

RÉSULTAT

DE LA CONSULTATION PUBLIQUE DU 29 JANVIER 2020 AU 5 MARS 2020

PORTANT SUR LA MÉTHODE DE DÉTERMINATION DES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE
TRANSPORT, DE DISTRIBUTION ET INDUSTRIELS DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

LUXEMBOURG, LE 5 JUIN 2020

SECTEUR ÉLECTRICITÉ

Ce document présente le résultat de la consultation publique concernant la méthode de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2021 à 2024, qui a eu lieu entre le 29 janvier 2020 et le 5 mars 2020.

La consultation portait sur les documents suivants :

- Document de support
- Projet de règlement ILR fixant les méthodes de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et industriels et des services accessoires pour la période de régulation 2021 à 2024;
- Projet de Règlement en version tracked-changes ;
- Aktualisierung des WACC für Strom- und Gasnetzbetreiber.

L'Institut Luxembourgeois de Régulation (ci-dessous « l'Institut ») a reçu quatre réponses de la part de parties intéressées à la consultation publique sous rubrique. Les observations ont été publiées sur le site internet de l'Institut¹. Ces observations sont résumées ci-dessous, accompagnées des prises de position de l'Institut.

¹ https://assets.ilr.lu/energie/Consultations/20200129_M%c3%a9thode_tarifaire_%c3%a9lec_2021-2024/Observations_transmises_m%c3%a9th_tarif_2021-2024.pdf

Observations et réponses de l'Institut

1) Article 4 - Définitions

Un gestionnaire de réseau estime que les termes « puissance souscrite », les termes « puissance maximale prélevée », « puissance installée » et « puissance de raccordement » devraient aussi être définis.

L'Institut s'est limité à définir la notion de « puissance souscrite BT » dans le présent contexte.

2) Article 5 - Séparation comptable

Un gestionnaire de réseau estime qu'une comptabilité séparée pour chaque service accessoire individuel semble illusoire, respectivement conduirait à trop de clés de répartition de coûts communs, accompagné d'un travail administratif prohibitif.

Le paragraphe 5(6) en question n'a pas subi de modification. Le gestionnaire de réseau tient sa comptabilité de manière à pouvoir identifier les charges et les produits pour chaque service faisant partie du périmètre régulé. Il n'y a pas d'obligation explicite de tenir une comptabilité séparée et audité pour chaque service faisant partie du périmètre régulé.

3) Articles 10 (4) et 13 (3) - Ventes d'immobilisations

Un des gestionnaires de réseau insiste à ce que au moins 50% de la plus-value réalisée sur la vente d'actifs puissent être retenus comme incitatif à la vente, notamment lorsqu'il s'agit de terrains ou d'immeubles se trouvant dans des zones constructibles et pour lesquels des demandes officielles ont été reçues pour les vendre.

L'Institut est disposé à appliquer une incitation généralisée de 20% sur toute plus-value réalisée voire une incitation plus élevée dans le cas particulier d'une vente de terrains dans la zone constructible lorsque le gestionnaire de réseau peut justifier que la vente ne pourrait se faire en l'absence d'une incitation qui dépasse les 20% de la plus-value. Dans de tels cas l'incitation ne pourra pas dépasser 50% de la valeur qui résulte après déduction de la plus-value de toutes les dépenses liées à rendre un tel terrain disponible, le cas échéant y compris les dépenses relatives à l'aménagement d'un terrain alternatif.

4) Article 10 (5) - WACC

Les gestionnaires de réseau ont exprimé leur désaccord par rapport au document consulté sur le WACC et avaient chargé un expert externe (NERA) pour réaliser leur propre étude sur la valeur à accorder au coût moyen pondéré du capital (WACC ou Weighted Average Cost of Capital). Les résultats de cette étude diffèrent par rapport à la mise à jour des paramètres du WACC, soumis à la consultation publique.

Pour l'estimation des paramètres du coût moyen pondéré du capital (WACC ou Weighted Average Cost of Capital), l'Institut maintient une attitude à moyen terme à visibilité suffisante, qui a pour objectif d'être proche des marchés financiers tout en évitant une volatilité non souhaitée. L'Institut est d'avis

que cette continuité garantit la prévisibilité pour les entreprises régulées et leurs actionnaires avec un taux de rémunération représentant le coût d'opportunité du capital. L'optique moyen terme permet de fixer un taux de rémunération dont les paramètres sont revus après une période de 4 ans à moins que l'évolution sur les marchés financiers rende une adaptation préalable indispensable. L'Institut souligne que la cyclicité dans le développement des taux d'intérêts exige l'application cohérente dans le temps d'une même méthodologie choisie pour la détermination des paramètres du coût moyen pondéré du capital, puisque les variations s'équilibrent au fil du temps. Le maintien de la méthodologie englobant une approche à moyen terme, en cohérence avec la méthodologie actuelle, est dès lors indispensable pour éviter des effets non désirables pour les utilisateurs du réseau ou les gestionnaires de réseau.

L'Institut envisage d'utiliser la marge de manœuvre dont il dispose pour tenir compte des commentaires des parties intéressées. Il est prévu

- de faire abstraction de la baisse récente (depuis octobre 2019) des taux d'intérêts sur les marchés financiers.
- de considérer, comme en 2016, des horizons de temps au-delà de 5 ans pour l'estimation du taux d'intérêt sans risque. Un horizon de 10 ans tel que revendiqué par les parties intéressées n'est pourtant pas en adéquation avec l'optique moyen terme. L'Institut envisage également la possibilité de différencier entre le taux d'intérêt sans risque utilisé pour déterminer le coût du capital propre et le taux d'intérêt sans risque pour déterminer le coût du capital emprunté. Les investisseurs suivent une logique plus long terme alors que les dettes sont refinancées de manière plus régulière et suivent davantage les évolutions des marchés financiers à court terme. À côté des rendements des obligations de l'État luxembourgeois avec une durée résiduelle de 10 ans, l'Institut tiendra également compte des rendements d'obligations d'autres États membres de l'Union européenne dont la durée résiduelle dépasse les 10 ans.
- que la prime de risque de marché est maintenue au moins à son niveau actuel malgré la tendance baissière de l'étude DMS et en considérant l'existence de sources alternatives pour l'estimation de la prime de risque du marché.

Le rapport NERA s'interroge en particulier sur les aspects suivants :

- La baisse de la prime de risque sur les fonds propres (MRP x beta) à hauteur de 34% par rapport à la décision de l'ILR de 2016 ne serait pas en adéquation ni avec l'évolution sur les marchés financiers, ni avec la stabilité de la prime de risque sur les fonds empruntés. La comparaison peut induire en erreur étant donné qu'en 2016, l'Institut avait décidé une valeur de la prime de risque des fonds propres qui était bien supérieure à la moyenne entre la limite inférieure et la limite supérieure de la fourchette recommandée par Frontier Economics en 2015. Dès lors, il y a lieu de comparer les nouvelles valeurs de Frontier Economics avec leurs anciennes valeurs, ce qui correspond à une baisse de 9% de la moyenne entre la limite inférieure et la limite supérieure. Cette baisse s'explique par les tendances baissières des données sur le beta de l'échantillon considéré et la prime de risque (MRP) estimée sur base de l'étude DMS.

- L'étude DMS utilisée pour la détermination de la prime de risque de marché manquerait d'objectivité et de transparence. L'annexe 1, préparée par Frontier Economics, fournit plus de détails par rapport à ces critiques. L'Institut envisage donc, dans la continuité des décisions prises pour les périodes de régulation précédentes, d'utiliser la source DMS comme source principale pour l'estimation de la prime de marché. Comme en 2016, l'Institut tiendra dûment compte de l'existence de sources alternatives pour l'estimation de la prime de risque du marché.
- Dans le cadre d'une mission pour un gestionnaire de réseau de gaz naturel en France, Frontier Economics a conseillé un coût moyen pondéré du capital nettement plus élevé. Frontier Economics explique que ses recommandations en France s'inscrivent dans une logique plus long terme adoptée par la CRE, qui est moins représentative du coût d'opportunité du capital et moins réactive aux évolutions sur les marchés financiers. Une telle recommandation pour le Luxembourg constituerait un changement méthodologique par rapport aux décisions adoptées en 2016 et 2012 qui est contraire à l'objectif de continuité et de prévisibilité.
- Le rapport mentionne que quatre gestionnaires de réseau additionnels auraient pu être considérés dans l'échantillon. L'Institut partage cette opinion.
- Le rapport évoque que la prime sur la dette devrait être déterminée sur base d'une moyenne de 10 ans ce qui rencontre des problèmes en pratique puisqu'il est difficile de mettre en place un échantillon cohérent d'entreprises ayant des dettes avec une durée résiduelle de 10 ans sur toutes (ou presque toutes) les années d'une période d'observation suffisamment longue.

5) Article 13 (2) – Capital à rémunérer

Il est proposé par un gestionnaire de réseau de remplacer le terme « prévisionnelle » par « estimée » étant donné qu'au moment du calcul de la rémunération il ne s'agit d'une valeur tournée vers l'avenir, mais d'une estimation faite dans le passé.

La valeur d'acquisition prévisionnelle visée dans ce paragraphe est à comprendre comme valeur accordée aux investissements prévisionnels, tel qu'envisagé par l'article 12 (2). Les investissements réalisés, en revanche, sont des investissements dont la valeur d'acquisition historique est disponible en comptabilité. Dans le sens que le capital à rémunérer comprend ces deux catégories d'investissements, l'Institut ne préfère pas changer le terme prévisionnel, qui est d'ailleurs utilisé dans ce même sens tout au long du règlement.

6) Article 14 (1) – Projets d'investissement individuels - cadre ordinaire

Un gestionnaire de réseau souhaite que les termes « fibres optiques » et « installation de télécommunication » soient rajoutés à la liste des ouvrages énumérés faisant partie des investissements entrant dans le cadre ordinaire de la gestion journalière et pour lesquels s'applique donc la limite de 5 millions € pour que le projet soit considéré comme projet d'investissement individuel. Dans le cadre du développement des réseaux intelligents et de la digitalisation du monde de l'énergie ces infrastructures de communication font partie des installations de base des infrastructures des

gestionnaires de réseau, tout comme les transformateurs ou conducteurs d'électricité et ne constituent pas des projets informatiques.

L'objectif poursuivi par l'Institut était d'alléger la charge administrative des gestionnaires tout en gardant un niveau de contrôle approprié pour les investissements de taille. Pour cette raison les travaux considérés faisant partie du cadre ordinaire ont été définis à l'aide des catégories de l'annexe 2. Délibérément les catégories « fibres optiques » et « installations de télécommunication » ont été omises. Par conséquent un projet ne contenant rien que des fibres optiques ou rien que des installations de télécommunication serait à considérer comme projet d'investissement individuel à partir d'une valeur prévisionnelle de 1 million €. En pratique des projets d'investissement peuvent inclure des éléments relevant de catégories de l'annexe 2, autres que celles visées par les projets ordinaires. Les coûts de ces éléments peuvent être pris en compte dans les coûts prévisionnels totaux du projet à condition que les coûts des éléments ordinaires restent prédominants

7) Article 14 (5) – Projets informatiques

Un gestionnaire réclame que la fourchette de la bande morte 90%-100% proposée pour les projets d'investissement individuels informatiques ne serait pas suffisante en raison du fait que ces projets sont des projets que les gestionnaires n'ont pas l'habitude de faire, des projets non standard et à risque plus élevé. Il est demandé d'augmenter la fourchette à 70%-130%.

L'Institut envisage de reconsidérer la proposition initiale.

8) Article 15 (3) et (4) – Charges contrôlables - Facteur d'efficience, IPCH et RAS

Les gestionnaires de réseau sont d'avis que la marge de flexibilité au niveau des coûts contrôlables est aujourd'hui absorbée et que le facteur d'efficience proposé pour la 3^{ième} période de régulation est exagéré. Atteindre l'effort d'efficience fixé par la proposition actuelle sur les charges de personnel serait impossible à réaliser sans remettre en cause le haut niveau de fiabilité de leurs réseaux et la maîtrise d'un programme d'investissements ambitieux dans les années à venir, sans parler des nouvelles missions en rapport avec l'organisation des marchés de l'énergie et la transition énergétique, la nouvelle loi électricité, l'introduction de nouvelles technologies comme les réseaux intelligents et la digitalisation. Les gestionnaires de réseau estiment avoir fait un grand effort d'efficience dans le passé et demandent de mettre ce facteur à 0,0% pour la 3^{ième} période de régulation.

Au niveau des charges d'exploitation non-contrôlables un gestionnaire propose de changer le revenu autorisé supplémentaire pour l'évolution salariale hors indexation automatique. Le gestionnaire argumente que le facteur actuel, « évolution des éléments pensionnables de la valeur du point indiciaire du traitement des fonctionnaires de l'État (hors évolution de l'échelle mobile des salaires) », n'est pas un choix judicieux vu que les négociations salariales des parties concernées ne sont pas liées. Il conviendrait d'appliquer un autre index qui reflète mieux la réalité de l'évolution des charges de personnel, afin d'éviter des pertes considérables au niveau des charges opérationnelles contrôlables. L'évolution du coût salarial du secteur distribution et/ou transport d'électricité (code NACE rév2 classe D 35.13 et 35.12) est proposé, à défaut de prendre en compte des conventions collectives respectives.

Le facteur d'efficacité utilisé n'est pas un facteur défini séparément pour chaque gestionnaire de réseau, mais au contraire représente un effort à prêter par le secteur entier. D'un point de vue théorique, ce facteur d'efficacité généralisé représente la possibilité du secteur à augmenter sa productivité plus rapidement que l'économie générale. L'objectif de telles mesures est de simuler une situation concurrentielle dans un domaine monopoliste. Néanmoins il convient d'évaluer comment la productivité du secteur électrique varie par rapport à celle de l'économie générale.

L'Institut envisage de reconsidérer le niveau du facteur d'efficacité et son choix d'un indice représentant l'évolution des charges salariales. Ce dernier peut être obtenu en divisant le « total des branches » des rémunérations annuelles de la table « E2306 Rémunération des salaires D1 par branche (NaceR2) » par le « total branches » du nombre de salariés de la table « E2310 Emploi salarié (EEM) par branche (NaceR2) ». Toutes ces données sont publiées par le STATEC.

9) Article 15 (3) et (4) – Facteur RH

Un gestionnaire de réseau argumente que le facteur RH, ne devrait pas être soumis au facteur d'efficacité en raison du fait que ces frais de ressources humaines seraient dès la 2^{ème} année de la période de régulation soumis au facteur d'efficacité alors que aucune efficacité ne soit réalisable pour les frais de RH. Il est argumenté par la suite que le facteur RH ne devrait pas être plafonné pour ne pas limiter le nombre de personnes à engager par une mesure régulatrice, sans tenir compte des besoins des gestionnaires de réseau en personnes éligibles. En plus, le taux d'activation de l'année photo devrait tenir compte des frais activés des personnes engagées via le facteur RH.

De manière générale, l'Institut partage les avis soumis par les parties intéressées, mais estime maintenir un plafond pour les charges supplémentaires éligibles pour le facteur RH pour limiter l'effet tarifaire aux charges raisonnables et nécessaires. Il est à souligner que la méthode tarifaire offre d'autres possibilités, tels que les arrangements explicites, pour couvrir des charges supplémentaires moyennant le revenu autorisé pour les tarifs réseau.

Pour neutraliser l'effet des ressources additionnelles sur le taux d'actualisation, celui-ci est déterminé comme si ces ressources additionnelles auraient été recrutées en 2019. Pour le calcul du taux d'activation, le facteur RH fait partie des charges d'exploitation contrôlables de 2019, de même que les frais activés des ressources humaines du facteur RH font partie des frais activés de 2019. Il sera donc nécessaire de faire une estimation sur la quote-part de ces ressources qui est imputée au bilan et celle qui reste affectée au compte profits et pertes.

À noter que le montant du facteur RH ne fera pas l'objet d'une révision, ceci pour maintenir les incitations intactes et pour éviter des recalculs complexes en fonction des coûts réels et des quote-part réelles d'imputation au bilan respectivement au compte de profits et pertes.

10) Article 15 (5) – Demandes d'arrangement explicites

Un gestionnaire de réseau demande d'élargir le cadre des demandes d'arrangements explicites pour inclure les situations suivantes, qui, selon le gestionnaire ne sont pas couverts par les points a) et b) de l'article concerné:

- Une augmentation significative du volume des tâches à réaliser, telles que les bornes de charge privées et le développement d'énergies renouvelables avec les installations photovoltaïques, sont le résultat de demandes par le législateur, le régulateur ou le marché. Ces tâches additionnelles demandant des efforts supplémentaires considérables et entraînant une augmentation du personnel nécessaire;
- L'évolution du fonctionnement des marchés européens, dont notamment l'intégration des marchés ou à l'application des codes réseau, définis au niveau international, constituent de nouvelles tâches ou changent les tâches actuelles du TSO. Ces adaptations engendrent des coûts opérationnels qui ne sont pas couverts par les dispositions actuelles.

Il est à noter que les travaux en relation avec la mise en service de bornes de charges privées ou de centrales de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables sont en principe des travaux exécutés à la demande de l'utilisateur du réseau et donc à charge de ce dernier. Les ressources humaines additionnelles qui ne seraient pas financées à travers la contribution du demandeur peuvent être éligibles au facteur RH qui permet aux gestionnaires de réseau de se doter des ressources humaines nécessaires pour faire face aux défis de la transition énergétique. En outre, le facteur quantité permet de couvrir les frais additionnels résultant de l'augmentation du nombre de points de comptage.

Les coûts raisonnables et efficaces du gestionnaire du réseau de transport pour mettre en place et participer à la coopération transfrontalière en vue de l'intégration des marchés sont entièrement couverts par les charges d'exploitation non contrôlables, la revendication de la partie intéressée est donc sans objet.

11) Article 15 (6) – Seuil pour demande unique d'adaptation des coûts contrôlables

Un gestionnaire de réseau propose de remplacer le plafond de 200.000 euros pour la demande unique d'adaptation des charges d'exploitation contrôlables, par un pourcentage. Le gestionnaire propose de fixer la limite à 2% des charges opérationnelles avant activation par exemple. Ce gestionnaire argumente qu'un pourcentage serait plus correct au vu de la différence de taille des gestionnaires de réseau au Luxembourg. En outre il est d'avis que le seuil de 10% stipulé dans le texte actuel serait beaucoup trop élevé et que cette demande devrait être possible lorsque les charges d'exploitation contrôlables réelles d'une année de la période de régulation dépassent de 2% les charges d'exploitation contrôlables déterminées selon la formule du paragraphe 15(4).

Il est avancé que le texte ne serait pas conforme au principe de non-discrimination, étant donné qu'il n'est pas proportionnel aux activités d'un grand gestionnaire de réseau de distribution ou d'un gestionnaire de réseau de transport et par ce biais, les désavantage.

Cette possibilité d'augmentation unique et extraordinaire des charges d'exploitation contrôlables (article 15(6) du projet de règlement consulté) vise les gestionnaires de réseau de distribution de faible taille dont les charges d'exploitation contrôlables présentent une volatilité plus élevée ce qui peut conduire plus rapidement à des pertes d'efficience non justifiées ou déraisonnables.

12) Article 17 – Facteur qualité

Au sujet de la disponibilité du réseau les gestionnaires ont formulé deux remarques. Premièrement, le SAIDI, qui mesure la durée moyenne (en minutes) de l'indisponibilité du réseau pour chaque utilisateur, incorporerait, à tort des interruptions hors contrôle des gestionnaires de réseau. Deuxièmement, en raison d'une bonne disponibilité du réseau au Luxembourg, les efforts nécessaires pour améliorer ce niveau de disponibilité encore davantage seraient d'un point de vue financier démesurées par rapport à l'amélioration attendue.

Concernant l'aspect de la qualité de service, et la partie « durée moyenne de réalisation d'un raccordement en BT », il a été remarqué que contrairement à ce qui est mentionné dans le document de support, le règlement permet l'application d'un malus lorsque la performance mesurée sera moins bonne que la performance visée. Ensuite les raisons pour le choix de la valeur monétaire attribuée à la réalisation d'une connexion ainsi que de l'objectif de 10 jours ont été demandés.

Concernant le « taux moyen de transmission des valeurs de consommation aux fournisseurs », un gestionnaire de réseau remarque qu'au moment de l'élaboration du Règlement grand-ducal du 27 août 2014, relatif aux modalités du comptage de l'énergie électrique et du gaz naturel, beaucoup d'inconnues existaient quant au choix de l'infrastructure de communication et des logiciels de traitement. Néanmoins le règlement grand-ducal précité stipule que les données de consommation devraient être disponibles le lendemain à 8 heures. En raison de toutes les difficultés rencontrées par Luxmetering et par les gestionnaires de réseau durant les phases de préparation et de déploiement des compteurs intelligents, il est demandé de retirer cet indicateur du règlement tarifaire. Il est remarqué que le taux proposé par l'Institut ne serait pas réalisable. Un autre gestionnaire évoque qu'un indicateur tel que proposé par l'Institut ne ferait que du sens après l'achèvement du déploiement des compteurs intelligents et après résolution de toutes les difficultés techniques rencontrées.

Compte tenu de ces remarques, l'Institut a fait les constats suivants.

Le SAIDI représente un outil pour présenter la disponibilité du réseau d'une manière simple et compréhensible aux utilisateurs. Notons qu'il s'agit d'un SAIDI non-planifié, qui exclut donc les interruptions planifiées.

En effet, tel qu'argumenté lors de la consultation publique sur la méthode tarifaire pour la deuxième période de régulation, il ne semble pas utile d'exclure les interventions causées par des tiers du calcul du SAIDI. Une telle exclusion limiterait l'incitation pour le gestionnaire de réseau de documenter et de mettre à disposition des plans de haute qualité, de marquer le cas échéant son réseau, d'informer les parties tierces susceptibles d'entrer potentiellement en contact avec les réseaux et de former ces parties de manière adéquate. En effet, ceci désavantagerait les gestionnaires de réseau proposant ces mesures et contrecarrerait les nombreuses mesures actuellement déjà en place. De même les gestionnaires assurent déjà aujourd'hui par la voie de différentes mesures techniques que les interruptions causées par des tiers sont évitées ou du moins très limitées dans le temps, et une exclusion de ces interruptions ne saurait ainsi ne pas prendre en compte ces efforts de manière correcte. Une exclusion de ces événements du calcul du SAIDI ne saurait ainsi ne pas prendre en compte ces efforts de manière correcte

dans la méthode tarifaire et limiterait significativement la force d'expression et la pertinence de l'indicateur SAIDI.

De l'autre côté les SAIDI observés dans le passé récent, montrent que la disponibilité des réseaux au Luxembourg est à un niveau élevé. À juste titre, les gestionnaires argumentent qu'une amélioration du SAIDI ne devrait pas engendrer des coûts disproportionnés.

Compte tenu de ces constats l'Institut tient à accorder une valeur monétaire à ces interruptions, mais envisage à introduire une bande morte autour du SAIDI de référence qui n'entraîne ni de bonus ni de malus.

Au sujet de la proposition de comparer le SAIDI par rapport à un SAIDI de référence, l'Institut réitère son argumentation de la consultation publique pour la 2^{ème} période de régulation qu'il est préférable que chaque gestionnaire de réseau est comparé à sa propre valeur de référence. De plus, il semble aléatoire de comparer les gestionnaires de réseau à d'autres réseaux européens, notamment sous le regard que chaque gestionnaire de réseau du Luxembourg ne sera pas comparable à un même gestionnaire d'un autre État membre. De même une telle comparaison nécessiterait une normalisation des valeurs de comparaison vu les différences structurelles, régulatrices et économiques de chaque État membre.

La durée moyenne de réalisation d'un raccordement nécessite plusieurs précisions. Tout d'abord la Loi modifiée du 1^{er} août 2007 relative à l'organisation du marché de l'électricité stipule à l'article 2(3) que le gestionnaire de réseau doit répondre à chaque demande de raccordement dans les 10 jours ouvrables. Cet article continue à établir qu'à partir de la présentation par le client résidentiel de tous les permis et autorisations requis en la matière, le raccordement doit être réalisé au plus tard dans un délai de trente jours ouvrables. Il s'agit donc de délais maximaux à ne pas dépasser et non pas d'un objectif à atteindre en moyenne. Faisant partie du service universel, les non-respects de ces délais légaux peut le cas échéant entraîner une plainte contre le gestionnaire de réseau, de la part d'un client résidentiel ayant un grief à faire valoir.

L'Institut par contre, pour le besoin du règlement tarifaire propose d'utiliser la durée moyenne de réalisation de tous les nouveaux raccordements en BT. Cette information est en principe déjà fournie à l'Institut lors du recensement statistique via le formulaire « Erhebungsbogen für Stromverteilnetzbetreiber für die Datenerhebung der Dienstleistungsqualität der Verteilnetzbetreiber in der Stromversorgung ». Ces données montrent que la moitié des gestionnaires de réseau arrive à réaliser les raccordements en moyenne en moins de 10 jours ouvrables. Le stimulant monétaire a été fixé à 20 EUR par raccordement et par jour ce qui peut représenter un gain considérable le cas échéant. Dans le document consulté l'Institut avait omis de préciser qu'aucun impact financier n'est calculé lorsque la durée de raccordement moyenne dépasse les 10 jours ouvrables, ce qui sera rectifié.

Pour ce qui est du taux moyen de transmission des valeurs de consommation de l'énergie électrique aux fournisseurs d'électricité, l'Institut est d'avis qu'il est important de mesurer le taux de données transmises aux fournisseurs. En effet, la réception de ces données par le fournisseur est une étape sine qua non pour réaliser les gains visés par le déploiement à grande échelle des compteurs intelligents. Pour cette raison, l'Institut compte maintenir le taux proposé dans le document de consultation pour la

3^{ème} période de régulation. Tenant compte des remarques des gestionnaires de réseau, et de façon analogue à ce qui a été fait pour le SAIDI durant la 2^{ème} période de régulation, l'Institut propose de fixer l'incitation financière à 0 EUR. Dans un but de suivre l'évolution dans ce domaine, le GRD mesure chaque année son taux moyen et le compare à l'objectif prévu. Lorsque $(T_t - T)$ est négatif, le gestionnaire de réseau concerné établit un rapport qui explique les raisons du dépassement de l'objectif et les moyens mis en place pour remédier à cette situation.

13) Article 19 (13) – Structure tarifaire

Un gestionnaire de réseau souligne comprendre le souhait de favoriser le développement des énergies renouvelables et des communautés énergétiques aussi à travers la structure tarifaire du réseau. Ce gestionnaire remarque néanmoins que l'introduction d'une nouvelle composante volume BT réduite pour l'électricité partagée au sein d'une communauté énergétique, rend le calcul des tarifs BT plus complexe. Il est demandé à l'Institut de préciser comment le manque à gagner au vu de cette composante réduite est à compenser, respectivement de confirmer qu'il est à compenser au niveau BT et non au niveau MT/HT/THT. Le gestionnaire part aussi du principe que, dès que les membres d'une communauté énergétique se trouvent connectés à des stations de transformation MT/BT différentes, cette composante ne s'applique plus, étant donné que l'électricité transite par le réseau en amont du réseau BT.

Étant donné que le concept de la communauté d'énergie renouvelable, défini par la directive (UE)2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables est en cours de développement au Luxembourg, notamment dans le cadre du projet de loi 7266, l'Institut renonce à ce stade à prévoir une composante tarifaire spécifique pour l'électricité produite et partagée au sein des membres d'une communauté d'énergie renouvelable. Dès lors, les tarifs d'utilisation du réseau applicables pour le prélèvement d'électricité du réseau de distribution s'appliquent également à l'électricité produite et partagée, via le réseau de distribution, au sein des membres d'une communauté d'énergie renouvelable.

Il est à signaler que les amendements parlementaires au projet de loi 7266 prévoient que l'électricité produite et partagée au sein des membres d'une communauté d'énergie renouvelable est à exonérer du paiement des tarifs d'utilisation du réseau. L'exonération de la juste contribution aux frais du réseau semble néanmoins se heurter à diverses dispositions du droit européen dont notamment :

- l'article 18 du Règlement UE 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité,

L'article 18 du Règlement UE 2019/943 définit le cadre de la détermination des coûts et des tarifs réseau, et demande notamment que les redevances dues reflètent les coûts et n'engendrent pas de discrimination, ni positive ni négative, à travers les tarifs. Le paragraphe 7 dit explicitement : « Les tarifs de distribution reflètent les coûts, en tenant compte de l'utilisation du réseau de distribution par les utilisateurs du réseau, y compris les clients actifs. ». La définition de « clients actifs » inclut parmi d'autres les membres d'une communauté (du moins telle que définie par le projet de loi 7266), alors qu'il s'agit d'un groupe qui agit ensemble pour produire et consommer de l'électricité.

- l'article 22.4 de la directive (UE)2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables,

Le point d) de l'article 22.4 de la Directive UE 2018/2001 sur les énergies renouvelables prévoit que les communautés d'énergie renouvelable soient soumises à des procédures équitables, proportionnées et transparentes, notamment en matière d'enregistrement et d'octroi de licence, à des frais d'accès au réseau reflétant les coûts, ainsi qu'aux frais, prélèvements et taxes applicables, de manière à ce qu'elles contribuent de manière adéquate, équitable et équilibrée au partage du coût global du système, conformément à une analyse coûts-bénéfices transparente des ressources énergétiques distribuées réalisée par les autorités nationales compétentes.

14) Article 22 – Dispositions finales

Les gestionnaires de réseau signalent qu'en principe le règlement E16/14/ILR et plus particulièrement son article 8 qui compare les frais réels du déploiement du système de comptage intelligent aux coûts prévisionnels, s'applique au comptage intelligent électricité et gaz pris ensemble.

L'Institut prend note de cette remarque et reformule l'abrogation du règlement E16/14/ILR de sorte à ce que le décompte pourra se faire correctement. Cette abrogation sera incluse dans le règlement tarifaire du gaz naturel.

15) Annexe 2 – Durée d'utilisation usuelle

Un gestionnaire propose les changements suivants au niveau des durées d'utilisation usuelle, afin de faciliter la gestion des immobilisations :

- remplacer l'intitulé « Matériel roulant ($\geq 3,5t$) » par « Matériel roulant utilitaire » (selon la définition fiscale)
- remplacer l'intitulé « Matériel roulant ($< 3,5t$) » par « Matériel roulant commercial » (selon la définition fiscale)

En même temps il propose d'adapter les durées d'amortissement des catégories suivantes pour les aligner sur les durées de vie économiques (pour les nouveaux investissements) :

- « Mobilier » : durée d'utilisation usuelle de 10 ans au lieu des 3 ans actuels
- « Matériel de bureau » : durée d'utilisation usuelle de 5 ans au lieu des 3 ans actuels

L'Institut prend compte de ces remarques dans la version finale du règlement.

16) Annexe 4 – Frais de formation

Un gestionnaire demande de prendre en considération parmi les frais de formation aussi les frais de déplacement en relation avec ces événements.

L'Institut envisage de reconsidérer ce point dans le règlement final.

17) Annexe 4 – Facteur quantité

Un gestionnaire de réseau propose des changements au facteur de quantité qui est appliqué aux charges d'exploitation contrôlables. Ce facteur est fonction de l'augmentation du nombre de points de comptage BT et MT et de l'accroissement de la longueur du réseau de distribution, avec une pondération de 0,25 pour chacun de ces éléments.

Il est avancé que ceci ne reflète que partiellement l'activité de ce gestionnaire pour les raisons suivantes:

Toutes les activités en dehors des branchements et du câblage ne sont pas considérées dans le calcul du facteur quantité alors que le facteur d'efficience joue sur l'ensemble des frais de fonctionnement contrôlables, ce que le gestionnaire juge inéquitable. Il explique que les frais de fonctionnement liés aux services administratifs, comptables et légaux augmentent de façon continue avec l'accroissement du nombre de clients et d'employés. En plus, le gestionnaire estime que les coûts du GRT ne sont pris en compte nulle part dans le règlement, mais qu'ils sont soumis au facteur d'efficience. À titre illustratif, il mentionne les projets de gaz BeLux et le projet d'interconnexion électrique. Le gestionnaire de réseau de transport évoque qu'il s'engage de manière substantielle dans les discussions d'intégration marché, de développement des codes réseau, ou dans toute autre activité demandée aux membres de ENTSO-E et que ce genre de demandes ne cesse d'augmenter. En outre le gestionnaire mentionne de supporter le ministère de l'énergie dans l'analyse ou la préparation de nombreux dossiers. Pour toutes ces activités, qui parfois sont dans l'intérêt national (et non dans celui du GRT), il conclut qu'aucune acceptation des coûts n'est prévue. Il est déploré que le facteur d'efficience forcerait le gestionnaire à réduire son personnel alors que les tâches ne font que s'accumuler.

Le gestionnaire propose donc de revoir la formule du facteur quantité pour tenir compte de l'accroissement complet du réseau sous son contrôle.

Le facteur quantité est destiné apporter un revenu supplémentaire au gestionnaire en fonction de l'évolution de son activité. Ce facteur n'est pas approprié pour couvrir des frais de projets spécifiques.

À cet égard l'Institut avait proposé, dans le document consulté, de remplacer le nombre de raccordements par le nombre de points de comptage. En effet, un point de raccordement peut compter plusieurs compteurs, en fonction des installations de production et de consommation, et les frais de gestion du gestionnaire de réseau sont plutôt proportionnels au nombre de compteurs qu'au nombre de raccordements.

Par contre, une extension du facteur quantité aux niveaux de la haute, voire très haute tension, ajouterait un facteur avec une grande variabilité. Pour cette raison, l'Institut avait proposé un élargissement des conditions d'accès aux arrangements explicites. Des charges d'exploitation additionnelles au niveau THT et HT résultant de la mise en service d'un projet d'investissement individuel peuvent être couverts via une demande d'arrangement explicite.

L'Institut précise également qu'une grande partie des charges d'exploitation de la très haute tension et de la haute tension, dont notamment les coûts raisonnables et efficaces du gestionnaire du réseau de transport pour mettre en place et participer à la coopération transfrontalière en vue de l'intégration des

marchés, sont éligibles parmi les charges d'exploitation non-contrôlables, de sorte à ce que les gestionnaires de réseau ne supportent aucun risque en cas d'une évolution de ces coûts.

Annexe 1 - Frontier Economics - Alternative Möglichkeiten zur Bestimmung der Marktrisikoprämie



ALTERNATIVE MÖGLICHKEITEN ZUR BESTIMMUNG DER MARKTRISIKOPRÄMIE

Diskussion spezifischer Aspekte

Der luxemburgische Energieregulator, Institut Luxembourgeois de Régulation (ILR), bereitet derzeit die dritte Anreizregulierungsperiode (2021-2024) vor. Hierzu wurde ILR von Frontier Economics (Frontier) durch eine Aktualisierung der gewichteten Kapitalkosten für Eigen- und Fremdkapital („Weighted Average Cost of Capital“, WACC) unterstützt. ILR hat im Rahmen der Konsultation Stellungnahmen von Unternehmen zum WACC erhalten, wobei insbesondere die Frage nach der adäquaten Ableitung der Marktrisikoprämie (MRP) diskutiert wird. Das ILR hat hierzu verschiedene eigene Überlegungen angestellt und Frontier um eine Einschätzung des Sachverhaltes gebeten.

EINLEITUNG

Die Netzbetreiber haben im Rahmen des Konsultationsprozesses ein Gutachten von NERA zur Kapitalkostenberechnung vorgelegt,¹ um ihre Sicht der Dinge darzulegen. In dem Gutachten werden die Methodik sowie die Ergebnisse der Aktualisierung des WACC 2019 durch Frontier kritisiert. Insbesondere betrifft dies die Ermittlung der Marktrisikoprämie. Im Kern wird hierbei argumentiert, dass die ausschließliche Fokussierung auf historische Daten als Ansatz zur Ermittlung der MRP nicht sachgerecht und die auf dieser Basis ermittelte MRP zu niedrig sei. In der vorliegenden Notiz gehen wir auf die wesentlichen geäußerten Kritikpunkte ein und geben eine entsprechende Einschätzung und Kommentierung.

ABLEITUNG DER MARKTRISIKOPRÄMIE DURCH HISTORISCHE DATEN (DMS)

NERA Problemstellung: „Objektivierbarkeit“

NERA behauptet, dass die Verwendung von historischen Durchschnitten für die Marktrisikoprämie nicht objektiv ist. NERA unterstellt Frontier eine bestimmte Definition von „Objektivierbarkeit“, die derart in unseren Unterlagen so nicht getroffen wurde:

¹ Siehe NERA (2020) „Kapitalkosten luxemburgischer Netzbetreiber –Begutachtung des Konsultationsentwurfs“.

„Wenn sich innerhalb einer Methode große Bandbreiten für die Marktrisikoprämie je nach Betrachter ergeben, spricht dies gemäß F.E. gegen die Eignung dieser Methode.“ NERA (2020: 11)

Auf Basis dieser unterstellten Definition wird dann in Abbildung 3.1. (NERA, 2020: 11) anhand von unterschiedlichen Studien eine große Bandbreite zu historischen Marktrisikoprämien dargestellt. Dies dient dann als Beleg dafür, dass die Verwendung von historischen Marktrisikoprämien sich keineswegs durch seine Eindeutigkeit oder Objektivierbarkeit auszeichnen.

Frontier Einschätzung und Kommentierung: „Objektivierbarkeit“

NERA stellt die Motivation für die Verwendung von historischen Durchschnitten für Marktrisikoprämien stark verkürzt dar. NERA unterstellt implizit, dass die Motivation für die Verwendung von historischen Durchschnitten darin besteht, dass man für jedes Land und jeden Betrachtungszeitraum zu gleichen/ähnlichen Werten kommt.

Tatsächlich ist es aber nicht überraschend, dass historische Durchschnitte abhängig vom betrachteten

- historischen Zeithorizont, sowie
- dem Land

sind. Auch in Dimson, Marsh und Staunton (DMS) selbst werden diese Unterschiede ausgewiesen, wie exemplarisch in Abbildung 1 dargestellt.

Abbildung 1 DMS Equity Risk Premium (over bonds) für unterschiedliche Betrachtungszeiträume und Länder

Geometrisches Mittel	1969-2018	1900-2018
Weltindex	0,3%	3%
Europa	0,3%	2,9%
Schweiz	1,7%	2,1%
UK	1,3%	3,5%
USA	1,5%	4,3%

Quelle: DMS²

Die Motivation für die Verwendung von historischen Durchschnitten für die Prognose der Marktrisikoprämie ist allerdings eine andere.

Die Marktrisikoprämie im Rahmen des CAPM-Ansatzes bezeichnet die über den risikolosen Zinssatz hinausgehende, zusätzliche Rendite, die Anleger für Investitionen in ein vollständig diversifiziertes Portfolio erwarten. Bei der Schätzung der Marktrisikoprämie handelt es sich also um die von Marktakteuren *zukünftig* erwarteten Werte. Diese sind prinzipiell nicht beobachtbar. Beobachtbar sind lediglich vergangene Marktentwicklungen, allerdings werden historische Erwartungen an die Marktrisikoprämie regelmäßig nicht erfüllt, sondern durch Zufallseffekte überlagert.

Die Nutzung **möglichst langfristiger Durchschnitte** als Schätzer für die MRP zielt insbesondere auf die Eliminierung möglicher überlagernder (zufälliger) Effekte ab. Rückblickend lassen sich nämlich nur die Marktentwicklungen beobachten, die

² Credit Suisse, Summary Edition Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2019, April 2019

sowohl den „wahren“ Trend des Marktes als auch kurzfristige stochastische Schwankungen beinhalten, die teilweise den Trend überlagern können. Vereinfacht lässt sich die Logik der langfristigen Durchschnitte folgendermaßen darstellen: Durch ausreichend lange Durchschnittsbildung werden die überlagernden Effekte möglichst ausgemittelt, und es zeigt sich ein etwaiger grundsätzlicher Trend der Marktentwicklung. Dieser ist annahmegemäß der beste Schätzer für langfristige rationale Investorenerwartungen. Auf die Werte in Abbildung 1 angewandt bedeutet dies, dass durch die Durchschnittsbildung von 1900-2018 die negativen Effekte der Periode 1969-2018 auf die MRP ausgemittelt werden.

Historische Durchschnitte sind somit dann ein geeigneter Schätzer für die zukünftig erwarteten Marktentwicklungen, wenn diese über hinreichend lange Zeitreihen gebildet werden, so dass stochastische Überlagerungen ausgemittelt werden können und der Trend der Marktentwicklung klar erkennbar ist. D.h. die betrachteten Zeiträume sollten ein Vielfaches der üblichen Zyklenlänge der kurzfristig überlagernden Effekten wie Boom- oder Krisenphasen betragen. Angesichts der Tatsache, dass solche Boom- und Krisenphasen auch durchaus 10 Jahre und länger andauern können, sind daher Zeiträume von 100 Jahren und länger anzustreben, um entsprechende Ausmittlungen erreichen zu können.

Der wesentliche Vorteil von langfristigen historischen Zeitreihen ist somit, dass der Einfluss von überlagernden Marktschwankungen durch die lange Durchschnittsbildung herausgefiltert wird. Gleichzeitig erhöht der Rückgriff auf historische Werte die Objektivierbarkeit und Transparenz der Ermittlung, da diese nicht von Annahmen über die Zukunft getrieben sind.

In der Logik des CAPM entspricht der Wert der MRP dem Risikozuschlag, den ein Investor zusätzlich zu einer risikolosen Verzinsung erwartet, wenn er in ein vollständig diversifiziertes Portfolio investiert. Bei der Erwartung des in die Zukunft gerichteten Risikozuschlags wird im CAPM als Maßstab der Idealtypus eines „theoretischen rationalen Investors“ herangezogen, der die Möglichkeiten der internationalen Finanzmärkte zur Diversifizierung seines Risikos vollumfänglich nutzt. Das spricht dafür, bei der Bestimmung der MRP nicht auf einzelne Länder abzustellen. So weisen auch Dimson / Marsh / Staunton (DMS)³ darauf hin, dass länderspezifische Schwankungen in der Vergangenheit nicht auf zukünftige Schwankungen in den erwarteten Renditen hindeuten. Vielmehr basierten historische länderspezifische MRP auf speziellen und ggf. zufälligen Umweltfaktoren und wirtschaftlichen Entwicklungen innerhalb eines Landes und lassen somit keinen Ausblick auf zukünftig erwartete länderspezifische MRP zu. Insbesondere angesichts eines sich zunehmend globalisierenden Finanzmarktes kann für eine Vorhersage des MRP auf Basis historischer Werte tendenziell nicht von einem Fortbestehen beobachteter Differenzen ausgegangen werden.

Die Verwendung von möglichst

- langen historischen Zeitreihen
- für ein Portfolio von Ländern

³ Siehe z.B. Dimson E., Marsh P. und Staunton M., 2008, S. 50.

mittelt somit zeitliche und länderspezifische Effekte heraus und stellt somit einen geeigneten Schätzer für die künftige MRP dar.

Nachteilig an historischen langfristigen Durchschnitten ist, dass unter Umständen einerseits kurzfristige (nicht stochastische) Marktbedingungen, die von Investoren in ihrer aktuellen Investitionsentscheidung berücksichtigt werden, nicht ausreichend erfasst werden und andererseits Strukturbrüche nicht methodenendogen antizipiert werden. So lässt sich beispielsweise zeigen, dass langfristige historische Durchschnittswerte zu Beginn einer Phase besonders volatiler Marktschwankungen aufgrund rein mathematischer Zusammenhänge kurzfristige Effekte aufweisen können, die teilweise kontra-intuitiv sind (z.B. sinkende Mittelwerte bei steigender Volatilität und damit steigendem Risiko). Dies betrifft aber regelmäßig nur einen begrenzten Zeitraum.

NERA Problemstellung: „Transparenz“

NERA behauptet, dass die Verwendung von DMS Daten für die Welt-Marktrisikoprämie einerseits intransparent und andererseits nicht plausibel ist.

- **Intransparenz:** NERA behauptet, dass sich die Werte aus DMS nicht replizieren lassen, da die Gewichtung der verschiedenen Länder zur Ermittlung der Welt-Marktrisikoprämie aus der DMS Datensammlung nicht verfügbar ist.
- **Nicht plausibel:** NERA hegt Zweifel an der Qualität der DMS-Daten und insbesondere der Gewichtung der nationalen Marktrisikoprämien, da die nationalen Marktrisikoprämien tendenziell über der Welt-Marktrisikoprämie liegt.

Frontier Einschätzung und Kommentierung: „Transparenz“

Wir betonen, dass sich als Grundlage für die quantitative Bestimmung der Marktrisikoprämie mittlerweile die Datensammlung von DMS international als Referenz für Analysen im Regulierungskontext etabliert hat. DMS stellt derzeit die umfangreichste und aktuellste öffentlich verfügbare Datensammlung zu historischen Kapitalmarktdaten dar.

Es ist nicht zutreffend, dass sich die Werte aus DMS nicht replizieren lassen. Die dem Global Yearbook zugrundeliegenden Daten können separat erworben werden, wodurch eine Replikation der Ergebnisse möglich ist. Es ist weiters nicht überraschend, dass aufgrund der umfangreichen Daten, welche zur Berechnung der einzelnen Werte im Global Yearbook, notwendig sind, diese nicht vollständig in dem zusammenfassenden Global Yearbook angeführt werden.

NERA zweifelt die Datenqualität in DMS für das Welt-Portfolio an. Dazu stellt NERA in Abbildung 3.2 (NERA, 2020: 13) die arithmetischen Mittelwerte der einzelnen Ländern sowie des Welt-Portfolios dar und stellt fest:

„Angeblich gewichten DMS nach Marktkapitalisierung und nach Wirtschaftsleistung. Demnach müsste sich die Welt-Überrendite im oberen Mittelfeld der nationalen Werte befinden, da gerade die nationalen Überrenditen der Länder mit hoher Marktkapitalisierung (zuletzt Vereinigte Staaten: 53 Prozent, Japan: 8 Prozent, Großbritannien: 6 Prozent) relativ hoch sind. Der Welt-Durchschnitt liegt aber am unteren Ende der Bandbreite der nationalen Werte. Nur die kleinen Kapitalmärkte Schweiz, Belgien und Spanien liegen unterhalb der Welt-Überrendite. Entsprechend ist unklar, wie

sich der Welt-Durchschnitt aus den nationalen Werten ergeben kann.“ NERA (2020: 11)

Abbildung 3.2. (NERA, 2020: 13) erscheint auf den ersten Blick tatsächlich wenig intuitiv. Ein anderes Bild ergibt sich allerdings, wenn man die gleiche Darstellung für die geometrischen Mittelwerte macht (Abbildung 2). Dabei liegt der Wert für das Welt-Portfolio deutlich stärker in der Mitte. Für die Berechnung des Welt-Portfolios wird zusätzlich noch Russland und China herangezogen. Dadurch sollte insbesondere der Survivorship Bias adressiert werden, indem der Einfluss der Inkludierung von Ländern, in denen Anleger ihr gesamtes investiertes Vermögen verloren haben (Russland und China), nunmehr explizit mitberücksichtigt werden.⁴

Abbildung 2 Nationale Marktrisikoprämien, Welt- Marktrisikoprämien und Europa- Marktrisikoprämien



Quelle: DMS

Hinweis: Marktrisikoprämie = Equity Risk Premium over bonds

Betrachtet man nur Europa, so ergibt sich, dass der (ungewichtete) Durchschnitt der geometrischen Mittel der europäischen Ländern in Abbildung 2 dem geometrischen Mittel für Europa entspricht.

Abbildung 2 ist somit eine Indikation, dass es sich hier nicht um einen Mangel an der Datenqualität handelt, sondern das wenig intuitive Bild der Berechnungslogik des arithmetischen Mittels geschuldet ist. Das arithmetische Mittel repräsentiert den Mittelwert aller historischen jährlichen Renditen (jeweils zwischen dem ersten und dem letzten Handelstag eines Kalenderjahres ermittelt), während das

⁴ “Three years ago, we moved away from assumptions and addressed the issue of survivorship bias head-on. Our objective was to establish what had actually happened to the missing 13% of world market capitalization, and to assess the true impact of countries that had performed poorly or failed to survive. The two largest missing markets were Austria-Hungary and Russia, which at end-1899, accounted for 5% and 6% of world market capitalization, respectively. The two best-known cases of markets that failed to survive were Russia and China. We therefore found new data sources and added these three countries to our dataset. [...] Three years ago, we also made a second major enhancement to our world equity index in order to improve the annual weightings. In previous years, while our aim was to weight countries in the world equity index by their market capitalization, the latter were unavailable prior to 1968. So until then, GDP weights were used instead. In 2013, thanks to new research and newly discovered archive material, we were able to estimate market capitalization for every country since 1900. [...] Both of these enhancements to our database lowered our estimates of annualized return on the world equity index. The inclusion of Austria, which proved to be the worst-performing equity market among the 21 countries for which we have continuous histories, plus Russia and China, where domestic equity and bond holders lost all their money, lowered the world equity index return by 0.14% per year. The corresponding impact on the world bond index was a reduction of 0.05% per year. [...] Moving to equity capitalization weights for the world equity index lowered the annualized return by a further 0.17% per year.” (Dimson/Marsh/Staunton, 2016: 29)

geometrische Mittel die insgesamt erzielte Rendite über die gesamte Zeitreihe abbildet.⁵ Das arithmetische Mittel ist daher stets höher als das geometrische Mittel (bzw. im Extremfall konstanter Renditen gleich), insbesondere, wenn die Renditen von Jahr zu Jahr stark schwanken.

Anhand eines einfachen Beispiels für zwei Länder (A und B) kann das rechnerische Faktum, dass das arithmetische Mittel eines Portfolios der beiden Ländern geringer als das jeweilige arithmetische Mittel der Länder sein kann, dargestellt werden.⁶ In diesem Beispiel wird das Länder-Portfolio jährlich auf Basis des jeweiligen Marktindex von Land A und B und der Marktkapitalisierung ermittelt.⁷ Von diesem Länder-Portfolio Index wird die jährliche Veränderung ermittelt und sodann für die Periode 1-7 das arithmetische Mittel der jährlichen Veränderungsrate berechnet. Das gleiche erfolgt auch für die Länder A und B.

Dabei zeigt sich, dass durch die Zusammenführung in den Länder-Portfolio Marktindex die jährlichen Veränderungsrate im Vergleich zu den einzelnen Ländern geringer sein können, indem sich Volatilitäten in den einzelnen Ländern im Länder-Portfolio ausgleichen können. Bei der Berechnung des arithmetischen Mittels über die Veränderungsrate wird dieser Effekt entsprechend erfasst. Wenn somit die jährlichen Veränderungsrate eines Länderportfolios eine geringere Volatilität als die einzelnen Länder ausweist, dann spiegelt sich das auch im arithmetischen Mittel wider, das aufgrund der Berechnungslogik starke Volatilitäten in einer zeitlichen Datenreihe nicht herausfiltert.

Abbildung 3 Beispiel nationale vs. Länderportfolio Marktrisikoprämie (arithmetisches Mittel)

	Land A			Land B			Länder-Portfolio	
	Markt-index	AM	Kapitalisierung	Markt-index	AM	Kapitalisierung	Markt-index	AM
Jahr 1	100			100			100	
Jahr 2	50	-50%	50%	68	-32%	50%	59	-41%
Jahr 3	80	60%	50%	52	-24%	50%	66	12%
Jahr 4	25	-69%	50%	100	92%	50%	62.5	-5%
Jahr 5	68	172%	50%	50	-50%	50%	59	-6%
Jahr 6	100	47%	50%	25	-50%	50%	62.5	6%
Jahr 7	120	20%	50%	150	500%	50%	135	116%
Jahr 1-7		30%			73%			14%

Quelle: Frontier Economics

Im Gegensatz dazu ergibt sich der Effekt (bei einer angenommen konstanten Marktkapitalisierung der Länder) aufgrund der Berechnungslogik beim geometrischen Mittel nicht, da hier die insgesamt erzielte Rendite über die

⁵ Das geometrische Mittel wird durch das Produkt der historischen Renditen bestimmt, aus dem die Wurzel der Ordnung gezogen wird, die der Anzahl der betrachteten Zeiträume entspricht. Das arithmetische Mittel wird durch die Summe aller historischen Renditen dividiert durch die Anzahl der betrachteten Zeiträume ermittelt.

⁶ Diese Beispielrechnung hat keinesfalls den Anspruch die Rechnungen von DMS zu replizieren. Vielmehr dient es nur dazu aufzuzeigen, dass das arithmetische Mittel eines Portfolios der beiden Ländern geringer als das jeweilige arithmetische Mittel der Länder sein kann.

⁷ Vereinfachend wird angenommen, dass die Marktkapitalisierung beider Länder stets 50% beträgt. Man könnte auch die Marktkapitalisierung endogenisieren, d.h. sie würde sich mit den jeweiligen Marktindices der beiden Ländern verändern. Diese Anpassung würde jedoch an der Grundaussage dieses Beispiels nichts ändern.

gesamte Zeitreihe ermittelt wird. Die jährlichen Volatilitäten werden dabei entsprechend geglättet.

Abbildung 4 Beispiel nationale vs. Länderportfolio Marktrisikoprämie (geometrisches Mittel)

	Land A			Land B			Länder-Portfolio	
	Markt- index	GM	Kapitali- sierung	Markt- index	GM	Kapitali- sierung	Markt- index	GM
Jahr 1	100			100			100	
Jahr 2	50	0.50	50%	68	0.68	50%	59	0.59
Jahr 3	80	1.60	50%	52	0.76	50%	66	1.12
Jahr 4	25	0.31	50%	100	1.92	50%	62.5	0.95
Jahr 5	68	2.72	50%	50	0.50	50%	59	0.94
Jahr 6	100	1.47	50%	25	0.50	50%	62.5	1.06
Jahr 7	120	1.20	50%	150	6.00	50%	135	2.16
Jahr 1-7		3%			7%			5%

Quelle: Frontier Economics

Vergleicht man nun die Standardabweichung in DMS für das Welt-Portfolio mit den einzelnen inkludierten Länder, dann zeigt sich, dass erstere unter denen der einzelnen Länder liegt. Somit ist es erklärbar, warum die arithmetischen Mittel für die Periode 1900-2018 für die im Welt-Portfolio enthaltenen Länder über dem Welt-Portfolio insgesamt liegen. Dies ist Ausfluss der Berechnungslogik im Zusammenhang mit dem arithmetischen Mittel, ein Zeichen mangelnder Datenqualität der DMS Daten ist dies allerdings nicht.

Dies entspricht im Übrigen auch dem intuitiven ökonomischen Prinzip, dass ein breit gestreutes Portfolio tendenziell zu geringerer Volatilität führt als einzelne Investitionen des Portfolios.

NERA Problemstellung: „Annahmen“⁸

NERA behauptet, dass die Verwendung von historischen Marktrisikoprämien auf zwei impliziten Annahmen beruht:

„Erstens müssen sich die historischen Erwartungen erfüllt haben. Nur dann geben die historischen Überrenditen Aufschluss über die historisch geforderten Marktrisikoprämien. Zweitens müssen die heutigen Erwartungen der Marktteilnehmer den historischen Erwartungen entsprechen.“ (NERA, 2020: 13)

NERA stellt in der Folge fest, dass beide Annahmen nicht erfüllt sind.

Frontier Einschätzung und Kommentierung: „Annahmen“

Wie oben schon betont, handelt es sich bei der Schätzung der Marktrisikoprämie um einen *für die Zukunft* erwarteten Wert, welcher prinzipiell nicht beobachtbar ist. Somit steht man vor der Herausforderung, einen Schätzer für diesen zukünftig erwarteten Wert zu definieren. Wir stimmen zu, dass die Verwendung von historischen Daten Annahmen unterliegt. Die wesentliche Annahme hier ist, dass durch einen langen Zeitraum für die Durchschnittsbildung Zusatzeffekte, die Markterwartungen überlagern können, herausgemittelt werden. Der verbleibende

⁸ In diesem Zusammenhang diskutieren wir auch die Fragestellung, inwieweit die MRP die Historie abbilden (Realität) oder die historischen Erwartungen soll.

Wert kann dann als (weniger verzerrter) Schätzer für die Zukunft verwendet werden.

Dass sich in der Historie Erwartungen von Investoren nicht erfüllt haben, ist allerdings kein Argument dafür, punktuelle Anpassungen bei der MRP vorzunehmen (z.B. wie der von NERA festgestellte verzerrende Effekt durch hohe Anleihenrenditen). Mit einem ähnlichen Argument könnte man auch Perioden mit stark negativen Aktienrenditen heranziehen und diese als Grund für eine Reduktion der MRP verwenden.

Die Frage, inwieweit die historischen Realisationen von Renditen den zukünftigen Erwartungen entsprechen, ist eine relevante. NERA impliziert allerdings, dass die zukünftigen Erwartungen immer höher sein müssen, d.h. historische Daten bilden mögliche Strukturbrüche nicht ab. Gleichzeitig kann allerdings auch in die anderer Richtung argumentiert werden. Historische Daten bilden Perioden mit hohen Renditen ab, die nicht replizierbar sind, z.B. die Perioden nach den beiden Weltkriegen.

ALTERNATIVE ANSÄTZE ZUR BESTIMMUNG DER MARKTRISIKOPRÄMIE

NERA Problemstellung: „Vorwärtsgewandte Ansätze“

NERA kritisiert die vorgebrachten Begründungen, warum bei der Bestimmung der MRP keine „vorwärtsgewandten Ansätze“ (d.h. im Besonderen „Divident Growth Model“) herangezogen werden. Laut NERA sind die Begründungen für die Ablehnung derartiger Ansätze (Zitate):

- „(i) angeblich starke Abhängigkeit von Annahmen“;
- (ii) den subjektiven Dividendenprognosen, auf denen diese Modelle angeblich basieren würden, und
- (iii) ihrer angeblichen Intransparenz.“ (NERA, 2020: 15)

NERA führt in der Folge aus, warum diese Gründe nicht zutreffend sind.

Frontier Einschätzung und Kommentierung: „Vorwärtsgewandte Ansätze“

NERA erweckt zunächst den Eindruck, dass „vorwärtsgewandte Ansätze“ etablierte Praxis bei europäischen Regulierungsbehörden sind, und nur Frontier diese Ansätze nicht empfiehlt. Es gilt hier allerdings grundsätzlich, dass sich „vorwärtsgewandte Ansätze“, wozu auch das Dividend Growth Model (DGM) zählt, in der europäischen Regulierungspraxis insbesondere aufgrund des Nachteils der Abhängigkeit von (subjektiven) Annahmen nicht durchgesetzt haben.⁹

Bei der Berechnung von DGM müssen Annahmen über den Verlauf der künftigen Dividenden, Gewinne oder Cash-Flows getroffen werden. Dabei werden zumeist für die nähere Zukunft Analystenschätzungen und für die ferne Zukunft eine langfristige BIP-Wachstumsrate verwendet. NERA (2020: 15) stellt dazu fest, dass

⁹ DGM werden allerdings in den USA und in Australien von Energieregulatoren zur direkten Bestimmung der Eigenkapitalkosten der regulierten Unternehmen (USA) bzw. zur Bestimmung der Marktrisikoprämie verwendet.

etablierte vorwärtsgewandte Modelle „auf aggregierten Markterwartungen (d.h. Durchschnittswerten) und nicht auf den Prognosen einzelner Analysten“ beruhen. Jeder Analyst hat einen Anreiz, präzise Vorhersagen zu treffen, um seine Reputation zu verbessern. Aus diesem Grund heraus sollten somit die Analystenerwartungen ein unverzerrter Schätzer für die Zukunft sein.

In der wissenschaftlichen Literatur wird die Qualität von Analysteneinschätzungen im Aktienbereich¹⁰ sowie die weiteren erforderlichen Annahmen für vorwärtsgewandte Ansätze überwiegend kritisch gesehen. Stehle/Betzer (2019: 30ff)¹¹ stellen dazu beispielsweise fest:

- Die implizite Annahme, dass der Börsenkurs dem tatsächlichen intrinsischen Wert der Aktie entspricht, ist in der Fachliteratur höchst umstritten und führt bei Nichterfüllung zu erheblich verzerrten Schätzungen der erwarteten Marktrisikoprämie.
- Kritisch wird in der Literatur auch die Schätzung der Dividenden und Gewinne für den expliziten Prognosezeitraum diskutiert. So existiert erhebliche empirische Evidenz, dass Analysten in ihren Prognosen die zukünftigen Gewinne systematisch überschätzen, insbesondere in Zeiten, in denen diese überdurchschnittlich hoch sind.
- Stark problematisch wird die Schätzung für alle zukünftigen Zeitperioden als konstant unterstellte Wachstumsrate der Dividenden gesehen. Durch eine kleine Anpassung kann man hier eine sehr starke Wirkung auf die Höhe der Marktrisikoprämie haben.

Stehle/Betzer (2019) kommen nach einer weiteren Diskussion von empirischen Studien zu dem Schluss, dass die Regulierungsbehörden (in diesem Fall die Bundesnetzagentur), die Entwicklung von vorwärtsgewandten Ansätzen weiterhin beobachten sollten, allerdings derzeit die Verwendung nicht empfohlen wird.

NERA (2020: 16) verweist auf DGM Berechnungen der Deutschen Bundesbank¹² sowie der Europäischen Zentralbank¹³ für den Euroraum hin, wo eine Marktrisikoprämie von 8% bzw. 8,1% ermittelt wird.

Bei der Interpretation dieser Werte ist aus unserer Sicht die Motivation der Analysen wesentlich. Implizite Eigenkapitalkosten und Aktienprämien werden von der Deutschen Bundesbank als Vorlaufindikator für etwaige Überhitzungen oder Blasenbildungen auf den Aktienmärkten genutzt und dienen der Einschätzung der Finanzmarktstabilität. Bei der Berechnung selbst verwendet die Deutsche Bundesbank Analystenschätzungen von Thomson Reuters I/B/E/S (= Institutional Broker Estimate System).

¹⁰ Vgl. S.P. Kothari/Eric C. So/Rodrigo Verdi (2016), Analysts' Forecasts and Asset Pricing: A Survey, Annual Review of Financial Economics, Vol. 8, pp. 197-219, 2016.

¹¹ Richard Stehle/André Betzer, Gutachten zur Schätzung der Risikoprämie von Aktien (Equity risk premium) im Rahmen der Entgeltregulierung im Telekommunikationsbereich, Gutachten für Bundesnetzagentur, März 2019.

¹² <https://www.bundesbank.de/resource/blob/796912/9e486299461906acd0dfbb593220fffb/mL/2019-05-monatsbericht-data.pdf>

¹³ André Geis, Daniel Kapp und Kristian Loft Kristiansen; Messung und Interpretation der Eigenfinanzierungskosten im Euro-Währungsgebiet; S.90-107; EZB Wirtschaftsbericht Ausgabe 4/2018.

Gleiches gilt auch für die Europäische Zentralbank, wo die Analysen zur Unterstützung von geldpolitischen Maßnahmen verwendet werden. Im NERA referenzierten EZB Aufsatz kommen die Autoren deshalb zur Schlussfolgerung:

„Die in diesem Aufsatz dargestellte Reihe von Schätzungen legt die Vermutung nahe, dass – auch unter Berücksichtigung der vorgeschlagenen Weiterentwicklungen des Modells – die Höhe der Aktienrisikoprämie nach wie vor mit beträchtlichen Unsicherheiten behaftet ist. Dies spricht dafür, für geldpolitische Zwecke eine Reihe von Modellen zu nutzen und das Augenmerk stärker auf die Interpretation der Entwicklung der Aktienrisikoprämie zu richten.“ (EZB, 2018: 107)

Der EZB Aufsatz ist somit im Wesentlichen eine methodische Diskussion für mögliche Verbesserungen von DGM Ansätzen. Dazu werden unterschiedliche Modelle definiert und miteinander verglichen. Die Autoren weisen selbst auf die Abhängigkeit geringfügiger Änderungen bei Annahmen auf die Ergebnisse hin:

„Hinzu kommt, dass geringfügige Änderungen der Parameterannahmen, beispielsweise der Wachstumsschätzungen, zu einer recht großen Veränderung der Höhe der Aktienrisikoprämie führen können. Aus diesem Grund werden in der Praxis häufig mehrere Modelle gleichzeitig zur Berechnung der Aktienrisikoprämie herangezogen, und es wird mehr Wert auf deren Entwicklung als auf die Höhe gelegt.“ (EZB, 2018: 107)

Für die Autoren ist somit nicht die absolute Höhe der Risikoprämie relevant – auch weil diese von Annahmen abhängen – sondern nur die Entwicklung der Risikoprämie, weil diese relevant für die Geldpolitik ist.

Die oben angeführten kritischen Punkte von Stehle/Betzer (2019) für DGM Ansätze im Kontext der Regulierung, wo gerade nicht die Entwicklung, sondern die absolute Höhe der Marktrisikoprämie relevant ist, gelten somit auch für die Zentralbank Berechnungen und werden beispielsweise auch von den EZB Autoren bestätigt.

NERA Problemstellung: „Umfragen“

NERA (2020: 17) kritisiert, dass die Kritikpunkte von Frontier Economics an der Verwendung von umfragebasierten Marktrisikoprämien oberflächlich und inhaltlich falsch sind. NERA verweist darauf, dass Frontier Economics in Frankreich sehr wohl auf Umfragen zurückgreift. Abschließend stellt NERA fest, dass die Marktrisikoprämie für Luxemburg in der jüngsten Fernandez-Publikation 6,2% betragen hat.

Frontier Einschätzung und Kommentierung: „Umfragen“

Durch Umfragen können Markterwartungen von Marktteilnehmern direkt abgefragt und daraus Bandbreiten und Durchschnitte für Marktrisikoprämien abgeleitet werden. Somit kann unmittelbar die Sicht des „Marktes“ erfasst und in der Marktrisikoprämie reflektiert werden. Beispielsweise führen Fernandez et al¹⁴ seit einigen Jahren solche Expertenumfragen durch. Aus den Ergebnissen dieser Umfragen wird jedoch der wesentliche Nachteil dieses Ansatzes ersichtlich. Die

¹⁴ Fernandez, P., Aguirreamalloa, J., Corres, L. (2019), Market Risk Premium and Risk-Free Rate Used for 69 Countries in 2019: A Survey, April 2019, https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3358901&download=yes

Bandbreiten für die Marktrisikoprämien für einzelne Länder können erheblich sein, die Stichprobe für einzelne Länder ist eingeschränkt und die Ergebnisse können zwischen den Jahren stark schwanken.¹⁵

In der Regulierungspraxis werden Expertenumfragen daher weniger als unmittelbare Datenbasis¹⁶, sondern als Plausibilitätsprüfung anderer Informationsquellen berücksichtigt.

Im Kontext von Luxemburg, wo ein Welt-Portfolio als Grundlage für die MRP Bestimmung verwendet wird, stellt sich allerdings die Frage, wie die von NERA angeführte MRP von 6,2%¹⁷ aus der Fernandez et al. Umfrage zu Zwecken der Plausibilisierung herangezogen werden sollte.

¹⁵ So wurde bei den Umfragen für die MRP für USA in 2019 bspw. als Bandbreite ein unrealistisches Intervall von 2,2% (min) bis 17% (max) ermittelt, vgl. Fernandez et al (2019:). Bei Ländern wie bspw. Luxemburg fiel die MRP innerhalb von 2 Jahren von 6,0% auf 4,9%, vgl. Fernandez et al (2012, 2014).

¹⁶ Eine Ausnahme stellt hier Schweden dar.

¹⁷ 6,2% ist der Durchschnitt für Luxemburg. Der Maximalwert aus der Umfrage für Luxemburg liegt bei 12% und der Minimalwert bei 3%.