

verordnungsrevisionen@bfe.admin.ch

Ihr Kontakt Thomas Porchet, Energiepolitik Schweiz
E-Mail Thomas.porchet@axpo.com
Direktwahl T ++41 56 200 31 45
Datum 19. Juli 2024

Revision der Stromversorgungsverordnung (Verzinsung des Kapitals im Stromnetz und in geförderten Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien): Stellungnahme Axpo Group

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Allgemeine Bemerkungen

Axpo hat die Ambition, mit innovativen Energielösungen eine nachhaltige Zukunft zu ermöglichen. Axpo ist die grösste Schweizer Produzentin von erneuerbarer Energie und internationale Vorreiterin im Energiehandel sowie in der Vermarktung von Solar- und Windkraft. Zudem betreiben und unterhalten wir ein mehrere tausend Kilometer umspannendes Leitungsnetz auf den Netzebenen 3 und 5. Mehr als 6'700 Mitarbeitende verbinden Erfahrung und Know-how mit der Leidenschaft für Innovation und der gemeinsamen Suche nach immer besseren Lösungen. Axpo setzt auf innovative Technologien, um die sich stets wandelnden Bedürfnisse ihrer Kunden in über 30 Ländern in Europa, Nordamerika und Asien zu erfüllen.

Zur Vorlage

Der Wechsel zu einer experimentellen Methode führt zu Unsicherheit hinsichtlich des Ausbaus der Netze und der erneuerbaren Energien.

Für die vorgeschlagene Anpassung der bewährten Methode zur Berechnung der Verzinsung des in Netzanlagen und Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien

investierten Eigenkapitals gibt es keine stichhaltigen methodischen Gründe. Der Bericht von IFBC zur Überprüfung des aktuellen Kapitalkostenkonzepts vom März 2024 stellt fest, dass die Methodik zur Ermittlung des WACC weiterhin den aktuellen Best Practices entspricht. Der Wechsel vom ERP-Ansatz (Equity Risk Premium) mit stabiler Marktrisikoprämie zum neuen TRM-Ansatz (Total Market Return) mit stabiler Marktrendite muss deshalb als experimentell bezeichnet werden. Damit einhergehend sollen die etablierten und bewährten Untergrenzen bei der Ermittlung der risikolosen Zinssätze wegfallen, die Peergroup bei der Ermittlung des Betas sowie die Berechnungsmethodik gewisser weiterer Parameter angepasst werden. Diese Anpassungen haben dabei lediglich das Ziel, eine künstliche Absenkung des WACC zu bewirken. Aufgrund der Ausgestaltung wirken sich die vorgeschlagenen Änderungen aktuell insbesondere auf die Eigenkapitalverzinsung bei den Stromnetzen aus. Je nach Entwicklung der einzelnen Input-Parameter können die Anpassungen aber auch zu weiteren unerwünschten Effekten sowie Auswirkungen auf den WACC für erneuerbare Energien und auf die Eigenkapitalverzinsung in der Grundversorgung führen. Insbesondere während Tiefzinsphasen muss von entsprechenden Effekten ausgegangen werden. Diese unerwünschten Folgen dürften Investitionen hemmen und damit den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion in der Schweiz zusätzlich behindern.

Die durch den Methodenwechsel angestrebte Reduktion der Eigenkapitalverzinsung erschwert Investitionen und führt nur zu einer geringen Entlastung der Verbraucher.

Die angestrebte Senkung der Verzinsung hemmt Investitionen in Netzanlagen und steht damit im Widerspruch zum nach Annahme des Stromgesetzes am 9. Juni 2024 umso notwendigeren Ausbau des Stromnetzes. Die beabsichtigten Einsparungen von insgesamt rund 127 Mio. Franken pro Jahr stehen dabei in einem scharfen Kontrast zur tatsächlichen Entlastung der Verbraucher. Sie bewirken mit umgerechnet 0.22 Rp/kWh nur eine marginale Reduktion der durchschnittlichen Elektrizitätstarife der Haushalte von 32.12 Rp/kWh bzw. der darin enthaltenen Netztarife von 12.66 Rp/kWh¹. Die durchschnittlichen Stromkosten der Haushalte würden durch die Änderung damit um deutlich weniger als 1% sinken. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die in den vergangenen Jahren teilweise markant gestiegenen Stromtarife für die Verbraucher überwiegend durch die Verwerfungen an den internationalen Energiemärkten und den ausserordentlichen Anstieg der Energiepreise verursacht worden sind. Diese Extremsituation und der damit verbundene Anstieg der Tarife waren allerdings von temporärer Natur. Mit einem Rückgang in das normale Marktumfeld sind die Grosshandelspreise wieder stark gesunken und es ist bereits auf 2025 hin damit zu rechnen, dass viele Verteilnetzbetreiberinnen entsprechende Tarifsenkungen vornehmen werden. Dazu kommen die bereits von Swissgrid² angekündigten Tarifsenkung (0.33 Rp./kWh) und die erheblich sinkenden Kosten für die Winterreserve (0.97 Rp./kWh), die die Verbraucher um insgesamt 1.3 Rp./kWh entlastet. Diese Entwicklungen haben letztlich einen deutlich substanzielleren Effekt auf die Kosten der Endverbraucher als die Höhe des WACCs.

¹ [Weiter steigende Strompreise 2024](#)

² [Die Tarife für das Übertragungsnetz sinken 2025](#)

Die aktuelle Methode hat sich bewährt und hat eine stabilisierende Wirkung auf das Gesamtsystem.

Demgegenüber hat sich die aktuelle Methode zur Berechnung des WACC bewährt. Insbesondere die Unter- und Obergrenzen haben eine stabilisierende Wirkung in ausserordentlichen Zinsphasen auf das Gesamtsystem. Die bestehenden Untergrenzen für den risikolosen Zinssatz gewährleisten bei sehr niedrigen risikolosen Zinssätzen heute eine stabile Markttrendite, was im Einklang mit den sehr langfristigen Investitionen in die Netz- und Produktionsinfrastrukturen aber auch den Kapitalmarktverhältnissen seit der globalen Finanzkrise steht. Zudem ist mit dem Wegfallen der Untergrenze die implizite Annahme verbunden, dass sich Investoren bei sehr tiefen risikolosen Zinssätzen auch entsprechend günstig verschulden können, was sich in der Realität nicht erfüllt hat.

Neben den Untergrenzen bestehen bei der aktuellen Methode auch Obergrenzen für die risikolosen Zinssätze für Eigen- und Fremdkapital. Diese wirken insbesondere bei hoher Inflation und einem oftmals damit einhergehenden hohen risikolosen Zinssatz dämpfend, indem sie den WACC diesbezüglich nach oben deckeln und damit Kosten- und Tarifierhöhungen eindämmen.

In anderen europäischen Ländern (z. B. in Belgien oder Norwegen) ist denn auch eine grundsätzliche Tendenz erkennbar, dass sie das Prinzip der Untergrenze für den risikolosen Zinssatz ebenfalls in ihre Netzregulierung aufnehmen bzw. bereits aufgenommen haben.

Mit der bewährten Methode werden kurzfristige Korrekturen vermieden.

Dank dieser bewährten Methode waren in den vergangenen Jahren in der Schweiz auch keine «notfallmässigen» Korrekturen zur Erhöhung des WACC für die Netzbetreiberinnen notwendig. Regulierungsbehörden in anderen Ländern (insbesondere in Deutschland, Österreich, Frankreich und Italien) mussten gerade in der zurückliegenden – politisch erwünschten – Tiefzinsphase kurzfristig Anpassungen vornehmen, um den von ihnen (zu tief) festgelegten WACC für die Netzbetreiber zu erhöhen. Andernfalls hätte eine massgebliche Verlangsamung des Netzausbau gedroht. Solche Notfallmassnahmen, die offenkundige Mängel an den entsprechenden WACC-Methoden in diesen Ländern aufgedeckt haben, waren in der Schweiz aufgrund der aktuellen Methode bisher nicht notwendig. Auch die damit einhergehenden Auseinandersetzungen zwischen Netzbetreiberinnen und der Regulierungsbehörde vor Gericht – und die damit verbundenen Kosten und Unsicherheiten – konnten in der Schweiz bisher vermieden werden.

Der angestrebte Methodenwechsel schwächt die Planungssicherheit.

Mit der geplanten Einführung des TMR-Ansatzes wird ein grundlegender Wechsel hin zu einer Methode vollzogen, die in der Schweizer Regulierungspraxis bisher unerprobt und damit experimentell ist. Der Ansatz bietet entgegen den Aussagen im erläuternden Bericht keine verbesserte Planungssicherheit in ausserordentlichen Zinsphasen, sondern verursacht im Gegenteil Unsicherheit bei den Investoren und schafft grosse Hürden, um den dringend erforderlichen Investitionsbedarf zum Netzausbau decken zu können. Zudem können Bedenken aufkommen, dass in Zukunft erneut Anpassungen an der Methode aufgrund politischer Forderungen vorgenommen werden.

Demgegenüber weist die aktuelle Methode tatsächlich eine sehr hohe Planungssicherheit auf und zwar unabhängig davon, ob eine ausserordentliche Zinsphase

vorliegt oder nicht. Sollte aufgrund ungenügender Investitionsanreize und deshalb ausbleibender Investitionen die Versorgungssicherheit in der Schweiz geschwächt werden, dann stehen die dadurch drohenden Kosten in keinem Verhältnis zu den durch den beabsichtigten Methodenwechsel möglichen, mit Blick auf die Stromtarife geringen Einsparungen.

Die Anpassung der Peergroup ist nicht sachgerecht.

Die vorliegenden Änderungen sehen auch eine Verkleinerung und Anpassung der Peergroup zur Ermittlung des Betafaktors vor. Deren aktuelle Zusammensetzung aus 11 Unternehmen mit Haupttätigkeit in der Stromübertragung oder -verteilung ist sachgerecht. Diese soll nun auf nur noch 5 Unternehmen reduziert werden. Ein Bedarf für Änderungen bei der Berechnung des Betafaktors ist nicht ersichtlich.

Eine Anpassung der Peer-Group aufgrund der in der Schweiz verwendeten Cost-Plus-Regulierung ist aus ökonomischer Sicht nicht angemessen, da weder aus empirischer noch theoretischer Sicht belegt ist, dass Unternehmen unter Cost-Plus-Regulierung im Vergleich zu Unternehmen unter kostenbasierter Anreizregulierung geringere sog. systematische Risiken, wie sie der Betafaktor abbildet, aufweisen. Selbst Swiss Economics kam in ihrem Gutachten aus dem Jahr 2021 zum Schluss, dass sich die Risiken der europäischen Vergleichsgruppe von denjenigen der Schweizer Netzbetreiber kaum unterscheiden. Hinzu kommt, dass die Anreizregulierung in einigen europäischen Ländern in ihrer Ausgestaltung sehr nahe an eine Cost plus-Regulierung heranreichen.

Die im erläuternden Bericht erwähnte Regression zum Zusammenhang zwischen dem Anteil des Netzgeschäfts und dem Betafaktor ist zudem statistisch nicht belastbar, da sie auf einer kleinen Stichprobe von lediglich 33 Elektrizitätsversorgungsunternehmen beruht. Es ist daher nicht unwahrscheinlich, dass die Regressionsergebnisse durch einige wenige Ausreisser getrieben sind oder dass der geschätzte Effekt schlicht zufällig ist. Um die Robustheit der Ergebnisse zu stärken, wäre zumindest eine mehrmalige Wiederholung der Regression auf Basis anderer Zeitfenster nötig. Des Weiteren könnte es auch durch nicht berücksichtigte Variablen (sogenannter «Omitted Variable Bias») zu Verzerrungen des geschätzten Koeffizienten kommen.

Aus diesen Gründen lehnen wir den vorgeschlagenen Methodenwechsel zur Berechnung des WACC bei Netzanlagen und Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien entschieden ab. Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'C. Brand'.

Christoph Brand
CEO

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'L. Schürch'.

Lukas Schürch
Head Corporate Public Affairs