

SCIENCES

ÉNERGIE

Énergies nucléaires

Économie de l'énergie nucléaire 1

*analyse économique
du cycle électronucléaire*

sous la direction de
Jacques Percebois
Nicolas Thiollière

First published 2022 in Great Britain by ISTE Editions Ltd.

Apart from any fair dealing for the purposes of research or private study, or criticism or review, as permitted under the Copyright, Designs and Patents Act 1988, this publication may only be reproduced, stored or transmitted, in any form or by any means, with the prior permission in writing of the publishers, or in the case of reprographic reproduction in accordance with the terms and licenses issued by the CLA. Enquiries concerning reproduction outside these terms should be sent to the publishers at the undermentioned address:

ISTE Editions Ltd
27-37 St George's Road
London SW19 4EU
UK

© ISTE Editions Ltd 2022

The rights of the authors of this work have been asserted by them in accordance with the Copyright, Designs and Patents Act 1988.

Any opinions, findings, and conclusions or recommendations expressed in this material are those of the author(s), contributor(s) or editor(s) and do not necessarily reflect the views of ISTE Group.

British Library Cataloguing-in-Publication Data

A CIP record for this book is available from the British Library

ISBN: 978-1-78948-094-8 (print)

ISBN: 978-1-78949-094-7 (e-book)

ERC code:

PE2 Fundamental Constituents of Matter

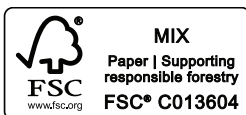
PE2_3 Nuclear physics

PE8 Products and Processes Engineering

PE8_6 Energy processes engineering

SH1 Individuals, Markets and Organisations

SH1_12 Agricultural economics; energy economics; environmental economics



Printed and bound in Great Britain by CPI Group (UK) Ltd., Croydon, Surrey CR0 4YY, November 2022

Encyclopédie SCIENCES

Énergie, domaine dirigé par Alain Dollet et Pascal Brault

Énergies nucléaires, thème dirigé par Sylvain David

Économie de l'énergie nucléaire 1

*analyse économique
du cycle électronucléaire*

sous la direction de

Jacques Percebois
Nicolas Thiollière

ISTE
editions

Table des matières

Avant-propos	1
Sylvain DAVID, Jacques PERCEBOIS et Nicolas THIOLLIÈRE	
Chapitre 1. Évolution du nucléaire dans le monde et en France . .	5
Daniel IRACANE, Stéphanie TILLEMENT et Frédéric GARCIAS	
1.1. Introduction.	5
1.2. Le nucléaire dans le monde	7
1.2.1. Créer une visibilité à long terme pour permettre au marché d’investir : cas du Royaume-Uni.	8
1.2.2. Les activités nucléaires au cœur d’une intégration étatique et au service de la diplomatie économique : cas de la Russie	11
1.2.3. Les implications concrètes d’un changement politique : cas de la Corée.	15
1.2.4. Un nouveau paradigme pour l’innovation au service d’une reconquête du marché : cas des États-Unis	17
1.2.5. L’accident grave nucléaire ou la possibilité d’un coup d’arrêt brutal à l’utilisation de l’énergie nucléaire : cas du Japon	22
1.2.6. La Chine : émergence d’un leader à l’international	26
1.2.7. La nécessité de mise en cohérence multinationale des politiques énergétiques : cas de la difficile convergence européenne	31
1.3. Trajectoire de l’écosystème nucléaire français, entre continuité et rupture	37
1.3.1. Aux origines du nucléaire civil français.	39
1.3.2. Le nucléaire français à l’âge industriel	43

1.3.3. Une histoire dans l'histoire : les réacteurs rapides refroidis au sodium	44
1.3.4. Les années « blanches » : le déclin graduel des nouveaux projets	46
1.3.5. L'émergence douloureuse d'un « nouveau nucléaire » en France : projets, organisations et compétences.	48
1.4. Conclusion	55
1.5. Bibliographie.	57

Chapitre 2. Les coûts du nucléaire : aspects méthodologiques 59

Jean-Guy DEVEZEAUX DE LAVERGNE et Nicolas THIOLLIÈRE

2.1. Introduction.	59
2.2. Les différentes notions de coûts.	60
2.2.1. Coût du nucléaire et problématiques associées	60
2.2.2. Définir les acteurs concernés par un questionnaire économique	61
2.2.3. Organiser les concepts de coûts selon une logique temporelle	62
2.2.4. Préciser le périmètre des analyses de coût	63
2.2.5. Choisir les méthodes de calculs adaptées	67
2.2.6. Les données	69
2.3. Le coût actualisé de l'électricité nucléaire.	70
2.3.1. Rôles et enjeux du calcul économique.	70
2.3.2. Concepts clés préliminaires au calcul du LCOE.	74
2.3.3. Calcul du coût actualisé de l'électricité (LCOE).	77
2.4. Détermination du taux d'actualisation	80
2.4.1. Les trois approches théoriques	80
2.4.2. Valeurs et effets du taux d'actualisation	83
2.5. Étude de cas : nouveau nucléaire	85
2.5.1. Scénario de référence.	85
2.5.2. Résultats	91
2.6. Conclusion	96
2.7. Bibliographie.	97

Chapitre 3. Les coûts de production de l'électricité nucléaire 101

Jean-Guy DEVEZEAUX DE LAVERGNE

3.1. Introduction.	101
3.2. Coûts du nucléaire existant (2 ^e génération)	102

3.2.1. Méthodes d'évaluation de coûts des réacteurs historiques	102
3.2.2. Coûts du parc existant	108
3.3. Coûts de l'électricité nucléaire en sortie des réacteurs futurs.	121
3.3.1. Coûts de construction des réacteurs à eau 3G	122
3.3.2. Modalités de financement et risques pour parties	134
3.3.3. Évolutions des autres postes de coût du nucléaire futur	141
3.4. Aperçu des coûts de production d'autres technologies nucléaires : SMR et RNR.	146
3.4.1. Réacteurs SMR	147
3.4.2. Réacteurs à neutrons rapides	149
3.5. Les coûts de systèmes électriques et la compétitivité du nucléaire . . .	152
3.5.1. Calcul des coûts de système.	153
3.5.2. Coûts de système du nucléaire	154
3.5.3. Coûts de système et hiérarchie des choix	154
3.5.4. Compétition, synergies et complémentarités entre nucléaire et EnR	156
3.6. Conclusion	157
3.7. Bibliographie.	162

Chapitre 4. Les coûts du combustible nucléaire. 167

Cécile EVANS, Sophie GABRIEL, Christian POLAK et Philippe VALBUENA

4.1. Le coût du combustible dans le LCOE.	170
4.2. Uranium : disponibilité et marchés	173
4.2.1. Consommation d'uranium.	173
4.2.2. Terminologie, ressources et réserves	175
4.2.3. Ressources en uranium.	182
4.2.4. Ressources secondaires	188
4.2.5. Marché de l'uranium	190
4.2.6. Prospection et dépenses d'exploration.	204
4.3. De la conversion à la fabrication du combustible	209
4.3.1. Conversion.	210
4.3.2. Enrichissement	217
4.3.3. Conception et fabrication de combustible.	225
4.3.4. Perspectives d'évolutions : combustibles avancés ATF	233
4.4. Bibliographie.	235

Annexe. Gisements et projets miniers 237

Sophie GABRIEL et Christian POLAK

Liste des auteurs	243
Index	245
Sommaire de <i>Économie de l'énergie nucléaire 2</i>	247

2

Les coûts du nucléaire : aspects méthodologiques

Jean-Guy DEVEZEAUX DE LAVERGNE¹ et Nicolas THIOILLIÈRE²

¹ I-tésé (CEA), Gif-sur-Yvette, France

² Subatech, IMT Atlantique, Nantes, France

2.1. Introduction

Le sujet des coûts des énergies fait, depuis des décennies, l'objet de nombreux articles dans la littérature économique dédiée. Dans le cadre de la lutte contre le changement climatique, la principale question porte d'abord sur le rôle futur des différentes énergies électriques, dont le nucléaire, *via* les choix d'investissements. Mais les questionnements ont aussi évolué de façon forte au cours des 20 dernières années et se sont diversifiés. La demande d'études, en particulier par les pouvoirs publics, dans le cadre de l'établissement des plans de transition énergétique, a cru en intensité et en ambition.

Ainsi, le grand sujet de la dernière décennie est-il le développement des EnR, notamment variables, qui a bouleversé le cadre historique de la gestion des marchés électriques et l'analyse économique des parcs optimaux. La notion de coût de système a été théorisée au cours des années 2010 (OECD/NEA, 2012, 2019 ; Hirth *et al.*, 2015). La question des émissions de gaz à effet de serre des moyens de production électriques, qui n'est qu'une partie de la très vaste question des externalités de la production électrique, est elle-même une donnée d'entrée de ces analyses de parcs.

Du point de vue méthodologique aussi, les travaux sur la prise en compte du long terme ou ceux visant à prendre en compte des incertitudes d'ampleur accrue ont marqué les temps récents et donc la formalisation et l'évaluation des coûts de production.

En conséquence, par rapport aux précédents ouvrages et rapports sur l'économie du nucléaire, comme (Bertel et Naudet, 2004 ; D'Haeseleer, 2013 ; Rothwell, 2015), les questions posées sont aujourd'hui significativement renouvelées (Devezeaux et Berthélémy, 2020), avec par exemple l'économie de la prolongation de l'exploitation des réacteurs, les dynamiques d'investissement dans des parcs de production interconnectés et en forte évolution technologique (incluant éventuellement de la production de chaleur ou autres), ou la préparation de la décarbonation profonde de nos économies, nécessaire avant le mitan du siècle. Paradoxalement, une évolution importante – liée à l'arrivée du parc historique à sa maturité – consiste à s'intéresser aujourd'hui nettement plus précisément au coût du nucléaire existant.

2.2. Les différentes notions de coûts

La notion de coût a pour essence de calculer l'équivalent monétaire de la consommation d'un bien ou de la fourniture d'un service, pour un acteur donné, dans un contexte donné (technique, économique, politique, réglementaire, social, etc.). Ici, le bien est l'électricité. Ce bien, presque immatériel, se mesure en énergie, mais sa valeur dépend aussi très fortement du moment de sa production et consommation. L'existence d'un marché vise à égaliser la valeur de ce bien et le coût de production. Dans un marché parfait, le prix traduit cet équilibre. Mais le marché de l'électricité est complexe et fait appel à tout un ensemble de technologies de production, de régulation, un réseau de transport, etc., avec un rôle majeur du temps, l'équilibre devant être atteint à chaque instant. Il n'y a pas de marché de l'électricité nucléaire, qui pourrait – *via* le prix observé – nous renseigner sur le coût de production et de mise à disposition. Par contre, existent de très nombreuses informations qui permettent, dans une logique d'essence comptable, de calculer divers indicateurs de coûts (comme une somme de charges : salaires, capital immobilisé en centrales électriques, consommations intermédiaires, etc.), rapportés à une unité d'énergie produite : usuellement kWh ou le MWh. Ces coûts se déclinent dans l'espace (géographie, périmètre, agents concernés) et dans le temps. Calculés aujourd'hui, ils servent généralement à apprécier la performance de choix passés (les décisions ont-elles tenu leurs promesses ?), à éclairer les choix de tarification en situation d'économie régulée (comment facturer l'électricité produite par le nucléaire historique ?) et à éclairer les choix d'investissement (comment construire les mix électriques de demain ?).

2.2.1. Coût du nucléaire et problématiques associées

Le calcul d'un coût (ici un coût de production) de l'électricité d'origine nucléaire est ainsi un exercice plus complexe qu'il n'y paraît. Surtout, il n'y a pas une définition unique d'un coût d'un bien ou d'un service. La méthodologie de calcul d'un coût dépend au

premier chef de l'usage (la question posée) qui en sera fait. Nous distinguerons d'emblée deux catégories principales de coût de l'électricité nucléaire :

- des coûts comptables – qui sont des coûts de revient – qui visent à éclairer les décisions des agents économiques (l'entreprise productrice en premier lieu), en sommant les différents postes de dépenses nécessaires à la production d'électricité. Notons que, même dans ce cas qui apparaît très simple, il faut que le système comptable soit capable de prendre en compte l'historique des dépenses en capital (immobilisations) et la constitution d'un « stock » de dépenses futures (démantèlement, gestion des déchets, etc.) ;

- des coûts économiques, qui visent à renseigner sur l'impact en termes de richesse que la production d'électricité nucléaire induit. Ce concept suppose que les marchés peuvent traduire (quitte à être corrigés) les équilibres amenant vers l'optimum social. Ceci intégrant la rareté des biens, l'environnement, la santé. Le coût économique est la combinaison des pertes de tout bien auquel un individu ou un groupe a une valeur attachée. Ces coûts économiques sont notamment utilisés pour guider les choix publics. À la base, ils partent des mêmes informations que les coûts comptables, mais les complètent d'autres informations et d'approches méthodologiques dédiées.

Le calcul d'un coût dépend aussi du champ qu'il entend couvrir, ce qui pousse à structurer ce champ d'analyse. Les grandes dimensions de ce champ sont les agents (quels sont les agents économiques concernés ?), la dimension temporelle (du très court au très long terme) et la dimension spatiale ou encore le périmètre (quels sont les effets à prendre en compte, à quelle maille et à quel endroit ?).

2.2.2. Définir les acteurs concernés par un questionnement économique

Un calcul de coût ne sera pas le même selon que l'on s'intéresse à un agent économique ou un autre. Pour ce qui est du coût de production, le premier concerné est l'exploitant. Mais celui-ci est affecté par des règles, facteurs et dispositions nombreux qui génèrent des flux avec d'autres acteurs (ou agents économiques) : rémunérations des salariés, taxes et subventions avec les collectivités locales et l'État, par exemple. D'autres impacts monétaires ou non, découlent aussi des investissements ou de l'exploitation d'un réacteur ou d'un parc. Des modifications de fonctionnement des systèmes électriques (équilibre, besoin en réseau, etc.) sont systématiquement induites par les choix des moyens de production. Ils concernent au premier chef un autre acteur : le gestionnaire de réseau. Les consommateurs d'électricité sont aussi directement concernés par les prix et tarifs. Les collectivités locales par l'activité économique, les transports, les taxes. L'État est un acteur majeur, et ses choix sont notamment guidés par le calcul de la valeur du projet du point de vue de la société (de la nation). Les émissions de gaz à effets de serre concernent l'humanité tout entière... Tous ces arguments plaident pour l'établissement d'un coût social complet du nucléaire et des autres modes de production.

Ainsi, la mesure de l'impact de l'exploitation d'un réacteur peut-elle être déclinée pour des agents très divers. Ceci joue sur les périmètres ou sur la profondeur de l'analyse temporelle, mais pas seulement. Nous verrons que les méthodes de calculs dépendent aussi des agents concernés. Un cas très important concerne le choix des taux d'actualisation, les taux privés (relatifs aux entreprises) étant généralement nettement plus élevés que les taux publics (relatifs à l'évaluation des coûts pour la société), entraînant des différences parfois notables entre des coûts de natures très proches, mais calculés pour des acteurs différents.

2.2.3. Organiser les concepts de coûts selon une logique temporelle

Dès à présent, nous pouvons classer les grandes questions selon une logique temporelle, qui sera complétée dans la section suivante :

- coûts du nucléaire des anciennes générations de réacteurs, à l'arrêt : ces coûts sont très largement échus. Peu de problématiques y sont associées, hormis la recherche d'un bilan économique des choix passés ou la prise en compte des dépenses futures de démantèlement et des déchets non encore stockés. Nous les citons pour mémoire ;

- coûts de production du nucléaire existant : ces coûts sont largement échus (investissement initial). Plusieurs notions coexistent. Citons essentiellement, vu du producteur, les coûts complets, qui intègrent tout le cycle économique, et les coûts *cash* (flux monétaires décaissés à court terme). Les problématiques associées et usage de ces coûts sont notamment le maintien en activité des réacteurs et le calcul du coût de revient de la production pour en fixer réglementairement le prix. Ces coûts peuvent être établis dans une perspective centrée sur l'électricien, ou plus large. Ils peuvent être calculés pour une année représentative ou être rapportés au total des dépenses (et de la production) sur une période longue, le plus souvent en se tournant vers les seules années futures ;

- coûts du nucléaire à construire : ici, tous les coûts se rapportent au futur. Ils servent essentiellement à décider ou non le nouvel investissement. Ils sont généralement actualisés (avec des taux différents selon les acteurs). Outre l'électricien producteur, ces calculs peuvent et doivent inclure des impacts au-delà, notamment sur les systèmes électriques. Dès lors que les choix d'investissement ressortent du domaine public, ils doivent inclure de nombreux autres aspects, tels que les externalités sur l'environnement et sur la santé, les impacts sur la souveraineté nationale, les effets sur l'emploi ou la balance commerciale (en cas de déséquilibres de ces postes), etc. ;

- à noter aussi un calcul « hybride » qui mixe les deux dernières approches : il s'agit en particulier des évaluations de *décisions de prolongement d'exploitation* lorsque des coûts importants de remise à niveau de sûreté sont encourus.

En sus de la classification des questions économiques ci-dessus, axée sur les générations de réacteurs, il est nécessaire de choisir le pas de temps auquel on décide de travailler. Sur des temps courts, presque tous les coûts sont fixes et c'est le *coût variable de court terme* des unités qui décide du positionnement au regard du prix de marché (au-dessus ou en dessous) et donc de l'appel ou non du moyen de production.

Au pas annuel, nous retrouvons la rentabilité des équipements ou la justification d'un prix de vente, notamment avec le concept de *coût complet* cité *supra*. Pour des temps plus longs, allant jusqu'à la totalité du projet de réacteur, il est possible de s'intéresser à la valeur globale générée par un équipement ou un programme complet.

2.2.4. Préciser le périmètre des analyses de coût

Comme on l'entrevoit déjà à ce stade, le choix du périmètre de la notion de coût est crucial. Les études (Hirth *et al.*, 2015 ; OECD/NEA, 2015 ; Samadi, 2016) en donnent un panorama plutôt complet, que nous schématisons en figure 2.1. En règle générale, le champ de l'analyse est d'autant plus étendu que l'acteur économique concerné est global, depuis l'électricien (analyse microéconomique), en passant par le gestionnaire de réseau (qui doit prendre en compte les coûts de systèmes), jusqu'à l'État (lequel synthétise un champ très large et souvent une dynamique plus longue). Plusieurs coûts peuvent alors être distingués.

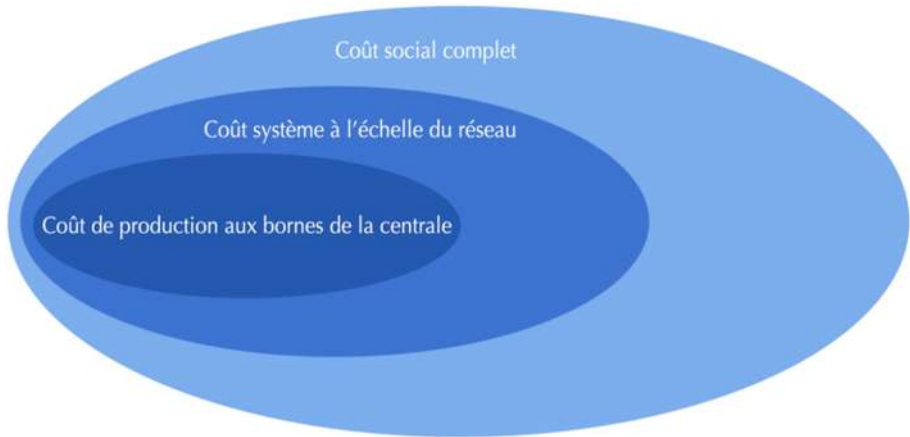


Figure 2.1. Les divers périmètres de l'analyse de coût selon OECD/NEA (2015)

2.2.4.1. Le coût de production « en sortie du réacteur » et ses principaux postes

- Les coûts d'investissements, constitués de l'ingénierie, des « coûts de possession »¹ et de la construction au sens large. Un cas particulier est constitué des travaux pour extension de durée d'exploitation, assimilables à un nouvel investissement en cours de fonctionnement.
- Le coût du capital (par exemple les intérêts pour emprunt ; ce coût comprend aussi généralement la rémunération attendue du projet, en fonction des risques encourus).
- Les coûts d'exploitation et de maintenance (lesquels comprennent essentiellement les coûts de personnel, les consommations intermédiaires hors combustible, comme la sous-traitance, et les taxes).
- Les coûts de combustible et de gestion des déchets associés.
- Les coûts de démantèlement (et la gestion des déchets associés), que l'on peut aussi considérer comme des coûts en capital (et donc les faire figurer au titre de l'investissement).

Les coûts de construction méritent un examen plus précis. Ils incluent l'administration, les taxes, les coûts réglementaires (par exemple enquête publique), le suivi environnemental, la communication, etc. Une description est notamment donnée dans (D'haeseleer, 2013 ; OECD/NEA, 2020b). Ces coûts peuvent eux-mêmes être décomposés en coût de site (achat de terrain), préparation de site, coûts de construction *stricto sensu*, coûts de démarrage et de préexploitation, coûts de la transmission à l'exploitant, etc.). Les coûts de construction *stricto sensu* sont le poste le plus lourd, et sont eux-mêmes décomposables par postes en génie civil, équipement de l'îlot nucléaire (réacteur, premier cœur), équipements de l'îlot « conventionnel » (turbines, alternateur, refroidissement, etc.), sachant que l'on distingue parfois l'équipement électrique. On peut aussi ventiler chaque coût par nature de charge (en décomposant entre salaires, etc.). Cette nomenclature a l'avantage d'être cohérente avec les comptes sociaux (compte de résultat, etc.). Il est enfin possible de distinguer des coûts directs (matériels, main-d'œuvre sur le chantier) et indirects (gestion de projet, ingénierie, assurance qualité, etc.). Cette logique est fréquente au sein de l'ingénierie car l'essentiel du *design to cost* porte sur les coûts directs, les autres soit en dépendent plus ou moins proportionnellement (exemple des assurances), soit sont exogènes (exemple des coûts d'enquête publique). Dans des devis (donc avant construction ou *ex ante*), tous ces postes sont grevés par des aléas (typiquement 10 à 20 %).

1. Ces coûts incluent l'administration, les taxes, les coûts réglementaires (par exemple enquête publique), le suivi environnemental, la communication, etc.

Il faut en particulier noter que les dates des décaissements correspondant à ces 5 catégories de coûts ne sont pas les mêmes. Les premiers sont dépensés avant l'exploitation, les deuxièmes peuvent courir sur toute la durée du projet (selon les modalités de financement), les troisièmes sont liés directement au rythme d'exploitation, alors que les derniers ont lieu après la mise à l'arrêt, parfois plusieurs dizaines d'années après. La prise en compte du facteur temps dans leur évaluation globale est donc primordiale. Ainsi, les intérêts peuvent constituer une part significative des coûts. On appelle souvent *overnight costs* les coûts d'investissement qui ne prennent pas en compte les intérêts².

Le total des coûts de production en sortie de réacteur se situe typiquement entre 50 et 100 €/MWh pour un réacteur à construire, cette large fourchette dépendant notamment des pays, des technologies et des taux d'actualisation retenus. Le coût de production est en règle générale légèrement inférieur (retirer de 10 à 30 €/MWh) pour un réacteur existant.

Ces notions seront développées plus en détail dans la suite et sont précisées, pour les postes principaux, dans le chapitre 3 dédié aux calculs de coûts.

2.2.4.2. Les coûts de passage au niveau d'un système électrique complet en dynamique (ou coûts de système)

Ces coûts prennent en compte le fonctionnement complet du réseau de transport et de distribution (à court et long terme). En reprenant la ventilation proposée par (OECD/NEA, 2012, 2019), ces coûts comprennent, en sus des précédents :

- les coûts de connexion des unités de production et de réseau (lignes) qui varient selon la répartition spatiale de la production et de la demande (en particulier à la pointe) ;
- les coûts liés à l'équilibrage offre-demande de court terme qui est modifié par l'existence de l'équipement étudié (coûts positifs ou négatifs). Ces coûts dépendent fortement du caractère plus ou moins prévisible des unités productrices ;
- les coûts dits « de profil » (*profile costs*) qui sont induits par une nouvelle unité sur l'ensemble du parc existant et proviennent souvent du profil temporel de production lié au caractère plus ou moins disponible à chaque heure des unités productrices (exemple du solaire PV et de l'alternance jour/nuit, ou du nucléaire pendant le rechargement).

Ces coûts de systèmes peuvent être très significatifs et jouer sur la compétitivité des différents moyens de production électriques. Ils se montent typiquement à des dizaines d'euros/MWh et sont généralement plus faibles pour le nucléaire que pour les autres moyens de production, car celui-ci est pilotable et généralement disponible, ce qui en limite fortement les coûts d'équilibrage et de *back-up* (dont stockage) par rapport aux énergies variables. Ces coûts ne sont pas des externalités : ils sont en effet subis (et payés :

2. Comme si le réacteur avait été construit « en une nuit ».

par exemple stockage additionnel, lignes, etc.) par les différents acteurs sur le réseau (mais pas forcément par celui qui les génère).

2.2.4.3. *Les autres postes de coût, hors du système électrique (essentiellement coûts externes)*

Par nature, ces coûts sont très nombreux. Ils ont notamment donné, par le passé, lieu à des tentatives d'évaluation aux plans nationaux ou européens. En grande majorité, ils ne donnent pas lieu à échange sur des marchés, et constituent donc des externalités (l'évaluation monétaire de ces coûts n'est donc pas issue d'un marché et doit être déterminée – si possible – par des méthodes dédiées). Certains coûts changent d'ailleurs de statut et peuvent passer de celui d'externalité à celui de coût réel pour les exploitants du fait de la réglementation qui peut les « internaliser » au moins en partie (par exemple des taxes sur les polluants ou des marchés de droits d'émission). Ils doivent alors aussi figurer dans une nouvelle liste des coûts en sortie des unités de production.

On peut citer ici les détriments (ou bénéfiques) liés à l'implantation d'une unité de production, lesquels peuvent ensuite être évalués monétairement : émissions de polluants de tous types (dont CO₂, oxydes d'azote, particules, déchets solides, etc.) et leurs impacts sur les écosystèmes, la biodiversité (Brook et Bradshaw, 2014) et la santé humaine (morbidité, mortalité), les impacts sur la valeur des logements proches des unités de production, sur le paysage, le bruit, voire sur la réputation des territoires. En sus de ces impacts en « marche normale », on peut ajouter les risques d'accident et les coûts associés. On observe que les agents concernés sont très nombreux et divers.

D'autres conséquences sont décelables au plan économique et social. Elles peuvent donner lieu à des tentatives d'évaluations macroéconomiques, comme l'impact sur le chômage, le revenu réel des ménages ou la balance commerciale. Enfin, d'autres approches peuvent attribuer des valeurs à des équipements producteurs d'électricité, comme les analyses de *scenarii*. Nous les évoquons plus loin.

Une liste assez complète de ces natures de coûts figure dans (Samadi, 2016, 2017 ; OECD/NEA, 2019). Leur évaluation reste entachée de fortes incertitudes, de sorte que ces coûts sont trop souvent omis dans les études de parcs. Au total, ils peuvent toutefois se monter à des dizaines d'euros/MWh, voire davantage. Leur rôle est donc crucial et plus personne ne devrait les ignorer.

À partir des informations listées plus haut, nous sommes devenus presque capables de construire les différents indicateurs de coûts. Mais la question posée, pour apprécier la performance de tel ou tel réacteur ou parc, nécessite de surcroît de faire des choix de méthodes. Celles-ci sont résumées dans la section 2.2.5.

2.2.5. Choisir les méthodes de calculs adaptées

Nous avons vu que les analyses économiques du nucléaire s'inscrivent au moins dans un espace à trois axes : agent économique concerné (c'est selon son « point de vue » que les analyses seront menées), périmètre et temps. Le choix d'une méthode de calcul de coûts consiste donc à se positionner sur ces axes, en fonction de la question posée et à opter pour un concept de coût, avec la nomenclature et les modalités de calcul pertinentes. Ce concept est soit de nature comptable (avec un questionnement généralement « microéconomique », centré sur le producteur d'électricité), soit de nature économique (avec un questionnement plus social, relevant souvent de la décision publique).

Nous décrivons ci-après, de façon restrictive³, les principaux choix de méthodes économiques en matière de coûts du nucléaire :

- **calcul de coût analytique** : la méthode est comptable par nature. Elle est basée sur la comptabilité d'entreprise, en ventilant tous les coûts par ligne de produits (par exemple : vente de l'électricité produite par un réacteur donné). Elle vise essentiellement à calculer un coût de revient annuel. L'apparente simplicité de coûts analytiques sommables cache en fait beaucoup de savoir-faire et de choix de méthodes. L'essentiel de ce savoir porte sur l'attribution des lignes de coût à chacune des lignes de produits. Nous n'aborderons pas ces questions ici, car elles sont spécifiques aux acteurs qui les mettent en œuvre. La nature même de cette approche est de fixer les prix de vente (ou inversement de calculer les marges si les prix sont exogènes) par ligne de produits. Cette approche se traduit souvent par le calcul de coûts *cash* : ceux-ci sont les coûts analytiques qui donnent lieu à des décaissements effectifs (à l'inverse par exemple des amortissements ou d'autres dotations aux provisions) ;

- **les coûts actualisés et la prise en compte du temps** : comme les études de coûts portent généralement sur des durées longues, le calcul économique doit agréger des flux de dates différentes. Ce type de méthode est généralement appliquée aux choix d'investissements, donc dans une optique d'évaluation d'un futur projet. En ce sens, cette démarche est elle-aussi comptable et analytique⁴. Une partie essentielle du calcul économique consacré à l'énergie nucléaire est dévolue à l'évaluation de coûts actualisés. Elle fait l'objet de la section 2.5, car elle doit être décrite en détail ;

3. De fait, à peu près toutes les méthodes d'évaluation peuvent s'appliquer au nucléaire, qui n'a guère de spécificité. En particulier, les méthodes de prise en compte de l'incertitude et des risques constituent un champ très vaste que nous n'aborderons qu'à travers des outils très peu nombreux (essentiellement l'actualisation). Nous resterons aussi dans le champ classique des évaluations de coûts, donc en évoquant peu les approches multicritères (voir par exemple (IAEA, 2019)).

4. Toutefois, la collecte des données est de nature différente (puisqu'on ne vise pas ici à imputer des coûts effectifs à des lignes de produits, mais à construire ces coûts avec des analyses de coûts futurs) et les difficultés principales portent surtout sur les erreurs d'anticipation.

– les méthodes de *scenarii* : ceux-ci décrivent l'évolution du système électrique dans son ensemble. Ils intègrent les coûts de production des réacteurs (avec souvent un besoin de ventilation annuelle), dans un cadre d'analyse économique plus large. *In fine*, les méthodes (souvent fondées sur une approche actualisée) permettent de comparer les *scenarii* entre eux. Ce n'est pas l'objet de ce chapitre, si ce n'est que des approches par *scenarii* probabilisés (en particulier en support de calculs d'options réelles) peuvent permettre d'attribuer une valeur spécifique à l'existence future d'une technologie, *via* sa mise en œuvre dès à présent⁵ ;

– la modélisation macroéconomique : c'est un ensemble d'outils qui permettent de comparer des *scenarii* *via* des agrégats macro (PIB, emploi, etc.), souvent selon une approche de fait multicritère. Laquelle fournit une liste d'impacts, par exemple pour comparer un choix nucléaire/autre technologie, mais pas d'indicateur de coût unique. De tels outils peuvent toutefois servir à calibrer des corrections d'essence macroéconomique (en l'occurrence des déséquilibres sur certains marchés), de façon à les inclure dans des calculs microéconomiques, en corrigeant ces derniers (*via* des facteurs correctifs de certains postes). Des résultats de ces outils peuvent ensuite alimenter des évaluations rapportées à un réacteur, dès lors que l'analyse revendique un périmètre très important au-delà du seul coût ou de la seule valeur actuelle nette (VAN⁶) (par exemple un différentiel d'emplois induits selon un choix de stratégie plus ou moins basée sur le nucléaire peut être ramené aux emplois/réacteur) ;

– approches non « strictement » économiques (mobilisant aussi d'autres sciences humaines et sociales) : enfin, d'autres sciences humaines, au-delà de l'économie, se sont saisies depuis fort longtemps des questions énergétiques et du nucléaire, et leurs travaux peuvent aussi être pris en compte dans les décisions. Nombre de ces travaux portent sur la prise de décision politique (souvent en termes d'acceptabilité ou – mieux – de faisabilité sociotechnique) ou sur les questions de risques aux personnes et aux biens, notamment en termes de perception. Si ces travaux vont souvent encore bien au-delà ils ne donnent que rarement lieu à des approches spécifiques en termes de coûts ;

– méthodes multicritères : au-delà de l'arsenal de l'évaluation par les coûts (évaluation économique et autres outils et concepts), les méthodes peuvent prendre en compte des paramètres quantifiables, mais choisir de ne pas les agréger *via* une évaluation monétaire

5. C'est en particulier le cas lorsqu'un pays risque de perdre la maîtrise d'une technologie s'il ne la développe pas. On consultera l'étude (Taverdet-Popiolek et Shoai Tehrani, 2015) au sujet des réacteurs rapides en France, qui permet de donner une valeur d'option de plusieurs milliards d'euros à la construction du prototype international Astrid. Une question analogue se pose, en 2021, pour ce qui est du lancement ou non d'un programme nucléaire EPR. Dans un esprit voisin, l'article de (Gollier et Devezeaux de Lavergne, 2002) évalue la valeur de la fonction de réversibilité pour un stockage de déchets radioactifs.

6. Le concept de VAN est détaillé plus bas dans cette section.

(exemple de l'impact sur la biodiversité), en préférant des approches multicritères. Ainsi, le projet NEEDS (2009) de l'Union européenne, par exemple, propose une méthode multicritère qui porte sur le nucléaire. Il est aussi possible de prendre en compte des indicateurs discontinus (par exemple « favorable » et « défavorable ») avec des méthodes multicritères dédiées. Ces approches peuvent intégrer à peu près tous les critères d'évaluation possibles, mais les résultats restent très liés au groupe des évaluateurs (*focus group*) via le « poids » des critères.

La combinaison de ces méthodes, dans une perspective sociale, est possible jusqu'à un certain point, en agrégeant les postes de coûts pertinents et raisonnablement quantifiables. L'indicateur qui en résulte est positionné sur le périmètre le plus large possible de la figure 2.1 : à la suite de (OECD/NEA, 2020a), nous l'appellerons le coût social complet (*full cost*). Ce concept, délicat à mettre en œuvre, est le meilleur outil de comparaison des filières de production d'électricité dans une perspective publique.

2.2.6. Les données

Il a souvent été reproché aux acteurs du nucléaire un manque de transparence en la matière. Il faut toutefois rappeler que, depuis l'origine de l'électricité nucléaire ou presque, les calculs économiques ont été mis sur la place publique, en matière de choix des équipements de production. Il s'agit en particulier, en France et dès l'origine, des nombreux rapports de la commission PEON⁷. De nombreux pays ont suivi des approches analogues (États-Unis, Allemagne, Grande-Bretagne, etc.) que ce soit pour la production d'électricité ou les choix de fin de cycle. À l'international, l'OCDE publie des études depuis plusieurs dizaines d'années. Celles-ci détaillent des données qui, en termes de coûts d'investissement notamment, sont souvent très précises. Les sources, à l'origine, en sont très généralement les entreprises électriques, les données étant collectées par les pouvoirs publics. Actuellement, en France, les données sont principalement diffusées dans les rapports et bases de données ministériels, ceux du Parlement (OPECST⁸ notamment), et par la Cour des comptes et par RTE. Les entreprises jouent aussi un rôle très important, *via* les rapports annuels et des communications très nombreuses, certaines étant encadrées spécialement par la loi, comme en ce qui concerne les provisions et fonds dédiés pour aval du cycle, déchets et démantèlement, conformément à l'article 20 de la loi du 28 juin 2006.

7. Pour production d'électricité d'origine nucléaire, laquelle a étudié la rentabilité *ex ante* des investissements électriques en France dans les années 1960 et 1970.

8. Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques réunissant l'Assemblée et le Sénat.

La nature des données est multiple : elles dépendent tant de l'agrégat économique évalué (de sa nature, du plan d'organisation des données et de son périmètre) que de l'usage des données. Ces usages peuvent être divisés en 3 grands ensembles : les évaluations de coûts de projets, le suivi de l'activité des entreprises selon les approches en vigueur de comptabilité analytique. Les données relatives à des coûts d'investissement sont évaluées par les ingénieries et leurs chefs de projets (*ex ante* et pendant la construction) et traduites – et corrigées – au fur et à mesure dans les comptes des entreprises (en immobilisations, après démarrage, donc selon une nomenclature et une temporalité différente). De même, les dépenses futures sont évaluées par les ingénieries (selon leurs nomenclatures propres), et traduites dans les comptes sociaux (avec un détail moindre et un traitement par actualisation, généralement). Les données de coûts d'opération (exploitation et combustibles) sont généralement des charges annuelles et les montants passés en comptabilité sociale restent proches de leurs équivalents analytiques, actualisés ou non (sauf s'il y a dépenses à long terme).

[...]

3.3.2. Modalités de financement et risques pour parties

Avant de conclure sur l'évaluation microéconomique du recours au nucléaire de génération III, *via* le concept de coût de production en sortie de réacteur, il est nécessaire de considérer les effets de la montée des incertitudes qui affectent aujourd'hui l'économie en général (Covid-19, taux d'intérêts, remise en cause de l'OMC, etc.) et la production d'électricité en particulier. Les sections précédentes ont rappelé que les coûts de système ou les externalités étaient appréhendables, pour certains d'entre eux, mais souvent avec des incertitudes élevées. Le calcul du LCOE lui-même n'échappe pas à la prise en compte de ces incertitudes, lesquelles ont été illustrées par le calcul en chapitre 2. Nous y montrons l'importance majeure du taux d'actualisation. Or celui ne se décrète pas, mais est choisi notamment en référence aux risques affectant le financement des réacteurs.

Le financement du nucléaire du futur jouera en effet de façon déterminante sur le coût du MWh. Ce financement est mis en place par le porteur de projet, avec un rôle généralement central des États, comme dans l'immense majorité des gros investissements énergétiques. L'investisseur mobilise les capitaux nécessaires, soit *via* des fonds propres, soit *via* les marchés (par le truchement de banques d'affaires), soit auprès des États eux-mêmes. Les conditions de ce financement sont fortement influencées par la nature des risques. Des risques élevés ne sont supportables par l'investisseur que si le projet offre un taux de retour attendu élevé des investissements. Il est alors logique de mener les calculs de coûts en y incorporant une rémunération élevée du capital, ce qui renchérit le coût de l'électricité issue du réacteur. En cas de recours au marché, le porteur de projet doit aussi faire face à des taux d'intérêt qui, s'ils sont élevés, contribuent à augmenter le coût du capital. Pour contrer ces effets, l'organisation mise en place peut viser à réallouer les risques aux différentes parties prenantes.

Au plan collectif, il est socialement efficace pour réaliser le parc électrique que les États jouent un rôle central, en décidant de porter eux-mêmes une partie plus ou moins forte des risques. Ils le font pour assurer la mise en place des conditions de développement des technologies choisies ou, par exemple, pour faciliter une stratégie offensive à l'export de leur filière industrielle. C'est typiquement le cas de la Russie qui, au cours de la dernière décennie, a pu offrir des facilités importantes aux pays désireux de s'équiper avec la technologie VVER. S'ils interviennent directement dans le tour de table, les États contribuent visiblement à diminuer le risque projet global et facilitent l'arrivée d'autres investisseurs privés. Ils peuvent aussi mettre en place des stratégies qui transfèrent les risques ou les surcoûts vers les consommateurs finaux (comme ce fut largement le cas pour les EnR dans de très nombreux pays).

La recherche économique académique sur le financement du nucléaire est assez peu développée. Le sujet s'y prête d'ailleurs plutôt mal, car sa spécificité, comme nous l'avons

vu, n'est pas suffisante pour initier des travaux originaux en nombre. Les papiers de la littérature atteignent toutefois plusieurs centaines de documents, mais sont essentiellement descriptifs, avec une mention spéciale pour ce qui concerne le financement de la gestion à long terme des déchets (voir le chapitre 1 du volume 2). Le recueil (OECD/NEA, 2009) donne un large panorama de cette littérature, mais est déjà ancien. Le rapport (IAEA, 2018) est plus récent, mais plus succinct. Un autre recueil devrait être publié par la NEA sur ce sujet dans la suite des travaux du groupe de travail mis en place en 2021.

3.3.2.1. *Attirer les investisseurs*

Ainsi, le taux de rentabilité exigé par les investisseurs sera d'autant plus élevé que le projet leur apparaîtra risqué. Un projet de réacteur concentre des risques de natures variées pour un total de plusieurs milliards d'euros (donc à des montants unitaires élevés), alors qu'un projet photovoltaïque à 15 millions d'euros avec soutien par des tarifs d'achat sera peu risqué et que le risque de construction de grands parcs solaires ou éoliens peut se diversifier plus aisément (localisations, technologies, installateurs, etc.). Pour de nombreux projets d'investissements électriques, on peut donc se trouver en face d'un cercle vicieux : plus le risque perçu est élevé, plus la rentabilité exigée augmente, plus le financement de l'investissement est coûteux, plus le coût total du projet augmente et plus le risque de marché augmente... Ainsi, à titre d'exemple, la figure 3.7 montre que le coût du MWh de Hinkley Point au Royaume-Uni est multiplié par 2 lorsque le taux d'actualisation passe de 3 % à 10 % (valeur proche du taux retenu par EDF pour ce projet).

Les montants financiers nécessaires pour ce type de projet peuvent nécessiter de faire appel à plusieurs sources de financement mais peuvent également faire porter un risque sur le bilan de l'entreprise électrique. Comme nous venons de le voir, pour attirer les investisseurs privés vers la construction de réacteurs nucléaires, un moyen est de diminuer les coûts de financement en réduisant les risques des projets ou en transférant tout ou partie des risques vers d'autres acteurs. C'est un enjeu qui, peut être très important pour les États. Ceux-ci peuvent être motivés par l'intérêt collectif d'un projet de construction de réacteur, apprécié avec des taux publics. Mais ce même projet, vu par les électriciens, qui prennent leurs décisions sur la base de taux privés nettement plus élevés, peut par le calcul être apprécié de façon inverse et apparaître non rentable. Les États, animés par une logique d'efficacité collective, doivent alors mettre en place un partage de ces risques, pour que l'électricien mette en œuvre un choix dont les motivations vont au-delà des siennes propres.

3.3.2.2. *Nature des risques pour les entités impliquées dans le financement*

Outre les risques techniques lors de la construction, d'autres incertitudes pèsent sur un projet de réacteur, qui portent sur le fonctionnement de ce réacteur dans le futur système électrique. Le risque de marché inclut le prix de vente du MWh et sa volatilité. Sur

le marché de gros européen, le prix moyen a été divisé par 2 en 10 ans (passant de 60 à 30 €/MWh dans les années 2017-2018) pour remonter ensuite de façon très significative, dans la période qui a suivi la première pandémie de Covid-19, avec des valeurs moyennes souvent alors supérieures à 60 €/MWh et bien plus élevées encore fin 2021 (plus de 150 €/MWh !).

Cette mécanique de baisse était due à l'effet combiné du prix du charbon en baisse, des excès de capacité résultant des investissements subventionnés dans les renouvelables et de la stagnation de la demande. La hausse qui a suivi s'explique notamment par un choc sur les prix du gaz et par des tensions sur des capacités de production qui se réduisent, avec la reprise en perspective. Cette volatilité est très préjudiciable aux investisseurs. Le principe, pour mitiger ces risques, est de garantir, sous une forme ou une autre, un niveau stable de valorisation pour les quantités d'électricité produites. Le type de contrat le plus simple est un PPA (*Purchasing Power Agreement*), à prix garanti. C'est par exemple le cas du contrat coréen aux Émirats arabes unis.

Le risque politique associé à la fourniture d'énergie est lui-aussi significatif : remise en cause possible par un changement de majorité, mouvements d'opposition retardant les chantiers par exemple. Pour le nucléaire, il a augmenté ces dernières années dans les pays occidentaux (y compris Japon), mais s'est maintenu à un niveau faible dans l'essentiel de l'Asie et de l'Europe de l'Est. Ces risques apparaissent toutefois en partie mitigables. Ainsi, pour le contrat d'Hinkley Point, des clauses spécifiques portent sur les pénalités supportées par le gouvernement anglais en cas de changement de politique énergétique.

3.3.2.3. *Les modes de financement des projets nucléaires*

Les modes de financement se décrivent en précisant les acteurs concernés, les montages juridiques, les contrats (les garanties), le fonctionnement des marchés, etc., l'ensemble de ces dispositions concourant à répartir les risques entre les acteurs. Mais les rôles des principaux acteurs (États, porteur du projet, exploitant, financeurs autres, etc.) sont très divers selon les montages. Par exemple, un montage peut distinguer ou non l'exploitant du propriétaire du réacteur (*owner*). L'origine des fonds (répartition entre fonds propres et emprunt) est aussi cruciale pour l'investisseur. Les contrats qui lient ces acteurs sont aussi potentiellement assez variés. Enfin, les actions mises en place pour sécuriser et stabiliser le marché de l'électricité – telles que vues de la production nucléaire – peuvent être de divers types. Un exemple historique ancien et toujours d'actualité est le système de prix régulés mis en place notamment aux USA pour facturer l'électricité au prix de revient, tel que contractualisé entre l'investisseur et les autorités locales.

Commençons par constater que le modèle standard de *project finance*, adapté à de nombreux projets énergétiques, n'a été que peu mis en œuvre dans le nucléaire. Il s'agit

d'un montage consistant à établir une société distincte, propriétaire du projet ; les actions de cette société étant détenues par les participants au projet. Cette entreprise propriétaire peut également obtenir des prêts en propre et payer ainsi une partie du coût de construction, la seule garantie étant les actions détenues par l'entreprise elle-même. Dans ce cas, l'idée maîtresse est d'isoler le risque, de le diversifier et de ne pas faire figurer la dette du projet dans les comptes des financeurs. Un tel montage présente ainsi l'avantage pour les actionnaires de ne pas mettre en danger leurs autres actifs, mais il est considérablement plus risqué pour les prêteurs, dont la seule garantie est l'actif de l'entreprise de projet elle-même (*in fine* le réacteur). Ce montage n'offre pas assez de garanties pour les financeurs (les États en sont généralement absents), d'où son peu d'attrait. Comme le proposent Sainati *et al.* (2019) des aménagements juridiques de ce modèle pourraient toutefois permettre de faire évoluer la situation.

Le modèle le plus simple de financement est l'approche « historique » dans laquelle le nucléaire est géré par l'État : c'est le modèle nationalisé qui a notamment été mis en place par la France, les USA ou l'URSS. Dans ce cas, l'État joue le rôle de financeur principal et supporte l'essentiel des risques : c'est lui qui joue le rôle d'« amortisseur » des fluctuations relatives des coûts et des produits (il fixe aussi les conditions de marché).

D'autres modèles ont aussi été mis en œuvre, qui s'inspirent du *project finance* dans la combinaison des financeurs, mais reposent sur des garanties de fait fournies par les États. Un schéma classique est que l'État lui-même (*via* une institution financière publique) soit dans le tour de table. Dans ces montages, le niveau et les formes de garantie publique peuvent être très présents, de sorte que la robustesse de l'entreprise électrique joue un rôle significatif. Plus celle-ci est importante en termes de total du bilan, plus le risque du projet est diversifié et faible, et donc moins le coût de financement est élevé.

Une tendance récente résultant de la rareté des investisseurs financiers est la contribution du vendeur de technologie, directement ou aidé par son État d'origine. Historiquement, les agences de crédit à l'export (Coface, US Exim, K-Exim, etc.) ont joué ce rôle. Depuis peu, ce sont les entreprises vendeuses de technologies (*vendors*) qui mobilisent des banques à capitaux publics ou surtout rentrent directement au capital des entreprises d'électricité (cas de la Russie ou de la Chine).

Ainsi Rosatom (Russie) est-t-il entré au capital de Fennovoima (Finlande) à hauteur de 34 %. Rosatom va même au-delà *via* son approche du modèle BOOT (*Build-Own-Operate-Transfer*) : la quasi-totalité des risques (construction, démarrage et début d'exploitation) est ici portée par le vendeur qui se couvre toutefois en partie *via* l'engagement de l'État acheteur avec une garantie de prix fixe du kWh pour une durée contractuelle. Cette modalité a été retenue en Turquie pour le site d'Akkuyu.

3.3.2.4. *Un exemple original de transfert des risques par les consommateurs : le modèle Mankala*

L'entreprise finlandaise TVO, qui fut la première au monde à investir dans un EPR, bénéficie d'un statut particulier. C'est une entreprise privée vendant son électricité sur le marché de gros concurrentiel, mais elle présente une originalité double : ses actionnaires sont principalement de gros consommateurs d'électricité et elle ne doit pas dégager de profit, c'est une coopérative. Ces actionnaires s'engagent à acheter l'électricité de TVO au prix coûtant (CMA) soit pour leurs propres besoins (papetiers, industrie chimique, etc.), soit pour la revendre sur le marché de gros (Fortum actionnaire à 25 % de TVO), soit pour la revendre à ses habitants (ville d'Helsinki, actionnaire à 8 %, et autres municipalités).

Ce schéma, nommé *Mankala model*, n'est pas spécifique à TVO, il s'appliquait en 2010 à 42 % de la production nationale finlandaise d'électricité. Il présente pour les actionnaires l'avantage d'un prix d'achat du MWh stable à long terme, non soumis à la volatilité du prix sur le marché de gros, avec en outre la sécurité d'approvisionnement. Le risque de marché est très faible en prix et quantité, grâce à un partage du risque d'investissement entre plusieurs investisseurs-consommateurs. Le coût résultant du capital (WACC) n'est pas public mais les études économiques publiées en Finlande (Lappeenranta University) sur la compétitivité du nucléaire suggèrent un taux d'actualisation de 5 %.

3.3.2.5. *Conséquences sur le taux d'actualisation d'un partage des risques du projet Hinkley Point C*

Ce projet, qui concerne deux EPR, s'inscrivait à l'origine dans un risque technique encore élevé, au regard des autres projets EPR en cours en retard et de la mise à niveau nécessaire de l'industrie nucléaire anglaise, fortement contributrice au projet. Pour contrebalancer cet effet, il bénéficie d'un risque politique faible du fait du consensus entre les formations politiques sur la politique énergétique et de la bonne acceptation du nucléaire dans l'opinion publique anglaise, ainsi que d'un risque marché limité par la législation mise en place. Celle-ci prévoit en effet des *Contracts for Difference* (CfD) applicables à tous les projets d'énergie bas carbone, garantissant une valeur moyenne de prix de vente par une compensation des variations de prix sur le marché de gros. Une telle approche peut être considérée comme une forme sophistiquée de PPA.

Aucune entreprise à capitaux privés n'aurait pris le risque d'un tel investissement, si le prix de vente sur la durée d'exploitation de l'installation n'était protégé par une disposition de type PPA, CfD ou contrat de vente à long terme, positionnant dans les deux cas le prix de vente moyen au niveau du coût moyen actualisé de production, pour l'électricien. Et même dans ces conditions le gouvernement anglais a considéré comme justifié le taux d'actualisation élevé de 9 % retenu par EDF Energy pour déterminer le prix garanti nécessaire à la rentabilité du projet.

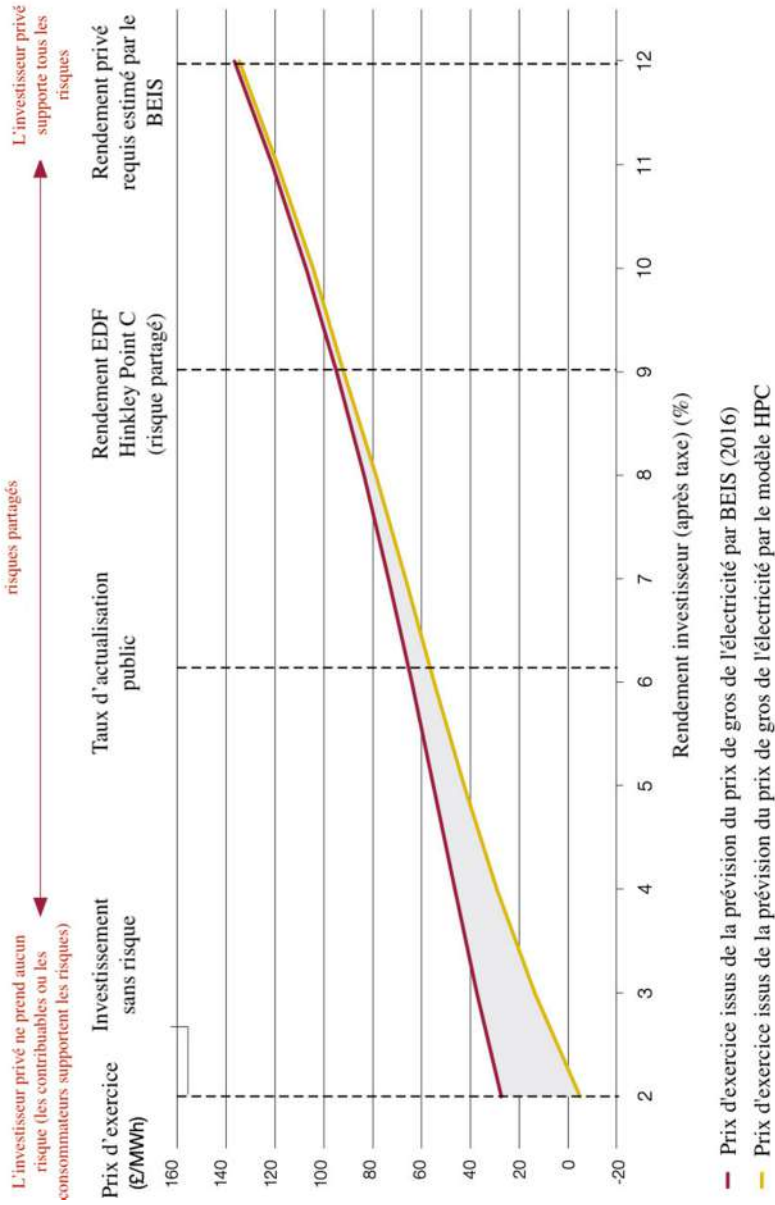


Figure 3.7. Sensibilité du prix garanti en fonction du taux de rendement de l'investisseur, selon la Cour des comptes anglaise

La figure 3.7 illustre la très grande sensibilité du prix garanti (*strike price*) du projet Hinkley Point A&B au taux de rendement attendu pour l'investisseur. Si celui-ci est un investisseur public (confondu avec l'État anglais), il est actuellement possible de retenir un taux de l'ordre de 2 %, soit un *strike price* de quelques dizaines d'euros/MWh. Avec le taux de 9 % retenu, le *strike price* est de l'ordre de 100 livres/MWh. On voit ici l'importance énorme de l'architecture contractuelle et de la nature du risque porté par les parties prenantes. Compte tenu de la nature stratégique de ces projets, il est socialement efficace que les projets se fassent, ce qui nécessite une garantie de l'État, et donc des tarifs *in fine* modestes, ou (ce qui est symétrique) une sensibilité *in fine* réduite du tarif au coût de construction (partie gauche du graphique). Ainsi, l'analyse de la Cour des comptes anglaise montre que, dans la plupart des scénarios, les coûts de construction pourraient être considérablement dépassés avant que les coûts pour les consommateurs ne remettent en cause l'accord actuel, avec une augmentation des coûts pour les consommateurs. Ainsi, en supposant que le gouvernement ait besoin d'un rendement de 6 % (nominal), la Cour a calculé que les coûts de construction pourraient dépasser de 75 % à 100 % les devis initiaux.

3.3.2.6. Tendances pour le futur et conséquences sur le développement du nucléaire

Actuellement, les taux de rendement attendus par les industriels, compte tenu des marchés, des coûts, des risques, de la réglementation et de la gouvernance afférente restent en Europe et aux États-Unis nettement plus importants pour le nucléaire que pour les énergies renouvelables.

La diminution des risques techniques (coûts, délais, etc.) est en grande partie dans les mains des industriels. Nous l'avons traitée plus haut avec un certain détail.

Concernant les autres risques, il importe de statuer politiquement sur l'accompagnement à mettre en œuvre pour le nucléaire, de façon à orienter au mieux les choix privés. C'est notamment l'enjeu des discussions sur la « taxinomie » européenne (quel support public pour quelles énergies ?) qui se sont tenues ces dernières années, afin de décider si le nucléaire peut bénéficier ou non de la mise en œuvre de dispositions massivement déployées pour les EnR.

Les États peuvent agir aussi sur les modalités de financement (coût du capital), *via* différents moyens. Nous pouvons notamment citer des garanties publiques de crédit accordées sur la base d'une prime cohérente avec le risque supporté. D'autres pistes sont aussi envisageables, comme la création de lignes de crédit « contingentes » pour parer d'éventuelles modifications des règles de sûreté en cours de construction. Une autre voie serait, enfin, en Europe de mobiliser des prêts directs de la banque européenne d'investissement

(BEI) en incorporant des éléments de subordination attribués en période de construction, destinés à être refinancés ultérieurement...

L'innovation financière peut prendre aussi d'autres formes, par exemple pour rendre moins pénalisants les longs délais des projets nucléaires. Le système anglais RAB, *Regulated Asset Based*, (base d'actifs régulée en français) a été élaboré au Royaume-Uni (en particulier pour le projet Sizewell C) pour financer les infrastructures dans des cas où les premiers retours sur investissement se manifestent longtemps après les premiers versements, soit typiquement plus de 5 ans après. L'idée sous-jacente est que les investisseurs sont rémunérés dès le début de la construction, en anticipation de l'électricité qui sera livrée à terme et alors payée selon un tarif fixé par le régulateur.

Enfin, un autre sujet porte sur le financement comme facteur de concurrence. Les vendeurs des pays de l'OCDE sont régulés, dans la compétition qu'ils se font par des accords spécifiques. Ce n'est pas le cas des nouveaux entrants, très agressifs, comme la Russie et la Chine. Cela fournit à ces pays la possibilité de proposer des schémas de financement et de répartition des risques plus avantageux que les pays de l'OCDE. Les vendeurs traditionnels et les parties prenantes des projets nucléaires sont entrés dans un nouveau champ de concurrence multilatérale plus complexe nécessitant de nouvelles stratégies construites en intégrant les forces respectives des protagonistes. Le marché nucléaire international est de plus en plus imbriqué. Des systèmes de concurrence qui se chevauchent coexistent désormais, entraînant des alliances et partenariats transcendant les frontières nationales pour remporter les appels d'offres nucléaires. Le financement est une composante majeure des arguments commerciaux lors de ces compétitions.

Pour conclure, les montages contractuels prennent des formes diversifiées, mais reposent partout sur les États, qu'il s'agisse d'abord de ceux où les réacteurs sont construits, mais aussi de ceux dont le vendeur est ressortissant (voir *supra*). Cette question est largement comparable au marché des EnR. Actuellement, en Europe, quasiment aucun investissement électrique n'est réalisé sans soutien étatique. Tout ceci conforte le besoin de clarification et d'harmonisation des règles, tant en ce qui concerne le rôle des États vis-à-vis du nucléaire qu'entre le nucléaire et les autres énergies bas carbone. Concomitamment à la situation actuelle de faibles taux d'intérêt réels, cette harmonisation serait aussi de nature à baisser les coûts de financement du nucléaire dans les années futures.

[...]

4.1. Le coût du combustible dans le LCOE

Le coût du combustible dans le calcul du coût actualisé de l'électricité, LCOE intègre la valorisation à l'équilibre des différents coûts du combustible, actualisés à la date d'introduction du combustible en réacteur ramené à la production électrique actualisée de ce combustible (OECD/NEA, 1993, 2013). Le coût intègre des coûts d'achat de matière et services, des coûts de financement des stocks, en particulier d'uranium naturel pour assurer la sécurité d'approvisionnement, des provisions pour charges futures associées à la gestion des combustibles usés qui s'étale une période très longue allant au-delà de la période d'opération des réacteurs (voir figure 4.2).

Les provisions pour la gestion future du combustible usé sont couvertes en tout ou partie par des actifs dédiés comme en France ou par une contribution permettant de constituer le fonds dédié géré par l'électricien ou l'entité en charge de la gestion des déchets radioactifs (voir chapitre 1 du volume 2).

Le taux ou les taux d'actualisation utilisés compte tenu des différences d'horizon temporel des différents coûts à prendre en compte dans le coût du combustible ont un impact significatif sur cette évaluation théorique à l'équilibre de consolidation du prix de l'électricité. Cette approche avec les taux usuellement utilisés divise les montants des opérations de gestion des combustibles usés se réalisant plusieurs dizaines, voire centaines, d'années après la production nucléaire.

La ventilation des coûts combustibles dans cette approche est illustrée avec la figure 4.3, issue de l'analyse représentative du marché américain (World Nuclear Association, 2017) pour lequel la contribution pour la gestion du combustible usé pour les réacteurs américains existants est fixe, définie par le « Nuclear Waste Policy Act of 1982 » à 0,1 cent/kWh.

Dans cette approche simplifiée, les électriciens considèrent que les coûts combustibles dépendent majoritairement de deux facteurs, le prix des composants de l'amont du cycle (ressource uranium, conversion, enrichissement, conception et fabrication combustible) et l'efficacité de la gestion de cœur combustible.

Les coûts des composants amont du cycle répondent à des marchés réglés par la dynamique de l'offre et la demande comme détaillé ci-après. L'efficacité de la gestion de cœur combustible détermine la quantité de matière nucléaire à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs de production nucléaire, elle dépend de deux facteurs que sont l'enrichissement initial de la matière et le taux de combustion maximal du combustible, paramètres importants de conception du combustible (World Nuclear Association, 2017 ; Nuclear Energy Institute, 2019).

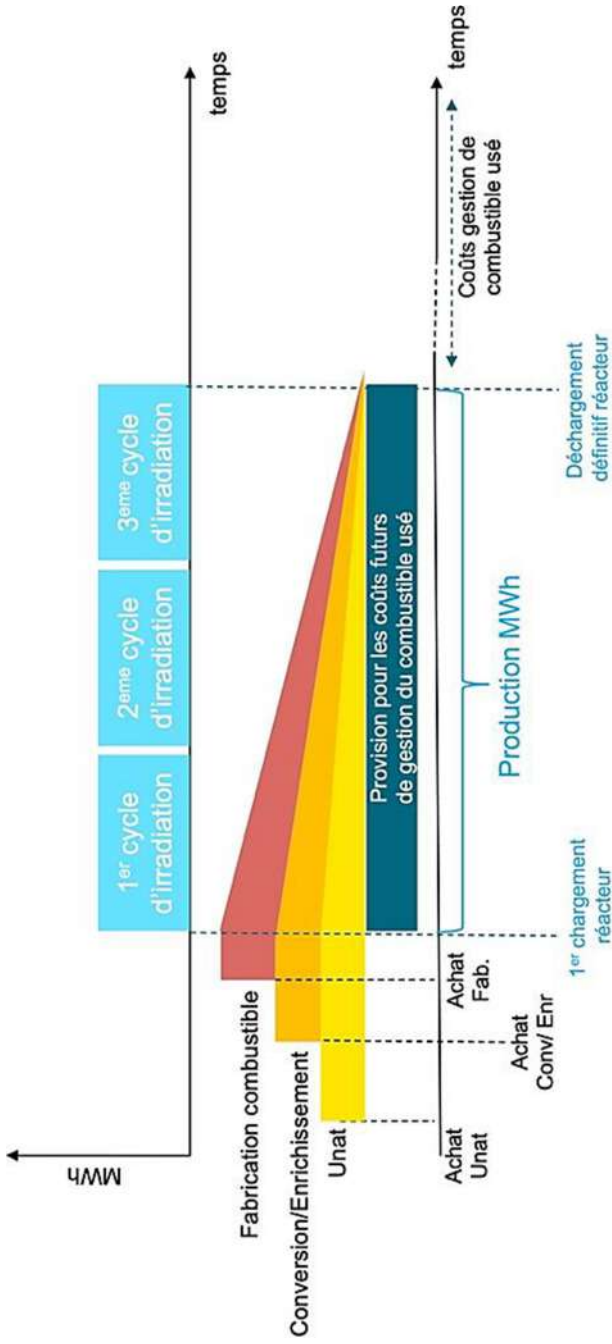


Figure 4.2. Illustration de la méthodologie de calcul du coût combustible

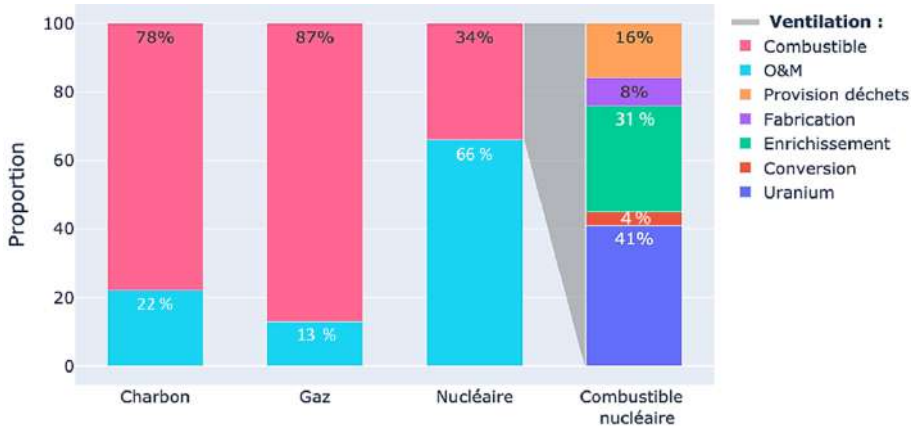


Figure 4.3. Ventilation des coûts d'exploitation pour le charbon, le gaz et le nucléaire (World Nuclear Association, 2017) (source : Nuclear Energy Institute)

L'augmentation des taux de combustion, rendue possible grâce à l'amélioration de la conception combustible depuis le démarrage de la production nucléaire civile, et l'allongement des durées de cycle d'irradiation ont conduit à un optimum du coût de gestion combustible intégrant le coût combustible et les coûts d'arrêt de maintenance lors des intercycles. Cette optimisation est contrainte par les limites actuelles du niveau d'enrichissement maximal de 5 % en ^{235}U et du taux d'irradiation maximal de 62 GWj/t, et est différente selon les pays en fonction des critères de sûreté imposés par les autorités de sûreté nationales sur le taux de combustion combustible maximal pouvant limiter les durées de cycle (variation entre des durées inférieures à 12 mois pour le Japon à 24 mois pour les États-Unis) et de l'option de cycle retenue (cycle ouvert ou cycle avec recyclage).

L'impact de ces évolutions sur les opérations de l'aval du cycle et les coûts correspondants est également à intégrer. Les mécanismes financiers de constitution des fonds aval ainsi que l'entité portant la responsabilité financière de ces coûts conduisent à des appréciations économiques différentes selon les pays, ou parties prenantes.

On peut par exemple citer la dynamique très différente aux États-Unis, entre les réacteurs existants dont l'intégralité de la charge financière aval est prise en charge par le DOE moyennant une contribution fixe au kWh *via* la mise en œuvre du « Standard Contract for Disposal of SNF and/or HLW » et la révision *via* le « New Standard contract » pour les nouveaux réacteurs dans laquelle une partie de la responsabilité financière est à la charge de l'électricien.

Le récent rapport de l'OCDE AEN (IEA/NEA, 2020) considère des coûts du cycle au-dessus de 9 US\$/MWh pour la plupart des pays.

Il est à noter qu'en réalité la structure de coût combustible varie dans le temps et de l'avancée du programme de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs et de la durée d'opération résiduelle des centrales avant fermeture, pouvant conduire à des variations importantes de la contribution permettant de couvrir les coûts de l'aval du cycle. Les évaluations théoriques de système idéalisé *via* la méthodologie de LCOE ne permettent pas de prendre en compte ces évolutions temporelles, des méthodologies de valorisation plus avancées sont développées pour capturer la totalité des étapes du cycle du combustible ainsi que le contexte spécifique de chaque pays ou de chaque électricien (voir chapitre 1 du volume 2). Typiquement, la Suède, un pays ayant opté pour le cycle ouvert très avancé dans la mise en œuvre de son programme de gestion des combustibles usés et de projet de stockage géologique profond, a revu à la hausse cette contribution lors des dernières évaluations triennales. Le coût aval du cycle correspond en 2021 à plus 25 % des coûts de production de l'électricité nucléaire (SKB, 2021).

Les coûts de gestion du combustible usé font donc l'objet d'une attention importante en Suède avec un objectif d'optimisation de l'ordonnancement des étapes de conditionnement des combustibles usés en colis de déchets et de mise en stockage géologique permettant de minimiser les coûts *via* la réduction du nombre de colis de déchets et de l'emprise du stockage géologique profond.

Les sections suivantes détaillent les composants de l'amont du cycle. La gestion du combustible usé et des déchets associés est décrite dans le chapitre 1 du volume 2.

[...]