des innovations disruptives dans d'autres formes d'énergie. Les coûts de construction sont hauts, causés par un faible taux d'apprentissage, des retards dans la construction, et des facteurs de charge inférieurs aux attentes. Le facteur de mise échelle cumulé est haut.

Scénario 3	Résultats	
	1 <sup>er</sup> SMR	Moyenne
Coût de construction instantané (€/kW)	14822	13453
Coût de construction instantané (M€)	4447	4036
Intérêt durant la construction (M€)	1015	922
Coût total investissement (M€)	5462	4958
LCOE (€/MWh)	259	238
	1 <sup>er</sup> SMR	Projet
VAN (M€)	-15820	-5744
TRI (%)		Faillite

Sensitivité – Coûts opérationnels			
Scénario 3	Combustible (4-12 €/MWh)	Exploitation et maintenance (17-27 €/MWh)	Décommissionnement et démantèlement (28-38%)
LCOE 1 <sup>er</sup> SMR (€/MWh)	255-263	254 - 264	257-261
LCOE Moyen (€/MWh)	234 - 242	233 - 243	236-240
VAN 1 <sup>er</sup> SMR (M€)	-5649 à -5821	-5636 à -5851	-5706 à -5781
VAN projet (M€)	-15586 à -15960	-1554 à -16088	-15732 à -15910

<b>Sensitivité - Paramètres financiers</b>				
<b>Scénario 3</b>	<b>Proportion de la Dette (40-80%)</b>	<b>Coût de dette (2-6%)</b>	<b>Coût des fonds propres (6-16%)</b>	<b>Prime de risque nucléaire (0-5%)</b>
<b>LCOE 1<sup>er</sup> SMR (€/MWh)</b>	282-197	221-265	184-334	188-341
<b>LCOE Moyen (€/MWh)</b>	259-182	203-243	169-306	174-312
<b>VAN 1<sup>er</sup> SMR (M€)</b>	-5906 à - 5256	-5451 à -5786	-5140 à -6265	-5183 à -6308
<b>VAN Projet (M€)</b>	-15452 à -17293	-16638 à -15720	-17730 à -14822	-17567 à -14762

## J.IV SCÉNARIO 4 : PRIX ÉLEVÉS - COÛTS ÉLEVÉS

Les prix de l'électricité sont hauts, résultant de crises énergétiques temporaires ou de régulations favorisant les producteurs. Les coûts de construction sont également élevés en raison de défis dans l'apprentissage, des dépassements de temps, et des performances de charge moins efficaces que prévu. Le facteur de mise échelle cumulé est haut.

Scénario 4	Résultats	
	1 <sup>er</sup> SMR	Moyenne
Coût de construction instantané (€/kW)	14822	13453
Coût de construction instantané (M€)	4447	4036
Intérêt durant la construction (M€)	1015	922
Coût total investissement (M€)	5462	4958
LCOE (€/MWh)	259	238
	1 <sup>er</sup> SMR	Projet
VAN (M€)	-14218	-5100
TRI (%)		Faillite

Sensitivité – Coûts opérationnels			
Scénario 4	Combustible (4-12 €/MWh)	Exploitation et maintenance (17-27 €/MWh)	Décommissionnement et démantèlement (28-38%)
LCOE 1 <sup>er</sup> SMR (€/MWh)	255-263	254 - 264	257-261
LCOE Moyen (€/MWh)	234 - 242	233 - 243	236-240
VAN 1 <sup>er</sup> SMR (M€)	-5006 à -5177	-4993 à -5207	-5062 à -5138
VAN projet (M€)	-13984 à -14411	-13952 à -14486	-14130 à 14308

<b>Sensitivité - Paramètres financiers</b>				
<b>Scénario 4</b>	<b>Proportion de la Dette (40-80%)</b>	<b>Coût de dette (2-6%)</b>	<b>Coût des fonds propres (6-16%)</b>	<b>Prime de risque nucléaire (0-5%)</b>
<b>LCOE 1<sup>er</sup> SMR (€/MWh)</b>	282-197	221-265	184-334	188-341
<b>LCOE Moyen (€/MWh)</b>	259-182	203-243	169-306	174-312
<b>VAN 1<sup>er</sup> SMR (M€)</b>	-5320 à -4367	-4674 à -5158	-4169 à -5780	-4242 à - 5833
<b>VAN Projet (M€)</b>	-14091 à -14500	-14427 à -14185	-14491 à -13837	-14500 à -13812

## O. RÉCAPITULATIF RÉSULTATS COÛT DE CONSTRUCTION

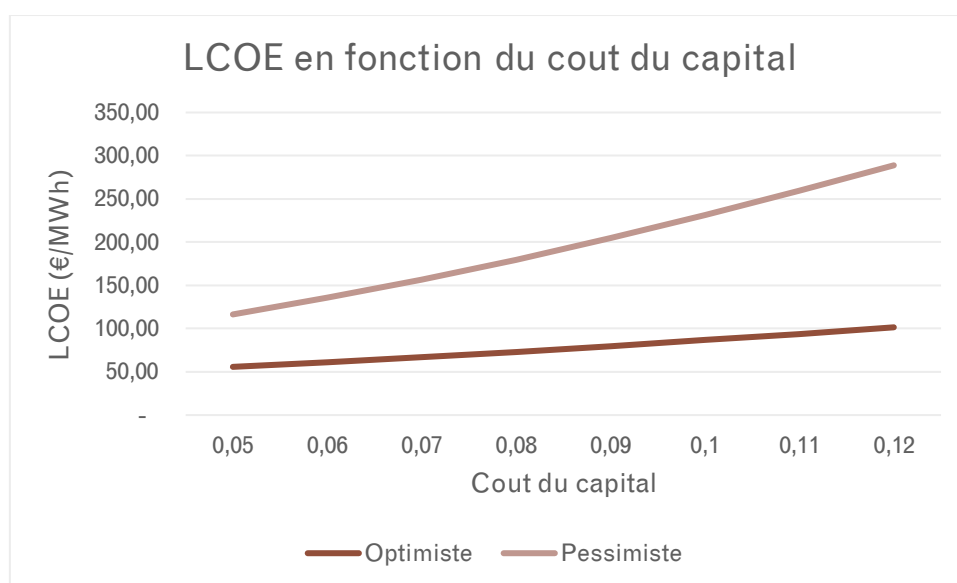
<b>Résultats</b>	<b>Scénarios coûts faibles</b>	<b>Scénarios coûts importants</b>
<b>Facteur d'échelle combiné<sup>22</sup></b>	1.02	2.2
<b>1er SMR</b>		
<b>Coût de construction immédiat (M€)</b>	2060	4447
<b>Charge financière durant la construction (M€)</b>	267	1015
<b>Coût total en capital (M€)</b>	2327	5462
<b>Site complet coût moyen</b>		
<b>Coût de construction immédiat (M€)</b>	1377	4036
<b>Charge financière durant la construction (M€)</b>	178	921
<b>Coût total d'investissement en capital (M€)</b>	1555	4958
<b>Réduction coût de construction 1<sup>er</sup> – Dernier réacteur (%)</b>	49	14

<sup>22</sup> Facteur de mise à échelle couplé au facteur de modularité et de série

## P. COÛT TOTAL EN CAPITAL GRAND RÉACTEUR EN CONSTRUCTION

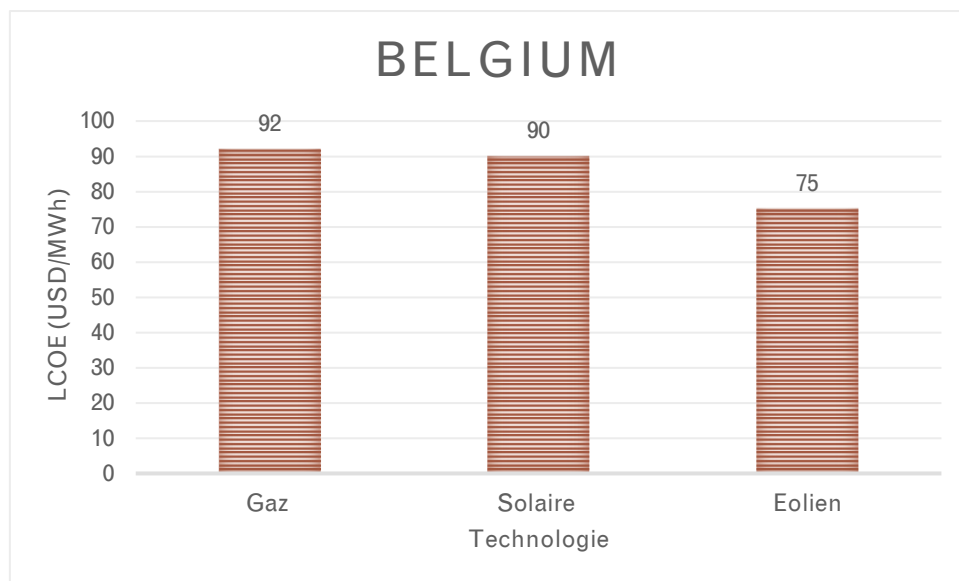
Projet	TCIC (en milliards de dollars)	Capacité Totale (en gigawatts)	Coût par Gigawatt (en milliards de dollars)
Parc de huit réacteurs (Basse évaluation)	12.4	2.4	5.17
Parc de huit réacteurs (Haute évaluation)	40	2.4	16.7
EPR de Flamanville (Génération 3+)	19	1.65	11.52
Vogtle 3 et 4 (États-Unis)	28	2.3	12.17

## Q. SENSITIVITÉ DU LCOE



---

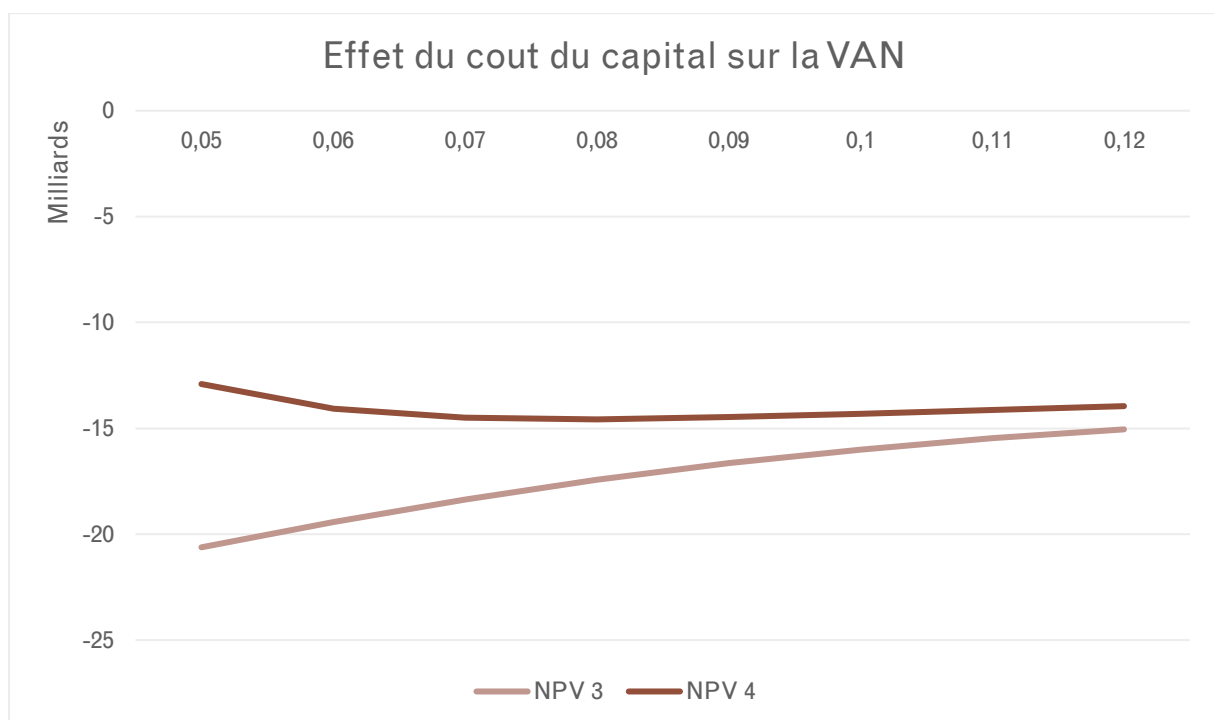
## R. LCOE DES TECHNOLOGIES EN BELGIQUE EN 2020 SELON L'IAEA



Il est important de noter que les chiffres ci-dessus sont des moyennes de 2020, et incluent à la fois l'éolien terrestre et maritime sans distinction. Les valeurs indiquées pour les centrales au gaz sont particulièrement optimistes, compte tenu qu'elles précèdent la hausse significative des prix du gaz en Europe, qui a été influencée par des tensions géopolitiques récentes.

---

## S. SENSITIVITÉ DE LA VAN PAR RAPPORT AU COÛT DU CAPITAL



---

## T. TYPES DE CONTRAT POUR DIFFÉRENCE

Percebois (2023) définit les trois types de contrat pour différence de manière suivante :

- Contrat pour Différence unilatérale : «Le producteur fait l’avance des fonds mais bénéficie d’un prix de vente garanti négocié avec les pouvoirs publics, une fois la centrale raccordée au réseau, ceci sur une longue période (15, 20 ou 30 ans). Si le prix de gros est inférieur au prix garanti, le producteur perçoit un complément de rémunération ; si le prix de gros est supérieur au prix garanti, il conserve le surplus [...]»
- Contrat pour Différence bilatéral : Il s’agit du même principe du CpF unilatéral mais lorsque le prix de gros dépasse le prix stipulé dans le contrat, le producteur doit rembourser la différence à l’État.
- Contrat pour Différence avec corridor : Comme son nom l’indique, le contrat stipule «un prix-plancher de référence en deçà duquel le producteur perçoit un complément de rémunération et un prix-plafond au-delà duquel le complément de rémunération devient négatif ; les deux prix sont différents : tant que le prix de gros fluctue à l’intérieur du corridor que constituent les deux prix (plafond et plancher), le producteur perçoit le prix du marché de gros.»

---

## U. MÉCANISME DE RÉMUNÉRATION DE CAPACITÉ (CRM)

En 2021, la Belgique a pris des mesures proactives en introduisant le mécanisme de rémunération de capacité (CRM) pour garantir la stabilité de son approvisionnement électrique, en particulier après la programmation de la fermeture de toutes ses centrales nucléaires (SPF économie, 2022). Il s’agit d’un système d’enchères où toutes les technologies<sup>23</sup> sont éligibles pour participer. L’État détermine la capacité totale à mettre en jeu lors de ces enchères. Les participants, après avoir été sélectionnés, peuvent soumissionner pour obtenir des subventions, à condition de respecter certaines exigences, telles que des limites sur les émissions de dioxyde de carbone et un minimum de disponibilité. Ce mécanisme comprend également une disposition limitant les surprofits. En effet, l’État fixe également un prix plafond ; si ce plafond est dépassé, les bénéficiaires doivent rembourser une partie de l’aide financière reçue.

---

<sup>23</sup> Le nucléaire est exclu (Fichtner, 2020)