

Théorie et pratique de l'actualisation : une brève revue de la dernière décennie

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne

L'article « Optimisation des choix d'investissements énergétiques et prix du temps : quel taux d'actualisation choisir ? » (La Revue de l'Énergie, n° 604, novembre-décembre 2011) faisait le point sur les méthodes d'actualisation, avec un intérêt particulier pour le long terme, qui reste un des grands sujets de l'économie de l'énergie.

L'actualisation est un outil unique et simple d'utilisation pour évaluer en valeur présente des flux économiques futurs. Rapportant bien souvent des coûts actualisés à des productions actualisées, il sert alors à calculer des coûts de production actualisés. Il sert aussi à établir des valeurs actuelles nettes (VAN) ou à comparer le coût de scénarios complets rendant le même service. En 2011, Séverine Dautremont et moi avons d'abord rappelé les bases de ce concept. D'une part, vue du privé (ici les industriels, qui cherchent à choisir les meilleurs projets), l'érosion de la valeur des flux futurs est fonction essentiellement des modalités de financement, dont le taux d'intérêt (lui-même dépendant, dans le long terme, de la croissance économique), et des risques du projet. D'autre part, vu de l'État (qui cherche, via le calcul économique, à faire les meilleurs choix pour la nation), le taux d'actualisation est classiquement¹ fonction du taux d'impatience des citoyens (préférence pour la consommation immédiate), du gain marginal en bien-être que procure un revenu supplémentaire, des anticipations du taux de croissance économique et — selon les approches — des risques du projet. Dans un monde idéalisé, la valeur de ces taux publics et privés est supposée converger, ce qui est bien pratique pour, tous ensemble, nous diriger vers un optimum global et commun...

Mais la « vraie vie » est plus compliquée. Ainsi, nous avons abordé il y a 10 ans quelques problématiques spécifiques, telles que le peu de prise en compte de la flexibilité des projets évalués en situation de forte incertitude (un projet flexible, capable d'adaptation, doit avoir une valeur plus élevée) et le risque de manque de cohérence entre les taux retenus pour évaluer tel ou tel projet et celui à la base du calcul du coût (et donc du prix) du carbone, boussole de l'action publique en matière d'émission de gaz à effet de serre.

Depuis une dizaine d'années, les fondamentaux de l'actualisation sont restés globalement les mêmes, en particulier en ce qui concerne les calculs privés (pour les entreprises). Les modalités de financement et la prise en compte des risques inhérents aux projets sont toujours les facteurs clés. Les évolutions récentes concernent nettement plus le calcul économique public, tant en termes de méthode que de champ d'application, tout particulièrement en ce qui concerne les calculs de coût du carbone.

Une première section de ce court article décrit les évolutions du contexte, depuis la rédaction de l'article initial. Nous citerons ensuite certaines des nouvelles recommandations des pouvoirs publics (nous resterons

essentiellement dans le cadre français, lieu d'une des réflexions les plus poussées au plan mondial). Puis, nous donnerons un aperçu de certains des travaux théoriques des 10 dernières années. Enfin, nous évoquerons quelques dernières applications pratiques notables.

Les évolutions du contexte et leur prise en compte dans le calcul économique

Commençons avec un sujet que nous évoquons dans l'article de 2011, et qui reste d'une actualité très forte. Il s'agit de la cohérence entre les choix publics énergétiques (avec les retards constatés, en matière de décarbonation, mais aussi le renforcement des objectifs illustré par le Green Deal et le «Fit for 55», déclinés nationalement) et les prises de décisions des acteurs privés. Dès lors que les taux d'actualisation diffèrent fortement entre public et privé — pour le privé, les taux sont généralement supérieurs — les décisions décentralisées ne peuvent conduire vers une zone d'optimalité. Un des sujets majeurs, en termes de politique publique, peut donc être décrit comme la mise en œuvre de mesures allant dans le sens d'un rapprochement de ces taux. En dehors même des actions réglementaires, l'article de 2011 liste les domaines d'intervention du gouvernement et des collectivités : fiscalité, garanties de conditions d'achat (via des contrats), primes, subventions, participation publique au capital...

Si ces thèmes ne sont pas nouveaux, ils s'inscrivent dans un contexte en mutation rapide.

La baisse des taux d'intérêt réels a été impressionnante depuis 10 ans, tirant vers le bas les taux d'actualisation. Bonne nouvelle pour ceux qui se soucient de donner un poids visible au long terme dans les décisions énergétiques : plus les taux sont bas et plus les années lointaines comptent dans la prise de décision. Cette nécessité de se projeter sur plusieurs décennies s'intensifie actuellement, et de plus en plus de travaux visent des horizons qui dépassent 2050. Avec des taux d'actualisation

supérieurs à 5 %, rappelons que le poids de toutes les années postérieures à cette date est inférieur au quart du poids total du futur vu d'aujourd'hui (ceci pour des flux constants). Alors qu'avec un taux de 2,5 %, les années au-delà du mitan du siècle pèsent autant que les 30 prochaines.

Inversement, la montée des incertitudes (déjà sensibles il y a une décennie avec la crise de 2008) s'est fortement accrue dans de nombreux domaines :

- Décroissance économique avec la pandémie de Covid : les risques de décrochement économique durable n'apparaissent plus exclus... À moyen terme, les énormes déséquilibres accumulés avec la crise sanitaire, dont les marchés financiers actuels semblent s'accommoder, sont susceptibles de provoquer des remontées des taux d'intérêt futurs (en partie associées à des baisses des taux réels des investissements passés, suite à une remontée de l'inflation).

- Risques de chute pérenne du progrès technique et de stagnation multiséculaire : c'est, avec les risques environnementaux et les risques de guerre, le principal risque auquel nos sociétés sont confrontées. En outre, les termes de la concurrence future, pour des investissements longs, deviennent plus incertains, favorisant d'autant les équipements rapidement valorisés (ce qui pourrait s'exprimer par une tendance à la hausse des taux à long terme).

- Marchés de l'énergie et des matières premières : il s'agit de la grande volatilité des prix constatés sur ces marchés, mais aussi de la grande difficulté à apprécier le futur de ces marchés tant en termes de prix futurs que de règles de marché.

- Instabilité internationale : elle contribue à un certain retour à la segmentation des marchés, à une chute des bénéfices de la mondialisation, à des difficultés dans les anticipations...

- Capacité de nos démocraties à définir et mener à bien nos politiques énergétiques et climatiques (faisabilité sociotechnique, difficultés des projets, volonté politique, capacité à gérer le long terme...).

- Complexification des mix et nécessité de raisonner en termes de systèmes interreliés : ce qui pousse à évaluer non plus des technologies séparées, en comparant leurs coûts actualisés, mais des scénarios complets.

Pour ce qui concerne le calcul économique privé (coût actualisé, valeur actuelle nette...) relatif à des décisions de court et moyen termes (inférieurs à 20 ans), l'accumulation des risques induits par ces incertitudes pousse à augmenter significativement les taux d'actualisation, ce qui vient contrecarrer (mais généralement pas en totalité) la tendance précédente due à la baisse des taux d'intérêt réels.

Les impacts du contexte actuel sur la façon de concevoir les taux publics donnent lieu à de nombreux travaux dans le monde (William Nordhaus, Nicholas Stern, Robert Pindyck, Martin Weitzman...), mais aussi singulièrement en France (pays qui est doté d'économistes très actifs en ce domaine : Roger Guesnerie, Christian Gollier, Émile Quinet, Dominique Bureau... souvent en lien étroit avec les premiers). Commençons par passer rapidement en revue les recommandations des pouvoirs publics.

Les recommandations des pouvoirs publics en France

D'importants travaux ont été menés dans le monde pour faire évoluer les modalités du calcul économique public. En bonne part, ils ont été impulsés en France par le Commissariat Général du Plan, devenu le Centre d'analyse stratégique en 2006, puis le Commissariat général à la stratégie et à la prospective (France Stratégie) en 2013. La raison de cette activité intellectuelle est notamment le souci de prendre en compte la croissance économique anticipée (jugée plus volatile), et d'intégrer les risques afférents (jugés croissants). Ces travaux distinguent généralement deux typologies de taux, selon la nature des risques prise en compte. Dans certains cas, suivant en cela les travaux de Christian Gollier, ils proposent des taux décroissants « sans risque » (terme précisé ci-dessous) pour tenir compte de la volatilité de

la croissance et du risque de stagnation ou de chaos économique. L'autre caractéristique de ces travaux est d'éclairer tant que faire se peut le décideur en prenant en compte le « risque systémique » ou encore « macroéconomique » du projet. Ce risque systémique est présent dès lors que le risque de perte de valeur d'un projet dépend de l'état de l'économie. Si une faible croissance se manifeste et que, de surcroît, la valeur du projet se dégrade, l'utilité sociale apportée par le projet s'en trouve d'autant plus affectée. Une prime de risque doit alors pénaliser le taux. À l'inverse, si la corrélation (le facteur β) est négative, le projet dispose d'une valeur assurancielle et doit en bénéficier (via un taux plus faible, qui donne plus de valeur aux revenus futurs).

- Ainsi, en 2011, le rapport Gollier [Gollier, 2011] recommande d'intégrer les risques systémiques dans l'évaluation économique des projets d'investissement. Comme on vient de le voir, il préconise d'introduire une prime de risque systémique, qui sera positive (négative) lorsque les fondamentaux du projet sont positivement (négativement) corrélés à l'activité économique. La difficulté pratique étant, bien sûr, de connaître cette corrélation.

- En 2013, le Commissariat général à la stratégie et à la prospective [Rapport Quinet, 2013] propose une évolution des règles instituées par le rapport Lebègue (voir notre précédent article²) en recommandant l'utilisation d'un taux d'actualisation composé de deux termes additifs :

- 1) un terme de projet « sans risque (systémique) », c'est-à-dire de projet naturellement risqué comme tout projet d'investissement, mais dont le risque n'est pas corrélé au risque portant sur la croissance. Le risque du projet est donc en théorie socialement assurable et ne nécessite pas de prime de risque systémique. France Stratégie recommande ici une valeur de 2,5 %, passant à 1,5 % au-delà de 2070 ;

- 2) une prime de risque systémique « standard », elle-même pondérée si possible par un coefficient β spécifique à chaque projet en fonction de la sensibilité de sa rentabilité au risque sur la croissance. France Stratégie

recommande une valeur de $\beta \times 2$ % jusqu'en 2070 et $\beta \times 3$ % au-delà (croissance des incertitudes systémiques à très long terme). En l'absence d'éléments tangibles permettant de qualifier le risque systémique du projet, le rapport préconise l'utilisation d'un β moyen égal par définition à 1, et donc d'un taux d'actualisation unique de $2,5 + 2 = 4,5$ % (et à 5 % pour les périodes d'évaluation au-delà de 2070).

En 2015-2017, le Commissariat général à l'investissement (CGI), France Stratégie et le Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) ont réalisé un cycle de colloques sur l'évaluation socio-économique, notamment sur les projets de transports et la prise en compte des externalités environnementales, des risques naturels et des risques sanitaires dans les projets d'investissements publics.

En 2018, le Commissariat Général au Développement Durable [CGDD, 2018] a recommandé des taux sans risque de plus en plus faibles selon l'éloignement dans le temps et l'accroissement corrélatif des incertitudes, ceci dans la perspective de conséquences écologiques graves. De 4 %, sur une dizaine d'années, le taux décroît ensuite. Pour des conséquences sur plus de 50 ans, le taux retenu est de 2 %.

Suite aux travaux menés ces dernières années, le récent groupe de travail présidé par Roger Guesnerie [Guesnerie et al., 2021] vient de proposer un taux sans risque de 1,2 %, pour les calculs jusqu'à 2070, auquel s'ajoute une prime de risque standard fixe de 2 % (pour une corrélation «moyenne» du risque avec la croissance supposée unitaire). Plus techniquement, ce rapport propose aussi d'introduire un taux d'évolution de l'espérance mathématique du bénéfice³.

Les travaux théoriques récents en matière de taux d'actualisation

Les travaux se sont poursuivis et intensifiés ces dernières années. Il n'est pas possible de les citer, et même de les résumer tous. Une bonne part des sujets se rapporte aux taux publics, sur des temps longs.

Ces travaux portent sur des taux d'actualisation dont les définitions vont au-delà de celles présentées dans notre article de 2011. Certains d'entre eux ont été largement discutés dans les colloques préparant les recommandations les plus récentes citées supra. Les idées qui les sous-tendent visent notamment à prendre en compte :

- Les différentes voies de la prise en compte de l'équité, en particulier entre générations,
- Une distinction explicite des effets de l'aversion pour le risque et de la substitution intertemporelle,
- Des ruptures au cœur de nos sociétés, avec la question de la corrélation entre les bénéfices de la lutte contre le dérèglement climatique et le niveau de développement de la société (c'est ce que décrit la notion de « β climatique»),
- L'augmentation (et même le caractère endogène) des incertitudes (et donc des risques) avec le temps,
- Des phénomènes climatiques irréversibles ou la possibilité de ruptures au sein des mécanismes climatiques futurs : arrêt du Gulf Stream, etc.,
- Les imperfections des marchés, dans le but de rendre compte des écarts entre les taux de rendement des marchés (plus élevés) et les taux de long terme publics qui paraissent adéquats⁴ (ceci dès lors que l'on cherche à assurer une cohérence entre ces taux),
- Etc.

Des démarches et formalismes issus des décennies précédentes ont été confortés :

- Le principe d'un taux variable est maintenant très répandu. Il est quasiment toujours décroissant. Directement lié à ce taux, on trouve dans une partie significative de la

littérature la quantification de sentiers d'évolution du prix du carbone. Les débats actuels portent notamment sur la façon de prendre en compte les risques, lesquels sont différents selon les pays, les secteurs, les horizons... et ce qui peut amener à des choix contrastés.

- Les approches de type taux d'actualisation écologique, dans la suite de l'article de Roger Guesnerie [2004], ont initié des démarches de réduction de certains taux. Le principe est de spécifier un taux d'actualisation à utiliser pour les projets visant à améliorer la qualité de l'environnement à très long terme. Dans ce cas, la démarche identifie une quantité disponible du bien «environnemental» (à préserver), laquelle reste finie. Le taux d'actualisation écologique qui en dérive peut prendre des valeurs très faibles, proches de zéro, selon les préoccupations d'équité intergénérationnelle.

- Le recours à la modélisation (macro) économique, pour définir, via des modèles, un (voire des) prix du carbone⁵. Ces prix doivent permettre de guider au mieux l'évolution de l'économie soit vers l'objectif d'un réchauffement fixé (i.e. 1,5 ou 2 °C en 2100, selon l'Accord de Paris de 2015), soit vers une trajectoire maximisant le bien-être collectif, mais ici sans supposer d'objectif a priori en termes de réchauffement (lequel est alors un résultat du calcul d'optimisation).

Des formalismes nouveaux sont aussi apparus. On peut citer par exemple la prise en compte du lien (via le « β climatique») entre capacité à limiter les émissions de CO₂ et croissance économique [voir Dietz, Gollier & Kessler, 2017]. Cette corrélation constate que la croissance sera d'autant plus facile que les politiques d'atténuation (limitation des émissions) fonctionnent. Elle pousse cette fois à ne pas choisir des taux «trop» faibles lors de la prise en compte de mesures ou de projets impactant le climat.

Mais les développements sur le formalisme de l'actualisation ne font pas tous les progrès de la dernière décennie. Beaucoup de travaux méthodologiques ont porté en amont sur la mesure des coûts (et bénéfiques) à actualiser. Citons ainsi :

- Des externalités environnementales, à commencer par les émissions de gaz à effet de serre (voir plus loin la Valeur de l'Action pour le Climat ou VAC), mais aussi les impacts sur l'eau, l'épuisement des ressources...

- La prise en compte d'autres externalités telles que la santé, le temps de transport, comme l'expose le CGI [2015],

- L'explicitation du coût d'opportunité des fonds publics (COFP),

- La prise en compte des coûts de systèmes dans le coût de production de l'électricité. Cette démarche a été notamment popularisée par l'OECD/NEA [2018], laquelle a introduit la notion de «*full cost*». Il s'agit de prendre en compte explicitement la valeur des technologies au sein des systèmes électriques et symétriquement les coûts induits par leur présence dans le mix.

Ces travaux correspondent à des questions de diverses natures (selon les secteurs concernés, le terme visé, les mécanismes économiques privilégiés...). Pour beaucoup, ils cherchent à déboucher sur des propositions opérationnelles qui portent sur un objet mathématique unique (le fameux taux), auquel on confie la lourde tâche de figurer le rôle économique du temps. Très souvent, ces propositions sont faites via des simplifications drastiques, soit parce que les paramètres sont difficilement observables ou discriminables, soit parce que les formulations elles-mêmes sont très complexes.

Les problématiques concrètes et les travaux récents s'y rapportant dans le domaine de l'énergie et du climat

Les problématiques énergétiques, non seulement se fondent dans la masse des sujets qui dérivent des travaux théoriques, mais en sont même largement à l'origine. En particulier, la réflexion sur les temps longs est très fortement mobilisée par les questions climatiques. Les travaux sur le stockage à très long terme des déchets radioactifs en sont aussi un moteur.

Pour l'essentiel des projets avec utilisations «standards» de la technique de l'actualisation, on constate souvent un certain écart entre théorie (qui peut apparaître ardue et complexe) et pratique. Ainsi, en pratique, on utilise généralement des approches paramétriques, avec des fourchettes de taux, et on teste la robustesse des conclusions. Citons en exemple les coûts de référence de la DGEC (2013) ou ceux de l'OCDE (2020). Jusque-là, rien de très nouveau.

Néanmoins, en aval des approches théoriques mentionnées ci-dessus et souvent en lien avec elles, des travaux appliqués d'orientations nouvelles ont fleuri ces 10 dernières années. Nous en citons quelques-uns ci-après :

- Le gouvernement a souhaité disposer d'une VAC pour guider les actions publiques et privées vers l'objectif climatique [voir le rapport du comité présidé par Alain Quinet, 2019]. Comme précisé plus haut, cette valeur (exprimée par un profil temporel en euros par tonne de CO₂) est calculée selon une approche coût-bénéfice, sur la base de résultats de modèles. Elle repose sur le choix d'un taux d'actualisation (elle évolue dans le temps selon ce taux). La question de la cohérence entre les valeurs officielles de VAC et les recommandations générales en matière de taux d'actualisation se pose. Autre exemple : la Commission Criqui [2021]⁶, en cours, a mis en évidence des divergences de résultats selon que l'on fait (formellement) le choix d'actualiser les émissions de CO₂ ou que l'on cherche seulement à respecter au final un bilan carbone donné. Ces travaux sont une des données d'entrée de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC), ce qui met une fois de plus en évidence le rôle majeur des choix d'actualisation sur la définition des politiques climatiques. Les montants qui en sont issus ont eu tendance à augmenter au cours de la dernière décennie, confortant les politiques d'action en faveur du climat.

- La typologie traditionnelle des coûts de production actualisés, toujours dans le domaine de l'électricité, a aussi été bouleversée au cours des 10 dernières années. Une première raison de l'émergence de ces nouveaux concepts de coût est à trouver dans la recherche d'évaluation de coûts complets (ou

«full costs») citée plus haut. Une autre raison de l'émergence de ces concepts est le caractère souvent non pilotable des EnR. Ainsi, la valeur sur le marché d'une production «*must run*» (ou «fatale») de profil temporel exogène (au gré du vent ou des nuages) dépend-elle de façon directe de la part de cette production dans le mix : une importante production solaire en été un dimanche à midi a ainsi peu de valeur en Europe, si elle domine le mix. Il est donc utile de comparer le profil de cette valeur actualisée (la VALCOE, popularisée par Jan Keppler et Marco Cometto, de l'OECD/NEA) au coût de production actualisé. Pour les EnR, la VALCOE chute avec la part de ces énergies dans le mix. Plus encore, une autre notion essentielle⁷ — laquelle vise à incorporer les effets de coopération au sein des réseaux — est celle de coût de système. Le coût de production actualisé peut alors être complété des coûts de connexion, de profil (forme de la production dans le temps) et d'équilibrage (pour assurer l'équilibre offre-demande à court terme). On peut aussi y ajouter des coûts induits par l'écart du parc à l'optimum de développement⁸. Ces «métriques» sont parfois difficiles d'utilisation et contingentes, mais elles révèlent les insuffisances majeures des traditionnels coûts de production actualisés sans référence au service rendu, pour décider des parcs futurs. Surtout, elles bousculent les hiérarchies des différents modes de production d'électricité, au bénéfice du nucléaire et de l'hydraulique gravitaire [OECD/NEA, 2019; Devezeaux, 2022; Finon, 2021].

- La dernière décennie a vu aussi une très forte popularisation des travaux de scénarios électriques. Qu'il s'agisse de l'ADEME avec Artelys [voir en particulier leur étude de 2015], de l'ANCRE [2017], de la SFEN [2020] avec Compass Lexecon⁹... de nombreux résultats de coûts actualisés totaux de scénarios ont été produits. Beaucoup s'aventurent jusqu'à l'horizon 2050 et parfois au-delà [RTE, 2021]. La comparaison est possible entre scénarios dès lors que le service rendu est le même. La baisse des taux amène à donner plus de poids aux années éloignées, de sorte que la valeur résiduelle du parc en «fin de jeu» (qui change selon l'âge moyen et la nature des

équipements) doit absolument être prise en compte et documentée. Pour tester la robustesse des comparaisons, outre des calculs pour divers taux, on peut noter les « stress tests » effectués récemment par RTE (impact sur le résultat de chocs sur les paramètres d'entrée). Cette approche permet en outre de prendre en compte les coûts de systèmes, sans qu'il soit nécessaire de les attribuer à tel ou tel moyen de production.

- On note aussi un intérêt nouveau pour l'évaluation ex post des coûts de production, avec actualisation des flux. De fait, les calculs actualisés usuels servent en quasi-totalité à guider les décisions (notamment d'investissement). Ainsi, les travaux reposant sur cette méthode et relatifs aux coûts passés sont-ils rares. Ils ont toutefois été au centre de plusieurs sujets, au cours de la dernière décennie, surtout dans le domaine de l'électricité. Ainsi, la détermination par la CRE suite aux travaux de la Commission Champsaur [Champsaur, 2009] du prix des térawatts-heures vendus au titre de l'ARENH a-t-elle donné lieu à une approche mixant une vision comptable (pour l'exploitation) et actualisée (pour les dépenses en capital passées). La Cour des comptes [2014] a aussi déployé des efforts méthodologiques de ce type, au cœur desquels la question de la « juste rémunération » du capital (le parc nucléaire existant) guide la détermination du taux d'actualisation. Une autre approche hybride porte sur l'économie de l'allongement de la durée d'exploitation des réacteurs : celle-ci mixe des coûts futurs dont certains (nouveaux investissements) modifient des coûts issus de décisions passées. L'OCDE/NEA [2019] y a consacré plusieurs rapports.

- Le stockage des déchets radioactifs a donné lieu récemment à des exercices reliant explicitement l'état de la société et la valeur¹⁰ de la décision d'ouverture du stockage. Après notre article de 2020, un autre papier, dans ce même numéro de *La Revue de l'Énergie* [de Brux et al., 2021], évalue la décision de stocker les déchets dans un cadre de croissance stable (scénario OK) ou de rupture sociétale (scénario KO). Dans cet exercice, les méthodes utilisées sont sophistiquées¹¹, et débouchent sur des jeux de taux décroissants, convergeant vers des valeurs parfois très faibles (moins de

1 %) à long terme. Ces calculs s'alimentent ainsi directement aux récents travaux théoriques évoqués plus haut. Ils tendent à privilégier la décision plutôt que l'attente.

Éléments de conclusion

L'actualisation est un concept qui se situe au cœur du calcul économique, notamment pour l'énergie (avec de nombreuses questions de long terme), mathématiquement simple à utiliser dans sa version standard, mais qui recouvre des développements théoriques nombreux, inventifs et complexes... Martin Weitzman considèrerait qu'il s'agit là d'un des problèmes les plus critiques dans toute la science économique. La décennie passée confirme largement l'acuité de ce concept.

Au plan de la méthode, nous avons ainsi vu que beaucoup de travaux économiques portent sur l'actualisation, essentiellement à vocation publique. L'État est à l'origine de beaucoup d'entre eux, les recommandations s'articulant avec la définition de la Valeur de l'Action pour le Climat ou l'évaluation socio-économique des projets [CGI, 2015]. Ces formalismes sont souvent complexes et mobilisent parfois de nombreux paramètres. Tous, ils débouchent *in fine* sur des valeurs simples s'inscrivant dans un formalisme mathématique réduit (même en introduisant des taux décroissants popularisés par Christian Gollier et Martin Weitzman) eu égard à la complexité des problèmes sous-jacents. Cette simplicité formelle cache souvent le fait que les données spécifiques aux projets sont elles-mêmes assez difficiles à obtenir. Il pourrait apparaître ainsi plus commode de « confier » au taux d'actualisation la mission d'intégrer, par défaut, tous les effets des paramètres inconnus. Notons que si l'information est disponible, notamment en matière de risque, il est tout à fait possible d'intégrer directement ces effets dans le calcul des valeurs à actualiser, et non dans le taux (par exemple via des tirages de Monte-Carlo, en spécifiant des covariances ou selon des approches d'options réelles). En ce sens, les travaux en cours dans la suite du groupe de travail « Guesnerie »

visent à fournir des valeurs génériques de paramètre β par secteur, et constitueront un progrès indéniable. De même, la prise en compte spécifique d'externalités climatiques négatives de chaque projet, via une Valeur de l'Action pour le Climat (ou un prix du carbone cohérent avec la VAC) calculée en cohérence avec le taux d'actualisation du projet, sera un autre progrès significatif.

Au plan des évolutions des taux utilisés en pratique, on aura compris que la sophistication des méthodes contraste avec la détermination des valeurs proposées au plan empirique, laquelle est souvent menée de façon assez « ad hoc ».

Depuis 10 ans, les taux d'intérêt ont chuté de telle façon que, même si l'inflation a — pour le moment — baissé, les taux réels d'actualisation privés ont diminué. Parallèlement, les taux publics ont eux aussi diminué, du fait principalement de perspectives de croissance économique plus faibles en espérance et plus incertaines¹². Se rajoute à ces tendances une vision plus philosophique, qui prône elle aussi de retenir des taux faibles pour ne pas obérer l'avenir des générations futures.

En résumé, et de façon opérationnelle, les taux privés ont baissé de quelques points depuis une dizaine d'années (en Europe, ils se situent dans une fourchette de 3 à 7 % environ, pour l'essentiel des projets énergétiques, principalement selon que les risques de marchés sont plus ou moins transférés aux pouvoirs publics). Les taux publics avec et sans risque systémique ont eux-mêmes diminué, et la trajectoire du taux « sans risque » diminue dans le temps. Dans certains cas, les taux publics peuvent même se rapprocher de zéro.

Malgré ce parallélisme dans les évolutions, celles-ci n'ont pas gommé les écarts entre taux publics et privés, qui restent actuellement de plusieurs points, donc importants : comme il y a 10 ans, l'action publique pour guider les agents privés doit continuer, en particulier en dé-risquant les projets collectivement souhaitables (par exemple via des garanties de prix

ou des anticipations de chiffres d'affaires) et en jouant sur leur financement (réglementation, participation directe de l'État...). L'accès au capital dans les meilleures conditions est en effet un enjeu déterminant. Il est au cœur des décisions actuelles sur la taxonomie de la Commission européenne.

Au final, les travaux existants permettent, d'une part, de montrer que le calcul économique est pertinent en matière énergétique, mais aussi de développement durable. D'autre part, ils permettent de donner des ordres de grandeur utiles à l'action. Même si, très souvent, les calculs évaluant des coûts actualisés sont assez simplement effectués pour deux (à trois) valeurs du taux d'actualisation, ce qui permet d'encadrer les valeurs les plus raisonnables¹³. On le constate, la discipline progresse. Toutefois, c'est la rançon de ce progrès, elle se complexifie graduellement.

Quoi qu'il en soit, ces travaux de recherche sont nécessaires, notamment parce que les décisions publiques sont toujours en risque significatif de mauvaise orientation des choix (il suffit pour s'en persuader de mesurer le large spectre des propositions de prix du carbone).

RÉFÉRENCES

- ADEME, 2015. Un mix électrique 100 % renouvelable? Analyses et optimisations. Octobre 2015.
- ANCRE, 2017. Scénarios de l'ANCRE pour la transition énergétique, Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Énergie.
- CGDD, 2018. Comment réparer des dommages écologiques graves? Théma. Ministère de la Transition écologique et solidaire. Commissariat Général au Développement Durable. Paris. Décembre 2018.
- CGI, 2015. L'évaluation socio-économique des grands projets d'investissements publics : Ce que l'évaluation socio-économique apporte de plus qu'une évaluation financière. Commissariat Général à l'Investissement.
- Champsaur, P., 2009. Rapport de la Commission sur l'organisation du marché de l'électricité, Paris, avril 2009.
- Champsaur, P., 2012. Rapport de la Commission «Champsaur II», Rapport au gouvernement.

- Council of Economic Advisers, 2016. Benefits of Competition and Indicators of Market Power. Issue Brief, April.
- Cour des comptes, 2014. Le coût de production de l'électricité nucléaire. Actualisation 2014 du rapport de 2012, Paris.
- Criqui, P. 2021. Les coûts d'abatement Partie 1 — Méthodologie. Rapport de la commission présidée par Patrick Criqui. France Stratégie. Juin 2021.
- de Brux, J., Geoffron, P., Joly, P.-B., Lahidji, R., Percebois, J., Quinet, E., 2021. «Déchets nucléaires : Retour sur l'évaluation socio-économique du projet Cigéo», *La Revue de l'Énergie*, n° 659, novembre-décembre 2021.
- Dautremont, S., Devezeaux de Lavergne, J.-G., 2011. «Optimisation des choix énergétiques et prix du temps : quel taux d'actualisation choisir?», *La Revue de l'Énergie*, n° 604, novembre-décembre 2011.
- Devezeaux de Lavergne, J.-G., Doan, L., Duquesnoy, T., 2020. «Stockage des déchets radioactifs en profondeur : que décider? quand décider?», *La Revue de l'Énergie*, n° 650, mai-juin 2020, pp. 27-48.
- Devezeaux de Lavergne, J.-G., 2022. Les coûts de production de l'électricité nucléaire. Chapitre 3 in *Économie du nucléaire*, Éditions ISTE du CNRS, à paraître.
- Dietz, S., et al., 2017. The climate beta. *Journal of Environmental Economics and Management*.
- DGEC, 2013. Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique. Direction Générale de l'Énergie et du Climat, Paris.
- Finon, D., 2021. «From Cost to Value: une autre vision économique de la concurrence entre filières». Publié dans le Livre Blanc d'Hydro 21, octobre 2021.
- Gollier, C., 2011. Le calcul du risque dans les investissements publics, rapport de la mission présidée par Christian Gollier. Centre d'analyse stratégique.
- Gollier, C., 2019. *Le climat après la fin du mois*, Presses Universitaires de France.
- Gollier, C., Weitzman, M., 2010. How Should the Distant Future be Discounted When Discount Rates are Uncertain? *Economics Letters*, 107 (3): 350-53.
- Gollier, C., Hammitt J., 2014. The long-run discount rate controversy. *Annual Review of Resource Economics* 6(1): 273-295.
- Guesnerie, R., 2004. Calcul économique et développement durable. *Revue économique*. 2004/3 Vol. 55, pages 363 à 382, ISSN 0035-2764, ISBN 2724629795, DOI 10.3917/reco.553.0363.
- Guesnerie, R. et al. 2021. Guide de l'évaluation socio-économique des investissements publics : Complément opérationnel 1 Révision du taux d'actualisation. France Stratégie.
- Nordhaus, W.D., 2013. *The climate casino*. New Haven: Yale University Press.
- Obstfeld, M., 1990. Intertemporal dependence, impatience, and dynamics, *Journal of Monetary Economics*, 26: 45-75.
- OECD, 2020. Projected Costs of Generating Electricity. Paris.
- OECD/NEA, 2018. The Full Costs of Electricity Provision. Paris.
- OECD/NEA, 2019. The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables. Report 7299. Paris.
- OECD/NEA, 2018. Sustainable Development and the Application of Discounting to the Calculation of the Levelised Costs of Electricity. NEA/NDC/R(2018)1 June 2018. Paris.
- Pindyck, R., Wang, N., 2013. The Economic and Policy Consequences of Catastrophes, *American Economic Journal: Economic Policy*, 5(4): 306-339.
- Quinet, E., et al., 2013. Évaluation socio-économique des investissements publics. Commissariat Général à la Stratégie et à la Prospective. Paris.
- Quinet, A., et al. 2019. La valeur de l'action pour le climat : Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques. France Stratégie, février 2019.
- RTE, 2021. «Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050», Réseau de Transport de l'Électricité, Paris, octobre 2021.
- SFEN, 2020. Scénarios 2050 – Étude de la contribution du parc nucléaire français à la transition énergétique européenne. Compass Lexecon pour la Société Française d'Énergie Nucléaire, mars 2020.
- Stern, N., 2007. *The Economics of Climate Change: The Stern review*. Cambridge, UK: Cambridge University Press.

NOTES

1. Nous reprenons ici les termes de la formule de Ramsay, illustrée dans notre article de 2011.
2. Rappelons que cette Commission recommandait un taux hors risque systémique de 4 % pendant 30 ans, puis décroissant ensuite jusqu'à un seuil de 2 %. Le rapport préconise un taux sans risque unique pour tous les secteurs. Bien entendu, les risques dits «idiosyncratiques»

(non systémiques) doivent être traités spécifiquement, mais le rapport préconise, tant que possible, de ne pas les incorporer dans le taux.

3. Si le β du projet est connu, le rapport propose de retenir un taux d'actualisation égal à $\rho = 1,2 \% + \beta$. 2 % pour la période de 2021 à 2070. On voit ainsi que pour un projet contracyclique (assurantiel), avec un β négatif, un taux d'actualisation négatif est envisageable. Un groupe de travail proposera ultérieurement des paramètres β sectoriels. Le taux d'évolution de l'espérance mathématique du bénéfice vaut $\beta 1,15 \% + \beta^2/2 0,9 \%$ (pour un β unitaire, ce paramètre vaut donc 1,6 %).

4. Question qui n'est pas neuve... mais reste d'actualité.

5. Cette démarche est celle qui a présidé à l'élaboration de la Valeur de l'Action pour le Climat, commentée plus loin.

6. Cette Commission porte sur le calcul de coûts d'abattement carbone, pour hiérarchiser les actions mises en œuvre notamment dans la SNBC. Il apparaît que le calcul de ces coûts n'est pleinement interprétable que si le taux d'actualisation à la base de la VAC (global, macro... et unique) est le même que le taux retenu pour calculer le coût d'abattement (d'un secteur, d'une technologie donnée). On mesure ainsi que les contraintes de formalisme n'empêchent pas des calculs adaptés à un contexte précis, mais qu'elles peuvent fortement complexifier, voire empêcher le calcul analytique des coûts recherchés. Celui-ci reste possible numériquement.

7. Cohérente avec la VALCOE : c'est l'angle d'analyse qui diffère (entre une vision « valeur », ou service rendu, et une vision « coût »). Le critère d'évaluation étant que le coût n'excède pas la valeur créée.

8. Pour une introduction à l'ensemble de ces coûts, on consultera à cet effet les travaux de D. Finon [2021].

9. Liste très loin d'être limitative.

10. Il s'agit en fait du coût du programme de stockage, sachant que la valeur pour la société doit être au moins égale à ce coût pour qu'elle décide le projet.

11. Notamment en matière de prise en compte des évolutions des paramètres β modélisant les relations entre les caractéristiques des projets et l'état de la société.

12. Il faut noter, en France, que la forte baisse des taux institutionnels est d'abord imputable aux travaux de la Commission Lebègue, et date donc de plus de 15 ans.

13. Voir les travaux de l'OCDE sur les coûts de production de l'électricité ou les coûts de référence de la DGEC.

L'auteur remercie pour leurs conseils et remarques sur une première version de ce papier : Richard Lavergne, Jean Eudes Moncomble et Jean-Michel Trochet. Il reste bien sûr entièrement responsable des erreurs et approximations qu'il contient.