

**GZ: SCK-20-004**

## BESCHEID

Die Schienen-Control Kommission hat durch Dr. Robert Streller als Vorsitzenden sowie Dr. Karl-Johann Hartig und MMag. Dr. Clemens Kaupa, LL.M. als weitere Mitglieder im gemäß § 74 EisbG von Amts wegen eingeleiteten Verfahren zur Wettbewerbsüberwachung betreffend Zugang zum Bahnstromnetz zu Recht erkannt:

## SPRUCH

I.

- 1) In dem Anhang „Durchleitung Bahnstrom“ zu den Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2020 werden jeweils folgende Tarife im nachstehenden Umfang für unwirksam erklärt:
  - a) Unter Punkt 3. a) Netzentgelte der Tarif „Nutzung Umformung 16,7 Hz-Bahnstrom“, der Hochtarif mit EUR 7,81 je MWh, soweit er eine Höhe von EUR 6,84 je MWh überschreitet, der Niedertarif mit EUR 6,51 je MWh soweit er eine Höhe von EUR 5,70 je MWh überschreitet.
  - b) Unter Punkt 3. b) Netzentgelte der Tarif „Verteilung 16,7 Hz-Bahnstrom“, der Hochtarif mit EUR 38,30 je MWh, soweit er eine Höhe von EUR 30,98 je MWh überschreitet, der Niedertarif mit EUR 31,92 je MWh soweit er eine Höhe von EUR 25,82 je MWh überschreitet.
- 2) Die [REDACTED] hat den in dem Anhang „Durchleitung Bahnstrom“ zu den Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2020 unter Punkt 3. b) veröffentlichten Tarif „Verteilung 16,7 Hz-Bahnstrom“ binnen fünf Arbeitstagen ab Zustellung dieses Bescheides aus dem Anhang „Durchleitung Bahnstrom“ zu den Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2020 zu entfernen und durch die im Spruchpunkt I. 1) angeführten Tarife zu ersetzen.

- 3) Die [REDACTED] hat es ab Zustellung dieses Bescheides zu unterlassen, sich gegenüber Eisenbahnverkehrsunternehmen auf die im Spruchpunkt I. 1) für unwirksam erklärten Tarife zu berufen, etwa indem sie Verträge mit den Eisenbahnverkehrsunternehmen abschließt, in denen die Eisenbahnverkehrsunternehmen zur Leistung dieser Tarife verpflichtet werden, indem sie die Gewährung der Leistung von der Zahlung dieser Tarife abhängig macht, oder indem sie die Eisenbahnverkehrsunternehmen zur Zahlung dieser Tarife auffordert.

II.

Die Entscheidung über den Tarif „Umformung“, konkret den Antrag die Schienen-Control Kommission möge der [REDACTED] untersagen, einen gesonderten Tarif „Nutzung Umformung“ für aus dem öffentlichen Netz eingespeiste Bahnstrommengen zu verrechnen bzw die Feststellung, dass die Tarifzuteilung in eine Tarifkomponente „Verteilung“ und eine Tarifkomponente „Umformung“ hinsichtlich der Tarifkomponente „Umformung“ rechtswidrig ist, bleibt einer gesonderten Entscheidung der Schienen-Control Kommission vorbehalten.

III.

Die Anträge der [REDACTED] werden im übrigen geltend gemachten Umfang abgewiesen.

IV.

Die Anträge der [REDACTED] werden im übrigen geltend gemachten Umfang abgewiesen.

Rechtsgrundlagen:

§§ 37 ff, 56 ff Allgemeines Verwaltungsverfahrensgesetz (AVG) 1991,

§§ 54, 58b, 62a Abs 1, 69b, 74 Abs 1 Z 4, Z 5 bis Z 7 Eisenbahngesetz (EisbG) 1957.

## INHALTSVERZEICHNIS

SPRUCH.....	1
BEGRÜNDUNG.....	8
Zum Gang des Verfahrens: .....	8
Die Schienen-Control Kommission hat in tatsächlicher und rechtlicher Hinsicht erwogen:	14
I. Die Schienen-Control Kommission stellt folgenden Sachverhalt fest:.....	14
1. Tarife für die Nutzung der Frequenzumformer und die Nutzung des Bahnstromnetzes .....	14
2. Kostenpositionen, die der Ermittlung der Tarife zugrunde liegen.....	17
2.1 Kostenblöcke samt Kostenposition .....	17
2.2 Zuordnung der Kostenpositionen zu den Tarifen.....	17
2.3 Tarif „Nutzung Umformung“ .....	18
2.4 Tarif „Verteilung“ .....	19
3. Differenzierung zwischen Hoch- und Niedertarif.....	20
4. Verluste .....	21
4.1 Einführung .....	21
4.2 Verlustpreis.....	22
4.3 Verluste Frequenzumformer .....	24
4.4 Netzverluste Bahnstromleitungen .....	25
4.5 Netzverluste Oberleitung .....	25
5. Anlagenkosten.....	26
5.1 Einführung .....	26
5.2 Anlagen für die Umformung und Verteilung von Bahnstrom/Abgrenzung zu sonstigen Infrastrukturanlagen .....	31
5.3 Frequenzumformer.....	32
5.4 Umrichter [REDACTED] .....	35
5.5 Bahnstromleitungen .....	35
5.6 Zentrale Leitstelle Innsbruck .....	36
5.7 Abzug aktivierte Fremdkapitalzinsen .....	38
6. Systemdienstleistungen .....	39
6.1 Einführung .....	39
6.2 Regelleistung .....	39
6.2.1 Regelleistung Frequenzumformer.....	43
6.2.2 Regelleistung Kraftwerke .....	45

6.3	Ausfallreserve Frequenzumformer.....	47
6.4	Frequenzumformerverluste durch rotierende Reserve .....	51
6.5	Blindleistung .....	51
6.6	Schwarzstartfähigkeit .....	52
6.6.1	Allgemeines .....	52
6.6.2	OPEX .....	53
6.6.3	CAPEX I.....	54
6.6.4	CAPEX II.....	56
6.7	Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer .....	56
6.8	Spannungsvorhaltung Lindau (Spullersee und Braz) .....	58
6.9	Engpassmanagement.....	61
7.	Vorgelagerte Netzkosten.....	63
7.1	Einführung .....	63
7.2	Netzkosten APG .....	63
7.3	Netzkosten ██████████ Vertrag.....	67
8.	Allgemeine Kosten.....	68
8.1	Einführung .....	68
8.2	Kosten aus Versorgungsauftrag.....	69
8.3	Kosten aus Lieferauftrag.....	70
8.4	Overhead Geschäftsbereich Bahnsysteme.....	70
8.5	Energiemanagement .....	70
8.6	ÖMAG-Zuweisung.....	71
8.7	Regulierungsmanagement.....	71
8.8	Erwartete Zusatzkosten .....	72
9.	Darstellung der Plankosten der ██████████ .....	72
10.	Darstellung der Kosten 2020 – Korrektur .....	75
II.	Diese Feststellungen beruhen auf folgender Beweiswürdigung .....	77
1.	Allgemein.....	77
2.	Verluste .....	78
3.	Anlagenkosten.....	79
4.	Systemdienstleistungen .....	80
5.	Vorgelagerte Netzkosten.....	81
6.	Allgemeine Kosten.....	82
	Rechtlich folgt:.....	83

III.	Zur Zuständigkeit der Schienen-Control Kommission:.....	83
IV.	Zu den weiteren rechtlichen Erwägungen: .....	84
1.	Verweise und Begründungspflicht .....	84
2.	Kostenmaßstab und Kostenzurechnung .....	85
2.1	Kostenmaßstab .....	85
2.2	Kostenzurechnungsmaßstab .....	85
2.3	Qualifikation des Bahnstromnetzes als Eisenbahnanlage und Umfang der dem Bahnstromnetzbetrieb zurechenbaren Leistungen .....	89
2.4	Kostenermittlung als Grundlage der Entgeltbestimmung.....	92
2.4.1	Allgemeines .....	92
2.4.2	Veröffentlichungspflicht und zeitlicher Vorlauf .....	93
2.4.3	Basis der Kostenermittlung .....	93
2.4.4	Prognoseentscheidung und Verursachungsgerechtigkeit.....	94
3.	Regulatorisches Kostenrechnungssystem .....	95
4.	WACC.....	96
4.1	Ausgangslage .....	96
4.2	Allgemeine Bewertung .....	99
4.3	Kapitalstruktur .....	99
4.4	Risikoloser Zinssatz .....	100
4.5	Fremdkapitalkosten .....	100
4.5.1	Allgemeines .....	100
4.5.2	Restlaufzeit .....	102
4.5.3	Durchschnittsbildung.....	103
4.6	Marktrisikoprämie .....	103
4.7	Beta .....	104
4.8	Stichtag .....	106
4.9	§ 69b Abs 2 EisbG .....	107
5.	Zum Vorbringen der [REDACTED] .....	108
5.1	Abspruch über die offenen Anträge in Spruchpunkt III.....	108
5.2	Ermittlungsstand und Verfahrensführung.....	109
5.2.1	Vorbringen der [REDACTED] zu Ermittlungsstand und der Verfahrensführung.....	109
5.2.2	Ermittlungsbefugnisse der Schienen-Control Kommission .....	109

5.2.3	Kostennachweis iS der von der Schienen-Control Kommission vertretenen Grundsätze der Kostenwahrheit, Kostenorientierung und Verursachungsgerechtigkeit.....	110
5.2.4	Sachverständigenbestellung.....	111
5.2.5	Amtshilfe.....	112
5.3	Zum Vorbringen der Nicht-Berücksichtigung von (Bundes-)Zuschüssen.....	112
5.4	Berücksichtigung und Abgeltung von Rekuperationsenergie in den verfahrensgegenständlichen Tarifen .....	113
6.	Zum Vorbringen der [REDACTED].....	114
6.1	Allgemeines .....	114
6.2	Abspruch über die offenen Anträge in Spruchpunkt IV .....	114
	RECHTSMITTELBELEHRUNG .....	116

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	
Abbildung 1: Tarifmodell nach Kostenblöcken.....	17
Abbildung 2: Kostenposition je Tarif .....	18
Abbildung 3: Tarifzeiten 2020 .....	20
Abbildung 4: Tarifzeiten samt Tarifen 2020.....	21
Abbildung 5: Verluste .....	22
Abbildung 6: Verlustkostenberechnung [REDACTED] .....	23
Abbildung 7: WACC-Ermittlung [REDACTED] .....	27
Abbildung 8: Werte WACC Ermittlung [REDACTED] ([REDACTED]) ...	28
Abbildung 9: WACC-Korrektur Auswirkungen .....	31
Abbildung 10: [REDACTED] Bahnstromsystem.....	32
Abbildung 11: Anlagekosten Frequenzumformer .....	34
Abbildung 12: Regelleistungsschwankung 2008 .....	40
Abbildung 13: Aufteilung Regelleistung 2008 .....	41
Abbildung 14: Auszug aus dem (Muster-)Durchleitungsvertrag der [REDACTED] ....	43
Abbildung 15: Regelleistung Frequenzumformer .....	44
Abbildung 16: Übersicht Kraftwerke und Umformer .....	48
Abbildung 17: Installierte Leistung Umformer.....	49
Abbildung 18: Anlagenkosten Frequenzumformer .....	50
Abbildung 19: Leistungsübersicht .....	57
Abbildung 20: Spannungsversorgung Lindau .....	59
Abbildung 21: Übersicht Netzengpässe .....	62
Abbildung 22: Verteilung vorgelagerte Netzkosten APG .....	66
Abbildung 23:Überblick Kosten [REDACTED] .....	73
Abbildung 24: Tarife [REDACTED] .....	74
Abbildung 25: Überblick Kosten 2020 – Korrektur durch die Schienen-Control Kommission.	75
Abbildung 26: Tarife 2020 – Korrektur durch die Schienen-Control Kommission.....	76

## BEGRÜNDUNG

### Zum Gang des Verfahrens:

Mit Schreiben vom 20.03.2020 setzte die Schienen-Control Kommission die [REDACTED] in Kenntnis, dass für das Jahr 2020 von Amts wegen ein Verfahren (GZ: SCK-20-004) zur Prüfung der Bedingungen für den Zugang zum Bahnstromnetz 2020 gemäß den Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2020 eingeleitet wurde.

Die Schienen-Control Kommission teilte der [REDACTED] mit dem Schreiben vom 20.03.2020 zudem mit, dass sie im gegenständlichen Verfahren davon ausgehe, dass bei der Ermittlung der Tarife für Umformung und Verteilung das 2019 zugrundegelegte Zugangsmodell und die dazugehörigen Berechnungsmethoden sowie deren Beurteilung in ihrer grundlegenden Systematik jenen des Jahres 2019 entsprechen. Im Schreiben wurde die [REDACTED] zudem um 1) Erläuterung wie sich die in den Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2020 veröffentlichten Netzentgelttarife für Umformung und Verteilung zusammensetzen, insbesondere unter Beachtung der folgenden Grundsätze: Ermittlung der zugrundeliegenden Kostenpositionen; Darlegung der Berechnung der Weighted Average Cost of Capital (in der Folge „WACC“); Begründung des Anstiegs der Umformerbezugsmenge 2020; Erläuterung abweichender, in der Kalkulation für 2019 nicht vorkommender, Kostenpositionen; sowie 2) um Erläuterung der Ermittlung des Tarifs Versorger-Rückfallebene.

Mit Schreiben vom 05.06.2020 nahm die [REDACTED] (8 Beilagen) zur Aufforderung der Schienen-Control Kommission vom 20.03.2020 Stellung. Die [REDACTED] führte zur Berechnungsmethode aus, erläuterte die Zusammensetzung der Netzentgelte, sowie nahm zum Tarif Versorger-Rückfallebene Stellung. Zudem übermittelte die [REDACTED] Durchleitungsverträge.

Mit Bescheid vom 22.06.2020 wurde Prof. Richard Stehle, Ph.D. als nichtamtlicher Sachverständiger bestellt. Er wurde beauftragt Befund und Gutachten zu folgendem Sachverhalt zu erstellen: Die Entgeltermittlung der Bahnstromtarife erfolgt durch die Infrastrukturbetreiberin [REDACTED] und beinhaltet unter anderem einen WACC Anteil. Die Bestimmung der zugrundeliegenden Parameter und die angemessene Höhe des WACC soll mittels Gutachten für die Jahre 2019 und 2020 festgestellt werden. Hierzu sind folgende Fragen im Detail zu beantworten:

1. Welche Basisparameter (Peer Group, Kapitalstruktur, Beta, risikoloser Zinssatz, etc) sind anzuwenden und weshalb sind diese Parameter geeignet um das österreichische System Bahn adäquat abzubilden?
2. Wie werden die vorliegenden Gutachten des Infrastrukturbetreibers bzw des Eisenbahnverkehrsunternehmens in diesem Zusammenhang eingeschätzt?
3. Welche Systematik kann für die Jahre 2019 und 2020, aber auch für darauffolgende Jahre angewendet werden, um einen gerechten WACC zu ermitteln.

4. Wie hoch ist der WACC für die Jahre 2019 und 2020, wenn dieser mit der zuvor festgelegten Systematik ermittelt wird?

Dr. Robert Streller hat als Vorsitzender der Schienen-Control Kommission in der 164. Sitzung der Schienen-Control Kommission am 30.06.2020 Prof. Richard Stehle, Ph.D. als nichtamtlichen Sachverständigen per Videokonferenzschaltung beeidigt.

Am 07.07.2020 fand eine Akteneinsicht der [REDACTED] mit Übermittlung von Aktenbestandteilen statt.

Im Schreiben vom 03.08.2020 forderte die Schienen-Control Kommission die [REDACTED] um Beantwortung der Fragen zu den aktivierten Fremdkapitalzinsen, CAPEX II, dem Netzverlustpreis, den Netzrechnung APG, der Regelleistung, der anteiligen Kosten Energiemanagement, dem Overhead Geschäftsbereich, der ÖMAG Zuweisung, sowie dem Umformerbezug auf.

Am 11.08.2020 fand die Akteneinsicht der [REDACTED] statt. Im Rahmen dieser erfolgte die Übermittlung von Aktenbestandteilen.

Mit Schreiben vom 26.08.2020 verständigte die Schienen-Control Kommission die übrigen am Verfahren beteiligten Parteien von der Einleitung des Wettbewerbsüberwachungsverfahrens unter Bekanntgabe des Zeitpunkts, zu dem die Parteien voraussichtlich mit einem vorläufigen Ermittlungsergebnis rechnen konnten und setzte die Parteien zusätzlich ausdrücklich von der Möglichkeit der Akteneinsicht in Kenntnis. Zudem wurden die Parteien zu einer Äußerung bis zum 13.10.2020 aufgefordert.

Die [REDACTED] beantragte elektronische Akteneinsicht per E-Mail vom 09.09.2020, dieser wurde am 05.10.2020 durch elektronische Übersendung aller im Akt enthaltenen Dokumente entsprochen.

Die [REDACTED] nahm mit Schreiben (12 Beilagen) vom 22.09.2020 zu den Fragen der Schienen-Control Kommission vom 03.08.2020 Stellung. Die [REDACTED] nahm zu den Fragen betreffend die aktivierte Fremdkapitalzinsen, CAPEX II, Netzverlustpreis, Netzrechnungen APG, Regelleistung, Anteilige Kosten Energiemanagement, Overhead Geschäftsbereich, ÖMAG Zuweisung und dem Umformerbezug Stellung.

Am 28.09.2020 fand die Akteneinsicht der [REDACTED] statt. Die elektronische Übermittlung der relevanten Dokumente erfolgte am 28.09.2020.

Am 05.10.2020 erfolgte die Übermittlung sämtlicher Aktenbestandteile aus dem Verfahren seit der Akteneinsicht am 07.07.2020 an die [REDACTED] auf Antrag vom 28.09.2020.

Die [REDACTED] nahm mit 13.10.2020 zum Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 26.08.2020 Stellung und beantragte eine Fristerstreckung bis zum 25.11.2020. Zudem beantragte die [REDACTED] die Übermittlung des Gutachtens zur Ermittlung des WACC von Prof. Stehle. Weiters legte die [REDACTED] ihre bereits am 31.07.2020 im Verfahren GZ: SCK-20-009 eingebrachte Stellungnahme samt einer Beilage noch einmal vor und erhob sämtliches

Vorbringen und Anträge dieser Stellungnahme auch zum Vorbringen in gegenständlichem Verfahren. Zudem brachte die [REDACTED] sämtliche Stellungnahmen und Gutachten aus dem Bahnstromverfahren 2018 (GZ: SCK-18-004) noch einmal hinsichtlich dem hier gegenständlichen Verfahren vor. Dabei handelt es sich um die Stellungnahmen der [REDACTED] vom 25.07.2018, vom 13.09.2018 und vom 22.10.2018. Die [REDACTED] hatte sämtliche dieser Stellungnahmen und Gutachten bereits im Einbringungszeitpunkt auch unter Bezugnahme auf das Verfahren zu GZ: SCK-18-005 eingebracht. Die [REDACTED] erhebt sämtliches Vorbringen aus den vorgelegten Stellungnahmen und Gutachten, sofern dieses die Subsumtion des Bahnstromnetzes, die Anwendung des Kostenmaßstabes, den Ermittlungs- und Prüfungsmaßstab der Schienen-Control Kommission und das Erfordernis der Vorlage umfassender Kostenunterlagen durch die [REDACTED] in Bezug auf sämtliche Kostenpositionen sowie deren sachverständige Überprüfung durch zu bestellende (Amts)Sachverständige betrifft, auch zum Vorbringen in dem hier gegenständlichen Verfahren.

Die [REDACTED] brachte im Schreiben vom 13.10.2020 zudem vor, dass sie in Bezug auf die Stellungnahme der [REDACTED] vom 05.06.2020 und die dazugehörigen Beilagen im Verfahren SCK-20-004 bis dato keine Aktenkenntnis hätte. Am 07.07.2020 war jedoch eine elektronische Übermittlung sämtlicher Aktenbestandteile erfolgt bzw wurde das Dokument Master 2020.pdf wurde in den Räumlichkeiten der Schienen-Control Gesellschaft entgegen genommen.

Am 20.10.2020 erfolgte die Übermittlung sämtlicher Aktenbestandteile aus dem Verfahren SCK-20-004 seit der Akteneinsicht am 07.07.2020 an die [REDACTED]

Dem Fristerstreckungsantrag der [REDACTED] wurde mit Schreiben vom 21.10.2020 (neue Frist 25.11.2020) entsprochen.

Mit Schreiben vom 22.10.2020 wurden die am Verfahren beteiligten Parteien davon verständigt, dass das Gutachten von Prof. Richard Stehle, Ph.D. der Schienen-Control Kommission vorliegt und diese eine mündliche Verhandlung am 30.11.2020 anberaumt. Hierzu wurden die Parteien ersucht bis zum 23.11.2020 bekanntzugeben, ob und gegebenenfalls zu welchen Fragen eine Gutachtensergänzung gewünscht wird, sowie eine allfällige schriftliche Stellungnahme abzugeben.

Die [REDACTED] erstattete am 23.10.2020 ein ergänzendes Vorbringen und Urkundenvorlage. Die [REDACTED] bringt ergänzend zu den Themen aktivierte Fremdkapitalzinsen, Capex II, dem Netzverlustpreis, den anteiligen Kosten Energiemanagement, dem Overhead Geschäftsbereich vor. Die [REDACTED] stellt den Antrag sämtliche Beilagen Beilage ./1 bis Beilage ./7 mit Ausnahme der Beilage ./6 von der Akteneinsicht auszunehmen. Die Schienen Control-Kommission gab dem Antrag insofern statt, die Beilagen ./5 und ./7 von der Akteneinsicht auszunehmen, in den Beilagen ./1 bis ./4 (Organigramme) die Namen der [REDACTED] Mitarbeiter als vertraulich zu markieren. Die [REDACTED] rügte in ihrer Stellungnahme vom 11.03.2021 gegenständlichen Beschluss der Schienen-Control Kommission über die Ausnahme der Beilage ./5 von der Akteneinsicht und beantragte, die erneute Entscheidung der

Schienen-Control Kommission über die vollständige Ausnahme von Beilage ./5 von der Akteneinsicht. Die Schienen-Control Kommission informierte die [REDACTED] mit Schreiben vom 06.04.2021 über ihren Beschluss die Beilage ./5 weiter von der Akteneinsicht auszunehmen, da diese keine Informationen enthält, die für die Bescheidbegründung notwendig sind.

Die [REDACTED] ersuchte am 09.11.2020 um Übermittlung des Gutachtens von Prof. Richard Stehle, Ph.D., der entsprochen wurde.

Zum übermittelten Gutachten Prof. Stehle bzw in Vorbereitung der mündlichen Verhandlung nahmen die Parteien [REDACTED] und die [REDACTED] Stellung bzw legten Gutachten vor:

Die [REDACTED] brachte am 20.11.2020 ihre Stellungnahme zum WACC sowie das Gutachten der [REDACTED] Kapitalkosten des Österreichischen Bahnstromnetzes – Kritische Würdigung des Gutachtens von Stehle, Bazhutov und Betzer (im Auftrag der [REDACTED] vom 19.11.2020 ein.

Die [REDACTED] brachte am 23.11.2020 ihre Stellungnahme zum WACC ein und legte das Gutachten [REDACTED] Stellungnahme zum Gutachten Stehle, Bazhutov und Betzer (2020) zur Ermittlung der angemessenen Höhe des WACC für das österreichische Bahnstromnetz vom 23.11.2020 vor.

Mit ihrer Stellungnahme vom 25.11.2020 nahm die [REDACTED] mit ihrem allgemeines Vorbringen zum Ermittlungsstand und der Verfahrensführung durch die Behörde, der Nicht-Berücksichtigung von Bundeszuschüssen, sowie zu den einzelnen Kostenpositionen in Beantwortung der Fragen im Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 03.08.2020; sowie der Quantifizierung der Kosten des Bahnstromnetzes 2019, und sonstigen Verfahrensthemen, der Berücksichtigung und Abgeltung von Rekuperationsenergie in den verfahrensgegenständlichen Tarifen, Stellung. Die [REDACTED] legte mit ihrer Stellungnahme das Gutachten [REDACTED] Gutachten zu der von der [REDACTED] vorgelegten Kalkulation der Kosten des Bahnstromnetzes 2019 vom 25.11.2020 vor.

Am 30.11.2020 fand die Verhandlung mit dem Gegenstand der Erörterung des Gutachtens Prof. Stehle als Videokonferenz gemäß § 3 COVID-19-VwBG statt.

Mit Übermittlung des Protokolls der mündlichen Verhandlung wurde den Parteien mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 02.12.2020 die Möglichkeit einer Stellungnahme zu den von der [REDACTED] bzw [REDACTED] vorgelegten Gutachten bzw der Verhandlung betreffend dem WACC binnen zehn Tagen ab Zustellung des Verhandlungsprotokolls eingeräumt.

Eingebracht wurde am 14.12.2020 die Stellungnahme der [REDACTED] zum WACC sowie ein Gutachten der [REDACTED] Kapitalkosten des österreichischen Bahnstromnetzes – Stellungnahme zur mündlichen Erörterung (im Auftrag der [REDACTED] vom 14.12.2020.

Die [REDACTED] brachte zudem am 14.12.2020 eine Stellungnahme zum Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 30.11.2020, zugestellt am 3.12.2020, zu Fragen zur Kalkulation des Verlustpreises für die Bahnstromtarife 2019 und 2020 bzw. übermittelte die entsprechenden Nachweise. Die [REDACTED] stellte den Antrag sämtliche Beilagen von der Akteneinsicht und dem Parteiengehör auszunehmen. Die Schienen-Control Kommission informierte mit Schreiben vom 12.03.2021 die [REDACTED] und die [REDACTED] über den Beschluss, in Beilage ./1 sowie in beiden Beilagen ./2 jene Daten, die zu einer Schädigung berechtigter Interessen der [REDACTED] führen könnten, als vertraulich zu markieren, sowie die Beilage ./3 nicht von der Akteneinsicht auszunehmen.

Die [REDACTED] beantragte eine Fristerstreckung der im Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 02.12.2020 gesetzten zehntägigen Frist, der am 10.12.2020 stattgegeben wurde und brachte am 21.12.2020 eine Stellungnahme sowie ein Gutachten von [REDACTED] Gutachten zu der von der [REDACTED] vorgelegten Kalkulation der Kosten des Bahnstromnetzes 2020 vom 21.12.2020, sowie ein Gutachten von [REDACTED] Stellungnahme zur Höhe des nach der Methode Stehle, Bazhutov, und Betzer (2020) für die Jahre 2019 und 2020 ermittelten WACC für das österreichische Bahnstromnetz unter Verwendung alternativer Parameter vom 21.12.2020 ein.

Der [REDACTED] wurde mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 10.12.2020 die Möglichkeit eingeräumt, bis zum 23.12.2020 zu den Stellungnahmen der [REDACTED] vom 13.10.2020 und 25.11.2020 Stellung zu nehmen. In ihrer Stellungnahme vom 23.12.2020 führt die [REDACTED] zu Prüfungsmaßstab und Prüfungstiefe, der Sachverständigenbestellung, zur Berücksichtigung von Bundeszuschüssen, zum Netzverlustpreis, zur Berücksichtigung und Abgeltung von Rekuperationsenergie, sowie zum WACC aus. In ihrer Stellungnahme vom 23.12.2020 erhebt die [REDACTED] zudem ihr Vorbringen aus dem Verfahren zu GZ: SCK-18-004 zum Vorbringen in den gegenständlichen Verfahren und legt hiermit ihre Stellungnahme vom 21.09.2018 sowie die Stellungnahme vom 22.10.2018 samt Beilage vor.

Die [REDACTED] brachte am 18.02.2021 eine Stellungnahme ein und legte das Gutachten [REDACTED] Kurzgutachten zur Ermittlung des angemessenen Gewinnes gemäß § 69b Abs 2 EisbG, vor.

In ihrer Stellungnahme vom 11.03.2021 beantragte die [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] Fristerstreckung zur Stellungnahme zum Gutachten [REDACTED] der [REDACTED] vom 18.02.2021 und stellte den Anträge – wie bereits oben ausgeführt (Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 12.03.2021, sowie vom 06.04.2021) – die Schienen-Control Kommission möge nochmalig über die vollständige Ausnahme von Beilage ./5 der Stellungnahme der [REDACTED] vom 23.10.2020 von der Akteneinsicht entscheiden, sowie die Schienen-Control Kommission möge der [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] den ausstehenden Beschluss über den Antrag der [REDACTED] vom 14.12.2020 über die Ausnahme der Beilagen von der Akteneinsicht zur Kenntnis bringen. Dem Fristerstreckungsantrag der [REDACTED] wurde mit Schreiben vom 15.03.2021 (neue Frist 13.04.2021) entsprochen.

Bezugnehmend auf die mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 12.03.2021 übermittelten Beilagen sowie beziehend auf das Schreiben der SCK vom 15.03.2021 und das Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 06.04.2021 brachte die [REDACTED] am 13.04.2021 ihre Stellungnahme ein.

## Die Schienen-Control Kommission hat in tatsächlicher und rechtlicher Hinsicht erwogen:

### I. Die Schienen-Control Kommission stellt folgenden Sachverhalt fest:

#### 1. Tarife für die Nutzung der Frequenzumformer und die Nutzung des Bahnstromnetzes

Die [REDACTED] hat unter Punkt 3. des Anhangs „Infrastruktur/Durchleitung“ zu ihren Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2020 (SNNB 2020) nachfolgende Tarife für die Umformung und Verteilung von Bahnstrom samt Beschreibung veröffentlicht:

#### 3. Netzentgelte 2020

Das ab dem 01. Jänner 2016 geltende **Preismodell für die Netzentgelte** differenziert zwischen dem Tarif für die Nutzung der Frequenzumformer („Tarif Nutzung Umformung“) und einem Tarif für die Nutzung des Bahnsystems („Tarif Verteilung“):

##### a) Tarif Nutzung Umformung 16,7 Hz-Bahnstrom

<b>Variable Kosten: Frequenzumformerverluste, vorgelagerte Netzkosten, ÖMAG- Zuweisung</b>	
<b>HT 7,81 €/MWh</b>	<b>NT 6,51 €/MWh</b>

Gilt für die Bezugsmenge eines Eisenbahnverkehrsunternehmens über die Frequenzumformer; die [REDACTED] bezieht für 2020 voraussichtlich 46,22% der Bezugsmenge über die Frequenzumformer.

##### b) Tarif Verteilung 16,7 Hz-Bahnstrom

<b>Solidarisierte Kosten: Fixen Anlagekosten, Verluste, Regelleistung, ZLI, etc.</b>	
<b>HT 38,30 €/MWh</b>	<b>NT 31,92 €/MWh</b>

Gilt für die gesamte Bezugsmenge eines Eisenbahnverkehrsunternehmens.

Dem Durchleitungsmodell 2020 liegt die Annahme zugrunde, dass 53,78 % des prognostizierten 16,7 Hz-Stromverbrauchs für das Jahr 2020 über acht 16,7 Hz-Wasserkraftwerke der [REDACTED] und über drei Partner-Kraftwerke zur Verfügung gestellt werden. Der restliche Strombedarf (laut Durchleitungsmodell 2020 voraussichtlich 46,22 %) wird durch Zukäufe aus dem öffentlichen Netz gedeckt und – da der Strom aus dem öffentlichen Netz eine Frequenz von 50 Hz aufweist – über die Frequenzumformer<sup>1</sup> der [REDACTED] in 16,7 Hz-Bahnstrom umgewandelt.

Die [REDACTED] ist Eisenbahninfrastrukturunternehmen im Sinne des § 1a EisbG. Bis zum Inkrafttreten der Novelle BGBl I 137/2015 war sie Zuweisungsstelle im Sinne des § 62 Abs 1 EisbG idF BGBl I 38/2004.

<sup>1</sup> Unter den Oberbegriff (Frequenz-)Umformer werden sowohl (Frequenz-)Umformer als auch (Frequenz-)Umrichter subsumiert, es sei denn die (Frequenz-)Umrichter werden ausdrücklich ausgeschlossen.

Seit Inkrafttreten der Novelle BGBl I 137/2015 am 27.11.2015 ist sie Zuweisungsstelle im Sinne des § 62 Abs 1 Z 1 EisbG idF BGBl I 137/2015. Sie ist weiters Betreiberin von Serviceeinrichtungen im Sinne des § 62a Abs 1 EisbG idF BGBl I 137/2015.

Die [REDACTED] bietet Eisenbahnverkehrsunternehmen die bescheidgegenständliche Leistung der Umformung und Verteilung<sup>2</sup> von Bahnstrom gemäß den in dem Anhang „Infrastruktur/Durchleitung“ zu den Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2020 veröffentlichten Konditionen an und ist somit im Hinblick auf diese Leistungen Betreiberin einer Serviceeinrichtung (Bahnstromnetzbetreiberin).

Diese Leistung wird nur von der [REDACTED] angeboten. Bei der Leistung der Umformung und Verteilung von Bahnstrom handelt es sich um eine „Zusatzleistung“ iSd § 58b Abs 2 EisbG, die die [REDACTED] als Betreiberin von Serviceeinrichtungen erbringt.

Darüber hinaus stellt die [REDACTED] Eisenbahnverkehrsunternehmen Fahrstrom zur Verfügung und ist somit diesbezüglich ebenfalls Betreiberin einer Serviceeinrichtung (Energilieferantin).

---

<sup>2</sup> Bei Inanspruchnahme der Leistung der Umformung kommt der Tarif „Nutzung Umformung“ zur Anwendung, während bei Inanspruchnahme der Leistung der Verteilung der Tarif „Verteilung“ zur Anwendung gelangt (Details hierzu siehe unten). Unter den Oberbegriff Durchleitung fällt die Inanspruchnahme beider Leistungen.

## Beschreibung Netzentgelte 2020

### zu a): Tarif Nutzung Umformung 16,7 Hz-Bahnstrom

Folgende, variable Kostenpositionen fließen in diesen Tarif ein

- Verluste der Frequenzumformer, abzüglich anteilig der Aufbringung der Regelleistung
- Netzkosten des vorgelagerten 50 Hertz-Übertragungsnetzes, abzüglich der fixen Kostenkomponenten (Leistungspreis)
- Mehrkosten aus der ÖMAG-Zuweisung

### zu b): Tarif Verteilung 16,7 Hz-Bahnstrom

Folgende Positionen bilden die Grundlage für Festlegung des Netzentgeltes:

- Frequenzumformer (Umformer- und Umrichterwerke)
- Bahnstromleitungen
- Energieverluste, bestehend aus
  - Frequenzumformerverluste (Wirkbezug)
  - Frequenzumformerverluste durch rotierende Reserve
  - Bahnstromleitungsverluste, Trafoverluste im Umspannwerk (Unterwerk)
  - Oberleitungsverluste
- Netzkosten des vorgelagerten 50 Hertz-Übertragungsnetzes (fixe Kostenkomponenten)
- Netzkosten „[REDACTED]“
- Anteilige Kosten für die Zentrale Leitstelle Innsbruck
- Anteilige Kosten des Geschäftsbereiches Bahnsysteme (Overhead, Energiemanagement)
- Blindleistungsvorhaltung
- Erwartete Zusatzkosten (Absatzschwankungen und sonstige Unsicherheiten)
- Kosten für Regulierungsmanagement
- Kosten für Schwarzstartfähigkeit
- Bereitstellung der Systemdienstleistungen, bestehend aus
  - Anteil Frequenzumformer für Ausfallsicherheit
  - Anteil Kraftwerkseinsatz für die Regelleistung
  - Anteil Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer
  - Anteil Kraftwerkseinsatz für Spannungsvorhaltung Lindau
  - Anteil Kraftwerkseinsatz für Engpassmanagement
- Kosten aus dem Versorgungsauftrag und aus dem Lieferauftrag

Die [REDACTED] unterscheidet in ihrem Durchleitungsmodell 2020 danach, ob ein Eisenbahnverkehrsunternehmen seinen Strom über einen Drittlieferanten oder über die [REDACTED] bezieht.

Im ersten Fall kommen beide Tarifkomponenten – sowohl der Tarif „Verteilung“<sup>3</sup> als auch der Tarif „Nutzung Umformung“<sup>4</sup> – für die gesamte Bezugsmenge zur Anwendung, während im zweiten Fall der Tarif „Verteilung“ für die gesamte Bezugsmenge und der Tarif „Nutzung Umformung“ nur für die Bezugsmenge eines Eisenbahnverkehrsunternehmens über die Frequenzumformer verrechnet wird.

<sup>3</sup> Die verwendete Kurzform Tarif „Verteilung“ steht für den Tarif Verteilung 16,7 Hz-Bahnstrom der [REDACTED]

<sup>4</sup> Die verwendete Kurzform Tarif „Nutzung Umformung“ steht für den Tarif Nutzung Umformung 16,7 Hz-Bahnstrom der [REDACTED]

## 2. Kostenpositionen, die der Ermittlung der Tarife zugrunde liegen

### 2.1 Kostenblöcke samt Kostenposition

Nachfolgende fünf Kostenblöcke („Anlagenkosten“, „Verluste“, „Systemdienstleistungen“, „Vorgelagerte Netzkosten“, „Allgemeine Kosten“) samt zugehörigen Kostenpositionen liegen der Tarifiermittlung des Tarifs „Verteilung“ sowie des Tarifs „Nutzung Umformung“ durch die [REDACTED] zugrunde.

## Kostenblöcke samt Kostenpositionen

Anlagenkosten	Verluste	Systemdienstleistungen	Vorgelagerte Netzkosten	Allgemeine Kosten
Frequenzumformer	Netzverluste Oberleitung	Regelleistung Frequenzumformer	Netzkosten APG	Overhead GB
Umrichter [REDACTED]	Netzverluste Bahnstromleitung	Regelleistung Kraftwerke	Netzkosten [REDACTED]	Energiemanagement
Bahnstromleitungen	Verluste Frequenzumformer	Ausfallreserve Frequenzumformer		Kosten aus Versorgungsauftrag
Zentrale Leitstelle Innsbruck		FU-Verluste durch rotierende Reserve		Regulierungsmanagement
Abzug aktivierte Fremdkapitalzinsen		Blindleistung		Erwartete Zusatzkosten
		Schwarzstartfähigkeit		
		KW-Reserve für Revisionen Frequenzumformer		
		Spannungsvorhaltung Lindau		
		Engpassmanagement		

**Abbildung 1: Tarifmodell nach Kostenblöcken**

In den vergangenen Jahren wurden auch Kosten aus Lieferauftrag und Kosten auf Grund der ÖMAG Zuweisung geltend gemacht. Beide Positionen wurden von der [REDACTED] im Jahr 2020 mit EUR [REDACTED] angesetzt, zum einen, weil das Modell zu den Kosten aus Lieferauftrag ausgelaufen ist, zum anderen, weil die ÖMAG Zuweisung im Jahr 2020 der Planung zufolge keine zusätzlichen Kosten verursacht. Daher wurden diese beiden Positionen in Abbildung 1 nicht angeführt.

### 2.2 Zuordnung der Kostenpositionen zu den Tarifen

Bei den in der nachstehenden Kostenübersicht grün hinterlegten Feldern handelt es sich um jene Kostenpositionen, die dem Tarif „Nutzung Umformung“ anteilig (im Hinblick auf die Kostenposition „Netzkosten APG“) bzw vollständig (im Hinblick auf die Kostenposition

„Verluste Frequenzumformer“) zuzuordnen sind, während die blau hinterlegten Kostenpositionen dem Tarif „Verteilung“ zugerechnet werden.

## Kostenpositionen der Tarife Umformung und Verteilung von Bahnstrom

Anlagenkosten	Verluste	Systemdienstleistungen	Vorgelagerte Netzkosten	Allgemeine Kosten
Frequenzumformer	Netzverluste Oberleitung	Regelleistung Frequenzumformer	Netzkosten APG	Overhead GB
Umrichter	Netzverluste Bahnstromleitung	Regelleistung Kraftwerke	Netzkosten	Energiemanagement
Bahnstromleitungen	Verluste Frequenzumformer	Ausfallreserve Frequenzumformer		Kosten aus Versorgungsauftrag
Zentrale Leitstelle Innsbruck		FU-Verluste durch rotierende Reserve		Regulierungsmanagement
Abzug aktivierte Fremdkapitalzinsen		Blindleistung		Erwartete Zusatzkosten
		Schwarzstartfähigkeit		
		KW-Reserve für Revisionen Frequenzumformer		
		Spannungsvorhaltung Lindau		
		Engpassmanagement		

Abbildung 2: Kostenposition je Tarif

### 2.3 Tarif „Nutzung Umformung“

Der Tarif „Nutzung Umformung“ beläuft sich im Hochtarif auf EUR 7,81 je – über die Frequenzumformer aus dem 50 Hz-Netz bezogenen – MWh und im Niedertarif auf EUR 6,51 je – über die Frequenzumformer aus dem 50 Hz-Netz bezogenen – MWh.

Dem Tarif „Nutzung Umformung“ liegt die Annahme zugrunde, dass im Jahr 2020            MWh an Strom über die Frequenzumformer bezogen werden. Unter Berücksichtigung der geplanten Drittbezugsmengen entspricht dies 46,22 % der Gesamtbezugsmenge (siehe Punkt 1).

Nachfolgende zwei Kostenpositionen samt zugehöriger Plankosten für das Jahr 2020 liegen der Ermittlung des Tarifs „Nutzung Umformung“ zugrunde:

Kostenpositionen	Plankosten 2020 in EUR
Verluste Frequenzumformer	██████████
(anteilige) Netzkosten APG	██████████
<b>GESAMT</b>	██████████

#### 2.4 Tarif „Verteilung“

Der Tarif „Verteilung“ beläuft sich im Hochtarif auf EUR 38,30 je MWh und im Niedertarif auf EUR 31,92 je MWh. Dem Tarif „Verteilung“ liegt die Annahme zugrunde, dass die Eisenbahnverkehrsunternehmen ab Oberleitung eine Planmenge von ██████████ MWh (Brutto-Bahnstromentnahme) verbrauchen.

Nachfolgende Kostenpositionen samt zugehöriger Plankosten der ██████████ für das Jahr 2020 liegen der Ermittlung des Tarifs „Verteilung“ zugrunde:

Kostenpositionen	Plankosten 2020 in EUR
Frequenzumformer (ohne Umrichterwerk ██████████)	██████████
Umrichterwerk ██████████	
Bahnstromleitungen	
Netzverluste Oberleitung	
Netzverluste Bahnstromleitungen	
(anteilige) Netzkosten APG	
Netzkosten ██████████ Vertrag	
Zentrale Leitstelle Innsbruck	
Overhead Geschäftsbereich	
(anteilige) Kosten Energiemanagement	
Blindleistungsvorhaltung	
Kosten Schwarzstartfähigkeit	
Kosten Regulierungsmanagement	
Kosten aus Versorgungsauftrag	
Kosten aus Lieferauftrag	
Erwartete Zusatzkosten	
Abzugsposition aktivierte Fremdkapitalzinsen	
Regelleistung Frequenzumformer	
Frequenzumformerverluste durch rotierende Reserve	
Regelleistung Kraftwerke	
Ausfallreserve Frequenzumformer	
KW-Reserve für Revisionen FU	
Spannungsvorhaltung Lindau	

### 3. Differenzierung zwischen Hoch- und Niedertarif

Das Tarifierungsmodell der [REDACTED] sieht innerhalb des Tarifs „Nutzung Umformung“ als auch des Tarifs „Verteilung“ von Montag bis Sonntag eine Differenzierung zwischen Hochtarif (HT: 06:00 – 22:00 Uhr) und Niedertarif (NT: 22:00 – 06:00 Uhr) vor.

# Tarifzeiten

Zeitfenster von Montag bis Sonntag

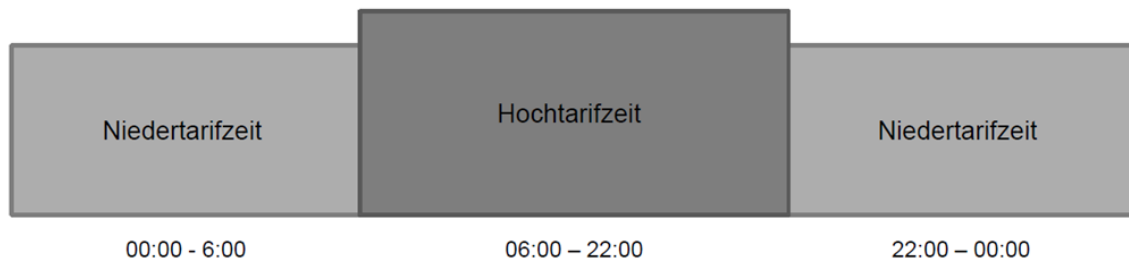
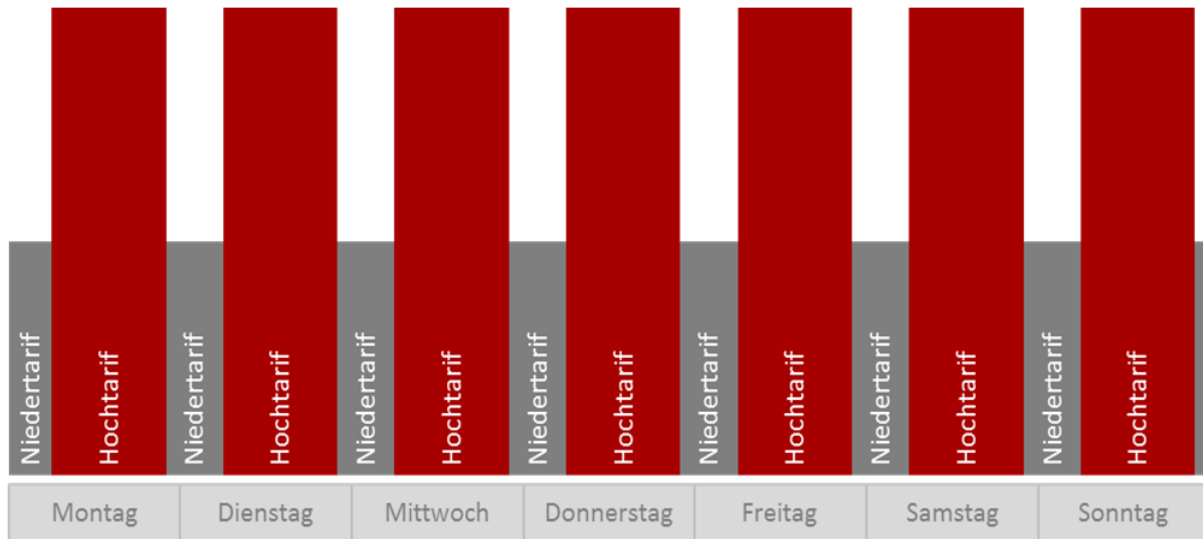


Abbildung 3: Tarifzeiten 2020

Der Preisunterschied zwischen dem während der Hochtarifzeit zur Anwendung kommenden Tarif gegenüber jenem, der während der Niedertarifzeit zur Anwendung kommt, beläuft sich auf 20 %.

# Tarifzeiten



Tarife 2020 in EUR/MWh		
	Durchleitung	Umformung
<b>Hochtarif</b> Mo – So 06:00 – 22:00	<b>38,30</b>	<b>7,81</b>
Niedertarif Mo – So 22:00 – 06:00	31,92	6,51

Abbildung 4: Tarifzeiten samt Tarifen 2020

Der Tarifiedifferenzierung liegt der Umstand zugrunde, dass die Verluste im Bahnstromnetz sowie die Kosten für den zum Zweck der Stabilisierung des Netzes erforderlichen Einsatz von Frequenzumformern und -umrichtern in den Spitzenlastzeiten ansteigen.

## 4. Verluste

### 4.1 Einführung

Bei der Frequenzumformung, der Energieübertragung sowie der Energieverteilung entstehen aufgrund von elektrischen Widerständen (Strom-)Verluste. Die [REDACTED] sorgt für den Ausgleich der in ihrem Netz auftretenden Stromverluste. Die daraus entstehenden Kosten werden solidarisch unter den Netznutzern über den Tarif „Verteilung“ aufgeteilt.

Der Kostenblock „Verluste“ des Durchleitungsmodells 2020 der [REDACTED] setzt sich aus nachfolgenden Kostenpositionen zusammen:

- Netzverluste Oberleitung
- Netzverluste Bahnstromleitungen

- Verluste Frequenzumformer

#### 4.2 Verlustpreis

Die [REDACTED] hat zur Bewertung der Stromverluste einen Verlustpreis in Höhe von EUR [REDACTED] pro MWh angesetzt, dieser ist maßgeblich für die Höhe der Kostenpositionen „Verluste Frequenzumformer“, „Netzverluste Bahnstromleitungen“, „Netzverluste Oberleitung“, „Frequenzumformerverluste durch rotierenden Reserve“ sowie „Regelleistung Frequenzumformer“.

## Verluste

Anlagenkosten	Verluste	Systemdienstleistungen	Vorgelagerte Netzkosten	Allgemeine Kosten
Frequenzumformer	Netzverluste Oberleitung	Regelleistung Frequenzumformer	Netzkosten APG	Overhead GB
Umrichter [REDACTED]	Netzverluste Bahnstromleitung	Regelleistung Kraftwerke	Netzkosten [REDACTED]	Energiemanagement
Bahnstromleitungen	Verluste Frequenzumformer	Ausfallreserve Frequenzumformer		Kosten aus Versorgungsauftrag
Zentrale Leitstelle Innsbruck		FU-Verluste durch rotierende Reserve		Regulierungsmanagement
Abzug aktivierte Fremdkapitalzinsen		Blindleistung		Erwartete Zusatzkosten
		Schwarzstartfähigkeit		
		KW-Reserve für Revisionen Frequenzumformer		
		Spannungsvorhaltung Lindau		
		Engpassmanagement		

Abbildung 5: Verluste

Der Verlustenergiepreis in Höhe von EUR [REDACTED] je MWh wurde für das Jahr 2020 unter Zugrundelegung der geplanten Verlustenergiebeschaffungskosten in Höhe von EUR [REDACTED] und der prognostizierten Verlustmenge von [REDACTED] MWh ermittelt.

Die Gesamtkosten für den Verlustpreis setzen sich aus zwei Kostenbestandteilen („Verlustenergiepreis“, „Sonstige Kosten“) zusammen. Die Kostenbestandteile „Verlustenergiepreis“ und „Sonstige Kosten“ bestehen wiederum aus verschiedenen Komponenten („Ist-Einkaufsmenge“ + „Residual – Offene Position“ sowie „Herkunftsnachweise“ + „Portfoliomanagementgebühr / Börsen Fees“ + „Preiszonentrennung AT-DE“).

# Verlustkostenberechnung

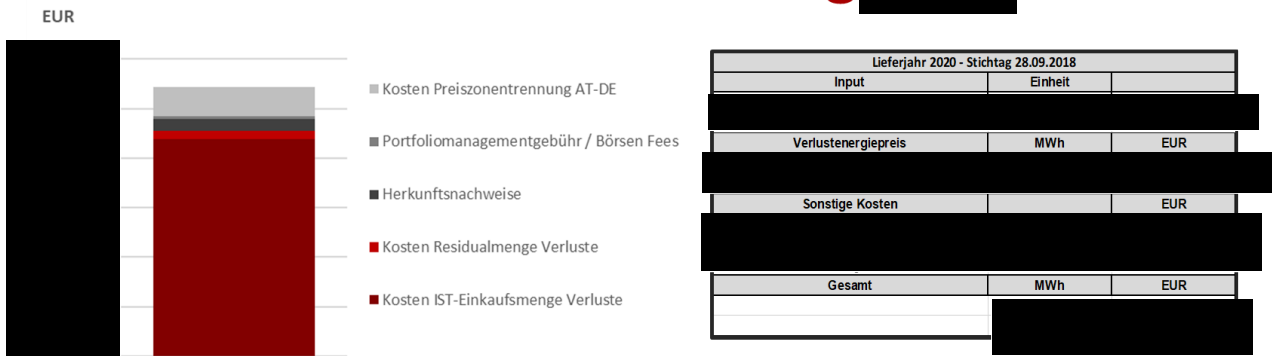


Abbildung 6: Verlustkostenberechnung

Seit dem Jahr 2019 hat die [REDACTED] die Beschaffung der Verluste neu strukturiert. Die prognostizierten Verlustmengen werden über ein eigenes Portfolio beschafft, sodass die für die Verluste erforderlichen Geschäfte gesondert von sonstigen Energiebeschaffungen ausgewiesen werden.

Der Kostenbestandteil „Verlustenergiepreis“, der in Summe EUR [REDACTED] beträgt, enthält den Aufwand der [REDACTED] für am öffentlichen 50 Hz-Markt getätigte Stromgeschäfte für die prognostizierten Verlustmengen. Die zum Zeitpunkt der Planung bereits gekauften Strommengen werden unter der Kostenposition „IST-Einkaufsmenge“ geführt. Des Weiteren ist die Kostenkomponente „Residual – Offene Position“ Bestandteil der Kostenposition Verlustenergiepreis. Diese bildet den Aufwand der [REDACTED] im Hinblick auf die Deckung des noch nicht beschafften, jedoch prognostizierten Strombedarfs in Stundengranularität ab. Zur Ermittlung der Höhe dieser Kostenposition wurde in einem ersten Schritt die stundengenaue Bedarfsprognose für die Verlustmengen ermittelt und anschließend die Differenz zwischen dieser stundengenauen Prognosemenge und der IST-Einkaufsmenge für das Jahr 2020 errechnet, die dann als sogenannte „Residualmenge“ verbleibt. In einem weiteren Schritt wurde die Residualmenge einer stündlichen Marktpreisbewertung unterzogen.

Die [REDACTED] ermittelte die Residualmenge für das Jahr 2020 auf Basis veralteter Inputdaten. Diese konnte somit nicht plausibilisiert und daher von der Schienen-Control Kommission nicht anerkannt werden. Die Berechnung der Residualmenge auf Basis der Berechnungslogik der Vorjahre und anteiliger Berücksichtigung der Kosten ergibt einen Betrag von EUR [REDACTED] für den Kostenbestandteil „Verlustenergiepreis“.

Hinzu kommt der Kostenbestandteil „Sonstige Kosten“. Dieser Kostenbestandteil beinhaltet die Kosten für Herkunftsnachweise, Portfoliomanagementgebühren / Börsen Fees und eine Position betreffend die Preiszonentrennung AT-DE und beträgt in Summe EUR [REDACTED]

Die Kostenkomponente „Herkunftsnachweise“ beinhaltet jenen Aufwand der [REDACTED] der durch die Beschaffung der erforderlichen Herkunftsnachweise für die prognostizierte Verluststrommenge entsteht. Dabei werden von der [REDACTED]

sowohl norwegische als auch österreichische Herkunftsnachweise zugekauft bzw dem Verlustportfolio zugeordnet.

Der Aufwand für das Portfoliomanagement umfasst Kosten für den Strommarktzugang und anfallende Stromhandelsgebühren sowie anfallende Börsen Fees. Portfoliomanagementgebühren und Börsen Fees konnten nicht nachgewiesen werden.

Unter der Kostenposition „Preiszonentrennung AT-DE“ werden Kosten abgebildet, die der [REDACTED] als Folge der Trennung der Strompreizone entstehen. Die [REDACTED] setzt hierfür einen Betrag von EUR [REDACTED] je MWh an, der auf Basis der prognostizierten Kapazitätspreise für das Jahr 2020 im Jahr 2018 ermittelt wurde. Unter Berücksichtigung der tatsächlich angefallenen Kosten in Höhe von EUR [REDACTED] je MWh, die bereits mehrere Monate vor finaler Veröffentlichung der Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2020 bekannt waren, und unter Beachtung der Planverlustmengen laut Berechnungslogik der Vorjahre ergibt sich ein Betrag von EUR [REDACTED] für die Kostenposition „Preiszonentrennung AT-DE“ und somit ein Gesamtkostenbetrag von EUR [REDACTED] für den Kostenbestandteil „Sonstige Kosten“.

Unter Berücksichtigung der genannten Korrekturen belaufen sich die Gesamtverlustbeschaffungskosten auf EUR [REDACTED]. Diese ergeben wiederum einen Verlustpreis in Höhe von EUR [REDACTED] je MWh.

#### **4.3 Verluste Frequenzumformer**

Bei den Frequenzumformern wurden jene Verluste berücksichtigt, die bei der Frequenzumformung von Strom (von 50 Hz auf 16,7 Hz-Strom) anfallen.

Das Durchleitungsmodell der [REDACTED] geht für das Jahr 2020 davon aus, dass bei der Umformung Stromverluste in Höhe von [REDACTED] % entstehen. Der Verlustwert von [REDACTED] % wurde seitens der [REDACTED] auf Basis historischer Messwerte (Messungen des Differenzbetrags zwischen bezogener 50 Hz-Arbeit und der in das 16,7 Hz-Netz eingespeisten Arbeit) ermittelt. Da gemäß Durchleitungsmodell 2020 [REDACTED] MWh ([REDACTED] der Gesamtbezugsmenge für das Jahr 2020) über die Frequenzumformer umgewandelt werden, wird unter Berücksichtigung des Verlustwertes von [REDACTED] % eine Umformerbezugsmenge von [REDACTED] MWh ermittelt. Insofern ergibt sich im Hinblick auf den Kostenblock „Verluste Frequenzumformer“ für das Jahr 2020 eine Verlustmenge von [REDACTED] MWh. Unter Heranziehung des Verlustpreises in Höhe von EUR [REDACTED] je MWh wurde von der [REDACTED] für die Kostenposition „Verluste Frequenzumformer“ ein Gesamtaufwand von EUR [REDACTED] angesetzt.

An dieser Stelle ist darauf zu verweisen, dass der oben genannte Gesamtaufwand für die Vorhaltung der Verlustmengen bei den Umformern gemäß dem Durchleitungsmodell 2020 nicht zu [REDACTED] % in die Kostenposition „Verluste Frequenzumformer“ geflossen ist, sondern nur zu [REDACTED] %, dies entspricht [REDACTED] MWh (Details zu dem Aufteilungsschlüssel siehe unter Kapitel I 6.2). Die restlichen [REDACTED] % ([REDACTED] MWh) wurden der Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ zugerechnet. Somit sind [REDACTED] % des Aufwandes für Frequenzumformerverluste in den Tarif „Nutzung Umformung“ eingeflossen, während die restlichen [REDACTED] % dem Tarif „Durchleitung“ zugeordnet wurden.

Unter Zugrundelegung des korrigierten Stromverlustpreises in Höhe von [REDACTED] EUR je MWh (siehe Kapitel I 4.2.) und der Verlustmengen, die sich auf Basis der analogen Berechnungslogik der Vorjahre bestimmen, ergibt sich für die Kostenposition „Verluste Frequenzumformer“ ein Gesamtaufwand von EUR [REDACTED]

#### 4.4 Netzverluste Bahnstromleitungen

Für die Berechnung des Verlustwertes im Bereich der Bahnstromleitungen wurden historische Bahnstromnetzverluste (gemessene IST-Verluste der Jahre 2015-2017) ermittelt. Die [REDACTED] hat auf diese Weise für die Bahnstromleitungen für das Jahr 2020 einen Bahnstromverlust-Prozentsatz von [REDACTED] % ermittelt.

Bezogen auf die geplante Menge an durchzuleitendem Strom von 1.816.728 MWh ergeben sich unter Zugrundelegung der [REDACTED] % [REDACTED] MWh an Verlusten. Unter Zugrundelegung des Planwertes der [REDACTED] von EUR [REDACTED] je MWh, beläuft sich der geplante Gesamtaufwand auf EUR [REDACTED]. Da der Aufwand im Bahnstromnetz anfällt, wurde dieser zur Gänze dem Tarif „Verteilung“ zugerechnet.

Zieht man den unter Kapitel I 4.2 erläuterten Stromverlustpreises in Höhe von EUR [REDACTED] MWh heran, ergibt sich für die Kostenposition „Netzverluste Bahnstromleitungen“ ein Gesamtaufwand von EUR [REDACTED]

#### 4.5 Netzverluste Oberleitung

Die Verluste in der Oberleitung sind – systematisch betrachtet – dem Bahnstromnetz zuzuordnen. Diese sind nicht verbraucherexakt zuzumessen und zuzuweisen. So verursachen mehrere Triebfahrzeuge – gesetzt dem Fall es befinden sich mehrere Triebfahrzeuge in einem Speiseabschnitt – bei gleichem Traktionsenergieverbrauch höhere elektrische Verluste in der Oberleitung, als würden diese einzeln verkehren. Auch gibt es aufgrund des zeitlich, technisch und wirtschaftlich bedingten unterschiedlichen Ausbaus der Oberleitungsanlagen im Netz der [REDACTED] mit unterschiedlichen Oberleitungsbauarten und unterschiedlicher Konfiguration in den Speiseabschnitten, auch abhängig von der Speisebereichslänge, unterschiedlich große Impedanzen (Wechselstromwiderstände). Die Leistungsaufnahme eines Triebfahrzeugs in einen bestimmten Abschnitt hängt zudem vom Fahrverhalten des Triebfahrzeugführers ab, da etwa häufige Beschleunigungsphasen mehr Energie bedürfen als einmaliges starkes Beschleunigen mit langen Beharrungsfahrten. Zum Zwecke der Quantifizierung der Oberleitungsverluste wurde seitens der [REDACTED] auf ein mathematisches Rechenmodell aus dem Jahr 2014 zurückgegriffen. Für sämtliche elektrische Verluste im 15 kV-Oberleitungsnetz ergab das auf Simulationen basierende Rechenmodell der [REDACTED] einen Wert für die Verluste in der Oberleitung von [REDACTED]%. Unter Berücksichtigung der für das Jahr 2020 geplanten durchzuleitenden Strommenge von [REDACTED] MWh ergibt sich für die Verluste in der Oberleitung ein Wert von [REDACTED] MWh. Dies entspricht bei Zugrundelegung des Verlustpreises in Höhe von EUR [REDACTED] je MWh einem Gesamtaufwand von EUR [REDACTED] für die Kostenposition „Verluste Oberleitung“. Dieser Aufwand wurde zur Gänze dem Tarif „Verteilung“ zugeordnet.

An dieser Stelle sei darauf verwiesen, dass der Ausgleich für die in den Oberleitungen entstehenden Verluste – im Gegensatz zu den Infrastrukturkosten für die Oberleitungen –

nicht bei der Ermittlung der Höhe der Benützungsentgelte für den Zugang zur Schieneninfrastruktur gemäß § 67 EisbG idF BGBl I 38/2004 bzw der Wegeentgelte für den Zugang zur Eisenbahninfrastruktur gemäß § 67 EisbG idF BGBl I 137/2015 durch die [REDACTED] berücksichtigt wird, sodass es im Hinblick auf die Oberleitungsverluste zu keiner Doppelverrechnung kommt.

Unter Zugrundelegung des laut Kapitel I 4.2 bereinigten Stromverlustpreises in Höhe von EUR [REDACTED] je MWh ergibt sich für die Kostenposition „Netzverluste Oberleitung“ ein Gesamtaufwand von EUR [REDACTED]

## 5. Anlagenkosten

### 5.1 Einführung

OPEX: Die Betriebsausgaben beziehen sich auf die laufenden Ausgaben für einen funktionierenden operativen Geschäftsbetrieb. Unter die OPEX subsumiert die [REDACTED] die Kosten für Materialaufwand, Sachaufwand, Personal etc. Sie werden in voller Höhe bilanziert.

CAPEX I: Die [REDACTED] berücksichtigt hier – basierend auf dem historischen Anschaffungswert der Anlagegüter – die Kosten für die Abschreibung der Anlagegüter der jeweiligen Anlageklasse. Passivierte Kostenbeiträge für Anlagegüter werden analog zu den Anlagegütern abgeschrieben und vermindern somit den Aufwand der Abschreibung.

CAPEX II: Unter CAPEX II wird der Aufwand für die Verzinsung des gebundenen Kapitals verstanden. Zur Berechnung des Aufwandes für die Verzinsung des gebundenen Kapitals wird der Buchwert der Anlagegüter zu Beginn des Wirtschaftsjahres (Stichtag 31.12. des Vorjahres) mit jenem zum Ende des Wirtschaftsjahres (Stichtag 31.12. des Planjahres) verglichen und hieraus ein Mittelwert gebildet. Der Mittelwert wird sodann mit dem WACC-Zinssatz bewertet. Gemäß dem Durchleitungsmodell der [REDACTED] werden passivierte Kostenbeiträge Dritter (Zuschüsse und Förderungen) bei den Buchwerten in Abzug gebracht, sodass keine Kapitalverzinsung der Finanzierung durch die Kostenbeiträge Dritter vorgenommen wird.

Die [REDACTED] greift für die Ermittlung der Kapitalkosten auf einen WACC-Zinssatz in Höhe von [REDACTED] % zurück. Der WACC-Zinssatz wurde seitens der [REDACTED] auf Geschäftsbereichsebene (Geschäftsbereich Bahnsysteme) festgelegt und fließt über die Anlagenkosten in die Kostenpositionen „Frequenzumformer“, „Umrichter [REDACTED]“, „Bahnstromleitungen“, „Zentrale Leitstelle Innsbruck“, „Regelleistung Frequenzumformer“, „Regelleistung Kraftwerke“, „Ausfallreserve Frequenzumformer“, „Blindleistung“, „Schwarzstartfähigkeit“, „Spannungsvorhaltung Lindau“, „Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer“ ein.

Der WACC wurde vor Steuern anhand nachstehender Formel berechnet:

$$\text{WACC} = \frac{EK}{GK} * r_{EK} + \frac{FK}{GK} * r_{FK}$$

EK    Eigenkapital  
FK    Fremdkapital

- GK Gesamtkapital (Eigenkapital und Fremdkapital)
- rEK Rendite Eigenkapital (Eigenkapitalkostensatz)
- rFK Fremdkapitalkostensatz

Die Berechnung des WACC-Zinssatzes führt zu den Kapitalkosten, die sich als gewichtetes Mittel der Eigen- und Fremdkapitalkosten ergeben. Die [REDACTED] ist von der Körperschaftssteuer befreit, sodass die WACC-Ermittlung ohne Berücksichtigung einer allfälligen Körperschaftssteuer vorgenommen wurde.

Aus nachstehender Darstellung samt Beschreibung ergibt sich die WACC-Ermittlung des Geschäftsbereichs Bahnsysteme der [REDACTED] für das Jahr 2020:

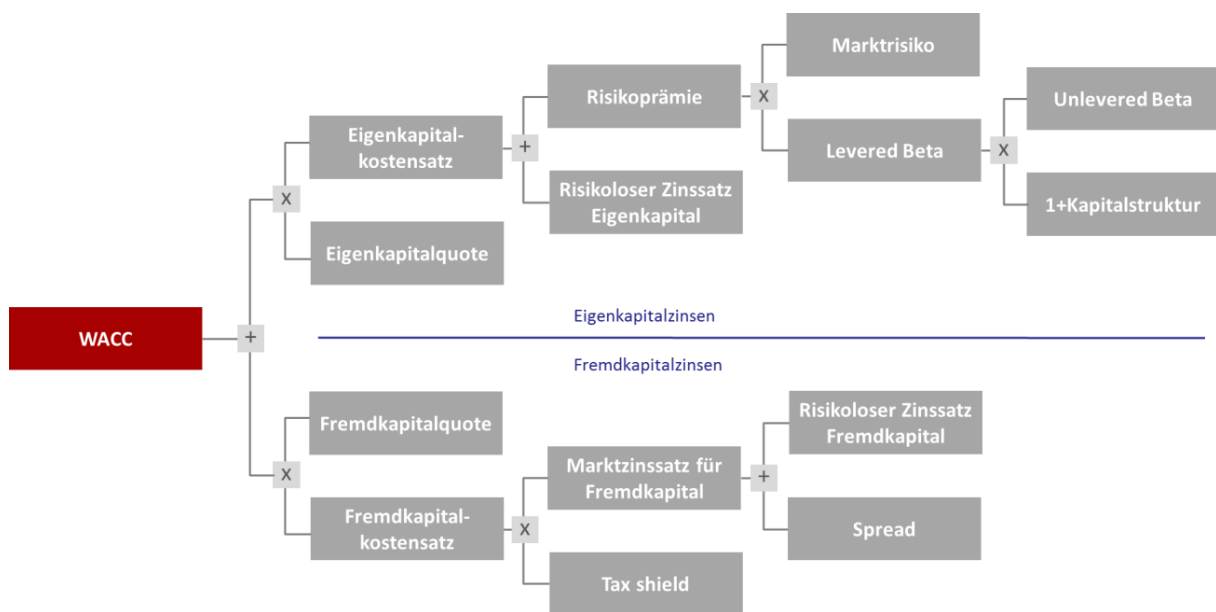


Abbildung 7: WACC-Ermittlung [REDACTED]

	Min	Max	
A Marktrendite			
B Risikoloser Zinssatz			
C Markttrisikoprämie			=A-B
D Unverschuldetes Beta			
E Verschuldetes Beta			=D*(1+(1-I)*H/(1-H))
F <b>Eigenkapitalzinssatz nach Steuer</b>			=B+E*C
G <b>Fremdkapitalzinssatz vor Steuer</b>			
H Regulatorischer Fremdkapitalanteil			
I Steuersatz			
J <b>WACC</b>			=(1-H)*F+H*G

Quelle: [redacted] Analyse

Abbildung 8: Werte WACC Ermittlung [redacted] ([redacted])

Die [redacted] legt das Gutachten „Kapitalkosten des österreichischen Bahnstromnetzes – Aktualisierung 2020 der [redacted] der [redacted] aus dem Jahr 2018 vor, welches sich mit der Ermittlung einer Bandbreite für den WACC beschäftigt. Diese kommt zum Ergebnis eines WACC zwischen [redacted] % und [redacted] % für das Jahr 2020. Daraus ermittelt die [redacted] einen WACC-Zinssatz in Höhe von [redacted] % für 2020.

Die [redacted] verwendet für die Bewertung der Eigenkapitalzinsen für den WACC einen Capital Asset Pricing Model-Ansatz („CAPM“). Die Verwendung dieses Ansatzes wirkt sich unmittelbar auf den Bereich Eigenkapitalzinsen und dessen Bestandteile Unlevered Beta, Marktisiko und Risikoloser Zinssatz Eigenkapital aus.

Unlevered Beta: Seitens der [redacted] werden zunächst die Nachfragerisiken der Infrastrukturbereitstellung für den Schienenpersonenverkehr („SPV“) und den Schienengüterverkehr („SGV“) durch SPV-Firmen einerseits sowie Häfen und Güterbahnen andererseits bestimmt. Um das Regulierungsrisiko wiederzugeben, werden dann Energienetzbetreiber, Versorgungsunternehmen (Utilities) und SPV Firmen einbezogen. Für diese Vergleichsunternehmen werden die Nachfragerisiken auf Basis von Marktdaten über 1, 3 und 5 Jahre ermittelt und daraus die Spannweite für das Bahnstromnetz der [redacted] hergeleitet. Diese Bandbreite der Nachfragerisiken und Regulierungsrisiken wird dann in eine Beta-Bandbreite übergeführt, wobei für das Nachfragerisiko eine Berücksichtigung der Geschäftstätigkeit der [redacted] mittels Gewichtung einfließt. Die ermittelten 1, 3 und 5-Jahres Beta-Bandbreiten werden dann zusammengeführt und liefern im Ergebnis einen Wert von [redacted] bis [redacted].

Kapitalstruktur: Weiters wurde eine Eigenkapitalquote von [redacted] % und ein Verschuldungsgrad von [redacted] % herangezogen. Dadurch ergibt sich eine Fremdkapitalquote von 50 %. Aus der Multiplikation des Unlevered Beta mit dem Verhältnis Fremdkapital zu Eigenkapital ergibt sich ein Levered Beta von [redacted] bis [redacted].

Marktrisikoprämie: Die Markttrendite wurde mittels Total-Market-Return-Ansatz ermittelt. Unter Berücksichtigung der Bandbreite der Inflation und des risikolosen Zinssatzes in Höhe von ■■■% ergibt sich eine Marktrisikoprämie zwischen ■■■% und ■■■%.

Risikoloser Zinssatz Eigenkapital: Für den risikolosen Zinssatz des Eigenkapitals wurde für 2020 ein Zinssatz von ■■■% herangezogen, der wiederum anhand des 10-Jahres-Durchschnitts österreichischer Bundesanleihen mit einer 10-jährigen Restlaufzeit ermittelt wurde.

Durch Addition des risikolosen Zinssatzes mit der Risikoprämie ergibt sich eine Markttrendite von ■■■% bis ■■■%.

Risikoloser Zinssatz Fremdkapital: Bei der Ermittlung der Fremdkapitalkosten wurde ein risikoloser Zinssatz von ■■■% bis ■■■% ermittelt. Die angewandte Methodik berücksichtigt die Renditeentwicklungen von Unternehmensanleihen mit einer Bonität von A/BBB. Bei der Obergrenze werden zusätzlich die Ausgabekosten berücksichtigt.

Unter Berücksichtigung der folgenden Korrekturen durch die Schienen-Control Kommission ergibt sich ein WACC-Zinssatz in Höhe von ■■■% für das Jahr 2020.

Die Schienen-Control Kommission bezieht sich im Rahmen ihrer Prüfung auf den nach der Methode im Gutachten Prof. Stehle ermittelten WACC.

Risikoloser Zinssatz	■■■
Marktrisikoprämie	■■■
Unlevered Beta	■■■
Levered Beta	■■■
<b>Eigenkapitalkosten</b>	■■■
Fremdkapitalkosten für bereits ausstehendes Fremdkapital	■■■
Fremdkapitalkosten für neue Fremdkapitalaufnahmen	■■■
<b>Fremdkapitalkosten</b>	■■■
<b>WACC</b>	■■■

Unter Berücksichtigung der WACC-Korrektur von ■■■% auf ■■■% verringern sich die Anlagenkosten folgender Anlagen um nachstehend angeführte Beträge:

**Position****Wert in EUR**

Umformer/Umrichterwerke  
Umrichter [REDACTED]  
Bahnstromleitungen  
Zentrale Leitstelle Innsbruck  
regelfähige Kraftwerke  
nicht regelfähige Kraftwerke  
**Gesamt**



Dabei werden die Anlagenkosten nicht durchgehend genau einer Kostenposition zugewiesen, sondern sind auf unterschiedliche Kostenpositionen aufgeteilt. So werden die Anlagenkosten der Frequenzumformer auf die Kostenpositionen „Frequenzumformer“, „Regelleistung Frequenzumformer“ und „Ausfallreserve Frequenzumformer“ verteilt. Die Anlagenkosten der regelfähigen Kraftwerke und der nicht regelfähigen Kraftwerke finden sich in den Kostenpositionen „Regelleistung Kraftwerke“, „Blindleistung“, „Schwarzstartfähigkeit“, „Spannungsvorhaltung Lindau“ und „Engpassmanagement“ wieder, wobei nur jener Anteil zugerechnet wird, der für die Netzbereitstellung erforderlich ist und nicht der Versorgung mit Energie dient.

Die Anlagenkosten des Umrichters [REDACTED] werden genau einer Kostenposition zugeordnet, nämlich der Kostenposition „Umrichter [REDACTED]“. Gleiches gilt auch für die Anlagenkosten der Bahnstromleitungen, die sich zur Gänze in der Kostenposition „Bahnstromleitungen“ wiederfinden und für die Anlagenkosten der Zentralen Leitstelle Innsbruck, welche als Kostenposition „Zentrale Leitstelle Innsbruck“ in die Tarifgestaltung einfließen.

# WACC Korrektur Auswirkungen

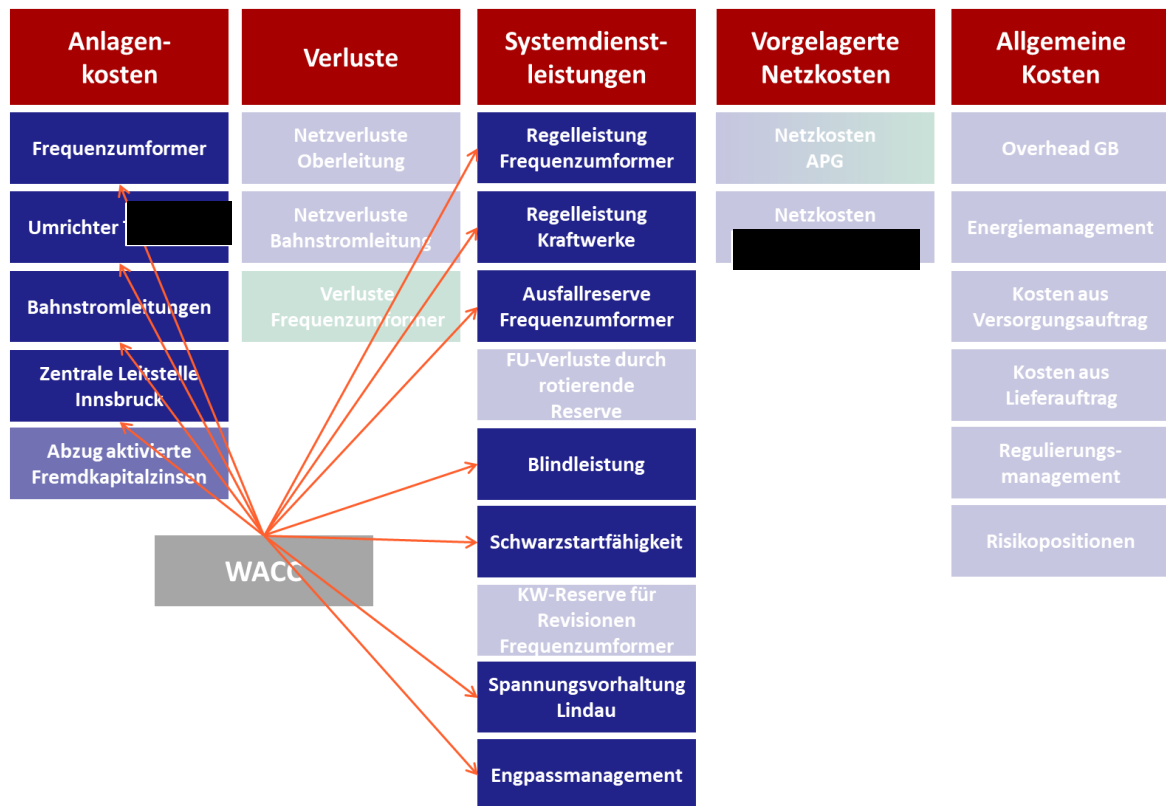


Abbildung 9: WACC-Korrektur Auswirkungen

Die Höhe des von Seiten der [REDACTED] festgesetzten WACC-Zinssatzes ist – soweit er [REDACTED] % überschreitet – für die Schienen-Control Kommission nicht nachvollziehbar.

## 5.2 Anlagen für die Umformung und Verteilung von Bahnstrom/Abgrenzung zu sonstigen Infrastrukturanlagen

Das Bahnstromversorgungssystem wird auf der einen Seite durch die Frequenzumformer als Schnittstelle zum öffentlichen Versorgungsnetz bzw durch Schalt- und/oder Umspannanlagen jener [REDACTED] eigenen Kraftwerke oder Partnerkraftwerke, die bereits 16,7 Hz-Strom erzeugen, auf der anderen Seite durch sogenannte Abspannklemmen am Abspannportal der Unterwerke oder durch sogenannte Kabelendverschlüsse in den Unterwerken begrenzt. Bei den Frequenzumformern und den 132, 110 und 55 kV-Bahnstromleitungen handelt es sich um Eisenbahnanlagen gemäß § 10 EisbG.

Das Bahnstromleitungsnetz der [REDACTED] in 16,7 Hz-Wechselstromtechnik, das Teil des Bahnstromversorgungssystems ist, dient der Übertragung und Verteilung des Bahnstroms von den Bahnstromkraftwerken und den Einspeisungen aus dem 50 Hz-Netz der öffentlichen Versorgung hin zu den Verbrauchern im Schienennetz. Es ist überwiegend als 110 kV-Netz ausgebaut (mit Ausnahme des 55 kV-Bahnstromnetzes in Wien und dem 132 kV-Bahnstromnetz in Vorarlberg). Aus diesem Bahnstromleitungsnetz wird österreichweit

über zahlreiche Unterwerke das 15 kV-Oberleitungsnetz versorgt, aus dem die Züge gespeist werden.

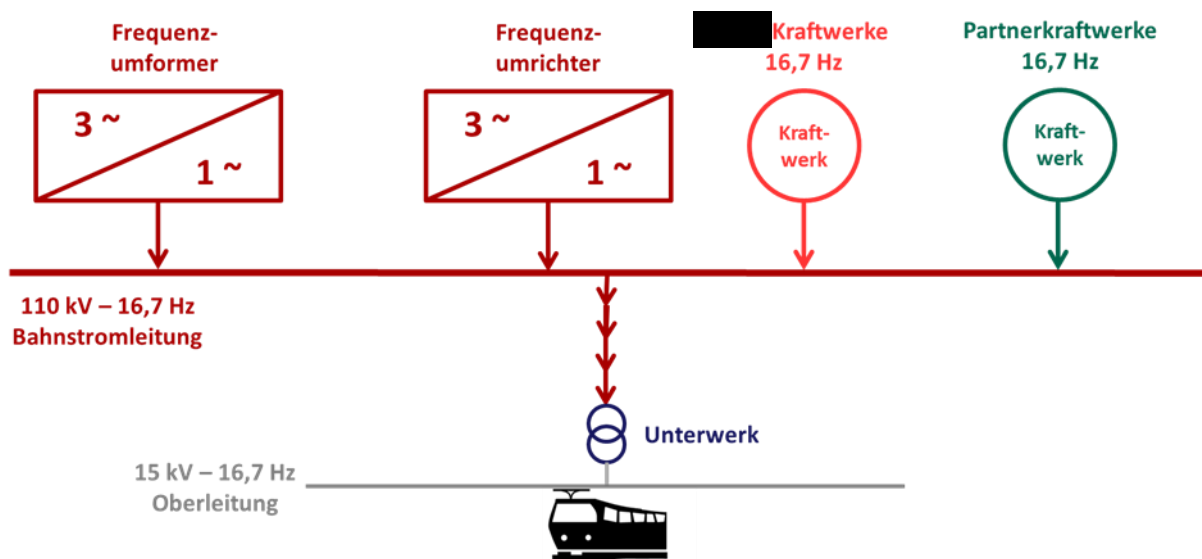


Abbildung 10: [REDACTED] Bahnstromsystem

In den Unterwerken wird der für die Versorgung der Züge bzw. ortsfesten Anlagen erforderliche 16,7 Hz-Bahnstrom auf 15 kV transformiert und in die Oberleitung (Fahrleitung) eingespeist. Die Unterwerke und die Oberleitungen sind Teil der Eisenbahninfrastruktur iSd § 10a EisebG idF BGBl I 38/2004; seit Inkrafttreten der Novelle BGBl I 137/2015 am 27.11.2015 sind sie Bestandteile der Eisenbahninfrastruktur iSd § 10a EisebG idF BGBl I 137/2015.

Die Nutzung der Eisenbahninfrastrukturanlagen durch die Eisenbahnverkehrsunternehmen wird durch einen gesonderten Vertrag (Infrastrukturnutzungsvertrag) geregelt (siehe Kapitel I 4.5).

### 5.3 Frequenzumformer

Ein Frequenzumformer dient nicht der Stromerzeugung, sondern – wie bereits erwähnt – der Umwandlung der Frequenz des Stroms. Darüber hinaus wird ein Frequenzumformer zur Leistungsregelung eingesetzt.

Die Frequenzumformung erfolgt mittels eines 16,7 Hz-Einphasensynchrongenerators, dessen Antrieb – anders als bei einem Wasserkraftwerk – nicht durch eine Turbine, sondern durch einen Drehstromasynchronmotor erfolgt, der aus dem öffentlichen 50 Hz-Netz gespeist wird.

Die [REDACTED] verfügt über fünf Frequenzumformer und zwei Frequenzumrichter (Uttendorf, [REDACTED]). Die Umformerwerke der [REDACTED] weisen nachfolgende (technische) Eckdaten auf:

Frequenzumformer und Frequenzumrichter	Anzahl der Maschinensätze	Leistung in Megawatt
Ötztal		
St. Michael		
Bergern		
Auhof		
Kledering		
Uttendorf		
<i>Summe regelfähiger  Frequenzumformer</i>		
<i>Summe aller Umformer</i>		

Für das Jahr 2020 wurden nachfolgende Anlagenkosten für die Frequenzumformer und den Frequenzumrichter Uttendorf festgesetzt:

Kostenkategorien	Frequenzumformer	UrW Uttendorf	Gesamt
OPEX			
CAPEX I (AfA)			
CAPEX II (Finanzaufwand)			
<i>Summe Aufwand</i>			

Da die Frequenzumformer neben der Umformung auch Regelleistung erbringen, wurde ein Anteil von ■■■ % – in Summe EUR ■■■■■ – der oben angeführten Anlagenkosten der Frequenzumformer in Höhe von EUR ■■■■■ der Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ zugerechnet (Details zu dem Aufteilungsschlüssel siehe unter Punkt 6.2). Ein weiterer Anteil von ■■■ % der Anlagenkosten der Frequenzumformer – entspricht einem Betrag von EUR ■■■■■ – wurde der Kostenposition „Ausfallreserve Frequenzumformer“ zugewiesen, zumal die Frequenzumformer für die Ausfallsicherheit zur Verfügung stehen (Details zu dem Aufteilungsschlüssel siehe unter Punkt 6.3). Die restlichen ■■■ % der Anlagenkosten Frequenzumformer (EUR ■■■■■) sind in die Kostenposition „Frequenzumformer“ eingeflossen.

# Anlagenkostenzuweisung

## Frequenzumformer

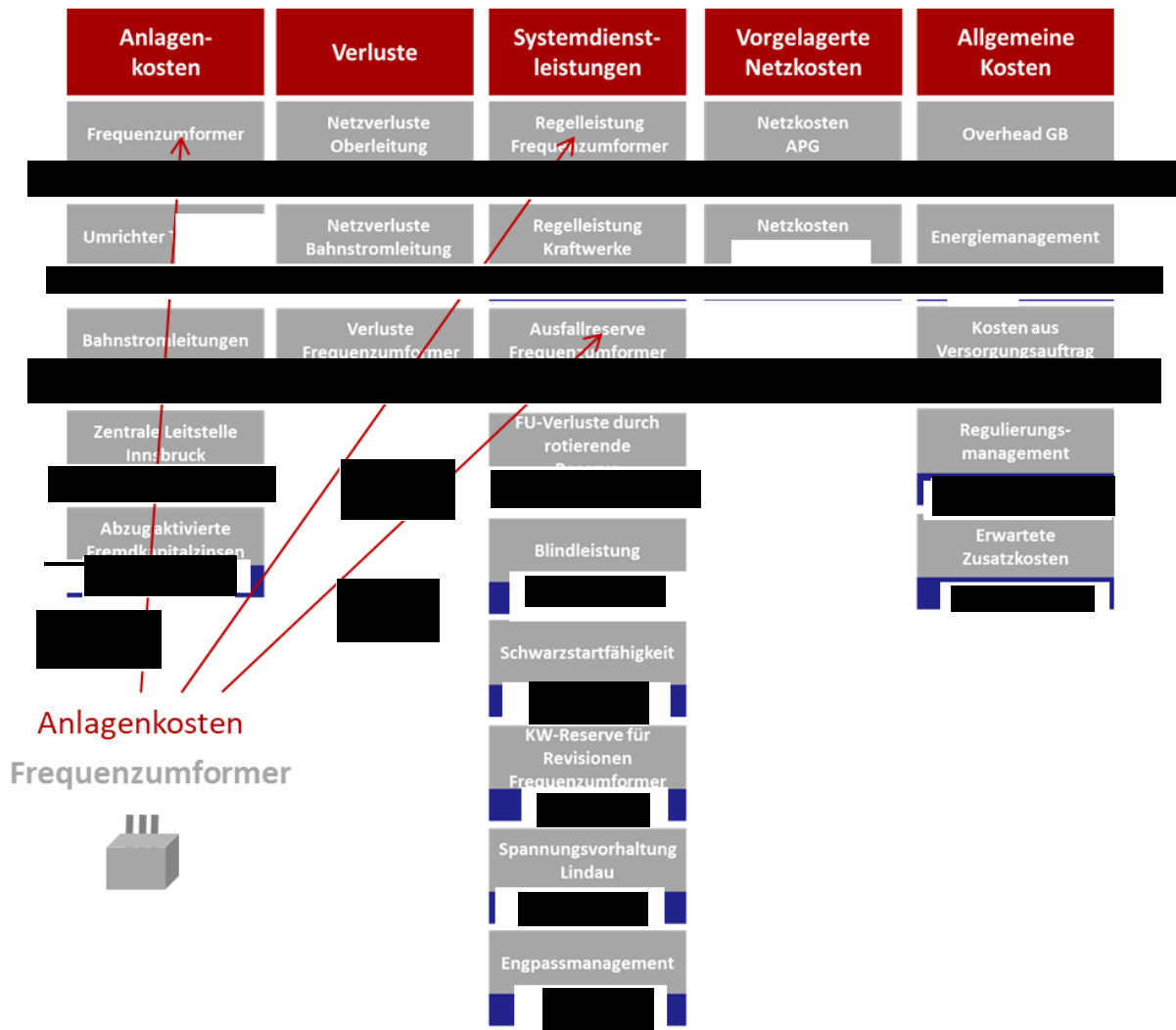


Abbildung 11: Anlagekosten Frequenzumformer

Bei der Kostenposition „Frequenzumformer“ wurde von der [REDACTED] ein [REDACTED] % übersteigender WACC-Zinssatz in Höhe von [REDACTED] % angesetzt. Zudem wurde bei der Ermittlung der OPEX Werte eine Indexierung der Kostenstellenkosten angesetzt, deren Höhe seitens der Schienen-Control Kommission nicht nachvollzogen werden konnte, zumal die rollierende Angabe der IST-Kosten zu einem Ausgleich über die Zeit führt. Der Gesamtaufwand der Kostenposition „Frequenzumformer“ beläuft sich bei Berücksichtigung der WACC-Korrektur auf [REDACTED] % (siehe Punkt 5.1) und der Nichtberücksichtigung der Indexierung auf einen Betrag von EUR [REDACTED] (statt EUR [REDACTED]).

## 5.4 Umrichter [REDACTED]

Neben der elektromechanischen Umformertechnik greift die [REDACTED] zwecks Leistungstransfers zwischen den Netzen auf die elektronische Umrichtertechnik zurück. Der Vorteil dieser Technologie ergibt sich aus den geringeren Stromverlusten im Vergleich zu jenen, die bei den mechanischen Umformern auftreten. Ein auf dieser Technologie basierendes Umrichterwerk befindet sich in [REDACTED] (Umrichterwerk [REDACTED]). Es ermöglicht Einspeisungen aus einem mit 50 Hz-Generatoren ausgestatteten Kraftwerk in das 16,7 Hz-Bahnstromnetz.

Während das Umrichterwerk in Uttendorf analog zu den Frequenzumformern auch für die Bereitstellung von Regelleistung und für die Ausfallsicherheit eingesetzt wird, wird das Umrichterwerk [REDACTED] lediglich für die Umwandlung von Strom verwendet. Dies ist auch der Grund dafür, weshalb das Umrichterwerk [REDACTED] in den Kostenaufstellungen separat dargestellt wird.

Für das Jahr 2020 wurden von Seiten der [REDACTED] nachfolgende Anlagenkosten für den Umrichter [REDACTED] ermittelt:

Umrichterwerk [REDACTED]	Plankosten 2020 in EUR
OPEX	[REDACTED]
CAPEX I (AfA)	[REDACTED]
CAPEX II (Finanzaufwand)	[REDACTED]
<b>Summe Aufwand</b>	[REDACTED]

Aufgrund der Tatsache, dass das Umrichterwerk [REDACTED] keine Regelleistung erbringt und nicht für die Ausfallsicherheit zur Verfügung steht, wurde der gesamte Aufwand für das Umrichterwerk [REDACTED] in Höhe von EUR [REDACTED] dem Bereich Netz (Tarif „Verteilung“) zugeordnet.

Zur Ermittlung der Höhe der Kostenposition „Umrichter [REDACTED]“ wurde von der [REDACTED] ein WACC-Zinssatz in Höhe von [REDACTED] % herangezogen. Zudem wurde bei der Ermittlung der OPEX Werte eine Indexierung der Kostenstellenkosten angesetzt, deren Höhe seitens der Schienen-Control Kommission nicht nachvollzogen werden konnte, zumal die rollierende Angabe der IST-Kosten zu einem Ausgleich über die Zeit führt.

Unter Zugrundelegung des korrigierten WACC-Wertes (siehe Punkt 5.1) in Höhe von [REDACTED] % und der Nichtberücksichtigung der Indexierung beläuft sich der Gesamtaufwand für die Kostenposition „Umrichter [REDACTED]“ auf einen Betrag von EUR [REDACTED].

## 5.5 Bahnstromleitungen

Das österreichweite Bahnstromleitungsnetz der [REDACTED] mit einer Gesamtlänge von circa 2.000 km verbindet die Umformer- und Umrichterwerke, die Wasserkraftwerke und die Unterwerke miteinander und ermöglicht den Transport des Bahnstroms von den Kraftwerken und Frequenzumformern zu den Unterwerken.

Für das Jahr 2020 wurden von Seiten der [REDACTED] nachfolgende Anlagenkosten für die Bahnstromleitungen ermittelt:

<b>Bahnstromleitungen</b>	<b>Plankosten 2020 in EUR</b>
OPEX	[REDACTED]
CAPEX I (AfA)	[REDACTED]
CAPEX II (Finanzaufwand)	[REDACTED]
<b>Summe Aufwand</b>	[REDACTED]

Die OPEX und die CAPEX I entstammen der Mittelfristplanung der [REDACTED]. Zur Ermittlung der CAPEX II wurde aus den Planbuchwerten der Bahnstromleitungen zum 31.12.2019 (EUR [REDACTED]) und zum 31.12.2020 (EUR [REDACTED]) ein Mittelwert gebildet und dieser Mittelwert (EUR [REDACTED]) wurde mit dem WACC von [REDACTED] % bewertet. Hieraus ergibt sich ein CAPEX II-Aufwand von EUR [REDACTED]. Zudem wurde bei der Ermittlung der OPEX Werte eine Indexierung der Kostenstellenkosten angesetzt, deren Höhe seitens Schienen-Control Kommission nicht nachvollzogen werden konnte, zumal die rollierende Angabe der IST-Kosten zu einem Ausgleich über die Zeit führt. Die gesamte Kostenposition „Bahnstromleitungen“ – in Summe EUR [REDACTED] – wurde dem Tarif „Verteilung“ zugerechnet.

Der Gesamtaufwand für die Kostenposition „Bahnstromleitungen“ beläuft sich unter Berücksichtigung des korrigierten WACC-Zinssatzes (siehe Punkt 5.1) und der Nichtberücksichtigung der Indexierung auf einen Betrag von EUR [REDACTED].

## 5.6 Zentrale Leitstelle Innsbruck

Die Steuerung, Regelung und Überwachung der Kraftwerke, Umformerwerke und Bahnstromleitungen erfolgt in der Zentralen Leitstelle der [REDACTED] in Innsbruck. Von hier aus wird der Maschineneinsatz der Kraft- und Umformerwerke entsprechend der Belastungssituation im Bahnstromnetz zentral gesteuert. Darüber hinaus werden im Störfall Maßnahmen zur Fehlereingrenzung und Wiederversorgung vorgenommen.

Für das Jahr 2020 wurden nachfolgende Anlagenkosten für die Zentrale Leitstelle Innsbruck ermittelt:

<b>Zentrale Leitstelle Innsbruck</b>	<b>Plankosten 2020 in EUR</b>
OPEX	[REDACTED]
CAPEX I (AfA)	[REDACTED]
CAPEX II (Finanzaufwand)	[REDACTED]
<b>Summe Aufwand</b>	[REDACTED]

Die OPEX und die CAPEX I entstammen der Mittelfristplanung der [REDACTED]. Für die CAPEX II wurde ein Mittelwert aus den geplanten Buchwerten der Anlagegüter zum 31.12.2019 (EUR [REDACTED]) und 31.12.2020 (EUR [REDACTED]) gebildet und dieser Mittelwert (EUR [REDACTED]) wurde mit dem WACC Zinssatz von [REDACTED] % bewertet, woraus sich CAPEX II

Kosten von EUR [REDACTED] ergeben. Zudem wurde bei der Ermittlung der OPEX Werte eine Indexierung der Kostenstellenkosten angesetzt, deren Höhe seitens der Schienen-Control Kommission nicht nachvollzogen werden konnte, zumal die rollierende Angabe der IST-Kosten zu einem Ausgleich über die Zeit führt.

Da die Zentrale Leitstelle Innsbruck sowohl Werkssteuerungsaufgaben (Steuerung der Kraft- und Umformerwerke) als auch Netzbetriebsführungsaufgaben (zB Regelleistung) wahrnimmt, wurde der Aufwand für die Kostenposition „Zentrale Leitstelle Innsbruck“ in einem ersten Schritt zu einem Teil dem Bereich Netz (Tarif „Verteilung“) zugerechnet: Die Festlegung des Aufteilungsschlüssels wurde auf Grundlage historischer Werte über die Arbeitsleistungen – in Leistungsstunden gemessen – der in der Zentralen Leitstelle zum Einsatz kommenden Mitarbeiter, differenziert nach Einsatz für einerseits die Steuerung der Kraft- und Umformerwerke und andererseits die Netzbetriebsführung, vorgenommen. Demgemäß wurde ein Anteil von [REDACTED]% der Kosten der Zentralen Leitstelle dem Tarif „Verteilung“ zugerechnet.

In einem weiteren Schritt wurde ein Anteil des verbleibenden Kostenanteils von [REDACTED]% auf Grundlage nachstehender Formel zu je einem Drittel dem Bereich Netz (Tarif „Durchleitung“) zugeordnet, zumal der Aufwand für die Steuerung der Umformer dem Netzbereich zuzuordnen ist:

- 1) Anzahl der Kraftwerke und Frequenzumformer: Da die [REDACTED] über acht Wasserkraftwerke und sieben Frequenzumformer bzw -umrichter (in Summe [REDACTED] Anlagen) verfügt und lediglich die Steuerung/Überwachung der Frequenzumformer durch die Zentrale Leitstelle Innsbruck dem Bereich Netz zuzurechnen ist, wurden [REDACTED] des verbleibenden Kostenanteils von [REDACTED] % dem Tarif „Verteilung“ zugerechnet.
- 2) Anzahl der Maschinensätze in Kraftwerken und Frequenzumformern: Von insgesamt [REDACTED] Maschinensätzen entfallen [REDACTED] Maschinensätze auf die Umformer (siehe Punkt 5.3). Somit wurden [REDACTED] des verbleibenden Kostenanteils von [REDACTED] % dem Tarif „Verteilung“ zugerechnet.
- 3) Installierte Leistung der Kraftwerke und der Umformerwerke: Von einer Gesamtleistung von [REDACTED] MW stellen [REDACTED] MW die Frequenzumformer zur Verfügung. Somit wurden dem Tarif „Verteilung“ [REDACTED] des verbleibenden Anteils an Kosten von [REDACTED] % zugerechnet.

*Kostenanteil Durchleitung*

$$= \frac{[REDACTED]}{[REDACTED]} + \frac{[REDACTED]}{[REDACTED]} + \frac{[REDACTED]}{[REDACTED]}$$

Von den Gesamtkosten der Zentralen Leitstelle Innsbruck wurde somit ein Anteil von [REDACTED]% [REDACTED]% aufgrund der Aufzeichnungen über die Arbeitsleistungen und weitere [REDACTED] % von den übrig gebliebenen [REDACTED] %) dem Tarif „Verteilung“ zugerechnet.

Von der [REDACTED] wurde bei der Kostenposition „Zentrale Leitstelle Innsbruck“ ein WACC in Höhe von [REDACTED] % angesetzt.

Der Gesamtaufwand der Kostenposition „Zentrale Leitstelle Innsbruck“ beläuft sich unter Berücksichtigung des von der Schienen-Control Kommission festgesetzten WACC (siehe Punkt 5.1) und der Nichtberücksichtigung der Indexierung auf einen Wert von EUR [REDACTED] (statt EUR [REDACTED]).

## 5.7 Abzug aktivierte Fremdkapitalzinsen

Die [REDACTED] ermittelt den CAPEX II (Finanzierungsaufwand) für die Buchwerte der Anlagen. In diesen Buchwerten sind auch die Buchwerte für Anlagen im Bau enthalten.

Das Rechnungswesen der [REDACTED] sieht vor, dass für Bauprojekte mit einer Fertigstellungszeit > 6 Monate die anfallenden Fremdkapitalaufwendungen aktiviert werden. Die Tatsache, dass gemäß Rechnungslegungsgrundsätzen der [REDACTED] für Bauprojekte mit einer Fertigstellungszeit > 6 Monate die anfallenden Fremdkapitalaufwendungen aktiviert werden, hat Auswirkungen auf die Höhe der Anlagenkosten der Frequenzumformer, die Anlagenkosten der Bahnstromleitungen, die Anlagenkosten der Zentralen Leitstelle Innsbruck sowie die Anlagenkosten der Kraftwerke und somit auch auf die Höhe verschiedener Kostenpositionen („Frequenzumformer“, „Bahnstromleitungen“, „Zentrale Leitstelle Innsbruck“, „Regelleistung Frequenzumformer“, „Regelleistung Kraftwerke“, „Ausfallreserve Frequenzumformer“, „Schwarzstartfähigkeit“, „Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer“, „Spannungsvorhaltung Lindau“, „Engpassmanagement“, „Blindleistung“) des Durchleitungsmodells 2020.

Im Jahr der Herstellung einer Anlage können Finanzierungskosten (Fremdkapitalzinsen) für die Herstellung des Anlagegutes anfallen. Für den Fall, dass diese Fremdkapitalzinsen den Herstellkosten zugerechnet werden (aktiviert werden), wird der gesamte Finanzaufwand des Jahres um die aktivierten Fremdkapitalzinsen korrigiert. Für die Finanzierung des Anlagegutes fällt somit im laufenden Geschäftsjahr kein Aufwand an. Nichtsdestotrotz müssen die Fremdkapitalzinsen zukünftig über die Abschreibung angerechnet werden.

Die [REDACTED] verwendet bei der Ermittlung der CAPEX II Aufwendungen einen WACC-Ansatz. Dies hat zur Folge, dass im Durchleitungsmodell 2020 der [REDACTED] für Anlagen im Bau die Finanzierungskosten durch

- 1) sowohl die Aktivierung der anfallenden Fremdkapitalzinsen (siehe oben), als auch
- 2) die Berücksichtigung der Buchwerte samt Anlagen im Bau bei der CAPEX II Berechnung

doppelt berücksichtigt werden.

Unter dem Kostenbestandteil „Abzug aktivierter Fremdkapitalzinsen“ setzt die [REDACTED] einen Gesamtkorrekturwert von EUR [REDACTED] an.

Im Jahr 2020 plant die [REDACTED] die Aktivierung von Fremdkapitalzinsen in Höhe von EUR [REDACTED] für Anlagen im Geschäftsbereich Bahnstrom.

Da „Zentrale Leitstelle Innsbruck“, „Bahnstromleitungen“ und „Umformerwerke“ ausschließlich Leistungen für das Bahnstromnetz erbringen, sind die aktivierten Fremdkapitalzinsen zur Gänze als Korrekturposition zu berücksichtigen.

Hingegen werden die Kraftwerke nur teilweise für das Bahnstromnetz eingesetzt (ein Teil der Kraftwerke gehört zur Energieerzeugung). Somit ist nur jener Anteil der aktivierten Fremdkapitalzinsen im Kraftwerksbereich zu korrigieren, welcher dem Netzanteil entspricht. Bezüglich der Höhe des Kraftwerkseinsatzes für das Bahnstromnetz wird ein Wert von gesamt [REDACTED] % ermittelt – siehe Kapitel I 6.2.2 Regelleistung Kraftwerke, I 6.5 Blindleistung, I 6.6 Schwarzstartfähigkeit, I 6.7 Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer, I 6.8 Spannungsvorhaltung Lindau (Spullersee und Braz) und I 6.9 Engpassmanagement. Folglich ergibt sich ein Korrekturwert für die Berücksichtigung von aktivierten Fremdkapitalzinsen in Höhe von EUR [REDACTED]

## **6. Systemdienstleistungen**

### **6.1 Einführung**

Systemdienstleistungen sind für die Funktionsfähigkeit eines (Bahnstrom-)Netzes notwendige Dienste, die vom Netzbetreiber neben der Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie geleistet werden.

Nachfolgende Systemdienstleistungen werden von der [REDACTED] erbracht:

- Regelleistung Frequenzumformer
- Regelleistung Kraftwerke
- Ausfallreserve Frequenzumformer
- Frequenzumformerverluste durch rotierende Reserve
- Blindleistungsvorhaltung
- Schwarzstartfähigkeit
- Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer
- Spannungsvorhaltung Lindau
- Engpassmanagement

Der gesamte Aufwand für die obengenannten Systemdienstleistungen wird gemäß dem Durchleitungsmodell 2020 der [REDACTED] dem Tarif „Verteilung“ zugerechnet.

### **6.2 Regelleistung**

Der Energielieferant übermittelt der Netzbetreiberin [REDACTED] auf Grundlage des Fahrplanes des mit Strom zu beliefernden Eisenbahnverkehrsunternehmens einen Energiefahrplan, um die [REDACTED] in die Lage zu versetzen, möglichst genaue Prognosen hinsichtlich der benötigten Stromliefermengen, die in das Bahnstromnetz gespeist werden müssen, abzugeben, um auftretende Schwankungen der Frequenz, der Spannung als auch der Stromstärke ausgleichen zu können. Abweichungen von der Prognose sind jedoch unvermeidbar. In diesen Fällen greift die Netzbetreiberin zunächst auf die Systemdienstleistung „Regelleistung“ zurück, um einen Zusammenbruch des Stromnetzes abzuwenden: Ein Ungleichgewicht zwischen Einspeisungen und Entnahmen wird durch zusätzliche oder geringere Einspeisungen bzw Entnahmen wieder ausgeglichen.

Zur Regelung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch greift die [REDACTED] sowohl auf ihre Frequenzumformer als auch auf ihre regelfähigen Kraftwerke zurück, wobei die [REDACTED] in unmittelbarer Reaktion auf

Ungleichgewichte tendenziell zunächst die Frequenzumformer und anschließend die Kraftwerke einsetzt.

Bei der Ermittlung der Höhe des Aufwands für die Erbringung von Regelleistung im Bahnstromnetz ist einerseits die Höhe der erforderlichen Regelleistung und andererseits die Verteilung der Regelleistungsaufbringung zwischen Kraftwerken und Umformern maßgeblich.

Im Jahr 2008 wurde seitens der [REDACTED] die Studie [REDACTED] [REDACTED], Entwicklung eines Tarifsystems zur Netznutzung in der Bahnstromversorgung im Auftrag der [REDACTED] (2008) (in der Folge „[REDACTED] Studie 2008“)<sup>5</sup> in Auftrag gegeben, die sich unter anderem mit dem Thema Regelleistung auseinandersetzt. Auf Grundlage von Daten über alle aufgetretenen Leistungsschwankungen im Bahnstromnetz der [REDACTED] innerhalb einer repräsentativen Woche im Jahr 2008 wurde eine Analyse der Leistungsverhältnisse vorgenommen, deren Ergebnisse sich in der [REDACTED] Studie 2008 wiederfinden. Die repräsentative Woche im Jahr 2008 (04.02.2008-10.02.2008) wies folgende Struktur auf:



**Abbildung 12: Regelleistungsschwankung 2008**

Anhand dieser Struktur bzw der zugrunde liegenden Leistungsdaten zur Ermittlung der Verteilung von Frequenzumformereinsatz und Kraftwerkseinsatz wurden gemäß der [REDACTED] Studie 2008 folgende Werte ermittelt:

Position	Wert
Maximale Schwankung der Leistung im Betrachtungszeitraum	[REDACTED] MW

<sup>5</sup> Die Schienen-Control Kommission verweist zur Begründung der Heranziehung der gutachterlichen Stellungnahme auf den Bescheid zu SCK-WA-12-006 vom 10.06.2016, sowie den Bescheid zu SCK WA-16-017 vom 19.02.2018, 124-132.

- davon Kraftwerkseinsatz für kurzfristige Leistungsregelung
  - davon Frequenzumformereinsatz für kurzfristige Leistungsregelung
- Maximale Schwankung innerhalb einer ¼ h einer repräsentativen Woche
- Total installierte Leistung Kraftwerke [REDACTED]
- Total installierte Leistung Frequenzumformer [REDACTED]
- % Anteil der Kraftwerke für Regelabruf [REDACTED]
- % Anteil der Frequenzumformer für Regelabruf [REDACTED]

[REDACTED] W  
 [REDACTED] W  
 [REDACTED] W  
 [REDACTED] W  
 [REDACTED] W  
 [REDACTED]

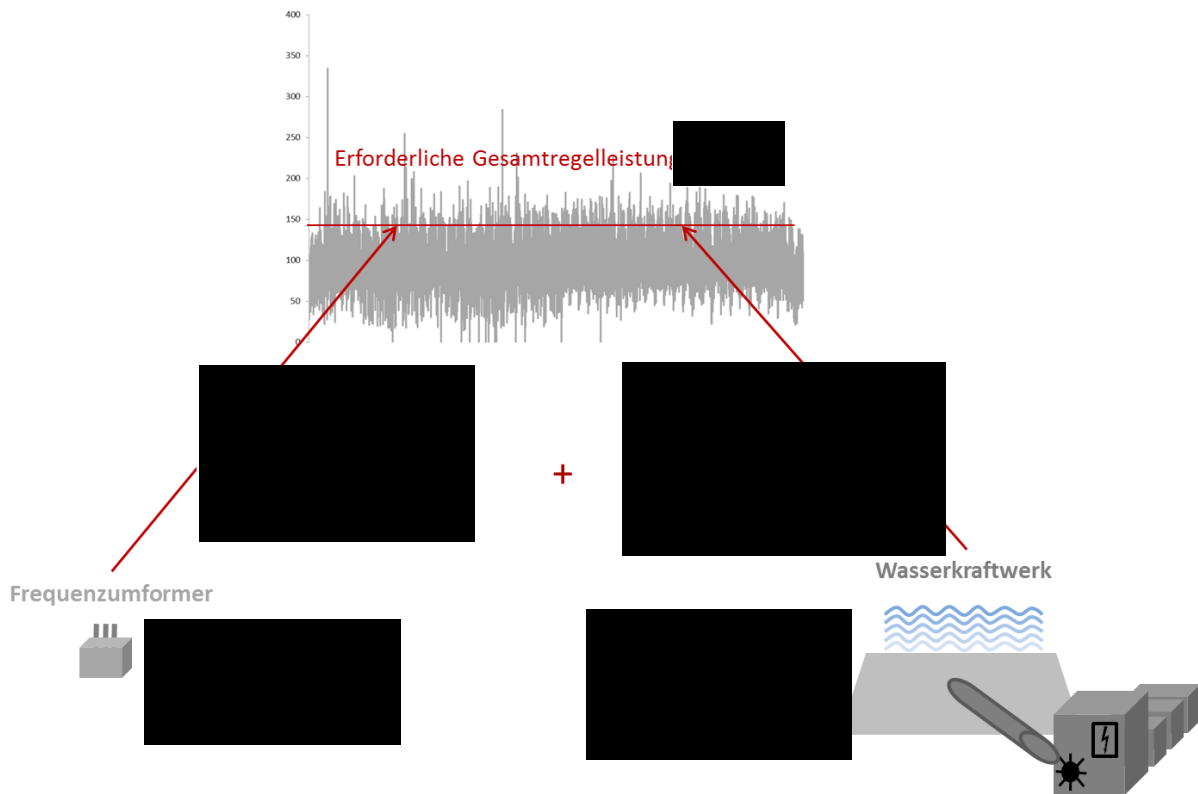


Abbildung 13: Aufteilung Regelleistung 2008

Die [REDACTED] Studie 2008 geht davon aus, dass bei der Ermittlung der tatsächlich benötigten Regelleistung durch die Frequenzumformer und die Kraftwerke berücksichtigt werden muss, dass die maximale Schwankung der Leistung im Betrachtungszeitraum [REDACTED] MW) die maximale Schwankung innerhalb einer Viertelstunde ([REDACTED] MW) deutlich übersteigt. Daraus schließt [REDACTED] in der [REDACTED] Studie 2008, dass rund [REDACTED] MW (= [REDACTED] MW + [REDACTED] MW = [REDACTED] MW) an Leistung von den Frequenzumformern bereitgestellt werden müssen, während die Kraftwerke rund [REDACTED] MW (= [REDACTED] MW \* [REDACTED] MW = [REDACTED] MW) bereitzustellen haben.

Seitens der [REDACTED] wurde zur Ermittlung des Aufwands für die Regelleistung für das Jahr 2020 eine Neuberechnung vorgenommen, welche sich an der Ermittlung des Regelleistungsaufwands 2016 orientiert, der durch die Schienen-Control Kommission im 1. Teilbescheid Bahnstrom 2016 anerkannt wurde. Dabei verwendet die [REDACTED] die gleiche Berechnungsmethodik der [REDACTED] Studie 2008 für die Verteilung zwischen Kraftwerken und Frequenzumformern. Die Höhe der Regelleistung ermittelt die [REDACTED] mit [REDACTED] MW. Von der mit [REDACTED] MW angesetzten Gesamtregelleistung

werden von der [REDACTED] MW Regelleistung den Frequenzumformern und [REDACTED] MW Regelleistung den Kraftwerken zugewiesen.

Zum Planungszeitpunkt der Tarifiermittlung 2020 vorliegende Daten für den Zeitbereich Juli 2017 bis Juni 2018 ergeben unter Berücksichtigung einer Standardabweichung ( $3\sigma$  bzw. einem Konfidenzniveau von rund [REDACTED] %) einen Anstieg des Regelleistungsbedarfs auf [REDACTED] MW. Dies entspricht der Vorgehensweise zur Prüfung der Tarifiermittlung 2019. Die [REDACTED] hat lediglich einen Regelleistungsbedarf von [REDACTED] MW für die Berechnung herangezogen.

Unter Berücksichtigung einer Regelleistungshöhe von [REDACTED] MW und der Regelleistungsaufteilung gemäß der [REDACTED] Studie 2008 ([REDACTED] MW Frequenzumformer und [REDACTED] MW Kraftwerke) ergibt sich, dass [REDACTED] MW zur Ausregelung des Netzes durch die Frequenzumformer zur Verfügung stehen. Dies entspricht einem Anteil von [REDACTED] % ( $= \frac{[REDACTED] \text{ MW}}{[REDACTED] \text{ MW}}$ ) der Gesamtleistung der Frequenzumformer für die Regelleistung. Demgemäß fließen [REDACTED] % der Anlagenkosten der Frequenzumformer in die Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ ein.

An dieser Stelle ist darauf zu verweisen, dass die aufgrund der Regelleistungsbereitstellung entstehenden Kosten nicht mit den Ausgleichsenergiekosten, die aufgrund der zusätzlichen Energieeinspeisungen bzw. -entnahmen zwecks Ausregelung des Netzes entstehen, zu verwechseln sind.

Unter 4.2 des (Muster-)Durchleitungsvertrages der [REDACTED] der zwischen dem Energielieferanten und der [REDACTED] abgeschlossen wird, heißt es, dass der Preis für die Ausgleichsenergie in Analogie zum Preismodell der APG ermittelt und dem Energielieferanten in Rechnung gestellt wird, der diese wiederum an das Eisenbahnverkehrsunternehmen weiterreicht bzw. direkt dem Eisenbahnverkehrsunternehmen in Rechnung stellt.

Die Ermittlung der Ausgleichsenergie des jeweiligen Eisenbahnverkehrsunternehmens durch die [REDACTED] erfolgt gemäß dem (Muster-)Durchleitungsvertrag der [REDACTED] ausschließlich anhand der Energiefahrpläne an den des jeweiligen Energielieferanten (siehe Punkt 4.1 des (Muster-)Durchleitungsvertrages), sodass es zu keiner Solidarisierung des Ausgleichsenergieerisikos innerhalb der Eisenbahnverkehrsunternehmen kommt.

#### 4. Verrechnung der Ausgleichsenergie

- 4.1. Die [REDACTED] bestimmt die Ausgleichsenergie ausschließlich aus den entsprechenden Energiefahrplänen gem. **Anlage 4** und dem gem. Pkt. 3.2 gebildeten Verbrauch.
- 4.2. Die Verrechnung der Ausgleichsenergie an den Energielieferanten erfolgt in Analogie zum veröffentlichten Preismodell des Bilanzgruppenkoordinators über die 2 Preiskomponenten und der von der E-Control GmbH (Regulierungsbehörde der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft in Österreich) festgelegten und veröffentlichten Clearinggebühren. Diese sind auf der Internetseite des Bilanzgruppenkoordinators ersichtlich. Die im zweiten Clearing des Bilanzgruppenkoordinators errechneten Ausgleichsenergiepreise werden für die Verrechnung der Ausgleichsenergie durch [REDACTED] nicht herangezogen.

Abbildung 14: Auszug aus dem (Muster-)Durchleitungsvertrag der [REDACTED]

##### 6.2.1 Regelleistung Frequenzumformer

Die Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ setzt sich – jeweils anteilig – aus Anlagenkosten der Frequenzumformer, Verlusten der Frequenzumformer sowie vorgelagerten Netzkosten der APG zusammen; siehe nachstehende Formel:

„Regelleistung Frequenzumformer = Anteilige Anlagenkosten der Frequenzumformer (ohne Umrichterwerk [REDACTED] + anteilige Verluste der Frequenzumformer + anteilige vorgelagerte Netzkosten APG“

# Regelleistung Frequenzumformer

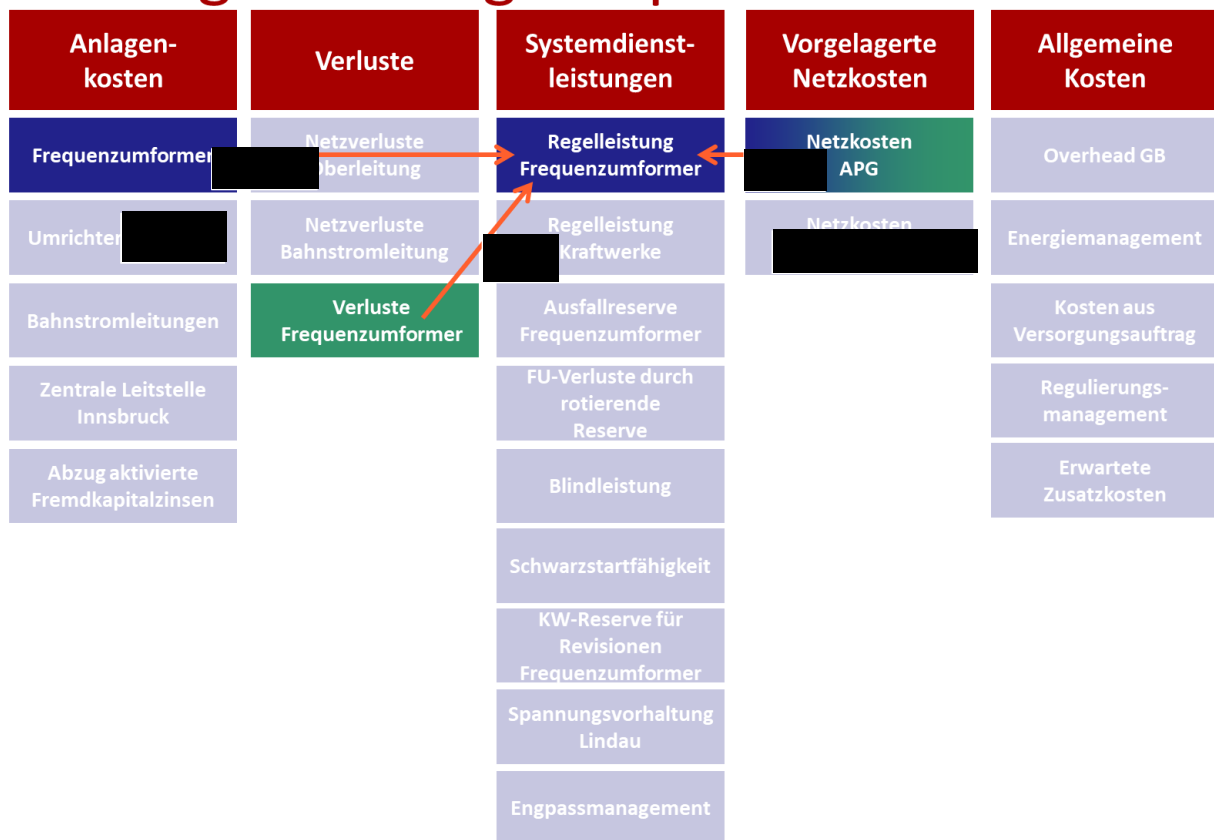


Abbildung 15: Regelleistung Frequenzumformer

Da laut [REDACTED] Studie 2008 auf den gesamten Betrachtungszeitraum (04.02.2008 – 10.02.2008) gesehen [REDACTED] MW ([REDACTED] MW durch die Kraftwerke und [REDACTED] MW durch die Frequenzumformer) zur Ausregelung des Netzes bereitgestellt werden, die maximale Schwankung der Entnahmen innerhalb einer Viertelstunde (Gesamtregelleistungsbedarf) jedoch laut Berechnung der [REDACTED] nur bei [REDACTED] MW liegt, werden von den [REDACTED] MW nur rund [REDACTED] MW zur Ausregelung des Netzes durch die Frequenzumformer zur Verfügung gestellt.

In Relation zur Gesamtleistung der Frequenzumformer von [REDACTED] MW (Frequenzumformer inklusive Umrichterwerk Uttendorf, exklusive Umrichter [REDACTED] der nicht zur Regelung des Bahnstromnetzes eingesetzt werden kann) ergibt sich hieraus ein Anteil von [REDACTED] % (= [REDACTED] MW ÷ [REDACTED] MW der Gesamtleistung der Frequenzumformer für die Regelleistung).

Aus diesem Grund wurden [REDACTED] % der Anlagenkosten der Frequenzumformer (siehe Punkt 5.3, wonach sich der Aufwand für die Kostenposition „Anlagenkosten Frequenzumformer“ auf insgesamt EUR [REDACTED] beläuft) – also EUR [REDACTED] – der Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ und somit dem Bereich Netz (Tarif „Verteilung“) zugewiesen.

Die Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ enthält darüber hinaus [REDACTED] % des Aufwands der Kostenposition „Verluste Frequenzumformer“, zumal die Frequenzumformer in diesem Umfang zur Ausregelung des Netzes zur Verfügung stehen (siehe oben) und demgemäß in diesem Umfang – aufgrund der zusätzlichen Energieeinspeisungen – auch

zusätzlich Verluste bei den Frequenzumformern anfallen. Daraus ergibt sich für das Jahr 2020 – unter Heranziehung des Gesamtaufwandes für Umformerverluste in Höhe von EUR [REDACTED] – ein Betrag von EUR [REDACTED]

Weiters werden gemäß dem Durchleitungsmodell 2020 für die in Folge der Ausregelung des Netzes notwendig werdenden Strommengen Kosten für die Nutzung vorgelagerter APG-Netze – die bei Strombezug aus dem 50 Hz-Netz anfallen – angesetzt. [REDACTED] % dieser vorgelagerten Netzkosten der APG (geplanter Gesamtwert für das Jahr 2020 EUR [REDACTED] wurden der Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ zugeordnet. Dies entspricht einem Betrag von EUR [REDACTED]

In Summe ergibt sich daraus ein Gesamtaufwand von EUR [REDACTED] für die Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“, der dem Tarif „Verteilung“ zugeordnet wird:

<b>Kostenposition</b>	<b>Plankosten 2020 in EUR</b>
<b>Anteilige Anlagenkosten Frequenzumformer</b>	[REDACTED]
<b>Anteilige Verluste der Frequenzumformer</b>	[REDACTED]
<b>Anteilige vorgelagerte Netzkosten APG</b>	[REDACTED]
<b>Gesamt</b>	[REDACTED]

Bei der Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ wurde ein [REDACTED] % übersteigender WACC-Zinssatz angesetzt. Bei den Verlusten der Frequenzumformer wurde ein überhöhter Verlustpreis berücksichtigt sowie die falschen Basisdaten für die Berechnung der Verlustmengen herangezogen. Bei den vorgelagerten Netzkosten APG wurden Anpassungen (Indexierungen) vorgenommen, die nicht nachgewiesen werden konnten. Der Gesamtaufwand für die Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ beläuft sich unter Berücksichtigung des korrigierten WACC-Zinssatzes in Höhe von [REDACTED] % (siehe Kapitel I 5.1), der Korrekturen des Netzverlustpreises (siehe Kapitel I 4.2) und den Korrekturen betreffend die vorgelagerten Netzkosten (siehe Kapitel I 7.2) sowie der Nichtberücksichtigung der Indexierung innerhalb der Anlagenkostenermittlung auf einen Betrag von EUR [REDACTED]

### **6.2.2 Regelleistung Kraftwerke**

Die Kostenposition „Regelleistung Kraftwerke“ wurde seitens der [REDACTED] auf Basis der Anlagenkosten der Kraftwerke ermittelt. Nachstehende 16,7 Hz-Kraftwerke werden von der [REDACTED] betrieben:

Regelfähige 16,7 Hz-Kraftwerke	Anzahl der Maschinensätze	Leistung in Megawatt
Spullersee		
Braz		
Uttendorf I		
Uttendorf II		
Schneiderau		
Enzingerboden		
<i>Summe KW</i>		

■ MW werden gemäß dem Durchleitungsmodell 2020 der ■ für die Regelleistung vorgehalten. Da insgesamt ■ MW (■ MW durch die Kraftwerke und ■ MW durch die Frequenzumformer) zur Verfügung stehen, der tatsächliche Gesamtregelungsbedarf gemäß dem Durchleitungsmodell 2020 bei lediglich ■ MW liegt, werden somit von den ■ MW rund ■ MW zur Ausregelung des Bahnstromnetzes von Seiten der Kraftwerke vorgehalten. In Relation zur Gesamtleistung der Kraftwerke von ■ MW ergeben die rund ■ MW einen Anteil von ■ % der Gesamtleistung der regelfähigen Kraftwerke. Somit wurden ■ % der Anlagenkosten der regelfähigen Kraftwerke (sohin EUR ■ die sich nach Abzug der Kosten für Schwarzstartfähigkeit (siehe Punkt 6.6) auf insgesamt EUR ■ belaufen, der Regelleistung zugerechnet.

Die nachstehend angeführten Werte von OPEX und CAPEX I entstammen der Mittelfristplanung der ■ Die CAPEX II wurden aus den Mittelwerten der geplanten Buchwerte zum 31.12.2019 und jenen zum 31.12.2020 gebildet. Diese Mittelwerte wurden mit dem WACC-Zinssatz von ■ % bewertet. ■ % der Anlagenkosten der regelfähigen Kraftwerke wurden dem Bereich Netz (Tarif „Verteilung“) zugewiesen.

Regelfähige 16,7 Hz-Kraftwerke	OPEX	CAPEX I	CAPEX II	Gesamt
Uttendorf I & II				
Schneiderau				
Enzingerboden				
Spullersee				
Braz				
<i>Summe KW</i>				

Die nachstehende Tabelle enthält eine Übersicht über die Zusammensetzung von CAPEX II der regelfähigen Kraftwerke. Nachstehende Tabelle zeigt eine Übersicht über die Zusammensetzung CAPEX II der regelfähigen Kraftwerke in EUR:

Kraftwerk	2019	2020	CAPEX II
Uttendorf			
Schneiderau			
Enzingerboden			
Spullersee			
Braz			
<b>Gesamt</b>			

Die nachstehende Tabelle enthält eine Übersicht über die Zusammensetzung von CAPEX II der nicht-regelfähigen Kraftwerke:

Kraftwerk	2019	2020	CAPEX II
Obervellach / Obervellach II			
Fulpmes			
<b>Gesamt</b>			

Unter Berücksichtigung der Regelleistungshöhe von ■ MW kann eine Kraftwerksregelleistung in Höhe von rund ■ MW bzw ein Anteil von ■ % (= ■ MW/■ MW) der Anlagenkosten der regelfähigen Kraftwerke der Regelleistung zugerechnet werden.

Von der ■ wurde ein ■ % übersteigender WACC-Zinssatz angesetzt. Der Gesamtaufwand für die Kostenposition „Regelleistung Kraftwerke“ beläuft sich unter Berücksichtigung der WACC Korrektur (siehe Punkt 5.1) und der Korrekturen der Kosten für Schwarzstartfähigkeit (siehe Punkt 6.6) sowie der Nichtberücksichtigung der Indexierung innerhalb der Anlagenkostenermittlung auf einen Wert in Höhe von EUR ■

### 6.3 Ausfallreserve Frequenzumformer

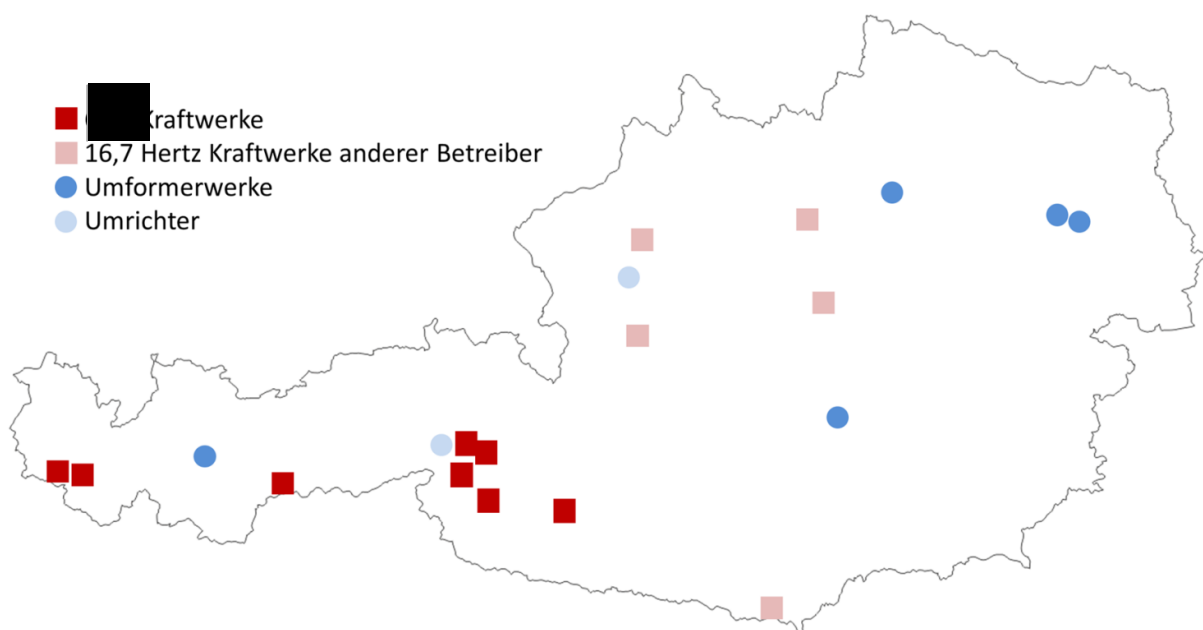
Hinter der Kostenposition „Ausfallreserve Frequenzumformer“ des Kostenblocks „Systemdienstleistungen“ verbergen sich jene Kosten, die dadurch entstehen, dass die Bahnstromnetzbetreiberin ■ Umformerwerksleistungen für den Fall von Kraftwerks- und/oder Umformerwerksausfällen vorhält. Auf diese Weise soll sichergestellt werden, dass das Bahnstromversorgungssystem bei Eintritt des obgenannten Szenarios nicht kollabiert.

Im Durchleitungsmodell 2020 werden – unter anderem zwecks Einhaltung der Bilanzkrestreue und der Einhaltung der Vorgaben des Verbandes Europäischer Übertragungsnetzbetreiber – sowohl für die Frequenzumformer als auch für die Kraftwerke Maschinen für die Ausfallsreserve bereitgestellt. Eine gesetzliche Verpflichtung zur Einhaltung

der Bilanzkreistreue besteht in Österreich jedoch nicht. Weiters ist die [REDACTED] auch kein Mitglied des Verbandes Europäischer Übertragungsnetzbetreiber.

Zur Ermittlung der Kostenposition „Ausfallreserve Frequenzumformer“ wurden (anteilig) die Anlagenkosten der Frequenzumformer herangezogen.

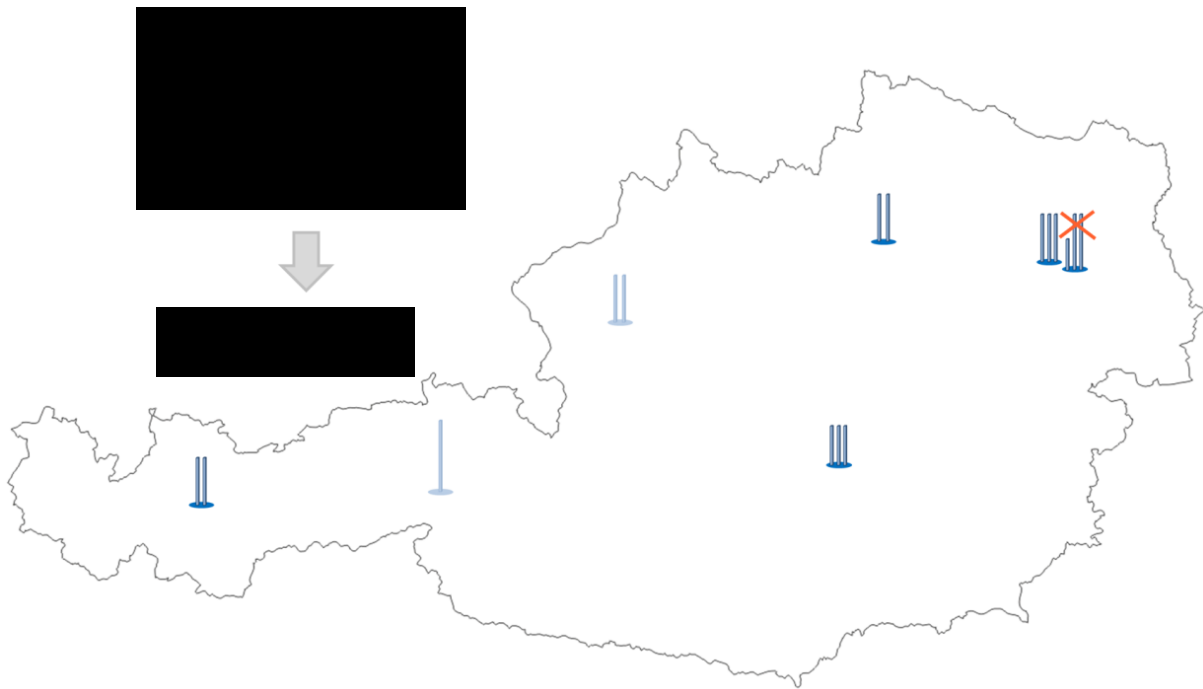
Zur Ermittlung der Höhe der der jeweiligen Ausfallreserve zurechenbaren Anlagenkosten wurde seitens der [REDACTED] das sogenannte (n-1)-Prinzip herangezogen. Das Prinzip beruht auf der Annahme, dass das Bahnstromversorgungssystem so ausgestaltet sein muss, dass der Ausfall der jeweils größten Einheit des Versorgungssystems durch die übrigen Systemkomponenten kompensiert werden kann. Bei Ausfall eines Elements der Stromversorgung – beispielsweise eines Generators oder eines Transformators – darf es zu keiner Beeinträchtigung des Netzbetriebs in Form einer Versorgungsunterbrechung kommen.



**Abbildung 16: Übersicht Kraftwerke und Umformer**

Die [REDACTED] hat das (n-1)-Kriterium für die Frequenzumformer angewendet.

Zur Ermittlung der Kostenposition „Ausfallreserve Frequenzumformer“ wurde zunächst der Ausfall des größten Frequenzumformerwerks mit [REDACTED] MW als Einzelausfall unterstellt (Ausfall eines Drehstromumspanners in Kledering und dadurch Ausfall von zwei Umformersätzen mit jeweils circa [REDACTED] MW). Setzt man die Gesamtleistung der Frequenzumformer (alle Frequenzumformer und Umrichterwerk Uttendorf, ohne Umrichterwerk [REDACTED] in Höhe von [REDACTED] MW in Relation zu den [REDACTED] MW, ergibt sich ein Prozentsatz von [REDACTED] %.



**Abbildung 17: Installierte Leistung Umformer**

Da die Umformer in diesem Umfang nicht mehr für die Erbringung von Umformungsleistung zur Verfügung stehen, wurden die für diesen Teil der Leistung anfallenden Anlagenkosten der Frequenzumformer dem Bereich Netz (Tarif „Verteilung“) zugerechnet.

# Anlagenkostenzuweisung

## Frequenzumformer

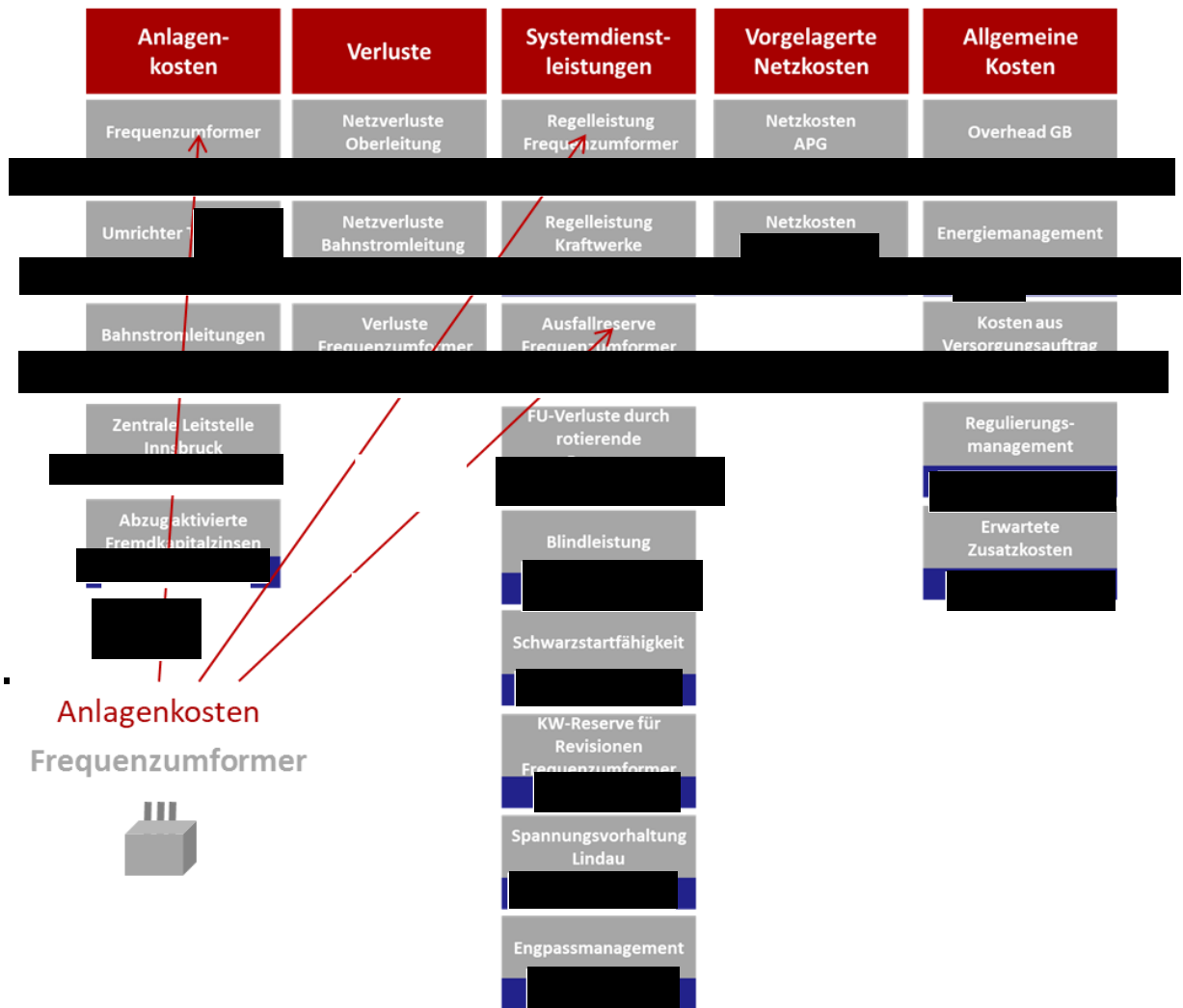


Abbildung 18: Anlagenkosten Frequenzumformer

Aus Punkt 5.3 ergibt sich, dass für die Kostenposition „Anlagenkosten Frequenzumformer“ (inklusive Umrichterwerk Uttendorf) ein Aufwand von EUR [REDACTED] angesetzt wurde. Der Anteil der Ausfallreserve in Höhe von [REDACTED] % der Anlagenkosten der Frequenzumformer, der dem Bereich Netz (Tarif „Verteilung“) zugerechnet wurde, entspricht demnach EUR [REDACTED].

Bei der Kostenposition „Ausfallreserve Frequenzumformer“ wurde von der [REDACTED] ein WACC-Zinssatz in Höhe von [REDACTED] % angesetzt (siehe Punkt 5.1).

Der Gesamtaufwand der Kostenposition „Ausfallreserve Frequenzumformer“ beläuft sich unter Berücksichtigung des von der Schienen-Control Kommission festgesetzten

WACC-Zinssatzes sowie der Nichtberücksichtigung der Indexierung innerhalb der Anlagenkostenermittlung auf einen Wert von EUR [REDACTED].

#### **6.4 Frequenzumformerverluste durch rotierende Reserve**

Der Verbrauch im Netz der [REDACTED] unterliegt starken Schwankungen, die über die Frequenzumformer (und die Kraftwerke) ausgeglichen werden. Die Frequenzumformer werden somit – neben ihrer Funktion als Frequenzumwandler – zur Ausregelung des Bahnstromnetzes (Erbringung von Regelleistung) eingesetzt (Details hierzu siehe unter Punkt 6.2).

Der Umstand, dass die Frequenzumformer zur Ausregelung des Netzes verwendet werden, führt dazu, dass die durchschnittliche Auslastung der Maschinensätze der Frequenzumformer weit niedriger ist, als sie durch die reine Umformertätigkeit ohne Erbringung von Regelleistung wäre. Demgemäß muss eine höhere Frequenzumformerleistung vorgehalten werden als für die Erbringung der reinen Umformung (ohne Regelleistung) notwendig wäre.

Für die Regelleistung hält die [REDACTED] – von insgesamt [REDACTED] regelfähigen Maschinensätzen – drei Maschinensätze mit je einer Leistung von durchschnittlich [REDACTED] MW vor. Die Leistungsvorhaltung von je rund [REDACTED] MW pro Maschinensatz wird für die Rotation (ohne Wirkleistung) benötigt und ganzjährig (24 Stunden x 365 bzw 366 Tage im Falle eines Schaltjahres, im Mittel 24 Stunden x 365,25 Tage) zur Verfügung gestellt. Der hierdurch verursachte Stromverbrauch wird als Verlust der Frequenzumformer durch rotierende Reserve bezeichnet, da er unabhängig davon entsteht, ob Energie aus der Oberleitung entnommen wird oder nicht. Unter Zugrundelegung der Leistung der drei Maschinensätze mit je [REDACTED] MW ergibt sich für das Jahr 2020 – mit seinen rechnerisch 8.766 Stunden – ein Stromverbrauch von [REDACTED] MWh, der wiederum unter Zugrundelegung des festgesetzten Stromverlustpreises der [REDACTED] in Höhe von EUR [REDACTED] je MWh einen Aufwand von EUR [REDACTED] verursacht. Dieser Aufwand wurde gemäß dem Durchleitungsmodell 2020 dem Tarif „Verteilung“ zugeordnet.

Unter Zugrundelegung des korrigierten Stromverlustpreises in Höhe von EUR [REDACTED] je MWh ergibt sich ein Aufwand von EUR [REDACTED]

#### **6.5 Blindleistung**

Zur Stabilisierung des Spannungsniveaus des Netzes wird seitens der [REDACTED] Blindleistung kompensiert. Die Blindleistung kann entweder von den Generatoren der Kraftwerke oder – sofern verfügbar – von Kompensationseinrichtungen in den Unterwerken kompensiert werden. Da die Unterwerke der [REDACTED] nur vereinzelt über Kompensationseinrichtungen verfügen, wird größtenteils auf die Generatoren der Kraftwerke zurückgegriffen.

Die Kompensation von Blindleistungserzeugungs- bzw -transportkapazität führt bei den Generatoren und den Blocktransformatoren der Kraftwerke zu einem Mehraufwand, da eine entsprechend erhöhte Stromtragfähigkeit vorgesehen werden muss.

Für die Berechnung des Aufwands für die Blindleistungskompensation wurden anteilmäßig die Anlagenkosten der regelfähigen und der nicht regelfähigen Kraftwerke herangezogen:

Planwerte Anlagenkosten 2020 in EUR	16,7 Hz regelfähige Kraftwerke	16,7 Hz NICHT regelfähige Kraftwerke	Kraftwerke Gesamt
OPEX			
CAPEX I (AfA)			
CAPEX II (Finanzaufwand)			
<b>Summe Aufwand</b>			

Der Kostenposition „Blindleistung“ liegt ein Anteil von ■ % der Kraftwerkskosten zugrunde. Dies entspricht – bei Gesamtkosten für die Kraftwerksanlagen in Höhe von EUR ■ – für die Kostenposition „Blindleistung“ einem Aufwand in Höhe von EUR ■ der dem Bereich „Verteilung“ zugerechnet wurde.

Bei der Kostenposition „Blindleistung“ wurde ein WACC-Zinssatz in Höhe von ■ % angesetzt (siehe Kapitel I 5.1). Weiters wurden die Anlagenkosten zur Gänze berücksichtigt und nicht vorab um die bereits angesetzten Kosten „Schwarzstartfähigkeit“ vermindert.

Der Gesamtaufwand der Kostenposition „Blindleistung“ beläuft sich unter Berücksichtigung des von der Schienen-Control Kommission festgelegten WACC-Zinssatzes und der Korrektur um die Doppelverrechnung der Schwarzstartfähigkeit sowie der Nichtberücksichtigung der Indexierung innerhalb der Anlagenkostenermittlung auf einen Betrag in Höhe von EUR ■

## 6.6 Schwarzstartfähigkeit

### 6.6.1 Allgemeines

Zur Wiederherstellung der Bahnstromversorgung im Falle eines Blackouts – eines Totalausfalls der Bahnstromversorgung – werden laut ■ schwarzstartfähige Anlagen benötigt. Unter Schwarzstartfähigkeit wird die Fähigkeit eines Kraftwerkes verstanden, ohne Eigenbedarfsversorgung über ein öffentliches Netz den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen zu können - insbesondere nach einer Störung, die zum Zusammenbruch des Netzes führt.

Darüber hinaus wird eine „Inselnetzfähigkeit“ als erforderlich erachtet, dh eine stabile Spannung liegt in einem Teilbereich des Bahnstromnetzes vor und der erforderliche Verbrauch kann für diesen Teilbereich gedeckt werden. Auf Grund von Engpässen im Netz kann nach einem kompletten Netzausfall die Wiederinbetriebnahme nicht von nur einem Punkt aus vorgenommen werden, sondern muss in einzelnen Netzabschnitten jeweils einzeln erfolgen, sodass in jedem dieser Netzabschnitte schwarzstartfähige Anlagen bereitzuhalten sind. Sobald die Teilnetze im Inselbetrieb wieder aufrecht sind, erfolgt die Zusammenschaltung der verschiedenen Netzabschnitte.

Die Schwarzstartfähigkeit kann technisch-physikalisch nicht durch die Frequenzumformer im Bahnstromnetz übernommen werden und auch nicht von Kraftwerken, die über keine schwarzstartfähigen Anlagen verfügen, da diese jeweils initial Energie aus dem Netz benötigen, um selbst wieder Strom produzieren zu können. Folglich kann auch die bereits

vorgehaltene Frequenzumformerausfallreserve im Falle eines Blackouts nicht zur Wiederherstellung der Bahnstromversorgung eingesetzt werden.

Die schwarzstartfähigen Anlagen verursachen Kosten zur erstmaligen Herstellung und zur Aufrechterhaltung der Schwarzstartfähigkeit sowie zusätzliche Investitionen, laufende Betriebskosten und laufende Reinvestitionen. Im Tarifmodell 2020 führt die [REDACTED] diese Kosten gesondert an. Die [REDACTED] führt hierbei OPEX, CAPEX I und CAPEX II-Aufwendungen an.

### 6.6.2 OPEX

Die Ermittlung der OPEX-Kosten enthält die Aufwendungen für die Instandhaltung (Wartung und Inspektion) und Entstörung sowie die geplanten Instandsetzungsprojekte. Bezugnehmend auf die benötigten Kosten für Wartung und Inspektion im Jahr 2018 wird seitens [REDACTED] der benötigte Aufwand 2020 ermittelt, indem den ermittelten Aufwänden eine [REDACTED]-prozentige, jährliche Steigerung der Stundensätze zugerechnet wird.

Kraftwerke	Aufwand Wartung und Inspektion in EUR
Uttendorf	[REDACTED]
Schneiderau	[REDACTED]
Enzingerboden	[REDACTED]
Spullersee	[REDACTED]
Braz	[REDACTED]
<b>Summe Kraftwerke 2018</b>	[REDACTED]
[REDACTED] Steigerung für 2019	
[REDACTED] Steigerung für 2020	
<b>Summe Kraftwerke 2020</b>	[REDACTED]

Für die Tarifiermittlung 2020 wurden außerdem die geplanten Instandsetzungsprojekte mit EUR [REDACTED] angeführt.

Die [REDACTED] setzt einen Pauschalbetrag von EUR [REDACTED] und eine Valorisierung von [REDACTED] % pro Jahr für Kosten für Störungsbehebung im Schwarzstart an, somit EUR [REDACTED]. In Summe ergibt sich daher ein OPEX-Aufwand in Höhe von EUR [REDACTED].

Die Schienen-Control Kommission stellt im Zuge ihrer Ermittlungen folgenden Sachverhalt fest: Betreffend des Pauschalbetrags für Störungsbehebung im Schwarzstart wird festgehalten, dass die [REDACTED] anführt, dass noch keine direkt verwertbaren Aufzeichnungen zur Aufschlüsselung der Kosten für Störungsbehebung im Schwarzstart vorliegen, es daher in diesem Jahr noch nicht möglich sei, eine belegbare Position anzugeben. Da die [REDACTED] Kosten für die Schwarzstartfähigkeit jedoch bereits seit dem Tarifmodell 2017 zur Anerkennung bringt, wäre es durchaus erwartbar gewesen, im darauffolgenden Jahr, also betreffend das Tarifmodell 2018 und somit auch betreffend der darauffolgenden Tarifmodelle 2019 und 2020 und folgende Kostendaten auszuwerten und einen entsprechenden Nachweis zu erbringen. Dies ist unterblieben, weshalb auch für diesen Kostenbestandteil keine Anerkennung gewährt werden kann. Außerdem wurden bei der OPEX-Ermittlung die Wartungs- und Inspektionskosten zweifach mit [REDACTED] % indexiert.

Basierend auf den vorgelegten Werten hält die Schienen-Control Kommission fest, dass eine jährliche Aktualisierung der Kosten zu einer rollierenden Abgeltung der tatsächlich angefallenen Kosten führt. Sihin wird die Position Indexierung nicht zuerkannt. Für die Aufwendungen aus dem operativen Betrieb der Schwarzstartfähigkeit sind somit Kosten in Höhe von EUR 336.511 (Summe Aufwand Wartung und Inspektion zuzüglich Summe Instandsetzungsprojekte abzüglich Pauschale für Störungsbehebung) anzuerkennen.

### 6.6.3 CAPEX I

Als zweiten Kostenbestandteil führt die [REDACTED] die CAPEX I – Kosten an, welche sich wiederum aus der AfA für bereits aktivierte Anlagen und aus der AfA für Investitionen zusammensetzen. Bei der Ermittlung der bereits aktivierten Anlagen werden nur jene Anlagenkosten herangezogen, die seit dem Jahr 2001 entstanden sind, da alle vorherigen Aufwendungen nicht verfügbar sind und somit keine AfA für diese ermittelt werden kann. Anlagenteile, die nicht zu 100 % für die Schwarzstartfähigkeit verwendet werden, ergeben sich bei Kraftabstiegen, die sowohl die 16,7 Hz-Maschinen als auch die Eigenbedarfsmaschinen versorgen. Der %-Schlüssel errechnet sich aus den installierten Leistungen der Maschinen. Die für 2016 ermittelten Werte werden auch für die Tarifikalkulation 2020 verwendet, da die Nutzungsdauer keiner Anlage ausläuft. Die [REDACTED] ermittelt für Anlagenkosten zwischen 2001 und 2017 die AfA wie folgt:

Anlagenbezeichnung	AfA pro Jahr in EUR	Aktivierungsjahr	Aktivierungsbetrag in EUR	%-Anteil für Schwarzstartfähigkeit
Eb; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Eb; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Eb; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Eb; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Eb; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Eb; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Eb; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Eb; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Sn; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Sn; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Sn; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Sn; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Sn; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Sn; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Sn; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Sn; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Sn; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Bz; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Bz; Kraftabstieg	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Sp; sonst. Versorgungsanl WEKZ 0534	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Sp; sonst. Versorgungsanl WEKZ 0534				
Sp; sonst. Versorgungsanl WEKZ 0534				
Sp; sonst. Versorgungsanl WEKZ 0534				
Sp; Herstellung Netzkupplung VKW				
Eb; sonst.Versorgungsanl. WEKZ 0534				
Eb; sonst.Versorgungsanl. WEKZ 0534				
Eb; sonst.Versorgungsanl. WEKZ 0534				
Eb; sonst.Versorgungsanl. WEKZ 0534				
Eb; sonst.Versorgungsanl. WEKZ 0534				
Ut; sonst. Versorgungsanl. WEKZ 0534				
Bz; sonst. Versorgungsanl WEKZ 0534				
Sn; sonst. Versorgungsanl. WEKZ 0534				
Sn; sonst. Versorgungsanl. WEKZ 0534				
Sn; sonst. Versorgungsanl. WEKZ 0534				
Sn; sonst. Versorgungsanl. WEKZ 0534				
<b>Summe AfA p.a.</b>				

Zusätzlich wird die AfA für geplante Instandsetzungsprojekte durch die [REDACTED] ermittelt.

Instandsetzungsprojekte	AfA 2020 in EUR
KW Eb; Optimierung Kühlwasser	[REDACTED]
KW Eb; Reinvestition Gleichrichter 220V, 24V	[REDACTED]
KW Ut; Leistungserhöhung SAG-Kupplung Wirtenbach	[REDACTED]
KW Ut - Leistungserhöhung SAG-Kupplung Wirtenbach	[REDACTED]
<b>Summe AfA Invest 2020</b>	[REDACTED]

Folglich ergibt sich ein gesamter CAPEX I – Aufwand für das Jahr 2020 in Höhe von EUR [REDACTED]

#### 6.6.4 CAPEX II

Die Aufwandsermittlung CAPEX II wurde laut [REDACTED] mit denselben Daten wie für CAPEX I durchgeführt. Unter Berücksichtigung des Aktivierungszeitpunktes, der Restnutzungsdauer der Anlage und der Zurechenbarkeit zur Schwarzstartfähigkeit wurden die einzelnen Buchwerte der Anlagen ermittelt. Hierfür verwendet die [REDACTED] einen WACC-Zinssatz von [REDACTED] %.

	Buchwert 31.12.2019 in EUR	Buchwert 31.12.2020 in EUR
	[REDACTED]	[REDACTED]
<b>CAPEX II 2020 in EUR</b>	[REDACTED]	[REDACTED]

Die Gesamtkosten der Schwarzstartfähigkeit, welche aus OPEX, CAPEX I und CAPEX II ermittelt werden, belaufen sich daher auf [REDACTED] EUR ([REDACTED] EUR + [REDACTED] EUR + [REDACTED] EUR).

Unter Berücksichtigung des von der Schienen-Control Kommission festgelegten WACC-Zinssatzes und Korrektur der nicht nachgewiesenen Pauschale für Entstörung sowie der Indexierung bei Instandhaltungskosten beläuft sich der Gesamtaufwand der Kostenposition „Schwarzstartfähigkeit“ auf einen Betrag in Höhe von EUR [REDACTED]

#### 6.7 Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer

Das Bahnstromnetz, welches mit einer Frequenz von 16,7 Hz betrieben wird, kann 50 Hz-Strom nur dann aus dem öffentlichen Netz beziehen, wenn ein Frequenzumformer die Umformung übernimmt. Da jedoch nicht ausreichend viele Frequenzumformer im Bahnstromnetz vorhanden sind, um eine Vollversorgung durch das öffentliche Netz zu gewährleisten, greift die Infrastrukturbetreiberin unter bestimmten Umständen für die Ausregelung des Bahnstromnetzes auch auf 16,7 Hz-Erzeugungseinheiten zurück.

Weiters wird auf die Bedeutung der geografischen Lage der Bahnstromkraftwerke verwiesen, da unzureichende Transportleistungen im Bahnstromnetz die Versorgung von nur einem Punkt nicht ermöglichen.

Das von [REDACTED] im Auftrag der [REDACTED] erstelltes Gutachten Vorhalten von Reserveleistungen der [REDACTED] (2017)<sup>6</sup> führt hierbei folgende Leistungsbilanz an, welche aufzeigt, dass eine zusätzliche Kraftwerksreserveleistung von 30 MW erforderlich ist:

<sup>6</sup> Die Schienen-Control Kommission verweist zur Begründung der Heranziehung der gutachterlichen Stellungnahme auf den Bescheid zu SCK-WA-16-017 vom 19.02.2018, 171-181.



**Abbildung 19: Leistungsübersicht**

Die Darstellung der Leistungsbilanz zeigt Folgendes auf:

- Die installierte Leistung der Umformer beträgt ■■■ MW;
- Es sind im Jahresschnitt ■■ MW Umformerleistung nicht verfügbar, da diese für Revisionen abgestellt sind;
- Eine Ausfallreserve in Höhe von ■■ MW wird vorgehalten und ist somit nicht für die Lastdeckung verfügbar;
- Folglich sind von ■■■ MW Umformerleistung lediglich ■■■ MW verfügbar;
- Die installierte Leistung der Laufkraftwerke beträgt ■■■■ MW;
- Sofern die verfügbare Laufwassermenge minimal ist, stehen lediglich ■■ MW Laufwassererzeugung zur Verfügung;
- Somit beträgt die gesicherte verfügbare Leistung ■■■ MW;
- Eine bereits vorgehaltene Regelleistung der Kraftwerke in Höhe von ■■ MW deckt einen weiteren Teil der benötigten Last(spitzen) ab;
- In Summe stehen somit ■■■ MW Leistung zur Verfügung;
- Auf der Verbrauchsseite wird die Maximallast mit ■■■ MW herangezogen.

Um die verbleibende Differenz von ■■ MW sicherzustellen, wird die angeführte Kostenposition „Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer“ bei der Tarifiermittlung berücksichtigt. Hierzu werden die Anlagenkosten der regelfähigen Kraftwerke abzüglich der Kosten der schwarzstartfähigen Anlagen herangezogen, was einem Betrag von EUR ■■■■■■ entspricht. Die erforderlichen ■■ MW Kraftwerksreserve werden dann ins Verhältnis zu der gesamten installierten Leistung der regelfähigen Kraftwerke von ■■■ MW gesetzt und im Folgenden auf die Anlagenkosten angewendet. Somit bringt die ■■■■■■ einen Betrag von EUR ■■■■■■ für die Kostenposition „Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer“ zur Anwendung.

Die Vorhaltung von insgesamt [REDACTED] MW Leistung für Lastspitzen, deren Auftreten innerhalb der letzten Jahre nicht nachvollziehbar belegt werden konnte (keine Ausreißerbereinigung erfolgt) sowie die Gleichzeitigkeit der geschilderten Aufbringungsengpässe – vollständige Nutzung der Revisionsvorhaltung, gleichzeitig minimaler Wasserfluss, gleichzeitig maximaler Einsatz der Ausfallreserve sowie die gleichzeitige Lastspitze – stellen keine nachvollziehbare Begründung der Kostenposition „Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer“ dar.

Die Schienen-Control Kommission konnte nicht feststellen, dass die vorgehaltene „Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer“ eine ganzjährige Vorhaltung einer Kraftwerksausfallreserve rechtfertigt.

Die Schienen-Control Kommission hat im Zuge ihrer Ermittlungstätigkeit die Viertelstunden-Lastprofile der [REDACTED] angefordert und festgestellt, dass im Zeitraum vom 01.01.2010 bis 31.12.2018 in bloß [REDACTED] Fällen eine maximale Leistung von mehr als [REDACTED] MW benötigt wurde. Dies ergibt eine Eintrittswahrscheinlichkeit von [REDACTED] %. Für die Befriedigung der 3-sigma Regel ([REDACTED] %) reichten im Jahr 2018 sogar bereits [REDACTED] MW Leistung und im gesamten Betrachtungszeitraum 2010 bis 2018 [REDACTED] MW Leistung aus. Die Schienen-Control Kommission stellt fest, dass eine Ausreißerbereinigung jedenfalls zu erfolgen hat und somit die dargestellte Maximallast von [REDACTED] MW als überhöht anzusehen ist.

Unter Zugrundelegung von Effizienzgrundsätzen konnte die Schienen-Control Kommission nicht feststellen, dass eine ganzjährige Vorhaltung einer Kraftwerksausfallreserve und ihrer korrespondierenden Kostenposition „Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer“ in Höhe von EUR [REDACTED] für die Abdeckung von Lastspitzen mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit von [REDACTED] % und gleichzeitigem Auftreten aller angeführten Aufbringungsengpässe – vollständige Nutzung der Revisionsvorhaltung, gleichzeitig minimaler Wasserfluss, gleichzeitig maximaler Einsatz der Ausfallreserve – gerechtfertigt ist.

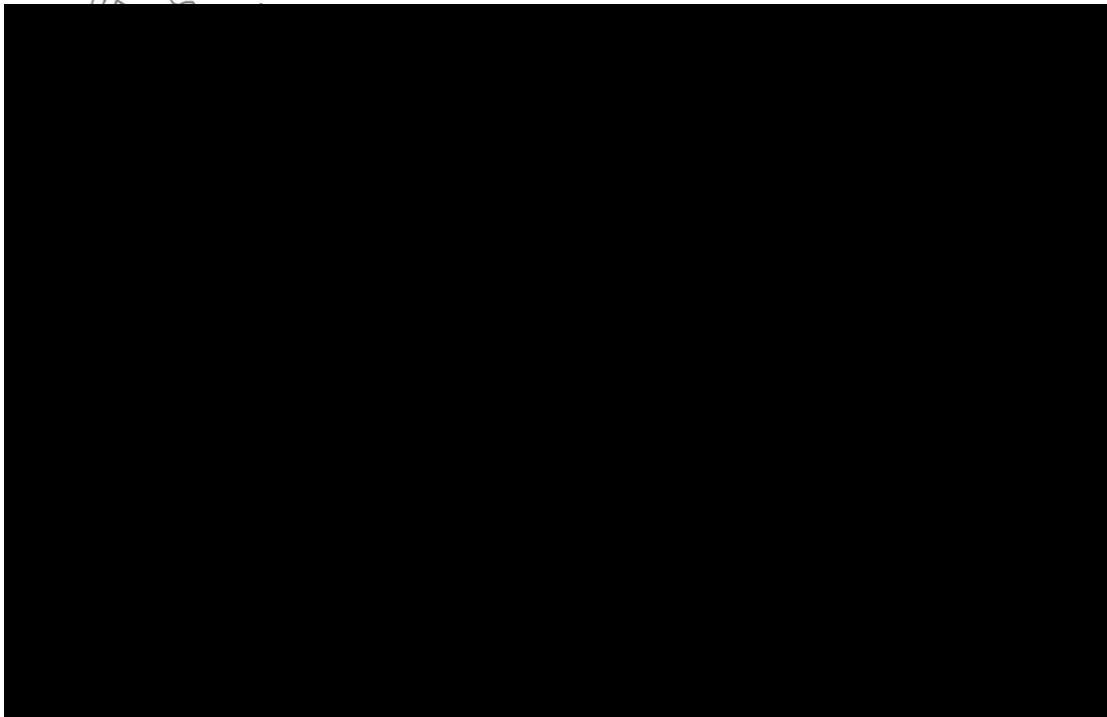
## **6.8 Spannungsvorhaltung Lindau (Spullersee und Braz)**

Zu den Qualitätskriterien der Bahnenergieversorgung zählen hauptsächlich die Einhaltung der Nennspannung von 15 kV und der Netzfrequenz von 16,7 Hz an der Oberleitung (Fahrdrabt).

In Bezug auf die Einhaltung der Nennspannung besteht durch die einseitige Speisung vom Unterwerk Feldkirch aus auf der 47 km langen zweigleisigen Strecke Feldkirch – Staatsgrenze und weiter nach Lindau Hauptbahnhof eine Einschränkung. Die Speisung des Unterwerks Feldkirch erfolgt über die 2-systemige Bahnstromleitung 110 kV aus den 32 km bzw. 41 km entfernten [REDACTED] eigenen Kraftwerken Braz und Spullersee (Kraftwerksgruppe Klostertal). Bei Ausfall der Bahnenergieversorgung in der Kraftwerksgruppe Klostertal ist in den Starklastzeiten (Berufsverkehr) die Leistungsfähigkeit der Zugförderung in diesem Bereich eingeschränkt.

Um die Spannungen in der Oberleitung der Strecke bis Lindau Hauptbahnhof innerhalb der zulässigen Grenzwerte der Verordnung über die technischen Spezifikationen für die Interoperabilität („TSI“) des Teilsystems „Energie“ des Eisenbahnsystems in der Europäischen Union (Verordnung (EU) Nr. 1301/2014) zu gewährleisten, muss nach Aussagen der [REDACTED] in der Kraftwerksgruppe Klostertal ein Maschinensatz (Nennleistungen

der Generatoren sind in der Regel (■ MW und ■ MW) zwingend und stets verfügbar vorgehalten werden.



**Abbildung 20: Spannungsversorgung Lindau**

Im Gutachten von ■ Bewertung der Spannungshaltung in Lindau bei der ■ (2017)<sup>7</sup>, welches im Auftrag der ■ erstellt wurde, wird festgestellt, dass eine Versorgung der betroffenen Strecken mit dem nochmals um 84 km weiter entfernten Umformerwerk Ötztal bei Ausfall oder reduzierter Einspeiseleistung der Kraftwerke im Klostertal Spannungen unterhalb der Grenzwerte ergeben würde, die nur noch einen sehr eingeschränkten Zugbetrieb zulassen würden.

In Anlehnung an die TSI stellt das Gutachten ■ fest, dass die Höhe und die Grenzwerte der Spannung und Frequenz folgenden Anforderungen für das Bahnenergieversorgungssystem der ■ entsprechen müssen:

<b>Niedrigste nichtpermanente Spannung Umin2 in V</b>	<b>Niedrigste Dauerspannung Umin1 in V</b>	<b>Nennspannung Un in V</b>	<b>Höchste Dauerspannung Umax1 in V</b>	<b>Höchste nichtpermanente Spannung Umax2 in V</b>
■	■	■	■	■

Zur Ermittlung der Strombelastung in den Oberleitungsabschnitten des Bahnenergieversorgungsnetzes müssen folgende Faktoren beachtet werden:

<sup>7</sup> Die Schienen-Control Kommission verweist zur Begründung der Heranziehung der gutachterlichen Stellungnahme auf den Bescheid zu SCK-WA-16-017 vom 19.02.2018, 164-170.

- einseitige oder zweiseitige Speisung mit Vorbelastung der speisenden Unterwerke, Fahrzustand der Triebfahrzeuge (Stand, Beschleunigung, Fahrt mit konstanter Geschwindigkeit, Bremsen),
- Ort der Belastung (Triebfahrzeugstrom) oder Rückspeisung der Triebfahrzeugströme,
- Verteilung der in den Oberleitungsabschnitten erzeugten Ströme (z.B. bei Querkupplungen der Oberleitungen oder bei parallel geschalteten Verstärkungsleitungen) und
- Einfluss der Spannung, die durch die Strombelastung/Stromentlastung und durch Stromausgleichsvorgänge mit anderen Speiseabschnitten bestimmt wird, auf das Betriebsverhalten der unterschiedlichen elektrischen Triebfahrzeuge.

Messungen der elektrischen Kennwerte am Ende der einseitig gespeisten Strecke mit Ausfallszenarien von Generatoren zum praktischen Nachweis einer Reservehaltung installierter Leistung sind erstens mit Personaleinsatz und Messaufwand außerordentlich intensiv und zweitens müsste ein gestörter Eisenbahnbetrieb in Kauf genommen werden.

Die einzige Möglichkeit, Leistungsbedarfe von Strecken und Strombelastungen in Oberleitungen und damit Qualitäten der Bahnenergieversorgung zu bestimmen, sind realitätsnahe Berechnungen. Es gibt ausgereifte Simulationsprogramme, die wirklichkeitsnah Zugfahrten und deren elektrische Belastung für die Bahnenergieversorgungsnetze berechnen können. Mit Hilfe dieser Simulationsprogramme können Bahnenergielieferanten und Netzbetreiber ihre Anlagen bewerten, Systeme grundlegend untersuchen und sehr genaue Aussagen über den aktuellen Zustand sowie die zukünftige Ausnutzung der Anlagen treffen.

Unter Nutzung der Software „µ-PAS“ (Power Application Software) ermittelt die [REDACTED] eine Lastfluss- und eine Zugfahrtsimulation.

Triebfahrzeuge benötigen eine festgelegte Spannungshöhe. Beim Transport der elektrischen Energie von den Erzeugungsstellen bis zum Triebfahrzeug auf der Strecke treten Spannungsabfälle auf, die die vorgegebene Spannung strom- und lastabhängig vermindern. Die an den Fahrzeugen anstehende Fahrleitungsspannung ist demnach zeitlich und örtlich unterschiedlich belastungsabhängig.

Zur Beurteilung der Spannungshaltung zwischen der Kraftwerksgruppe Klostertal und der Abnahme bis Lindau stellt die [REDACTED] drei verschiedene Szenarien gegenüber. Hieraus ergeben sich für die Szenarien folgende minimale Spannungswerte:

Szenario	Minimalspannung U <sub>min</sub> in kV
a) Ausfall der gesamten Kraftwerksgruppe Klostertal	[REDACTED]
b) Speisung mit nur einem Generator [REDACTED] MW im Kraftwerk Spullersee	[REDACTED]
c) normaler heutiger Betrieb	[REDACTED]

Das Gutachten von [REDACTED] Bewertung der Spannungshaltung in Lindau bei der [REDACTED] (2017) kommt zu dem Schluss, dass eine Versorgung der Strecke Feldkirch – Lindau nur aus dem Umformerwerk Ötztal nicht möglich ist. Weiters stellt der Gutachter fest, dass die Reservehaltung eines Generators in der Kraftwerksgruppe Klostertal

auf Grund der derzeitigen Netzkonfiguration und der derzeitigen Belastungen für einen ungestörten, zuverlässigen und sicheren Bahnbetrieb mit der elektrischen Zugförderung, wie das die TSI fordert, unabdingbar ist. Außerdem wird nach Prüfung durch den Gutachter festgehalten, dass die [REDACTED] installierte Leistung vorhalten muss, um eine Kurzschlussstromleistung im Netzbereich Feldkirch – Lindau zu gewährleisten, die für die notwendige Spannungsqualität und Störfestigkeit der Bahnenergieversorgung sorgt.

Resultierend aus den Berechnungen der Simulation ermittelt die [REDACTED] eine erforderliche Vorhaltung von [REDACTED] MW Leistung, die zur Spannungshaltung zwischen Feldkirch und Lindau erforderlich ist. Hieraus ergeben sich Kosten in Höhe von EUR [REDACTED] welche dem Tarif Verteilung zugeordnet werden.

Unter Berücksichtigung des von der Schienen-Control Kommission festgelegten WACC-Zinssatzes und der Korrekturen der Kosten für Schwarzstartfähigkeit (siehe Punkt 6.6) ) sowie der Nichtberücksichtigung der Indexierung innerhalb der Anlagenkostenermittlung beläuft sich der Gesamtaufwand der Kostenposition „Spannungsvorhaltung Lindau“ auf einen Betrag in Höhe von EUR [REDACTED]

## 6.9 Engpassmanagement

Das Bahnstromnetz, welches sich über ganz Österreich erstreckt, unterliegt Einschränkungen in Bezug auf die Verfügbarkeit von Transportleistungen. Die Einspeisepunkte der Speicherkraftwerke liegen im Wesentlichen im Westen von Österreich und die Einspeisepunkte über die Umformer im Norden bzw Osten von Österreich. Durch die langen Leitungsstrecken und notwendige Revisionen sowie Erneuerungen kommt es in bestimmten Fällen zu Engpässen im Netz, die eine komplette Nutzung der verfügbaren Kraftwerksleistungen einschränken. Das Gutachten [REDACTED] Nicht nutzbare Kraftwerksleistungen durch Netzengpässe im Stromnetz der [REDACTED] (Engpassmanagement Kraftwerke) vom 30.03.2017<sup>8</sup>, welches im Auftrag der [REDACTED] erstellt wurde, erläutert den Sachverhalt näher.

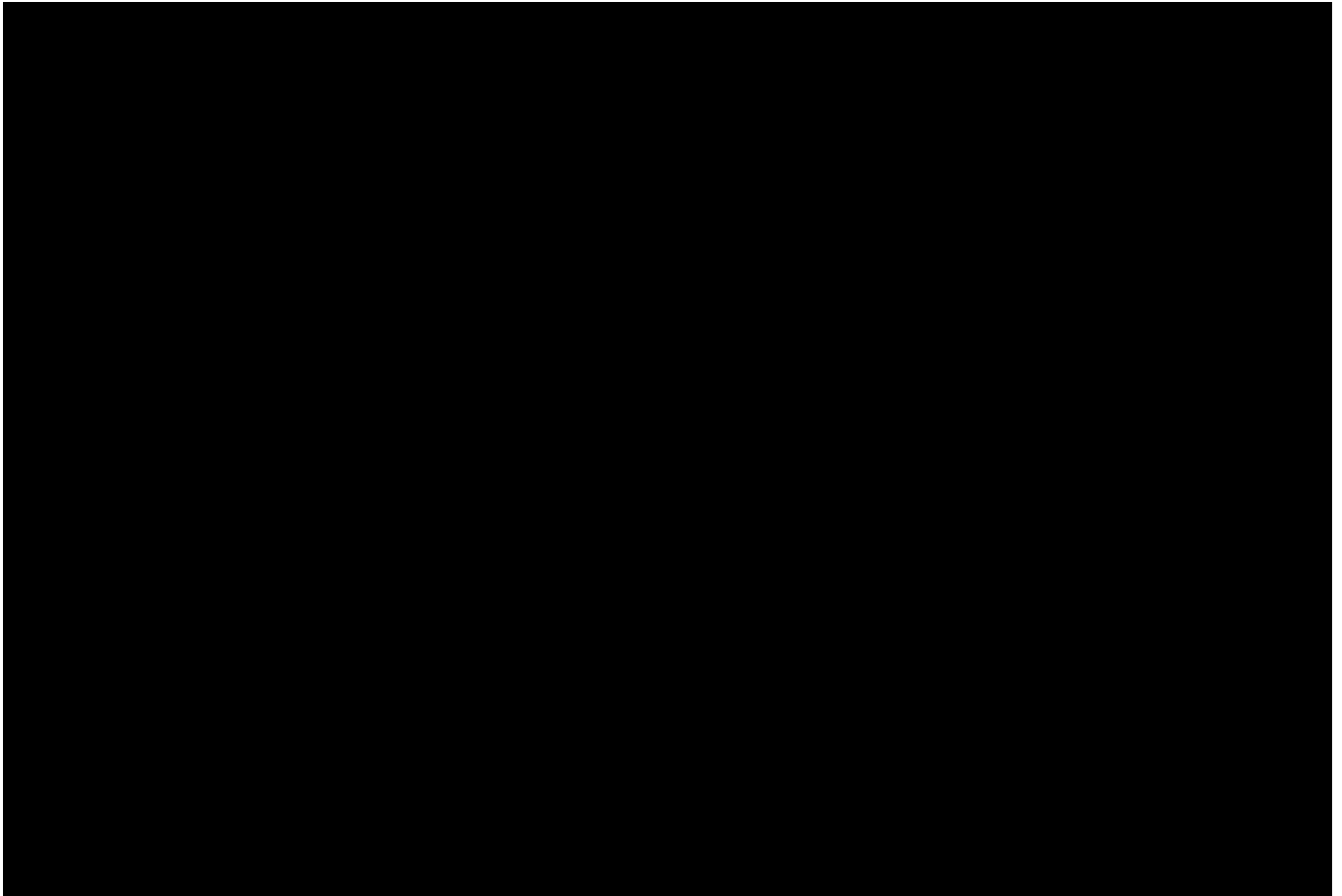
Angeführt wird, dass Engpässe durch Leitungsabschaltungen oft in den folgenden Bereichen entstehen:

- Netzengpass I: Durch die zum Teil geringen Leitungsquerschnitte kommt es im Bereich ‚Schwarzach – St. Veit‘ zu Engpässen und das insbesondere dann, wenn es einen hohen Bedarf auf der Westschiene gibt und die Versorgung aus den Speicherkraftwerken im Westen erfolgt.
- Netzengpass II: Wenn der Verbrauch im Osten (Raum Wien) sehr hoch ist und vom Übergabepunkt [REDACTED] sehr viel Leistung bezogen wird, dann entsteht auf dem Teilstück zwischen [REDACTED] und Raum Wien ein Netzengpass, weil die gesamte Leistung nicht mehr über diese Leitungen übertragen werden kann.

---

<sup>8</sup> Die Schienen-Control Kommission verweist zur Begründung der Heranziehung der gutachterlichen Stellungnahme auf den Bescheid zu GZ: SCK-WA-16-017 vom 19.02.2018, 140-145.

Die folgende Abbildung zeigt, dass grundsätzlich ein struktureller Netzengpass in zwei Bereichen vorliegt, welche insbesondere dann Eingriffe in die Erzeugung notwendig machen, wenn es zu Leitungsabschaltungen innerhalb des Netzes kommt.



**Abbildung 21: Übersicht Netzengpässe**

Zur Verifizierung der Netzengpässe wurden Leitungsabschaltungen im Jahr 2015 analysiert. Insgesamt waren im Jahr 2015 [REDACTED] MWh durch Netzengpässe nicht abrufbar. Durch eine Division der [REDACTED] MWh durch die Jahresgesamststunden (8760) ergibt sich die im Mittel für jede Stunde des Jahres nicht verfügbare Kraftwerksleistung von [REDACTED] MW.

Anschließend werden die Kosten der regelfähigen Kraftwerke abzüglich der Kosten für schwarzstartfähige Anlagen mit der installierten Leistung von [REDACTED] MW ins Verhältnis gesetzt. Folglich ergibt sich ein Betrag von EUR [REDACTED] für eine Engpassleistung von [REDACTED] MW, welche unter der Kostenposition „Engpassmanagement“ erfasst und zur Tarifiermittlung herangezogen wird.

Die Schienen-Control Kommission hat festgestellt, dass strukturelle Engpässe vorliegen und somit die angesetzten Kosten für „Engpassmanagement“ gerechtfertigt sind, sofern sie unter Berücksichtigung des von der Schienen-Control Kommission festgelegten WACC-Zinssatzes und der Korrekturen der Kosten für Schwarzstartfähigkeit (siehe Punkt 6.6) sowie der Nichtberücksichtigung der Indexierung innerhalb der Anlagenkostenermittlung einen Betrag von EUR [REDACTED] nicht überschreiten.

## 7. Vorgelagerte Netzkosten

### 7.1 Einführung

Der Kostenblock „Vorgelagerte Netzkosten“ setzt sich aus den Kostenpositionen „Netzkosten APG“ und „Netzkosten [REDACTED] Vertrag“ zusammen.

### 7.2 Netzkosten APG

Für den Bezug von Strom aus dem öffentlichen Stromnetz stellt die APG der [REDACTED] ein Entgelt („Systemnutzungsentgelt“) in Rechnung. Die [REDACTED] hat aufgrund des Bezuges von 50 Hz-Strom ([REDACTED] % der Gesamtbezugsmenge, was für das Jahr 2020 einer geplanten Menge von [REDACTED] MWh entspricht, siehe Punkt 2.3) aus der Regelzone der APG über die Umformerwerke (Ötztal, St. Michael, Bergern, Auhof und Kledering) sowie das Umrichterwerk Uttendorf, der in das 16,7 Hz-Bahnstromnetz eingespeist wird, ein Systemnutzungsentgelt zu entrichten.

Das Systemnutzungsentgelt beinhaltet Kostenkomponenten, deren Höhe aufgrund ihrer Abhängigkeit von der Strombezugsmenge variabel ist (Arbeitspreis). Außerdem beinhaltet das Systemnutzungsentgelt fixe Kostenkomponenten, deren Höhe sich einerseits aus der in einem bestimmten Zeitraum maximal genutzten Leistung ergibt (Leistungspreis) und andererseits Kostenkomponenten, die von der APG pauschal in Rechnung gestellt werden.

Die Entgelthöhe als auch der Anteil an variablen und fixen Kostenkomponenten richtet sich nach der Verordnung der Regulierungskommission der E-Control GmbH, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden. Die [REDACTED] wendet in ihrem Tarifmodell 2020 hierfür die Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018, BGBl 398/2017 an. Außerdem werden für Wien West, Bergern und St. Michael die Netzkosten der Netzebene 3 ermittelt, da eine Neuordnung durch die APG vorgenommen wurde. Weiters wurden die ermittelten Gesamtkosten in Höhe von EUR [REDACTED] zunächst um jene APG Abgaben bereinigt, die nicht dem Tarif Verteilung zugeordnet werden können (Fahrplangeschäfte mit SBB und DB) und anschließend mit [REDACTED] % für das Jahr 2019 valorisiert, sowie erwartete Zusatzkosten der Systemnutzungsentgelte-Verordnung („SNE-VO“) 2019 mit [REDACTED] % angesetzt. Anschließend werden [REDACTED] % für das Jahr 2020 indexiert. Die [REDACTED] ermittelt hieraus eine Gesamtsumme „Netzkosten APG“ in Höhe von EUR [REDACTED].

Unter Abzug von Valorisierung und Anpassungsbeträgen auf eine Novelle der SNE-VO ermittelt die Schienen-Control Kommission einen Aufwand in Höhe von EUR [REDACTED].

Der Aufwand wurde unter Zugrundelegung des der [REDACTED] seitens der APG für das Jahr 2017 in Rechnung gestellten Systemnutzungsentgelts ermittelt (siehe nachstehende Tabelle):

Kostenkomponente	Arbeitspreis Leistungspreis /Pauschale	IST-Kosten 2017 in EUR
Netznutzung Arbeit brutto	Arbeitspreis (variabel)	[REDACTED]
Netznutzung Arbeit netto	Arbeitspreis (variabel)	[REDACTED]
Netznutzung Leistung netto	Leistungspreis (fix)	[REDACTED]

Übertragungsverluste	Arbeitspreis (variabel)	
Netznutzung 110 kV-Ebene	Leistungspreis (fix)	
Ökostrompauschale	Pauschale (fix)	
Ökostromförderbeitrag Leistung	Leistungspreis (fix)	
Ökostromförderbeitrag Netznutzung	Arbeitspreis (variabel)	
Ökostromförderbeitrag Netzverlust	Arbeitspreis (variabel)	
Arbeit netto - Netzebene 2	Arbeitspreis (variabel)	
Leistung netto - Netzebene 2	Leistungspreis (fix)	
Verluste - Netzebene 2	Arbeitspreis (variabel)	
Datenübermittlung	Leistungspreis (fix)	
Blindarbeit	Blindarbeit (fix)	
KWK Pauschale	Pauschale (fix)	
Netzentgelt St. Michael	Leistungspreis (fix)	
Netzzugang St. Michael	Leistungspreis (fix)	
<i>variable Anteile</i>		
<i>fixe Anteile</i>		
<b>SUMME Systemnutzungsentgelt</b>		
<b>Variabler Anteil</b>		
<b>Fixer Anteil</b>		

Hinweis: Bei der Summierung der Werte wurde seitens der [REDACTED] die Blindarbeit in obenstehender Berechnung nicht berücksichtigt, in weiterer Folge allerdings schon. Somit weicht die Summe der einzelnen Positionen von der angeführten Summe Systemnutzungsentgelt um den Betrag der Blindarbeit ab.

Auf Basis der angeführten Kosten des Jahres 2017 wurden von der [REDACTED] Anpassungen auf die gültige SNE-VO 2018, BGBl 398/2017 durchgeführt. Folgende Kosten werden nach Anwendung der SNE-VO 2018 abgeleitet:

Kostenkomponente	Arbeitspreis Leistungspreis /Pauschale	Kosten gemäß SNE-VO 2018 in EUR
Netznutzung Arbeit brutto	Arbeitspreis (variabel)	
Netznutzung Arbeit netto	Arbeitspreis (variabel)	
Netznutzung Leistung netto	Leistungspreis (fix)	
Übertragungsverluste	Arbeitspreis (variabel)	
Netznutzung 110 kV-Ebene	Leistungspreis (fix)	
Ökostrompauschale	Pauschale (fix)	

Ökostromförderbeitrag Leistung	Leistungspreis (fix)	
Ökostromförderbeitrag Netznutzung	Arbeitspreis (variabel)	
Ökostromförderbeitrag Netzverlust	Arbeitspreis (variabel)	
Arbeit netto - Netzebene 2	Arbeitspreis (variabel)	
Leistung netto - Netzebene 2	Leistungspreis (fix)	
Verluste - Netzebene 2	Arbeitspreis (variabel)	
Datenübermittlung	Leistungspreis (fix)	
Blindarbeit	Arbeitspreis (fix)	
KWK Pauschale	Pauschale (fix)	
Netzentgelt St. Michael	Leistungspreis (fix)	
Netzzugang St. Michael	Leistungspreis (fix)	
<i>variable Anteile</i>		
<i>fixe Anteile</i>		
<b>SUMME Systemnutzungsentgelt</b>		
<b>Variabler Anteil</b>		
<b>Fixer Anteil</b>		

Im Anschluss wurden seitens der [REDACTED] die Kosten für die Umformerwerke Bergern, Wien West und St. Michael im Hinblick auf anfallende Veränderungen der Netzebene korrigiert. Des Weiteren wurden die Fahrplangeschäfte mit [REDACTED] („[REDACTED]“ und [REDACTED] abgezogen, da diese nicht dem Tarif Verteilung zugeordnet werden können. Folgende Tabelle zeigt die korrigierten Werte:

Kostenkomponente	Variabler Anteil	Fixer Anteil
Rechnungen inkl Anpassung auf SNE-VO 2018		
Korrektur Bergern, Wien West, St. Michael		
Korrektur [REDACTED] (nicht netzrelevant)		
Valorisierung [REDACTED] 2019		
Erwartete Zusatzkosten SNE-VO 2019		
Valorisierung [REDACTED] 2020		
<b>SUMME Systemnutzungsentgelt</b>		
<b>Variabler Anteil</b>		
<b>Fixer Anteil</b>		

Unter Berücksichtigung der Rechnungen aus dem Jahr 2017, der Anpassungen auf die gültigen Verordnungen, der Korrektur um die Änderungen der Netzebenen und der nicht netzrelevanten Geschäfte sowie einer Valorisierung und einer Anwendung eines Aufschlags für erwartete Zusatzkosten ermittelt die [REDACTED] für das Jahr 2020 für die variablen Kostenkomponenten einen Anteil von [REDACTED] % für die Kostenposition „Netzkosten APG“. Demgemäß wurden [REDACTED] % des geplanten Aufwandes (in Summe EUR [REDACTED] für das Jahr 2020 dem Tarif „Nutzung Umformung“ zugerechnet.

Im Jahr 2020 machten die fixen Kostenkomponenten (Leistungspreis und Pauschalen) voranstehender Berechnungslogik folgend einen Anteil von [REDACTED] % des Systemnutzungsentgelts aus. Demgemäß wurden im Durchleitungsmodell 2020 [REDACTED] % (in Summe EUR [REDACTED] des ermittelten Aufwands dem Tarif „Verteilung“ zugeordnet (siehe nachstehende Tabelle).

Von den gesamten vorgelagerten Netzkosten APG in Höhe von EUR [REDACTED] wurden [REDACTED] % (entspricht einem Wert von EUR [REDACTED]) der Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ zugeordnet (siehe Punkt 6.2).

Anlagenkosten	Verluste	Systemdienstleistungen	Vorgelagerte Netzkosten	Allgemeine Kosten
Frequenzumformer	Netzverluste Oberleitung	Regelleistung Frequenzumformer	Netzkosten APG	Overhead GB
Umrichter [REDACTED]	Netzverluste Bahnstromleitung	Regelleistung Kraftwerke	Netzkosten [REDACTED]	Energiemanagement
Bahnstromleitungen	Verluste Frequenzumformer	Ausfallreserve Frequenzumformer		Kosten aus Versorgungsauftrag
Zentrale Leitstelle Innsbruck		FU-Verluste durch rotierende Reserve		Regulierungsmanagement
Abzug aktivierte Fremdkapitalzinsen		Blindleistung		Risikopositionen
		Schwarzstartfähigkeit		
		KW-Reserve für Revisionen Frequenzumformer		
		Spannungsvorhaltung Lindau		
		Engpassmanagement		

Abbildung 22: Verteilung vorgelagerte Netzkosten APG

Komponenten	Tarif Umformung in EUR	Tarif Verteilung in EUR
Vorgelagerte Netzkosten für die Regelleistung Frequenzumformer		
Variable vorgelagerte Netzkosten		
Fixe vorgelagerte Netzkosten		
<b>GESAMT</b>		

Die Schienen-Control Kommission stellt fest, dass nach Korrektur um erwartete Zusatzkosten für die Novellierung der SNE-VO 2019 und der zweifachen Valorisierung mit █ % sich folgende Beträge für die Einzelkostenkomponenten ergeben:

Komponenten	Tarif Umformung in EUR	Tarif Verteilung in EUR
Vorgelagerte Netzkosten für die Regelleistung Frequenzumformer		
Variable vorgelagerte Netzkosten		
Fixe vorgelagerte Netzkosten		
<b>GESAMT</b>		

Nachvollziehbar ist für die Schienen-Control Kommission ein Anteil von █ % der Kosten als fixe Kosten (in Summe EUR █) welche dem Tarif „Verteilung“ zugeordnet werden können. Von den gesamten vorgelagerten Netzkosten werden █ % (entspricht einem Wert von EUR █) der Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ zugeordnet. Weiters stellt die Schienen-Control Kommission fest, dass der Anteil der variablen Kosten, welche in den Tarif „Umformung“ einfließen, einen Betrag in Höhe von EUR █ nicht überschreiten darf.

### 7.3 Netzkosten █ Vertrag

Die █ ist Eigentümerin eines Kraftwerks in █. Zwischen der █ und der █ besteht eine vertragliche Vereinbarung darüber, dass die █ mittels Direktleitung 50 Hz-Strom in das Umrichterwerk der █ in █ liefert.

Die Kostenposition „Netzkosten █“ in Höhe von EUR █ setzt sich aus dem Kostenbestandteil „vermiedene vorgelagerte Netzkosten“ und dem Kostenbestandteil „Vermarktungsaufwand █“ zusammen.

Aufgrund der Direktleitung fallen – da das 50 Hz-Netz der APG nicht in Anspruch genommen wird – keine APG-Netzkosten an. Zwischen den beiden Vertragsparteien besteht eine vertragliche Vereinbarung darüber, dass der daraus resultierende Kostenvorteil für die █ (Einsparung von APG-Netzkosten des öffentlichen Netzes, Details zu den APG-Netzkosten siehe unter Punkt 7.2) insoweit geschmälert wird, als dass die █ an die █ (anteilig) sogenannte „vermiedene vorgelagerte Netzkosten“ in Höhe von EUR █ zu entrichten hat, die um █ % geringer

sind als sie bei alternativer Bereitstellung von Strom aus dem 50 Hz-Netz wären. Zur Ermittlung der „vorgelagerten vermiedenen Netzkosten“ wurden durch die [REDACTED] die SNE-VO 2018 (21.12.2017), die Ökostromförderbeitrags-Verordnung 2018 (15.12.2017), die Ökostrompauschale-Verordnung (15.12.2017) und die Herkunftsnachweispreis-Verordnung 2018 (01.12.2017) zugrunde gelegt, wobei nur [REDACTED] % der ermittelten Kosten angesetzt wurden.

Der Kostenbestandteil „Vermarktungsaufwand [REDACTED] ist ebenfalls auf das Vertragsverhältnis zwischen der [REDACTED] und der [REDACTED] zurückzuführen: Laut dem zwischen den Vertragsparteien abgeschlossenen Langfristbezugsvertrag können fest kontrahierte, aber von der [REDACTED] aus beispielsweise technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht abgerufene Stromliefermengen von der [REDACTED] im Auftrag und auf Kosten sowie Risiko der [REDACTED] gegen Leistung eines Vermarktungsentgeltes, dessen Höhe sich nach einem vertraglich fixierten Prozentsatz pro vermarkteter MWh richtet, verwertet werden. In der gutachterlichen Stellungnahme von [REDACTED] Netzverlustminimierung im 110 kV Bahnnetz der [REDACTED] (vorgelagerte Netzkosten aus [REDACTED] Vertrag) vom 30.03.2017<sup>9</sup> wird dargelegt, dass es sich bei der als „Vermarktungsaufwand [REDACTED] betitelten Position um eine Re-Dispatch Maßnahme handelt, über die eine Minimierung der Netzverluste erreicht wird. Für die Position „Vermarktungsaufwand [REDACTED] wurde für das Jahr 2020 ein Planaufwand von EUR [REDACTED] (EUR [REDACTED] aus 2019 und [REDACTED] % Indexierung) festgesetzt. Die Ermittlung des Planwertes erfolgte auf Grundlage des Durchschnitts der Jahreswerte 2015 bis 2017.

Sowohl der Aufwand für „vermiedene vorgelagerte Netzkosten“ als auch der „Vermarktungsaufwand [REDACTED] wurden dem Bereich Netz (Tarif „Verteilung“) zugeordnet.

Für den Kostenbestandteil „vermiedene vorgelagerte Netzkosten“ wurden Kosten für die maximal mögliche Bezugsmenge von [REDACTED] MWh geltend gemacht ohne die tatsächliche Bezugsmenge (nach Vermarktung) von [REDACTED] MWh – Planung der tatsächlichen Bezugsmenge auf Basis der durchschnittlichen Bezugsmengen der Jahre 2015 bis 2017 – zu berücksichtigen.

Unter Berücksichtigung der tatsächlichen Bezugsmenge auf Basis der durchschnittlichen Bezugsmengen der Jahre 2015 bis 2017 und der Streichung der Indexierung des Vermarktungsentgelts ergibt sich ein Betrag von EUR [REDACTED]

## **8. Allgemeine Kosten**

### **8.1 Einführung**

Dem Kostenblock „Allgemeine Kosten“ werden die Kostenpositionen „Overhead Geschäftsbereich“, „Energiemanagement“, „ÖMAG-Zuweisung“, „Kosten aus Versorgungsauftrag“, „Kosten aus Lieferauftrag“ sowie „Regulierungsmanagement“ und „Erwartete Zusatzkosten (Absatz, Unsicherheiten)“ zugerechnet.

---

<sup>9</sup> Die Schienen-Control Kommission verweist zur Begründung der Heranziehung der gutachterlichen Stellungnahme auf den Bescheid zu GZ: SCK-WA-16-017 vom 19.02.2018, 156-163.

## 8.2 Kosten aus Versorgungsauftrag

Die der [REDACTED] aufgrund ihrer langfristigen Einkaufsstrategie – und des damit einhergehenden Abschlusses zweier Langfristbezugsverträge – entstehenden Mehrkosten werden unter der Kostenposition „Kosten aus Versorgungsauftrag“ über die Netzentgelte (Tarif „Verteilung“) auf alle Eisenbahnverkehrsunternehmen solidarisiert.

Die [REDACTED] beruft sich im Hinblick auf die Kostenposition „Kosten aus Versorgungsauftrag“ im Jahr 2020 auf einen von zwei in der Vergangenheit abgeschlossenen Langfristbezugsverträgen: Die [REDACTED] und die [REDACTED] haben am 21.12.2007 einen Strombezugsvertrag abgeschlossen. Ein weiterer Strombezugsvertrag wurde am 27.07.2009 zwischen der [REDACTED] und der [REDACTED] abgeschlossen. Der Vertrag zwischen der [REDACTED] und der [REDACTED] sieht als Energielieferzeitraum den 01.01.2010 bis zum 31.12.2019 vor. Folglich wurde dieser im Jahr 2020 nicht länger unter der Kostenposition „Kosten aus Versorgungsauftrag“ summiert.

Der Vertrag mit der [REDACTED] sieht vor, dass ein Bezug von 50 Hz-Strom durch die [REDACTED] im Zeitraum 01.01.2013 bis zum 31.12.2020 erfolgt. Zwischen den Vertragsparteien wurde vereinbart, dass innerhalb eines Jahres stetig [REDACTED] MW Leistung – als fest kontrahierte Strommengen – an die [REDACTED] geliefert werden. Unter Berücksichtigung des Umstandes, dass das Jahr 2020 8.784 Stunden hat, wurde die im Jahr 2019 zu beziehende Strommenge ermittelt.

Zum Stichtag 30.09.2014 wurde an der Energiebörse EEX in Leipzig für das Jahr 2020 ein Jahresprodukt „Base“ zu einem Preis von EUR [REDACTED] je MWh gehandelt. Der Differenzbetrag des Jahresprodukts „Base“ zu dem vertraglich vereinbarten MWh-Preis (welcher jedoch nurmehr auf einer Annahme des Preises basiert) wurde als Aufwand in Höhe von EUR [REDACTED] im Durchleitungsmodell 2020 geltend gemacht.

Es ist davon auszugehen, dass – sofern eine entsprechende Vorlaufzeit gegeben ist – Strommengen in der Größenordnung von [REDACTED] MW (+/- 1 MW) jederzeit am Markt hätten beschafft werden können. Alleine das börsliche Day-Ahead Markt Volumen (physikalische Lieferung am Folgetag) beläuft sich an den zwei für die Lieferzone APG (AT) relevanten Börsen (EXAA und EPEX Spot) auf 600.000 bis über 800.000 MWh täglich. Die Bandlieferung von [REDACTED] MW pro Stunde entspricht [REDACTED] MWh oder rund [REDACTED] % des börslichen Marktvolumens. Selbst bei einer Annahme, dass eine [REDACTED] MW Market Order (also preisunabhängiges Gebot) für jede Einzelstunde an der weit kleineren Day-Ahead Auktion der EXAA (rund [REDACTED] MWh pro Tag) abgegeben wird, würde dies den Marktpreis unmerklich beeinflussen.

Wenn die Mengen im Vorhinein beschafft werden sollen – also über Terminmarktprodukte – stehen an der EEX Wochen-, Quartals- und Jahresprodukte zur Verfügung. Besonders bei den Front-Jahr, Front-Monat oder Front-Quartal Grundlastprodukten ist die Liquidität äußerst hoch, sodass eine [REDACTED] MW Order nicht ins Gewicht fallen würde. Dem börslichen Handel steht darüber hinaus der Over the counter-Handel („OTC“) gegenüber, in dem unterschiedlichste standardisierte und nicht-standardisierte Produkte mit diversen Fristigkeiten gehandelt werden.

Aufgrund der hohen Liquidität des Strommarktes sind derartig langfristige Beschaffungsverträge als ungewöhnlich einzustufen und auch nicht durch die Erfüllung eines „Versorgungsauftrags“ zu argumentieren.

Von Seiten der Schienen-Control Kommission konnte daher nicht festgestellt werden, dass der Abschluss des Langfristbezugsvertrags aus Versorgungssicherheitsgründen erfolgt ist.

### **8.3 Kosten aus Lieferauftrag**

Hierbei handelt es sich um eine Kostenposition, die aufgrund des Auslaufens des rollierenden Langfristliefervertragsmodells nicht mehr zur Anwendung kommt und von der [REDACTED] noch im Tarifmodell 2020 angeführt, jedoch mit einer Summe von EUR [REDACTED] bewertet wird.

### **8.4 Overhead Geschäftsbereich Bahnsysteme**

Bis zum Jahr 2018 wurden der Kostenposition „Overhead Geschäftsbereich Bahnsysteme“ noch Kosten, die der Verwaltung und Führung von Personal- und Sachanlagevermögen im Geschäftsbereich Bahnsysteme (Energieverteilung, Energieaufbringung, Engineering Services) dienen, zugerechnet. Im Jahr 2018 wurde die neue Systemkostenstelle [REDACTED] eingeführt, welche nunmehr alle Kosten erfasst, die in Zusammenhang mit Aufgaben für das Bahnstromnetz stehen. Diese Systemkostenstelle wurde seitens der [REDACTED] im Jahr 2020 unter der Kostenposition „Energiemanagement“ angeführt, so dass eine Verschiebung der Kosten, die bislang unter Overhead summiert wurden, hin zur Kostenposition „Energiemanagement“ erfolgte.

In der Tarifikalkulation 2020 wurden als Overheadkosten nurmehr Kosten für das IT-Projekt Railpower System 2.0 angesetzt. Die [REDACTED] sieht das Projektziel darin, eine einheitliche, automatisierte Bahnstromabrechnung zu ermöglichen. Der geplante Aufwand, der für das Jahr 2020 EUR [REDACTED] beträgt, wurde dem Bereich „Verteilung“ zugeordnet.

Ein klarer Bezug des angeführten IT-Projekts Railpower System 2.0 zu den Netzkosten für den Bahnstrombezug konnte seitens der Schienen-Control Kommission nicht festgestellt werden. Folglich kann die Schienen-Control Kommission die Kostenposition Overhead nicht anerkennen.

### **8.5 Energiemanagement**

Im Jahr 2018 erfolgte eine Umstellung der Buchungslogik für die Kostenposition „Energiemanagement“. Wurden bis 2017 noch die zwei Teilbereiche Energiewirtschaft (Energiebeschaffung) und Bahnstrom (Vertrieb, Energiezählung und Abrechnung), in denen die anteiligen Personalkosten und Kosten für IT-Infrastruktur und Systeme enthalten waren, summiert, so werden im Jahr 2020 die netzrelevanten Personal- und IT-Kosten auf nurmehr einer Kostenstelle verbucht (Kostenstelle [REDACTED]).

Mittels neuer Buchungslogik soll sichergestellt werden, dass nur jene Kosten auf die Kostenstelle [REDACTED] verbucht werden, die in direktem Zusammenhang mit den Netzkosten für Bahnstrom stehen.

Zur Berechnung der Kosten für die Kostenposition „Energiemanagement“ zieht die [REDACTED] jene Kosten heran, die von Jänner 2018 bis September 2018 auf die Kostenstelle [REDACTED] verbucht wurden. Anschließend werden diese Kosten mittels Hochrechnung auf das gesamte Jahr 2018 hochgerechnet. Abschließend wird die ermittelte Kostenposition mit [REDACTED] % für 2019 und dann mit [REDACTED] % für 2020 indexiert. Somit ermittelt die [REDACTED] einen Betrag in Höhe von EUR [REDACTED] für die Kostenposition „Energiemanagement“.

Die Schienen-Control Kommission stellt fest, dass es bei jährlicher Aktualisierung der tatsächlich anfallenden Kosten auf Basis der IST-Werte zu einem finanziellen Ausgleich über die Zeit kommt, daher ist die angenommene Indexierung von [REDACTED] % pro Jahr, deren Höhe nicht plausibilisiert werden konnte, nicht anzuerkennen. Die Schienen-Control Kommission konnte nicht feststellen, dass die Kosten für „Energiemanagement“, sofern diese den Betrag von EUR [REDACTED] übersteigen, gerechtfertigt sind

## 8.6 ÖMAG-Zuweisung

Im Jahr 2006 wurde die ÖMAG-Abwicklungsstelle für Ökostrom AG („ÖMAG“) in Österreich eingerichtet. Aufgabe der ÖMAG-Abwicklungsstelle ist es, die von anerkannten Ökostromanlagen gemäß §§ 12 ff Ökostromgesetz 2012 („ÖSG 2012“) in das öffentliche Netz eingespeisten Ökostrommengen nach den geltenden Marktregeln an Stromhändler zuzuweisen und zu verrechnen. Gemäß ÖSG 2012 sind Stromhändler verpflichtet, den ihnen zugewiesenen Ökostrom sowie die dazugehörigen Herkunftsnachweise abzunehmen und der Ökostromabwicklungsstelle ein durch Verordnung festgesetztes Entgelt zu entrichten.

Die Kostenposition „ÖMAG-Zuweisung“ enthält sohin die der [REDACTED] aufgrund der gesetzlichen Vorgaben (ÖSG 2012) entstehenden Mehrkosten für die Zuweisung von Ökostrom aufgrund des Bezuges von Strom aus dem 50 Hz-Markt, wobei die [REDACTED] für das Jahr 2020 für die Kostenposition „ÖMAG-Zuweisung“ aufgrund der stark steigenden Herkunftsnachweispreise im Vergleich zum erwarteten ÖMAG-Herkunftsnachweispreis keine Mehrkosten identifizieren konnte und somit die Kostenposition „ÖMAG-Zuweisung“ im Jahr 2020 mit [REDACTED] in die Tarifiermittlung einfließt.

## 8.7 Regulierungsmanagement

Unter der Kostenposition „Regulierungsmanagement“ führt die [REDACTED] jene Kosten an, die im Jahr 2017 entstanden sind und mit der Marktöffnung in Zusammenhang stehen. Hierunter fallen Dienstleistungen von Wirtschaftsprüfern in Zusammenhang mit der Detailaufstellung der jährlichen Netzkosten, Dienstleistungen von externen Beratern in Zusammenhang mit der Detailaufstellung der jährlichen Netzkosten, Dienstleistungen bzw Gutachten von externen Beratern aus dem Energieregulierungsbereich sowie Kosten für Rechtsanwaltsaufwendungen.

Die [REDACTED] führt hierbei Kosten in Höhe von EUR [REDACTED] netto an, welche anschließend mit [REDACTED] % pro Jahr (also 2018, 2019 und 2020) valorisiert werden. Hieraus ergibt sich ein Betrag in Höhe von EUR [REDACTED] welcher sich wie folgt verteilt:

- Wirtschaftsprüfer - Detailaufstellung der jährlichen Netzkosten ([REDACTED] %)
- Gutachten externe Berater - Entgeltregulierung ([REDACTED] %)

- Externe Berater - Jahresabschluss (■ %)
- Rechtsanwälte (■ %)

Die Schienen-Control Kommission konnte nicht feststellen, dass die angesetzten Kosten für „Regulierungsmanagement“ gerechtfertigt sind.

### **8.8 Erwartete Zusatzkosten**

Im Zuge der Tarifiermittlung führt die ■■■■■ Kosten für „Erwartete Zusatzkosten“ an, welche nicht bereits über den WACC berücksichtigt wurden. Unter dieser Kostenposition werden Absatzrisiken und sonstige Unsicherheiten angeführt. Dieselben Posten wurden im Tarifmodell 2017 bereits unter der Kostenposition „Risikopositionen“ angeführt, welche von der Schienen-Control Kommission nicht anerkannt wurden. Auch unter neuer Benennung erscheint eine Angemessenheit nicht gegeben, zumal die ■■■■■ in ihren Stellungnahmen die Entstehung dieser Kosten weder dem Grunde, noch der Höhe nach darlegen konnte.

### **9. Darstellung der Plankosten der ■■■■■**

Nachfolgende Grafiken enthalten einerseits die von Seiten der ■■■■■ festgesetzten Plankosten, die der Ermittlung der Tarife zugrunde gelegt wurden, und andererseits die Verteilung dieser Plankosten auf die beiden Tarife:

# Kostenüberblick 2020 – Aufstellung

Anlagenkosten		Verluste		Systemdienstleistungen		Vorgelagerte Netzkosten		Allgemeine Kosten	
Frequenzumformer		Netzverluste Oberleitung		Regelleistung Frequenzumformer		Netzkosten APG		Overhead GB	
Umrichter		Netzverluste Bahnstromleitung		Regelleistung Kraftwerke		Netzkosten		Energiemanagement	
Bahnstromleitungen		Verluste Frequenzumformer		Ausfallreserve Frequenzumformer				Kosten aus Versorgungsauftrag	
Zentrale Leitstelle Innsbruck				FU-Verluste durch rotierende				Regulierungsmanagement	
Abzug aktivierte Fremdkapitalzinsen				Blindleistung				Erwartete Zusatzkosten	
Umformung:				Schwarzstartfähigkeit					
Durchleitung: €				KW-Reserve für Revisionen Frequenzumformer					
				Spannungsvorhaltung Lindau					
				Engpassmanagement					

Abbildung 23: Überblick Kosten



# Tarife 2020

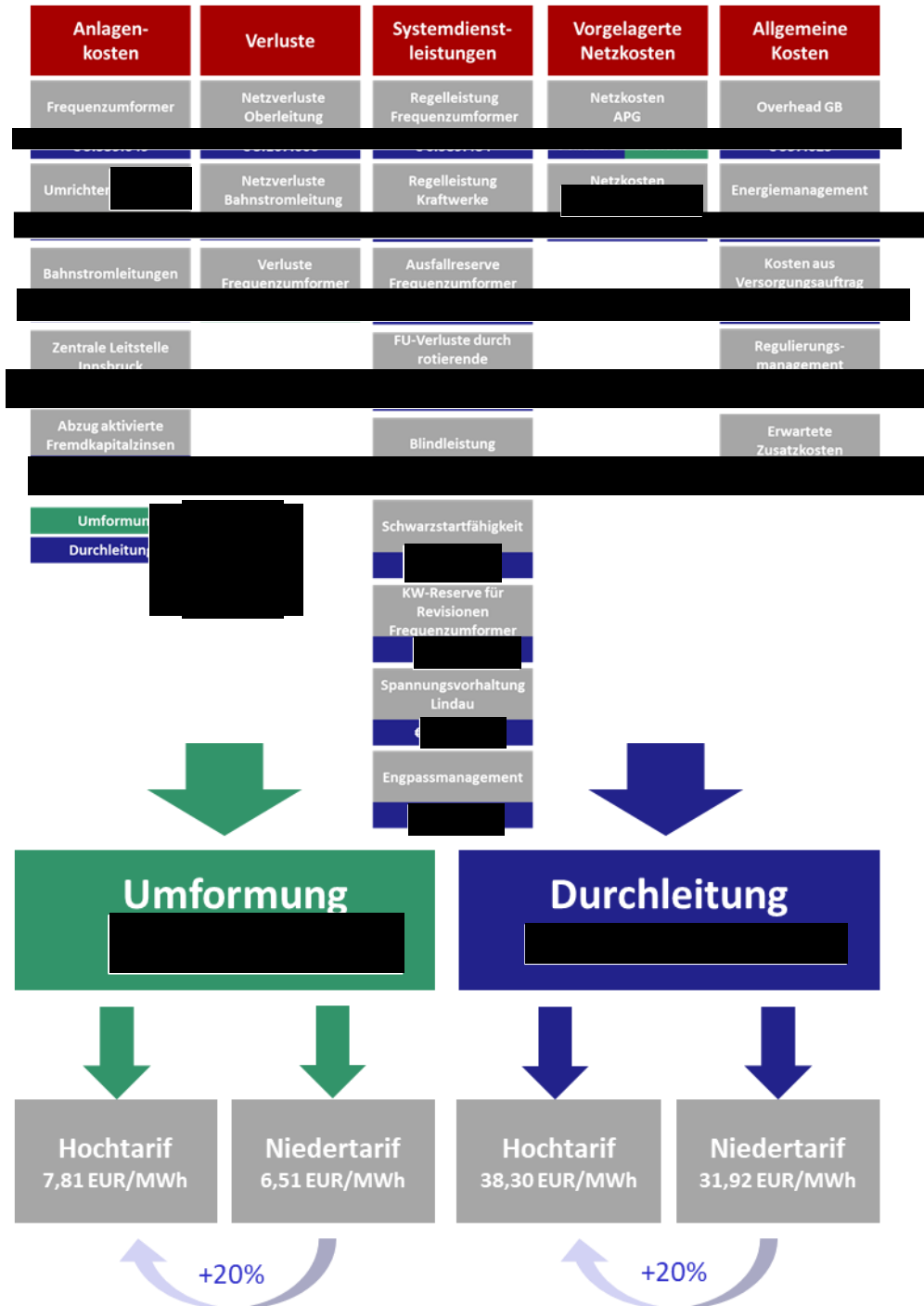


Abbildung 24: Tarife

## 10. Darstellung der Kosten 2020 – Korrektur

Die Höhe der Umformungs- und Durchleitungstarife sind durch die Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2020 im Dezember 2018 veröffentlichten Werte begrenzt.

# Kostenüberblick 2020 – SCK

Anlagenkosten	Verluste	Systemdienstleistungen	Vorgelagerte Netzkosten	Allgemeine Kosten
Frequenzumformer	Netzverluste Oberleitung	Regelleistung Frequenzumformer	Netzkosten APG	Overhead GB
Umrichter	Netzverluste Bahnstromleitung	Regelleistung Kraftwerke	Netzkosten	Energiemanagement
Bahnstromleitungen	Verluste Frequenzumformer	Ausfallreserve Frequenzumformer		Kosten aus Versorgungsauftrag
Zentrale Leitstelle Innsbruck		FU-Verluste durch rotierende Reserve		Regulierungsmanagement
Abzug aktivierte Fremdkapitalzinsen		Blindleistung		Erwartete Zusatzkosten
Umformung:		Schwarzstartfähigkeit		
Durchleitung: €		KW-Reserve für Revisionen Frequenzumformer		
		Spannungsvorhaltung Lindau		
		Engpassmanagement		

Abbildung 25: Überblick Kosten 2020 – Korrektur durch die Schienen-Control Kommission

# SCK Tarife 2020

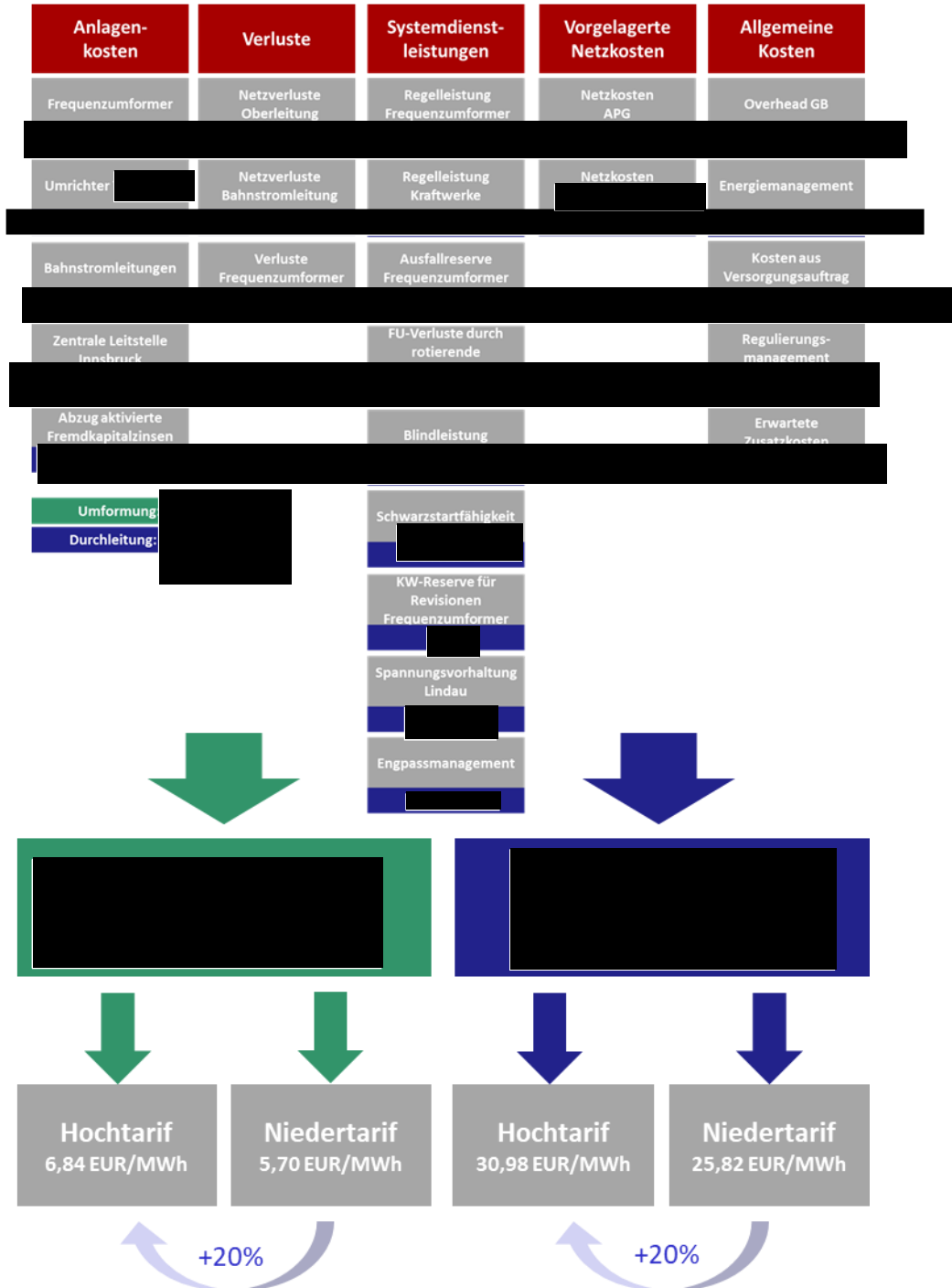


Abbildung 26: Tarife 2020 – Korrektur durch die Schienen-Control Kommission

## II. Diese Feststellungen beruhen auf folgender Beweiswürdigung

### 1. Allgemein

Gegenstand des vorliegenden Wettbewerbsüberwachungsverfahrens ist der Zugang zum Bahnstromnetz gemäß den Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2020.

Die Schienen-Control Kommission hat in den Verfahren zu GZ: SCK-WA-12-006, GZ: SCK-16-017 und GZ: SCK-18-004 bereits umfangreiche Ermittlungen angestellt, die den grundlegenden Aufbau des Bahnstromnetzes, den Einsatz der dort angeführten Systemdienstleistungen, die eingesetzten Anlagen und die dementsprechenden Kostenpositionen (Anlagenkosten, Verluste, Systemdienstleistungen, vorgelagerte Netzkosten, allgemeine Kosten) betreffen.

Gegenstand des vorliegenden Verfahrens ist die Überprüfung der Bahnstromnetznutzungsentgelte 2020, wie sie von der [REDACTED] final am 15.12.2019 veröffentlicht wurden (diese wurden gemäß § 59 Abs 8 EisbG am 07.12.2018 erstveröffentlicht) und für die die [REDACTED] mit Stellungnahme vom 05.06.2020 in Antwort auf das Einleitungsschreiben der Schienen-Control Kommission vom 20.03.2020 die entsprechenden Kostengrundlagen vorgelegt hat.

Die Ausgestaltung der Bahnstromnetznutzungsentgelte und deren Prüfung erfolgt daher im gegenständlichen Verfahren für den Zeitraum, welcher durch den Geltungsbereich der Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2020 festgelegt wird und enthält somit Kostenpositionen, die auf Grundlage des Bezugszeitraums für das Jahr 2020 ihrer Höhe nach einer inhaltlichen Überprüfung der Schienen-Control Kommission gemäß § 69b EisbG unterzogen werden.

Soweit es sich daher im Folgenden nicht um Kostenpositionen handelt, deren Beurteilung den Sachverhalt des gegenständlichen Verfahrens darstellt und die somit ausdrücklich Gegenstand des vorliegenden Ermittlungsverfahrens waren, und nicht ausdrücklich anders festgestellt wird, legt die Schienen-Control Kommission dem gegenständlichen Verfahren den im Bescheid vom 10.06.2016, GZ: SCK-WA-12-006 sowie den im Bescheid vom 19.02.2018, GZ: SCK-16-017, und den Bescheid vom 28.11.2018, GZ: SCK-18-004 festgestellten Sachverhalt zugrunde.

Diese Vorgehensweise findet auch ihre Deckung in den Bestimmungen des AVG und der Rechtsprechung des VwGH: In einem anderen verwaltungsbehördlichen Verfahren aufgenommene Beweise dürfen gemäß § 46 AVG nach dem Grundsatz der Unbeschränktheit der Beweismittel unter Wahrung des Parteiengehörs herangezogen und verwertet werden (VwGH 27.08.2014, Ro 2014/05/0057). Demnach ist es zulässig, in der Begründung eines Bescheides auf jene eines anderen Bescheides zu verweisen und in einem Verwaltungsverfahren die Ergebnisse eines anderen Verfahrens zu verwerten, zumal dem Verwaltungsverfahren der Grundsatz der unmittelbaren Beweisaufnahme fremd ist (VwGH 24.10.1986, 84/17/0218).

Da die von der [REDACTED] angewandte Methode der Berechnung der Kosten für 2020 gegenüber den vergangenen Jahren gleich geblieben ist, ist allgemein für die Darstellung

der einzelnen Kostenpositionen anzumerken, dass, sich das von der [REDACTED] vorgelegte Gutachten [REDACTED] Gutachten zu der von der [REDACTED] vorgelegten Kalkulation der Kosten des Bahnstromnetzes 2020 vom 21.12.2020, bei der Erläuterung der Ansätze auf eine Zusammenfassung der Argumente beschränkt, die im Gutachten [REDACTED] Gutachten zu der von der [REDACTED] vorgelegten Kalkulation der Kosten des Bahnstromnetzes 2017, vorgebracht wurden. Die Schienen-Control Kommission verweist daher zur Würdigung auf die im Bescheid zu GZ: SCK-16-017 vorgenommenen Begründung.

Zu den einzelnen Kostenpositionen führt die Schienen-Control Kommission aus:

## **2. Verluste**

Die Feststellungen zu den als „Verluste“ zusammengefasste Kostenpositionen und den zugehörigen Teilkostenpositionen gründen auf dem Vorbringen der [REDACTED] (Stellungnahmen vom 05.06.2020, 22.09.2020, 23.10.2020, 14.12.2020, 23.12.2020) sowie der [REDACTED] (Stellungnahmen vom 25.207.2018, 13.10.2020, 21.12.2020).

Seit dem Jahr 2019 hat die [REDACTED] die Beschaffung der Verluste neu strukturiert. Die prognostizierten Verlustmengen werden über ein eigenes Portfolio beschafft, sodass die für die Verluste erforderlichen Geschäfte gesondert von sonstigen Energiebeschaffungen ausgewiesen werden. Diese Vorgehensweise wird auch für das Jahr 2020 beibehalten. Wie im Jahr 2019 wurde die Berechnung des Verlustpreises für das Jahr 2020 selbst neu definiert, aber die weitere Verwendung des ermittelten Verlustpreises erfolgte für alle relevanten Kostenpositionen (Frequenzumformerverluste, Bahnstromnetzverluste, Oberleitungsverluste, Verluste durch rotierende Reserve und Regelleistung Frequenzumformer) analog zur Berechnung der Vorjahre.

Der Kostenbestandteil „Verlustenergiepreis“, enthält den Aufwand der [REDACTED] für am öffentlichen 50 Hz-Markt getätigte Stromgeschäfte für die prognostizierten Verlustmengen („IST-Einkaufsmenge“). Diese getätigten Stromgeschäfte wurden mittels Confirmation (Vertragsbestätigung) der Schienen-Control Kommission belegt.

Des Weiteren ist die Kostenkomponente „Residual – Offene Position“ Bestandteil, welche den Aufwand der [REDACTED] im Hinblick auf die Deckung des noch nicht beschafften, jedoch prognostizierten Strombedarfs in Stundengranularität abbildet. Zur Ermittlung der Höhe dieser Kostenposition wurde in einem ersten Schritt die stundengenaue Bedarfsprognose ermittelt und anschließend die Differenz zwischen dieser stundengenauen Prognosemenge und der prognostizierten Verlustmenge für das Jahr 2020 errechnet, was dann als sogenannte „Residualmenge“ verbleibt. In einem weiteren Schritt wurde die Residualmenge einer stündlichen Marktpreisbewertung unterzogen. Sowohl die stundengenaue Bedarfsprognose als auch die stündliche Marktpreisurve wurden der Schienen-Control Kommission zur Prüfung vorgelegt.

Die Prüfung der Kosten für Herkunftsnachweise erfolgte aufgrund der zur Verfügung gestellten Confirmations (Vertragsbestätigungen) für die tatsächlich getätigten Geschäfte.

Der geltend gemachte Aufwand für Portfoliomanagement (Portfoliomanagementgebühren und Börsen Fees) konnte anhand der vorgelegten Unterlagen der [REDACTED] nicht nachgewiesen werden. Diesbezüglich wurden Kosten ohne Nachweise geltend gemacht. Zudem zeigte eine Plausibilisierung gegenüber den Jahren 2016 bis 2018, wie im Jahr 2019, dass deutliche Unterschiede bei den Portfoliomanagementkosten vorliegen, die von der [REDACTED] nicht erklärt wurden.

Für die Kostenposition „Preiszonentrennung AT-DE“, die Kosten abbildet, die der [REDACTED] als Folge der Trennung der Strompreiszone entstehen wurde ebenfalls eine Vertragsbestätigung (Confirmation) übermittelt, die der Nachvollziehbarkeit der Kosten dient.

Die geltend gemachten Kosten der Verluste Frequenzumformung lassen sich aus den historischen Messdaten, die der Schienen-Control Kommission als Jahreswerte übermittelt wurden, und anhand historischer Daten der vergangenen Jahren ihrer Höhe nach überprüfen.

Die Bahnstromnetzverluste wurden als Jahreswerte der Schienen-Control Kommission zur Überprüfung übermittelt. Der von der [REDACTED] geltend gemachte Bahnstromverlust-Prozentsatz konnte so auf Basis der vorgelegten Daten und einem Abgleich mit den Daten der Jahre 2016 bis 2018, wie für das Jahr 2019 plausibilisiert werden konnte.

Ein zur Quantifizierung der Oberleitungsverlustmengen erstelltes Gutachten von [REDACTED] Gutachten zur Bewertung des Berechnungsmodells für elektrische Leistungsverluste in den Oberleitungsanlagen der [REDACTED] (2014) wurde seitens [REDACTED] der Schienen-Control Kommission zur Überprüfung vorgelegt. Dieses wird von der Regulierungsbehörde für schlüssig und nachvollziehbar erachtet.

### **3. Anlagenkosten**

Die Feststellungen zu den als „Anlagekosten“ zusammengefassten Kostenpositionen und den zugehörigen Teilkostenpositionen gründen sich auf dem Vorbringen der [REDACTED] (Stellungnahmen vom 05.06.2020, 22.09.2020, 23.10.2020, 14.12.2020, 23.12.2020) sowie der [REDACTED] (Stellungnahmen vom 25.07.2018, 13.10.2020, 23.11.2020, 21.12.2020).

Die Ermittlung der Anlagekosten der Frequenzumformer, des Umrichters [REDACTED] der Bahnstromleitungen und der zentralen Leitstelle Innsbruck erfolgen unter Zugrundelegung der folgenden Vorgehensweise:

Für die Ermittlung der OPEX Werte greift die [REDACTED] auf interne Instandhaltungs- bzw Instandsetzungspläne zurück. Auf Nachfrage der Schienen-Control Kommission wurden die Projekte in der Stellungnahme vom 23.10.2020 erläutert. Zusätzlich wurden die Kosten der Kostenstellen je Anlage seitens der [REDACTED] ermittelt, indem die IST-Werte Januar bis Juni 2018 einer Hochrechnung unterzogen wurden und anschließend mit [REDACTED] % valorisiert wurden. Für das Jahr 2020 wurde keine aktualisierte Berechnung vorgelegt. Es wurden die gleichen Daten aus 2019 herangezogen und einer neuerlichen Indexierung für 2020 unterzogen. Die Schienen-Control Kommission konnte auf Basis der vorgelegten IST-Daten, die jährlich von

einem Wirtschaftsprüfer geprüft und bestätigt werden, die Werte des Jahres 2018 nachvollziehen. Eine zweifache Valorisierung kann von der Schienen-Control Kommission nicht nachvollzogen werden und wird daher als nicht gerechtfertigt erachtet.

Für die Ermittlung der CAPEX I Kosten legte die [REDACTED] die Plankosten laut Budget 2020 für jedes einzelne Gewinn- und Verlustkonto vor. Die Schienen-Control Kommission prüfte aufgrund des Vorjahreswerts deren Plausibilität.

Bei der Ermittlung der CAPEX II Kosten nimmt die [REDACTED] auf die Anlagenwerte zum 31.12.2019 und die Anlagenwerte zum 31.12.2020 Bezug, auf Basis derer die Planung erfolgte. Zur Plausibilisierung stellte die Schienen-Control Kommission die vorgelegten Werte des Vorjahres den Werten des aktuellen Jahres gegenüber. Abweichungen der Plankosten 2019 von den Plankosten 2020 aus den Daten des Vorjahres wurden seitens der [REDACTED] auf Nachfrage der Schienen-Control Kommission in der Stellungnahme vom 23.10.2020 begründet. Auf den Mittelwert der vorgelegten Plankosten 2019 und 2020 wurde seitens der [REDACTED] ein WACC in Höhe von [REDACTED] % angewendet

Die Feststellungen der Schienen-Control Kommission hinsichtlich der Höhe eines angemessenen WACC stützen sich auf das schlüssige und nachvollziehbare Gutachten des SV Prof. Richard Stehle, der sich auch mit den abweichenden Ansätzen der Privatgutachter auseinandergesetzt hat (einzelne Themen des Gutachtens werden unter Kapitel IV 4. behandelt).

Weiters wurde seitens der [REDACTED] eine Korrekturposition für aktivierte Fremdkapitalzinsen angesetzt zu deren Prüfung die [REDACTED] die kostenstellengenauen Mittelfristplanungswerte vorlegte. Daraus war für die Schienen-Control Kommission erkennbar, dass die angesetzten Werte lediglich den WACC Anteil von [REDACTED] % berücksichtigten statt der eigentlichen Gesamtkorrekturhöhe von [REDACTED] %.

#### **4. Systemdienstleistungen**

Die Feststellungen zu den als „Systemdienstleistungen“ zusammengefassten Kostenpositionen und den zugehörigen Teilkostenpositionen gründen sich auf dem Vorbringen der [REDACTED] (Stellungnahmen vom 05.06.2020, 22.09.2020, 23.10.2020, 14.12.2020, 23.12.2020) sowie der [REDACTED] (Stellungnahmen vom 25.07.2018, 13.10.2020, 23.11.2020, 21.12.2020).

Eine aussagekräftige Beschreibung der Berechnung der Kostenposition Regelleistung findet sich in Kapitel I 6.2. Zu den vorgelegten Daten ist ergänzend hinzuzufügen, dass bei Prüfung der Kostenposition Regelleistung die vollständig vorliegenden Viertelstundenwerte der Schienen-Control Kommission einen Abgleich der Regelleistungshöhe ermöglichen.

Zu den Kostenpositionen Ausfallreserve Frequenzumformer und Frequenzumformerverluste durch rotierende Reserve ist festzuhalten, dass die Berechnungslogik in den Kapitel I 6.3 und Kapitel I 6.4 beschrieben ist. Die eigentlichen Basiskosten wurden bereits im Kapitel I 5.3 Frequenzumformer beschrieben bzw auch welche Daten als Prüfungsbasis vorlagen.

Der Kostenposition „Blindleistung“ liegt ein Anteil von [REDACTED] % der Kraftwerkskosten zugrunde, welcher von der [REDACTED] mit der [REDACTED] Studie 2008 belegt wurde.

Zur Kostenposition Schwarzstartfähigkeit ist auf die Beschreibung in Kapitel I 6.6 zu verweisen.

Wie schon in Kapitel I 6.10 ausgeführt, hat die Schienen-Control Kommission im Zuge ihrer Ermittlungstätigkeit zur Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer die Viertelstunden-Lastprofile der [REDACTED] angefordert und festgestellt, dass im Zeitraum vom 01.01.2010 bis 31.12.2018 in bloß [REDACTED] Fällen eine maximale Leistung von mehr als [REDACTED] MW benötigt wurde. Dies ergibt eine Eintrittswahrscheinlichkeit von [REDACTED]. Für die Befriedigung der 3-sigma Regel ([REDACTED]) reichten im Jahr 2018 sogar bereits [REDACTED] MW Leistung und im gesamten Betrachtungszeitraum 2010 bis 2018 [REDACTED] MW Leistung aus. Die Schienen-Control Kommission stellt fest, dass eine Ausreißerbereinigung jedenfalls zu erfolgen hat und somit die dargestellte Maximallast von [REDACTED] MW als überhöht anzusehen ist.

Hinsichtlich der Spannungsvorhaltung folgt die Schienen-Control Kommission dem Gutachten [REDACTED] Bewertung der Spannungshaltung in Lindau bei der [REDACTED] (2017).<sup>10</sup>

In Bezug auf die Kostenposition Engpassmanagement folgt die Schienen-Control Kommission dem Gutachten [REDACTED] Nicht nutzbare Kraftwerksleistungen durch Netzengpässe im Stromnetz der [REDACTED] (Engpassmanagement Kraftwerke) vom 30.03.2017<sup>11</sup>.

## 5. Vorgelagerte Netzkosten

Die Feststellungen zu den als „vorgelagerte Netzkosten“ zusammengefassten Kostenpositionen und den zugehörigen Teilkostenpositionen gründen sich auf das Vorbringen der [REDACTED] (Stellungnahmen vom 05.06.2020, 22.09.2020) sowie der [REDACTED] (Stellungnahmen vom 25.07.2018, 13.10.2020).

Bezüglich der vorgelagerten Netzkosten APG ist auf die sehr ausführliche Darstellung in Kapitel I 7.2 zu verweisen. In dieser Darstellung wird die Heranziehung von Rechnungen 2017 als Basis erörtert, wie diese auf die gültige Verordnung adaptiert wurden und welche sonstigen Anpassungen vorgenommen wurden.

Alle APG Rechnungen, die als Basis für die Berechnung der Kosten herangezogen wurden und auch alle Verordnungen, die für die Berechnung von der [REDACTED] verwendet wurden, liegen der Schienen-Control Kommission vor.

Zur Ermittlung der „vorgelagerten vermiedenen Netzkosten“ wurde durch die [REDACTED] die SNE-VO 2018 (21.12.2017), die Ökostromförderbeitrags-Verordnung 2018 (15.12.2017), die Ökostrompauschale-Verordnung (15.12.2017) und die Herkunftsnachweispreis-Verordnung 2018 (01.12.2017) zugrundegelegt, wobei nur [REDACTED] % der ermittelten Kosten angesetzt wurden.

Die vertraglichen Vereinbarungen, die relevanten Verordnungen und die tatsächlichen IST-Bezugsmengen der Vorjahre wurden durch die Schienen-Control Kommission geprüft. Auf Basis dieser vorgelegten Unterlagen konnte die Schienen-Control Kommission erkennen, dass

---

<sup>10</sup> Die Schienen-Control Kommission verweist zur Begründung der Heranziehung der gutachterlichen Stellungnahme auf den Bescheid zu GZ: SCK-WA-16-017 vom 19.02.2018, 164-170.

<sup>11</sup> Die Schienen-Control Kommission verweist zur Begründung der Heranziehung der gutachterlichen Stellungnahme auf den Bescheid zu GZ: SCK-WA-16-017 vom 19.02.2018, 140-145.

an Stelle der eigentlichen IST-Bezugsmenge der Jahre 2016 bis 2018, wie im Jahr 2019, die Vertragsmenge durch die [REDACTED] herangezogen wurde.

Für die Position „Vermarktungsaufwand [REDACTED]“ wurde für das Jahr 2020 ein Planaufwand von EUR [REDACTED] festgesetzt. Die Ermittlung des Planwertes erfolgte auf Grundlage des Durchschnitts der Jahreswerte 2015 bis 2017, welche einen Betrag von EUR [REDACTED] ergeben. Dieser Betrag wurde mit einer Indexierung von [REDACTED] versehen. Die IST-Werte der Jahre 2015 bis 2017 wurden der Schienen-Control Kommission zur Prüfung übermittelt.

## **6. Allgemeine Kosten**

Die Feststellungen zu den als „vorgelagerte Netzkosten“ zusammengefassten Kostenpositionen und den zugehörigen Teilkostenpositionen gründen sich auf dem Vorbringen der [REDACTED] (Stellungnahmen vom 05.06.2020, 22.09.2020, 23.10.2020) sowie der [REDACTED] (Stellungnahmen vom 25.07.2018, 13.10.2020, 21.12.2020).

Hinsichtlich der Kosten aus Versorgungsauftrag wurden die vorgelegten Vertragsdaten sowie die Daten der stündlichen Preiskurve von der Schienen-Control Kommission geprüft.

Betreffend den Vertrag mit der [REDACTED] der vorsieht, dass Bezug von 50 Hz-Strom durch die [REDACTED] erfolgt, konnte der übermittelte Strombezugsvertrag sowie die angewendete Bewertungsmethode (Preis des Jahresproduktes) von der Schienen-Control Kommission geprüft werden.

Für die als Overhead Geschäftsbereich in der Tarifikalkulation 2020 ausschließlich angesetzten Kosten des IT-Projekts Railpower System 2.0, wurde für die Prüfung der Kostenposition der Schienen-Control Kommission die Plankosten für das IT-Projekts Railpower System 2.0 zur Verfügung gestellt. Ein klarer Bezug des angeführten IT-Projekts Railpower System 2.0 zu den Netzkosten für den Bahnstrombezug konnte von der Schienen-Control Kommission nicht festgestellt werden. Folglich konnte die Schienen-Control Kommission die Kostenposition Overhead nicht anerkennen.

Hinsichtlich der Berechnung der Kosten für die Kostenposition „Energiemanagement“ wurden die IST-Kosten der Kostenstelle [REDACTED] der Schienen-Control Kommission zur Prüfung übermittelt.

Die einzelnen Rechnungsbeträge für Tätigkeiten des Regulierungsmanagements wurden von der [REDACTED] angeführt und damit einer Überprüfung durch die Schienen-Control Kommission zugänglich gemacht. Die Schienen-Control Kommission konnte auf Basis der Rechnungsbeiträge nicht feststellen, dass die Kosten für „Regulierungsmanagement“ gerechtfertigt sind.

Wie bereits in Kapitel 8.8 beschrieben führt die [REDACTED] im Zuge der Tarifiermittlung Kosten für „Erwartete Zusatzkosten“ an, welche nicht bereits über den WACC berücksichtigt wurden. Unter dieser Kostenposition werden Absatzrisiken und sonstige Unsicherheiten angeführt. Dieselben Posten wurden im Tarifmodell 2017 bereits unter der Kostenposition „Risikopositionen“ angeführt, welche von der Schienen-Control Kommission nicht anerkannt wurden. Die neue Bezeichnung „Erwartete Zusatzkosten“ ändert nichts an der

sachlichen Beurteilung, dass diese Kosten, analog zu 2019, als nicht angemessen zu beurteilen sind. Dies zumal die [REDACTED] in ihren Stellungnahmen die Entstehung dieser Kosten weder dem Grunde, noch der Höhe nach plausibilisieren konnte.

**Rechtlich folgt:**

### **III. Zur Zuständigkeit der Schienen-Control Kommission:**

Gemäß § 74 Abs 1 Z 4 EisbG hat die Schienen-Control Kommission auf Beschwerde von Fahrwegkapazitätsberechtigten oder Eisenbahnverkehrsunternehmen sowie von Amts wegen einen Betreiber von Serviceeinrichtungen hinsichtlich der Gewährung des Zuganges zu Serviceeinrichtungen, einschließlich des Schienenzuganges, und der Gewährung von Serviceleistungen im Falle des Zuwiderhandelns ein den Bestimmungen des 6. Teiles oder den unmittelbar anzuwendenden unionsrechtlichen, die Regulierung des Schienenverkehrsmarktes regelnden Rechtsvorschriften entsprechendes Verhalten aufzuerlegen oder nicht entsprechendes Verhalten zu untersagen.

Gemäß § 74 Abs 1 Z 5 EisbG hat die Schienen-Control Kommission auf Beschwerde von Fahrwegkapazitätsberechtigten oder Eisenbahnverkehrsunternehmen sowie von Amts wegen den Bestimmungen des 6. Teiles oder den unmittelbar anzuwendenden unionsrechtlichen, die Regulierung des Schienenverkehrsmarktes regelnden Rechtsvorschriften nicht entsprechende Schienennetz-Nutzungsbedingungen, Verträge oder Urkunden ganz oder teilweise für unwirksam zu erklären.

Gemäß § 74 Abs 1 Z 6 EisbG hat die Schienen-Control Kommission auf Beschwerde von Fahrwegkapazitätsberechtigten oder Eisenbahnverkehrsunternehmen sowie von Amts wegen die Berufung auf Schienennetz-Nutzungsbedingungen, die zur Gänze für unwirksam erklärt sind oder die Berufung auf diejenigen Teile der Schienennetz-Nutzungsbedingungen, die für unwirksam erklärt sind, zu untersagen.

Mit der Novelle BGBl I 137/2015 wurde der Maßstab für die Wettbewerbsüberwachung durch die Schienen-Control Kommission neu formuliert. Nunmehr wird nicht nur auf das diskriminierende Verhalten abgestellt, sondern allgemeiner auf Verstöße gegen Rechtsvorschriften (und zwar auf Verstöße gegen Bestimmungen des EisbG, unions- und sonstiges völkerrechtswidriges Verhalten). Damit wird nach dem Wortlaut des § 74 EisbG idF BGBl I 137/2015 nicht nur die Diskriminierung im engeren Sinn erfasst, sondern allgemeiner auch sonstige Zuwiderhandlungen gegen einschlägige Rechtsvorschriften einbezogen (ErläutRV 841 BlgNR 25. GP 11).

Die Bestimmungen zur Bahnstromnetznutzung sind gemäß Kapitel I 2.3.4 („Bahnstromnetznutzung“) als Bestandteil der Schienennetznutzungsbedingungen gemäß § 59 Abs 4 Z 2 lit c EisbG zu veröffentlichen. Bei den Bestimmungen handelt es sich gemäß § 59 Abs 4 Z 2 lit c EisbG um die Gewährung von Serviceleistungen, die in Serviceeinrichtungen erbracht werden.

Die Erbringung von Serviceleistungen wird durch Art 13 Abs 7 und 8 der RL 2012/34/EU gewährleistet und in Anhang II Z 2 bis 4 der RL 2012/34/EU definiert und findet ihre Umsetzung in der Bestimmung des § 58b EisbG. Gemäß § 62a Abs 1 EisbG

umfassen Serviceleistungen auch Zusatz- und Nebenleistungen gemäß § 58b Abs 2 und Abs 3 EisbG. § 58b Abs 2 EisbG regelt den Zugang zur Kategorie der in Serviceeinrichtungen erbrachten Zusatzleistungen. § 58b Abs 2 Z 2 EisbG definiert die „Bereitstellung von Fahrstrom“ als entsprechende Zusatzleistung.

Da die Bereitstellung von Fahrstrom gemäß § 58 Abs 2 Z 2 EisbG naturgemäß auch die Nutzung der Umformer und des Bahnstromnetzes impliziert, und somit eine Bereitstellung von Fahrstrom überhaupt erst ermöglicht, handelt es sich auch bei der Umformung und der Verteilung um eine Teilleistung der Zusatzleistung der Bereitstellung von Fahrstrom iSv § 58 Abs 2 Z 2 EisbG.

Gemäß § 62a Abs 1 EisbG idF BGBl I 137/2015 ist Betreiber einer Serviceeinrichtung, wer eine oder mehrere Serviceeinrichtungen betreibt oder eine oder mehrere Serviceleistungen für Eisenbahnverkehrsunternehmen erbringt. Bei einem Betreiber einer Serviceeinrichtung iSd § 62a EisbG idF BGBl I 137/2015 kann es sich beispielsweise um ein Eisenbahninfrastrukturunternehmen oder ein Eisenbahnverkehrsunternehmen handeln. Die Begriffsbestimmung folgt den Vorgaben aus Art 3 Z 12 in Verbindung mit Anhang II der RL 2012/34/EU (ErläutRV 841 BlgNR 25. GP 8).

Soweit die [REDACTED] im dargelegten Rahmen Serviceleistungen anbietet, ist sie Betreiberin einer Serviceeinrichtung iSd § 62a Abs 1 EisbG und legt die diesbezüglichen Entgelte gemäß § 69b Abs 3 EisbG fest.

Die Zuständigkeit der Schienen-Control Kommission ist damit gegeben.

#### **IV. Zu den weiteren rechtlichen Erwägungen:**

##### **1. Verweise und Begründungspflicht**

Gemäß § 60 AVG sind in der Begründung des Bescheides die Ergebnisse des Ermittlungsverfahrens, die bei der Beweiswürdigung maßgebenden Erwägungen und die darauf gestützte Beurteilung der Rechtsfrage klar und übersichtlich zusammenzufassen. Dem Telos des § 60 AVG entsprechend muss zum einen die Begründung so gestaltet sein, dass der Bescheidadressat über die für die Entscheidung der Behörde maßgeblichen Erwägungen ausreichend und nachvollziehbar informiert wird, sodass er in der Lage ist, sie eventuell zu entkräften und Gegenargumente vorzubringen.<sup>12</sup>

Die Bescheidbegründung bezweckt insbesondere, die Parteien über die von der Behörde angestellten Erwägungen zu unterrichten und ihnen damit eine zweckmäßige Rechtsverfolgung zu ermöglichen. Im Hinblick darauf ist es nach der Rechtsprechung des VwGH nicht rechtswidrig, wenn die Behörde in der Begründung ihres Bescheides auf die Begründung eines anderen der Partei bekannten, insbesondere zugestellten Bescheides verweist.<sup>13</sup> Die Schienen-Control Kommission verweist daher in der Folge hinsichtlich der bereits in den bisherigen Verfahren geäußerten Vorbringen bzw gestellten Anträge der Parteien auf die Begründung in den relevanten Bescheiden. Die Schienen-Control Kommission

---

<sup>12</sup> Hengstschläger/Leeb, Allgemeines Verwaltungsverfahrensgesetz 1991 (2020) § 60, Rz 6 f.

<sup>13</sup> Hengstschläger/Leeb, Allgemeines Verwaltungsverfahrensgesetz 1991 (2020) § 60, Rz 15 mwN.

verweist in diesem Sinn insbesondere auf die Begründung in dem Bescheid vom 10.06.2016, GZ: SCK-WA-12-006, dem Bescheid vom 19.02.2018, GZ: SCK-16-017, und dem Bescheid vom 28.11.2018, GZ: SCK-18-004.

## **2. Kostenmaßstab und Kostenzurechnung**

### **2.1 Kostenmaßstab**

Das österreichische Bahnstromnetz wird auf der einen Seite durch die Frequenzumformer als Schnittstelle zum öffentlichen Versorgungsnetz bzw durch Schalt- und/oder Umspannanlagen jener [REDACTED] eigenen Kraftwerke oder Partnerkraftwerke, die bereits 16,7 Hz-Strom erzeugen, auf der anderen Seite durch sogenannte Abspannklemmen am Abspannportal der Unterwerke oder durch sogenannte Kabelendverschlüsse in den Unterwerken begrenzt. Bei den Frequenzumformern und den 132-, 110- und 55-kV-Bahnstromleitungen handelt es sich gem § 10 EisbG um Eisenbahnanlagen.

Die Oberleitung sowie die Unterwerke sind Teil der Eisenbahninfrastruktur gem § 10a EisbG und als solche in Anhang I, 9. Spiegelstrich der Richtlinie 2012/34/EU enthalten.

Die Nutzung des wie eben definierten Bahnstromnetzes wird von der Schienen-Control Kommission gemäß § 58b Abs 2 Z 2 EisbG bzw Anhang II Z 3 lit a der Richtlinie 2012/34/EU als Zusatzleistung (Serviceleistung) qualifiziert. Diese Zusatzleistung ist von der Betreiberin von Serviceeinrichtungen sämtlichen Eisenbahnverkehrsunternehmen, die dies begehren, unter Ausschluss jeglicher Diskriminierung zu gewähren.

Die Festsetzung der Bahnstromnetznutzungsentgelte unterliegt somit dem Kostenmaßstab gemäß § 69b EisbG für Dienstleistungsentgelte.

Die Schienen-Control Kommission verweist zur Klärung der Frage der rechtlichen Subsumtion der Nutzung der Umformer und des Bahnstromnetzes als Serviceeinrichtung sowie des anwendbaren den damit anwendbaren Kostenmaßstab § 69b EisbG auf die Begründung in Bescheid zu GZ: SCK-16-017 vom 19.02.2018 (Seiten 92 bis 105) und Bescheid zu GZ: SCK-18-004 vom 28.11.2018 (Seiten 90 bis 106).

Die Schienen-Control Kommission folgt – aus den zitierten Bescheiden entnehmbaren extensiven Begründung – nicht der Auffassung, dass die verfahrensgegenständliche Leistung der Bahnstromnetznutzung einen Teil des Mindestzugangspakets gemäß Anhang I Z 1 lit e RL 2012/34/EU darstellt und damit der Kostenmaßstab für den Zugang zum Mindestzugangspaket gemäß § 67 EisbG (Kosten, die unmittelbar aufgrund des Zugbetriebs anfallen, „direkte Kosten“) anzuwenden ist.

### **2.2 Kostenzurechnungsmaßstab**

Das EisbG folgt zur Festlegung der Netzentgelte bestimmten, abschließenden Entgeltgrundsätzen.

Maßgeblicher Grundsatz der Entgeltbestimmung für Serviceleistungen ist gemäß § 69b EisbG in der Regel der Grundsatz der Kostenorientierung, welcher die Orientierung der Erlöse an den Kosten als Grundlage der Entgeltberechnung festlegt (*Schneider*, Regulierungsrecht der Netzwirtschaften I (2013) 706 ff). Zwar haben regulierte Unternehmen auch Anspruch auf

einen angemessenen Gewinn, allerdings dürfen Preise die Kosten nur insofern abdecken, als sie mit der regulierten Tätigkeit in Zusammenhang stehen.

Bei den Kostengrundsätzen des EisbG handelt es sich grundsätzlich um eine Methodenregulierung mit regulierungsbehördlicher ex-post Kontrolle der Benützungsentgelte (*Schneider*, Regulierungsrecht der Netzwirtschaften I (2013) 656 f).

Die Benützungsentgelte haben gemäß § 59 Abs 4 Z 2 EisbG Bestandteil der Schienennetz-Nutzungsbestimmungen zu sein und unterliegen der wettbewerbsbehördlichen Aufsicht der Regulierungsbehörde gemäß § 74 EisbG.

Die Regelung der Entgeltgrundsätze für die Nutzung von Serviceeinrichtungen erfolgt durch § 69b EisbG.

Die Regelung der Entgeltgrundsätze für die Schienennetznutzung (Wegeentgelte) erfolgt durch die §§ 67 ff EisbG, die in Abweichung von § 69b EisbG grundsätzlich den dem Verursacherprinzip folgenden Grundsatz der direkten Kosten zugrunde legen.

Die Entgeltgrundsätze stellen im Rahmen des Zugangs zu Serviceeinrichtungen und Infrastruktur die zwingende Bemessungsgrundlage für die entsprechende Nutzung dar, und stehen mit den übrigen regulierungsrechtlichen Bestimmungen des EisbG in einem systematischen und einheitlichen Zusammenhang.

Soweit daher für einen bestimmten Teil des Schienennetzes eine Zugangsregelung vorgesehen ist, besteht auch eine entsprechende Zuordnung der Leistung zu den Kostengrundsätzen in den §§ 69b EisbG bzw 67 ff EisbG für deren Nutzung. „Entweder-oder“-Regelungen oder Bereiche, deren Zugang nicht durch eine spezifische Entgeltregelung durch das EisbG geregelt und in den Schienennetz-Nutzungsbedingungen enthalten ist, sind daher gesetzlich nicht vorgesehen.

Das EisbG unterscheidet grundlegend zwischen den vier Leistungsgruppen Mindestzugangspaket, Serviceleistungen, Zusatzleistungen und Nebenleistungen (*Catharin/Gürtlich*, Eisenbahngesetz<sup>3</sup> (2015) 195).

Dabei folgen die Regelungen zur Bestimmung der Wegeentgelte gemäß §§ 67 ff EisbG spezifischen gesetzlichen Anordnungen für die einzelnen Entgeltpositionen für die in Anspruch genommenen Leistungen, grundlegend gilt jedoch, dass als Grundlage für die Entgelterhebung die entsprechenden Kosten auch durch die Schienennetznutzung verursacht werden müssen (Grundsatz der Kostenverursachung bzw Verursachungsgerechtigkeit gemäß Inanspruchnahme, vgl dazu *Catharin/Gürtlich*, Eisenbahngesetz<sup>3</sup> (2015) 193 f).

Dabei normiert das EisbG eine grundsätzliche Abweichung vom Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit gemäß Inanspruchnahme unterschiedlich zwischen den Kostenmaßstäben gemäß § 67 EisbG zur Festsetzung der Wegeentgelte und § 69b EisbG zur Festsetzung der Entgelte für Serviceleistungen. Eine Festsetzung der Entgelte ist aber immer nur in jenem Rahmen zulässig, der durch die Bestimmungen des EisbG gesetzlich geregelt ist.

Abweichend von den Regelungen der Kostenermittlung und Entgeltbestimmung für die Weegeentgelte sind für die Kostenermittlung und Entgeltbestimmung für die Erbringung von Serviceleistungen andere Grundsätze in § 69b EisbG gesetzlich geregelt.

Wie bereits weiter oben dargelegt wurde normiert § 69b EisbG für die Festsetzung der Entgelte beim Zugang zu Serviceeinrichtungen als anwendbaren Kostenmaßstab den Grundsatz der Kostenorientierung. Dieser legt die Orientierung der Erlöse an den Kosten als Grundlage der Entgeltberechnung fest (*Schneider*, Regulierungsrecht der Netzwirtschaften I (2013) 706 ff; *Würthinger*, Systemnutzungstarife für Elektrizitätsnetze (2005) 76; allgemein vgl auch *Hauer/Oberdorfer*, ElWOG (2007) § 25 Rz 28).

Der Grundsatz der Kostenorientierung legt der Kostenermittlung und Entgeltbestimmung daher die angefallenen oder tatsächlichen Kosten zugrunde und wird in der Wettbewerbsökonomie auch als „cost plus fee“ oder „Mark up“ Regulierung bezeichnet. Das Grundprinzip dieses an den tatsächlichen Kosten orientierten Kostenmaßstabs liegt darin, dass die Erlöse eines regulierten Unternehmens auf einen Aufschlag (vgl den „angemessenen Gewinn“ gemäß § 69b EisbG) auf die tatsächlichen Kosten der Produktion beschränkt werden (*Knieps*, Wettbewerbsökonomie<sup>3</sup> (2008) 90 f).

Dieser Grundsatz wird ergänzt durch die Grundsätze der Kostenwahrheit und Verursachungsgerechtigkeit, die aus dem 6. Teil des EisbG zugrundeliegenden Gebot der Nichtdiskriminierung sowie aus gleichheitsrechtlichen Erwägungen ableitbar sind (Gleichbehandlung der Netznutzer).

Im gegenständlichen Verfahren kommt gemäß § 69b EisbG der Kostengrundsatz für Serviceeinrichtungen zur Anwendung, der die Berücksichtigung eines angemessenen Gewinns mit der Einschränkung zulässt, dass geltend gemachte Kosten durch die regulierte Tätigkeit verursacht sein müssen.

Eine Kostenanerkennung kann jedoch nur in Hinblick auf jene Kosten, die für den Netzbetrieb in seiner spezifischen eisenbahnrechtlichen und -technischen Ausprägung notwendig sind und dem Netzbetrieb als solchem zugerechnet werden können, erfolgen (Grundsatz der Kostenwahrheit; vgl dazu *Würthinger*, Systemnutzungstarife für Elektrizitätsnetze (2005) 83; auch *Hauer/Oberdorfer*, ElWOG (2007) § 25 Rz 28).

Dieser vor allem im Regulierungsrecht der Energienetze explizit gesetzlich geregelte Grundsatz muss dem Grundsatz der Kostenorientierung im Regulierungsrecht der Netzwirtschaften jedoch notwendig folgen und ist demgemäß positivrechtlich aus den Bestimmungen des 6. Teils des EisbG zur Regulierung des Schienenverkehrsmarkts, insbesondere aus § 54 EisbG, § 58b Abs 4 EisbG und den Zugangsregelungen des 6. Teils des EisbG zu entnehmendem Nichtdiskriminierungsgebot sowie aus dem verfassungsrechtlichen Gleichheitssatz abzuleiten. Der Grundsatz der Kostenwahrheit stellt in diesem Rahmen ein notwendiges, einschränkendes Korrektiv dar, ohne den die Berücksichtigung der tatsächlichen Kosten als Grundlage der Entgeltbestimmung dem regulierten Netzbetreiber Spielraum zur Diskriminierung der Netznutzer durch die Verrechnung netzfremder Kosten ermöglichen würde.

Eng damit in Zusammenhang steht der, wiederum aus den bereits dargelegten Grundsätzen und Rechtsvorschriften, abzuleitende Grundsatz, die Tariflast im Sinne der Gleichbehandlung

aller Netznutzer (Grundsatz der Verursachungsgerechtigkeit bzw Gleichbehandlung aller Netznutzer) zu verteilen.

Diese auf die Gewährung von Serviceleistungen angefallenen Kosten anwendbaren Grundsätze haben in dieser Form bereits Eingang in die Rechtsprechung des VwGH gefunden (VwGH 27.11.2014, 2013/03/0092 in Bezug auf die – inhaltlich gleichlautende – Rechtslage vor der Umsetzung der RL 2012/34/EU, Hervorhebungen hinzugefügt):

*„Der in § 70 Abs 1 EisenbahnG 1957 enthaltene Grundsatz des angemessenen Kostenersatzes beinhaltet, dass das Entgelt in Beziehung zu den Kosten für die Leistungserbringung steht, wobei die Qualifikation "angemessen" bedeutet, dass **die diesbezügliche Berechnung auf der Grundlage des tatsächlichen Nutzungsumfanges erfolgt.***

*Die in § 70 Abs 1 EisenbahnG 1957 enthaltene Regelung zur Ermittlung des Entgeltes stellt in diesem Sinn darauf ab, dass die Höhe des Entgeltes **in Relation zu den auf Grund der Inanspruchnahme der Serviceleistungen anfallenden Kosten stehen muss.***

*Zum Grundsatz des angemessenen Kostenersatzes tritt nach § 70 Abs 1 EisenbahnG 1957 der Grundsatz des branchenüblichen Entgelts hinzu.*

*Die Orientierung an diesem Grundsatz erfordert, dass das Branchenübliche ermittelt und dargestellt wird (vgl in diesem Zusammenhang etwa auch die aus § 59 Abs 1 Z 2 lit b EisenbahnG 1957 für den Inhalt der Schienennetz-Nutzungsbedingungen (SNNB) getroffene Regelung). Weiters kommt es einer Partei, die sich auf diesen Grundsatz in einem Verfahren nach § 74 EisenbahnG 1957 beruft, zu, das Branchenübliche näher darzulegen bzw aufzuzeigen, sofern das Branchenübliche nicht ohnehin notorisch ist.“*

Weiters spricht der VwGH zur Bestimmung des § 58 Abs 5 EisbG idF BGBl I 61/2015, aktuell entspricht dieser Bestimmung § 58b Abs 4 EisbG, aus (Hervorhebungen hinzugefügt):

*„Nach der in § 58 Abs 5 EisenbahnG 1957 enthaltenen Vorschrift, wonach unter anderem die für den Zugang zur Schieneninfrastruktur benötigten Serviceleistungen (dazu zählt die Mitbenützung von Personenbahnhöfen) transparent, angemessen, wirtschaftlich realistisch und ausreichend entbündelt angeboten werden müssen, **brauchen Zugangsberechtigte nicht für Leistungen zu zahlen, die sie für die Ausübung des Zugangsrechts nicht benötigen.** Diese zuletzt genannte Regelung betreffend das von einem Eisenbahninfrastrukturunternehmen gegenüber Zugangsberechtigten zu legende Angebot weist in die Richtung, dass ein Entgelt für die Zurverfügungstellung ua der Mitbenützung von Bahnhöfen **nur solche Leistungen erfassen soll, die für die Ausübung des Zugangsrechtes benötigt bzw in Anspruch genommen werden.**“*

Deutlich spricht der VwGH aus, dass die Höhe des Entgeltes in Relation zu den auf Grund der Inanspruchnahme der Serviceleistungen anfallenden Kosten stehen muss (Grundsatz der Kostenwahrheit; so auch explizit *Würthinger*, Systemnutzungstarife für Elektrizitätsnetze (2005) 83; VwGH 27.11.2014, 2013/03/0092).

Aus den Vorgaben der Richtlinie 2012/34/EU ergeben sich keine inhaltlichen Änderungen der bisherigen Rsp des VwGH zum Kostenmaßstab gemäß § 69b EisbG, durch die Regelungssystematik der Richtlinie wird die abgeschlossene Entgeltsystematik, denen die Infrastrukturunternehmen bei Erstellung ihrer Schienennetz-Nutzungsbedingungen unterliegen, aber noch deutlicher.

Auch der Rechtslage vor der EisbG-Nov BGBl I 2015/137 lag nämlich bereits der Kostenmaßstab der Kostenorientierung zugrunde (*Catharin/Gürtlich*, Eisenbahngesetz<sup>3</sup> (2015) 683 mit Hinweis auf *Lewisch*, Eisenbahnregulierungsrecht (2002) 171, der unter Hinweis auf *Knieps* die „merkwürdige Gesetzeswendung“ des angemessenen Kostenersatzes und branchenüblichen Entgelts ausdrücklich auf die cost plus fee-Regulierung (zutreffend referenziert).

Die folgenden Ausführungen folgen daher den rechtlichen Anforderungen an die Entrichtung der gebührenden Entgelte für die Nutzung von Serviceleistungen gemäß § 58b Abs 2 Z 2 EisbG iVm § 69b EisbG.

Die Schienen-Control Kommission verweist zur detaillierten Begründung des anwendbaren Kostenzurechnungsmaßstab auf den Bescheid zu GZ: SCK-16-017 vom 19.02.2018 (Seiten 92 bis 105) und Bescheid zu GZ: SCK-18-004 vom 28.11.2018 (Seiten 107 bis 111).

### **2.3 Qualifikation des Bahnstromnetzes als Eisenbahnanlage und Umfang der dem Bahnstromnetzbetrieb zurechenbaren Leistungen**

Aus dem regulatorischen Kostenmaßstab des § 69b EisbG ergibt sich, dass Kosten, die auf der Grundlage des tatsächlichen Nutzungsumfanges anfallen, als Entgelt auf Grund der Inanspruchnahme von Serviceleistungen geltend gemacht werden können und anzuerkennen sind.

Die Frage, welche Kosten aufgrund der Inanspruchnahme tatsächlich verrechnet werden können bzw welche Kosten im Rahmen der Anlagennutzung als angefallen gelten, weil sie durch die Nutzung verursacht sind bzw welche Kostenpositionen von der [REDACTED] als für den Bahnstromnetzbetrieb angefallen geltend gemacht werden können, ist im verfahrensgegenständlichen Fall der Nutzung des Bahnstromsystems wie folgt zu beantworten:

Während Sachverhalte, die Leistungen zum Gegenstand haben, deren Inhalt dem Mindestzugangspaket zugerechnet werden kann – wie Eisenbahninfrastrukturanlagen gemäß § 10a EisbG –, den unionsrechtlichen Bestimmungen der Kostenzuordnung unterliegen (DurchführungsVO (EU) 2015/909 über die Modalitäten für die Berechnung der Kosten, die unmittelbar aufgrund des Zugbetriebs anfallen), muss im Fall der Kostenzuordnung bei der Nutzung von Serviceeinrichtungen (Nutzung einer Zusatzleistung gemäß § 58b Abs 2 Z 2 iVm § 69b EisbG) im Einzelfall bestimmt werden, welche Kosten als durch die Nutzung der Zusatzleistung angefallen gelten.

Die im Rahmen des gegenständlichen Verfahrens zur Anwendung kommenden Tarife „Nutzung Umformung 16,7 Hz Bahnstrom“ und „Verteilung 16,7 Hz Bahnstrom“, die im Rahmen der Nutzung einer Zusatzleistung gemäß § 58b Abs 2 Z 2 iVm § 69b EisbG anfallen, umfassen als Bahnstromnetzentgelte die Nutzung der Bahnstromerzeugungsanlagen, die

110 kV-Bahnstromleitungen und die Umformeranlagen (Frequenzumformer und Frequenzumrichter).

Beim Bahnstromnetz der [REDACTED] handelt es sich unabhängig der regulierungsrechtlichen Einordnung als Serviceeinrichtung – genauer Zusatzleistung – gemäß § 10 EisbG um Eisenbahnanlagen, die damit der betriebs- und verkehrstechnischen Sicherungspflicht des § 19 EisbG unterliegen (vgl dazu *Catharin/Gürtlich*, Eisenbahngesetz<sup>3</sup> (2015) 400). Mit dem Unterstehen des § 19 EisbG ist die grundsätzliche eisenbahnrechtliche betriebs- und verkehrstechnische Sicherungspflicht festgelegt, die den Bau und die Ergänzung sowie den Betrieb und die Erhaltung iSd Instandhaltung von Eisenbahnanlagen umfasst (*Catharin/Gürtlich*, Eisenbahngesetz<sup>3</sup> (2015) 400 Anm 1 f). Die grundsätzliche eisenbahnrechtliche betriebs- und verkehrstechnische Sicherungspflicht, die den Bau und die Ergänzung sowie den Betrieb und die Erhaltung iSd Instandhaltung von Eisenbahnanlagen umfasst, trifft Eisenbahnunternehmen unmittelbar aufgrund des Gesetzes und erstreckt sich sowohl auf den Bau, als auch das Betreiben, einschließlich der Erhaltung iSd Instandhaltung (*Catharin/Gürtlich*, Eisenbahngesetz<sup>3</sup> (2015) 400 Anm 1 f).

Der Betrieb des Bahnstromsystems als Übertragungsnetz erfordert umfangreichen technischen und planerischen Aufwand. Da es an konkreten Vorgaben für den Betrieb und die Sicherheit des Bahnstromnetzes auszuübenden Betriebspflichten mangelt, sind diese Betriebspflichten durch einen Rückgriff auf die einschlägigen rechtlichen und technischen Normen vergleichbarer Systeme auszufüllen.

Die Bewirtschaftung der öffentlichen Übertragungs- und Verteilernetze folgt im Anwendungsbereich des Energieregulierungsrechts allgemeinen wissenschaftlichen und technischen Grundsätzen, die den sicheren Betrieb der Stromversorgung und des Netzbetriebs und somit die Versorgungssicherheit gewährleisten. Da diese Grundsätze auch im Rahmen der energieregulierungsbehördlichen Kostenfeststellung Berücksichtigung finden, finden diese allgemeinen wissenschaftlichen und technischen Grundsätze auch im Rahmen der Kostenprüfung des Bahnstromnetzes Berücksichtigung. Insbesondere soweit, als diese zur näheren Bestimmung von Maßnahmen des Netzbetriebs herangezogen werden, die die Bewirtschaftung eines Elektrizitätsnetzes in Hinblick auf die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in wirtschaftlicher oder technischer Hinsicht betreffen, soweit sie nicht Spezifika der jeweiligen Netzwirtschaft betreffen und daher von unterschiedlichen Ausgangssachlagen ausgehen.

Ausschlaggebend für die grundlegenden, allgemeinsten Zusammenhänge beim Betrieb von leitungsgebundener elektrischer Energie in technischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Hinsicht ist zunächst, dass elektrische Energie einerseits nicht substituierbar, und andererseits auch nicht speicherbar ist (*Raschauer*, Handbuch Energierecht (2006) 3).

Davon ausgehend kommt es den Betreibern von Netzsystemen zu, die ihnen rechtlich auferlegten Verpflichtungen zu erfüllen, die die technischen Anforderungen an den Netzbetrieb abbilden. Die Annahme gemeinsamer technischer und rechtlicher Normen, die grundsätzlich unterschiedslos für den Betrieb von Netzsystemen heranzuziehen sind, spiegelt sich auch in der gesetzlichen Ausgestaltung der Pflichten, die von Übertragungs- und Verteilernetzen einzuhalten sind, wider, und lässt sich in allgemeine und spezifische

Verpflichtungen einteilen (*Raschauer*, Handbuch Energierecht (2006) 68 f). Dabei lassen sich auch Verpflichtungen identifizieren, die dem Betrieb von Netzsystemen allgemein zuzuordnen sind, und die solcherart auch für den Bereich des Bahnstromsystems als technisches Vorbild herangezogen werden können.

Die Pflichten, die dem Betrieb von Netzsystemen allgemein zuzuordnen sind, sind folgende: die Pflicht des Netzbetreibers, von ihm betriebene System sicher, zuverlässig, leistungsfähig und unter Bedachtnahme auf den Umweltschutz zu betreiben und zu erhalten; die zum Betrieb des Systems erforderlichen technischen Voraussetzungen sicherzustellen; der Netzausbau; die grundlegende Verpflichtung zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit; das Engpassmanagement; Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen; sowie die Verlustenergiebeschaffung. Außerdem gilt für Eisenbahnunternehmen gem. §19 EisbG die Verpflichtung zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Ordnung des Eisenbahnbetriebes – und das gilt auch für Eisenbahnunternehmen als Servicebetreiber zB für die Zurverfügungstellung von Bahnstrom.

Soweit allgemeine Verpflichtungen identifiziert werden können, die dem Betrieb von Netzsystemen allgemein zuzuordnen sind und den maßgeblichen Standard für die Anforderungen an die Sicherheit und Ordnung und die Erfordernisse des Betriebes und den jeweiligen Stand der Technik von Übertragungsnetzen festlegen, muss angenommen werden, dass die entsprechenden technischen Standards grundlegend auch für den Betrieb des Bahnstromnetzes Relevanz besitzen. Festzuhalten ist jedoch, dass die [REDACTED] als Bahnstromnetzbetreiber ausdrücklich nicht dem rechtlichen Anwendungsbereich des EIWOG 2010 unterliegt.

Zweifellos ergibt sich für den Betrieb des Bahnstromsystems die Verpflichtung der Versorgungssicherheit und des störungsfreien Betriebs. Dies bedeutet für die [REDACTED] die Bereitstellung der Systemdienstleistung (Leistungs-Frequenz-Regelung). Diese Verpflichtung beinhaltet den Ausgleich von Aufbringung und Verbrauch und bezweckt unter Organisation und Einsatz von Regelenergie die Netzfrequenz im Rahmen des Bahnstromsystems von 16,7 Hz zu jedem Zeitpunkt aufrechtzuerhalten. Es ist die grundsätzliche Verpflichtung eines Netzbetreibers neben der Bereitstellung der Systemdienstleistung die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und die Verpflichtungen zur Erhaltung eines störungsfreien Netzbetriebs (Systemverantwortung) sicher zu stellen.

Somit können – in Ermangelung anderer anwendbarer technischer Normen – die allgemeinen energieregulierungsrechtlichen Regelungen– als technische Standards zur Auslegung der Leistungszuordnung im Rahmen der Bahnstromnetznutzungsentgelte hilfsweise herangezogen werden um den Umfang der betriebs- und verkehrstechnischen Sicherungspflichten, die die [REDACTED] gemäß § 10 iVm § 19 Abs 1 EisbG treffen, zu definieren. Zumindest bezüglich jener Leistungen, die unzweifelhaft und unstrittig als Kernverpflichtungen jedes Netzbetriebs angesehen werden, wie zB Erbringung der Regelleistung oder Beschaffung von Netzverlusten, hat eine Diskussion über die Geltendmachung zu unterbleiben. Diese Leistungen werden von der

Schienen-Control Kommission aus Gründen der einheitlichen Begriffsverwendung im gegenständlichen Bescheid zusammenfassend als „Systemdienstleistungen“ bezeichnet.

Für die Beurteilung spezifischer Leistungen oder Teilleistungen ist eine Heranziehung der dargelegten Grundsätze zur Beurteilung der Kostenanerkennung jedenfalls zielführend.

In Hinblick auf die Anerkennung von Kosten im Rahmen der Bahnstromnetznutzung muss es aufgrund des bisher Gesagten zur Erfüllung der Verpflichtungen gemäß § 19 EisbG aber zuletzt darauf ankommen, dass es sich um eine Leistung handelt, die rechtlich dem Betrieb des Bahnstromnetzes zugeordnet werden kann, und die sachlich nicht hinweggedacht werden kann, ohne dass damit eine Beeinträchtigung des störungsfreien Betriebs des Bahnstromsystems einhergehen würde. Zur inhaltlichen Auffüllung der so vorliegenden Voraussetzungen ist die Heranziehung der beschriebenen Grundsätze zweckmäßig und zielführend.

Die Schienen-Control Kommission verweist zur detaillierten Begründung des Umfang der betriebs- und verkehrstechnischen Sicherungspflichten des § 10 iVm § 19 EisbG sowie hinsichtlich der dem Bahnstromnetzbetrieb zurechenbaren Leistungen auf den Bescheid zu GZ: SCK-16-017 vom 19.02.2018 (Seiten 107 bis 119) und den Bescheid zu GZ: SCK-18-004 vom 28.11.2018 (Seiten 111 bis 121).

## **2.4 Kostenermittlung als Grundlage der Entgeltbestimmung**

### **2.4.1 Allgemeines**

Im Anwendungsbereich des § 69b EisbG ist der Grundsatz der Kostenorientierung maßgeblich und für die Bestimmung der Entgelte sind die Kosten des Netzbetriebs heranzuziehen. Zwischen Kosten und Tarifen muss daher ein nachvollziehbarer Zusammenhang bestehen, sprich: die Kosten des Netzbetriebs bestimmen grundsätzlich die Höhe der Tarife (*Würthinger, Systemnutzungstarife für Elektrizitätsnetze* (2005) 76).

Die Anerkennung der Kostenpositionen dem Grunde nach erfolgt gemäß §§ 10, 19 iVm § 69b EisbG. Die Kostenanerkennung kann dementsprechend nur hinsichtlich jener Kosten erfolgen, die für den Netzbetrieb in seiner spezifischen eisenbahnrechtlichen und -technischen Ausprägung notwendig sind und dem Netzbetrieb als solchem zugerechnet werden können (Grundsatz der Kostenwahrheit; vgl dazu *Würthinger, Systemnutzungstarife für Elektrizitätsnetze* (2005) 83; VwGH 18.11.2014, 2012/05/0092).

Der Grundsatz der Kostenwahrheit findet seinen spezifischen Ausdruck im EisbG sowohl im Rahmen des grundsätzlichen Nichtdiskriminierungsgebots, als auch positivrechtlich im Rahmen der Bestimmungen des § 54 EisbG und des § 58b Abs 4 EisbG, der bestimmt, dass ein Betreiber von Serviceeinrichtungen Eisenbahnverkehrsunternehmen Serviceleistungen transparent, angemessen, wirtschaftlich realistisch und ausreichend entbündelt anzubieten hat, sodass nicht für Leistungen gezahlt werden muss, die nicht benötigt werden.

Sowohl der Wortlaut des § 69b EisbG als auch der Grundsatz der Kostenorientierung in diesem allgemeinen Verständnis lassen jedoch die zeitliche Dimension der Kostenermittlung offen. In Ermangelung einer ausdrücklichen Regelung für die Beurteilung der zeitlichen Bedingungen der Kostenermittlung durch § 69b EisbG ist zur Bestimmung des zeitlichen Bezugspunktes und

damit zur Ermittlung des Normzwecks des Kostenmaßstabs zunächst, und vorrangig, auf die Bestimmungen zur Veröffentlichung der Netzentgelte zurückzugreifen.

Die Schienen-Control Kommission verweist zudem zu Fragen der Kostenermittlung auf die Begründung im Bescheid zu GZ: SCK-18-004 vom 28.11.2018 (Seiten 122 bis 128).

#### **2.4.2 Veröffentlichungspflicht und zeitlicher Vorlauf**

Gemäß § 59 Abs 4 EisbG haben in Schienennetz-Nutzungsbedingungen Informationen über die Bedingungen, einschließlich der administrativen, technischen und finanziellen Modalitäten für den Zugang zu an ihre Eisenbahninfrastruktur angeschlossenen Serviceeinrichtungen, und über die Gewährung der Serviceleistungen, die in solchen Serviceeinrichtungen erbracht werden, enthalten zu sein. Darin haben gemäß § 59 Abs 4 Z 2 lit a EisbG auch die entsprechenden Informationen, die die Einzelheiten zur Entgeltregelung beinhalten, enthalten zu sein. Die Bestimmung des § 59 EisbG setzt damit die dementsprechenden Vorgaben gemäß Art 27 und des Anhangs IV der Richtlinie 2012/34/EU um.

Gemäß § 59 Abs 8 EisbG müssen die Schienennetz-Nutzungsbedingungen sowie deren Änderungen mindestens vier Monate vor Ablauf der Frist gemäß § 65 Abs 4 EisbG veröffentlicht und der Schienen-Control Kommission vorgelegt werden. Gemäß § 59 Abs 2 EisbG hat ein Eisenbahninfrastrukturunternehmen seine Schienennetz-Nutzungsbedingungen auf dem neuesten Stand zu halten und bei Bedarf zu ändern.

#### **2.4.3 Basis der Kostenermittlung**

Aus den Grundsätzen der Kostenermittlung in Zusammenschau mit der Veröffentlichungspflicht lässt sich entnehmen, dass den Tarifen die Kosten des Netzbetriebs zugrundezulegen sind, zwischen Kosten und Tarifen ein nachvollziehbarer Zusammenhang bestehen muss und die Tarife mit zeitlichem Vorlauf gemäß § 59 Abs 8 EisbG zu veröffentlichen sind.

Ausgangspunkt der Kostenermittlung sind die angefallenen Kosten des Netzbetreibers für den Betrieb seines Stromnetzes. Die Entgeltermittlung erfolgt auf Grundlage dieser Kostenbasis für einen zukünftigen Zeitpunkt, der sich vom Veröffentlichungszeitpunkt und dem Zeitpunkt der Bestimmung der Entgelte unterscheidet. Die gewählte Kostenbasis für die Bestimmung der Entgelte muss daher den rechtlichen Anforderungen des EisbG genügen, um im Ergebnis eine Kostenermittlung gewährleisten zu können, die 1) die Tariflast im Sinne der Verursachungsgerechtigkeit der Netznutzer iSd Nichtdiskriminierung gemäß § 54 EisbG sowie die Kostenorientierung und Kostenwahrheit gewährleistet; 2) die grundrechtlich geschützten Rechtspositionen des Netzbetreibers in Hinblick auf Gleichheitssatz, Eigentumsgarantie und Erwerbsfreiheit im Rahmen der geltenden Bestimmungen des 6. Teils des EisbG berücksichtigt und 3) somit eine gesetzes- und verfassungskonforme Grundlage für eine Prognoseentscheidung im Sinne einer Plankostenrechnung zur Entgeltbestimmung darstellt.

Da zwischen Kosten und Tarifen ein nachvollziehbarer Zusammenhang bestehen muss, insofern als die Kosten des Netzbetriebs grundsätzlich die Höhe der Tarife bestimmen, wirkt der Kostenmaßstab des § 69b EisbG auch gegenüber den Nutzern der Serviceleistung als kostenbegrenzendes Element, weil keine Faktoren die Kostenermittlung zugunsten der

Entgeltbestimmung verzerren dürfen, die auf Kostenebene zu einer Erlössteigerung des Betreibers führen würden. Zudem ist die Gewinnkomponente bereits durch § 69b EisbG abschließend geregelt und von der Kostenermittlung als Basis der Entgeltbestimmung getrennt. Der ausschließlich maßgebliche Kostenmaßstab des § 69b EisbG muss aber in Ansehung der Ziele und Normzwecke des 6. Teils des EisbG ausgelegt werden.

Der durch die §§ 69b EisbG iVm 59 Abs 8 EisbG verwirklichten ex-ante Entgeltbestimmung liegt somit auch ein Interessensausgleich zwischen der Herstellung eines funktionsfähigen Wettbewerbs und daraus entspringender Kostenbegrenzung über die tatsächlich angefallenen Kosten hinaus auf der einen Seite, als auch der grundrechtlichen geschützten Position des Betreibers zur Gewährleistung der Kostendeckung und der Zuerkennung eines angemessenen Gewinns auf der anderen Seite zugrunde, welcher durch die Kostenermittlung vorzunehmen ist.

Diese Anforderungen an die Kostenermittlung werden dadurch erfüllt, indem die angesetzten Plankosten möglichst genau den Ist-Kosten entsprechen müssen, die der zeitlich versetzten Tarifperiode zugrundeliegen und der Entgeltbestimmung muss dazu eine möglichst genaue Datenbasis zugrunde gelegt werden.

Ziel der Kostenermittlung muss es sein, unabhängig davon, ob es sich um eine rein vergangenheitsbezogene Ist-Kosten Basis, eine rein planwertbezogene oder eine Mischform der Plankostenermittlung handelt, die Plankostenermittlung so anzusetzen, dass die der Entgeltbestimmung zugrundeliegenden Plankosten den Ist-Kosten der Tarifperiode möglichst genau entsprechen.

Um den gesetzlichen Anforderungen an eine sachgerechte und nichtdiskriminierende Kostenermittlung bestmöglich zu entsprechen sind daher nach Ansicht der Schienen-Control Kommission die folgenden Grundsätze als Voraussetzungen bzw Schranken der Plankostenermittlung zu berücksichtigen:

Unabhängig davon, ob es sich bei verwendeten Datengrundlage um Ist-Kosten vergangener Geschäftsjahre oder kalkulatorische Kosten handelt, hält die Schienen-Control Kommission fest, dass Plankosten nur dann als Kostengrundlage herangezogen werden können, wenn die folgenden Grundsätze Berücksichtigung finden:

1) Den Plandaten müssen in Bezug auf die der Entgeltbestimmung der zugrundeliegenden Tarifperiode als Planungsperiode gesicherte Erkenntnisse zugrunde liegen; 2) der Kostenkalkulation muss dazu eine dem Grunde und der Höhe nach entsprechende sachliche Herleitung zugrunde liegen und 3) muss sich aus objektiven Anhaltspunkten schlüssig ableiten lassen, dass diese Kosten auch entstehen werden.

#### **2.4.4 Prognoseentscheidung und Verursachungsgerechtigkeit**

Aus der dargestellten Systematik des EisbG und den dargelegten Grundsätzen der Kostenermittlung ergibt sich, dass die Entgeltbestimmung gemäß § 69b EisbG iVm § 59 Abs 8 EisbG eine Prognoseentscheidung darstellen muss, die somit nicht dieselbe Rechtssicherheit bietet, die eine Kostenprüfung auf Basis der angefallenen Ist-Werte mit sich bringen würde.

Unter Beachtung der Kostengrundsätze wird jedoch eine möglichst genaue Entsprechung der der Entgeltbestimmung zugrundegelegten Plankosten zu den in der Tarifperiode entstehenden Ist-Kosten, und somit eine Tariflastentscheidung sichergestellt, die die Sachlichkeit der Entgelte im Sinne der Verursachungsgerechtigkeit für die tarifunterworfenen Netznutzer gewährleistet.

An keiner Stelle lässt sich dem EisbG die Berücksichtigung eines Effizienz- oder Anreizkriteriums bei der Kostenbestimmung entnehmen. Dem Grundsatz der Kostenorientierung des EisbG ist in seinem Grundverständnis in verfassungskonformer Interpretation die kostenorientierte Entgeltermittlung unter Berücksichtigung einer angemessenen Gewinnspanne zu entnehmen. Ohne eine ausdrückliche positivrechtlich normierte Grundlage kann nicht davon ausgegangen werden kann, dass der Kostenermittlung und Entgeltbestimmung Preis- oder Zielvorgaben im Sinne einer Effizienz- oder Anreizsetzung zugrunde zu legen sind.

Ohne derartige produktivitätsbezogene Faktoren kann einer zukunftsorientierten Kostenprognose jedoch auch kein Mehrwert gegenüber einer auf vergangenen Kosten beruhenden Plankostenermittlung entnommen werden. Zudem wird, wie soeben dargestellt werden konnte, durch den zugrundegelegten Ansatz der Kostenermittlung aus gesicherten Erkenntnissen im Sinne einer sachlichen Herleitung, die auf objektiven Anhaltspunkten beruht, sichergestellt, dass die angesetzten Plankosten den anfallenden Kosten der Tarifperiode möglichst genau entsprechen und ein größtmöglicher Interessenausgleich sowohl auf Ebene der Tarifunterworfenen im Sinne der Nichtdiskriminierung, als auch des entgelterhebenden Unternehmens erreicht wird und die Tarifentscheidung der Nichtdiskriminierung und Sachgerechtigkeit (Verursachungsgerechtigkeit) entspricht.

Die Schienen-Control Kommission verweist zur detaillierten Begründung zur Kostenermittlung als Grundlage der Entgeltbestimmung auf den Bescheid zu GZ: SCK-16-017 vom 19.02.2018 (Seiten 107 bis 119) und den Bescheid zu SCK-18-004 vom 28.11.2018 (Seiten 122 bis 128).

### **3. Regulatorisches Kostenrechnungssystem**

§ 69b EisbG bestimmt, dass die für die Gewährung des Schienenzuganges innerhalb von Serviceeinrichtungen, und die Gewährung von Serviceleistungen, die in Serviceeinrichtungen erbracht werden, zu entrichtenden Entgelte die dafür anfallenden Kosten, zuzüglich eines angemessenen Gewinns, nicht übersteigen dürfen. Der Wortlaut des gegenständlich anwendbaren Kostenmaßstabs geht somit ausdrücklich von angefallenen Kosten, dh den tatsächlichen Kosten im Sinne einer cost plus fee-Regulierung als Vollkostendeckung, aus.

Zusätzliche Elemente wie Angemessenheits-, Produktivitäts- oder Effizienzkriterien bedürfen jedoch auch aus den folgenden Gründen einer expliziten gesetzlichen Regelung. So geht § 69b EisbG ausdrücklich von den „anfallenden Kosten“ aus und zieht zur Kostenermittlung daher nur jene Kosten heran, die tatsächlich bei Betrieb der Serviceeinrichtung entstanden sind und trifft keine Aussage bezüglich der Kostenentstehung. Angemessenheits-, Produktivitäts- oder Effizienzkriterien setzen jedoch bereits auf einer Ebene an, die den Kostenanfall beeinflusst und die somit bereits die Kostenentstehung einschränken möchte.

Dass eine Begrenzung der Kostenentstehung mit dem Kostenmaßstab des § 69b EisbG verbunden sein soll, kann dem Wortlaut der Bestimmung jedoch nicht entnommen werden.

Dem Grundsatz der Kostenorientierung im Bereich der Regulierung der Netzwirtschaften liegt bereits der Grundsatz der Kostenwahrheit, welcher positivrechtlich aus den §§ 58b iVm 69b EisbG ableitbar ist, zugrunde, der eine Berücksichtigung von Kosten, die nicht dem tatsächlichen Netzbetrieb zurechenbar sind, nicht zulässt. Eine zusätzliche Beschneidung der Kostenentstehung stellt daher auch aus diesem Grund eine Anforderung an die Preisregulierung dar, die dem positiven Recht nicht entnommen werden kann.

Elemente der Kostenbestimmung, wie Angemessenheits-, Produktivitäts- oder Effizienzkriterien müssen eine von der rein kostenorientierten Bestimmung der Kosten zu unterscheidende und über diese hinausgehende Form der Kostenermittlung (Kostenbestimmung) darstellen; es sind nicht die tatsächlichen Kosten, sondern Vergleichs- und Durchschnittsbetrachtungen der Kostenbestimmung zugrunde zu legen. Elemente der Kostenbestimmung, wie Angemessenheits-, Produktivitäts- oder Effizienzkriterien haben dadurch eine korrigierende Wirkung, die dazu dient die Tarife zu senken und die künftige Entwicklung des Netzbetriebs zu lenken.

Es lässt sich somit festhalten, dass diese Grundsätze über den Wortlaut des § 69b EisbG hinausgehen und daher unter Zugrundelegung einer verfassungskonformen Auslegung einen unzulässigen Eingriff in die Kostenstrukturen darstellen. Die gesetzliche Bestimmung des § 69b EisbG als anwendbarer Kostenmaßstab dessen Wortlaut gemäß, und sofern nicht ausdrücklich anderes gesetzlich geregelt, geht vom Grundsatz der Kostenorientierung als Vollkostendeckung unter Berücksichtigung einer angemessenen Gewinnkomponente aus. Die darüberhinausgehende Anwendung von Angemessenheits-, Produktivitäts- oder Effizienzkriterien stellt jedoch als Einschränkung der Kostenentstehung eine zusätzliche Ebene der Preisregulierung als behördliche Kostenbestimmung dar, die einer besonderen Rechtfertigung und ausdrücklichen Verankerung im Gesetzestext bedürfte.

Die Schienen-Control Kommission hält daher ausdrücklich fest, dass § 69b Abs 1 EisbG im Rahmen der Kostenermittlung keine Berücksichtigung von Angemessenheits-, Produktivitäts- oder Effizienzkriterien vorsieht. Eine Berücksichtigung von Angemessenheitskriterien ist als Vergleichsbetrachtung ausschließlich im Rahmen der Berücksichtigung des angemessenen Gewinns gemäß § 69 EisbG vorgesehen. Dabei wird jedoch nicht auf die Effizienz der Kostenentstehung, sondern auf das Risiko hinsichtlich der Einnahmen als Faktor bei der Beurteilung der Angemessenheit der Gewinnkomponente, die nicht von der durchschnittlichen Rendite in dem betreffenden Sektor abweichen sollte, abgestellt.

#### **4. WACC**

##### **4.1 Ausgangslage**

Die Kostenposition betreffend die Ermittlung des WACC wurde sowohl von der [REDACTED] als auch von der [REDACTED] unter Vorlage entsprechender sachverständiger gutachterlichen Stellungnahmen unterschiedlich beurteilt.

Im gegenständlichen Verfahren wurde von der [REDACTED] das Gutachten

- [REDACTED] Kapitalkosten des österreichischen Bahnstromnetzes – Aktualisierung 2019,

sowie von der [REDACTED] die Gutachten

- [REDACTED] Stellungnahme zu Teilen des Bescheids GZ: SCK-WA-16-017 (24.03.2018); [REDACTED] Gutachten zu der von [REDACTED] vorgelegten Kalkulation der Kosten des Bahnstromnetzes (einschließlich Frequenzumformung) und des Bahnstrompreises (07.08.2015),
- [REDACTED] Gutachten zur Quantifizierung der Kapitalkosten des Bahnstromnetzes der [REDACTED] für 2017 und 2018 (27.05.2017),
- [REDACTED] zur Quantifizierung der Kapitalkosten des Bahnstromnetzes der [REDACTED] für 2019 (25.07.2018),

vorgelegt.

Mit Bescheid vom 22.06.2020 wurde von der Schienen-Control Kommission Prof. Richard Stehle, Ph.D. gemäß § 52 Abs 2 AVG zum nichtamtlichen Sachverständigen bestellt. Gemäß § 52 Abs 2 AVG kann die Behörde, wenn Amtssachverständige nicht zur Verfügung stehen oder es mit Rücksicht auf die Besonderheit des Falles geboten ist, andere geeignete Personen als Sachverständige (nichtamtliche Sachverständige) heranziehen (§ 52 Abs 2 AVG). Dies trifft gegenständlich zu. Der nichtamtliche Sachverständige *Stehle* wurde in der 164. Sitzung der Schienen-Control Kommission vom 30.06.2020 beeedigt. Es liegt im fachlichen Ermessen des Sachverständigen, ob er sich der Beiziehung von Hilfskräften bedient. *Stehle* wurde beauftragt Befund und Gutachten zu folgendem Sachverhalt zu erstellen:

Die Entgeltermittlung der Bahnstromtarife erfolgt durch die Infrastrukturbetreiberin [REDACTED] und beinhaltet unter anderem einen WACC Anteil. Die Bestimmungen der zugrundeliegenden Parameter und die angemessene Höhe des WACC soll mittels Gutachten für das Jahr 2019 und 2020 festgestellt werden. Hierzu wurde *Stehle* zur Beantwortung der folgenden Fragen ersucht:

1. Welche Basisparameter (Peer Group, Beta, risikoloser Zinssatz, etc.) sind anzuwenden und weshalb sind diese Parameter geeignet um das österreichische System Bahnstrom adäquat abzubilden?
2. Wie werden die vorliegenden Gutachten des Infrastrukturbetreibers bzw des Eisenbahnverkehrsunternehmens in diesem Zusammenhang eingeschätzt?
3. Welche Systematik kann für die Jahre 2019 und 2020, aber auch für darauffolgende Jahre angewendet werden, um den gerechten WACC zu ermitteln.
4. Wie hoch ist der WACC für die Jahre 2019 und 2020, wenn dieser mit der zuvor festgelegten Systematik ermittelt wird?

Zum übermittelten Gutachten *Stehle* (in der Folge im Text „**Gutachten Stehle**“) bzw in Vorbereitung der mündlichen Verhandlung nahmen die Parteien [REDACTED] und [REDACTED] Stellung bzw legten folgende Gutachten vor:

- [REDACTED] Kapitalkosten des Österreichischen Bahnstromnetzes – Kritische Würdigung des Gutachtens von Stehle, Bazhutov und Betzer (im Auftrag der [REDACTED] vom 19.11.2020
- [REDACTED] Stellungnahme zum Gutachten Stehle, Bazhutov und Betzer (2020) zur Ermittlung der angemessenen Höhe des WACC für das österreichische Bahnstromnetz vom 23.11.2020

In der mündlichen Verhandlung vom 30.11.2020 ging *Stehle* ausführlich – wie aus dem Protokoll ersichtlich – auf die aufgeworfenen Fragen bzw Kritikpunkte der Parteien ein.

Mit Übermittlung des Protokolls der mündlichen Verhandlung wurde den Parteien die Möglichkeit einer Stellungnahme zum WACC sowie zu den Ergebnissen der mündlichen Verhandlung ab Zustellung des Verhandlungsprotokolls eingeräumt.

Eingebracht wurde am 14.12.2020 die Stellungnahme der [REDACTED] sowie ein Gutachten der [REDACTED] Kapitalkosten des österreichischen Bahnstromnetzes – Stellungnahme zur mündlichen Erörterung (im Auftrag der [REDACTED] vom 14.12.2020.

Die [REDACTED] brachte am 21.12.2020 eine Stellungnahme, ein Gutachten von [REDACTED] Gutachten zu der von der [REDACTED] vorgelegten Kalkulation der Kosten des Bahnstromnetzes 2020 vom 21.12.2020, sowie ein Gutachten von [REDACTED] Stellungnahme zur Höhe des nach der Methode Stehle, Bazhutov, und Betzer (2020) für die Jahre 2019 und 2020 ermittelten WACC für das österreichische Bahnstromnetz unter Verwendung alternativer Parameter vom 21.12.2020 ein.

Zusätzlich nahm die [REDACTED] mit Schreiben vom 18.02.2021 zur Ermittlung des angemessenen Gewinns gemäß § 69b Abs 2 EiszG Stellung und legte das Gutachten [REDACTED] „Kurzgutachten zur Ermittlung des angemessenen Gewinnes gemäß § 69b Abs 2 EisenbahnG“ vor. Die [REDACTED] brachte am 13.04.2021 ihre Stellungnahme ein.

Die Kostenpositionen bezüglich der Festsetzung des WACC wurde sowohl von der [REDACTED] als auch von der [REDACTED] [REDACTED] entsprechender sachverständiger gutachterlicher Stellungnahmen unterschiedlich beurteilt.

Auf Basis des Vorliegens divergierender Sachverständigenmeinungen legt die Schienen-Control Kommission in der Folge im Rahmen der freien Beweiswürdigung ihre Überlegungen zu den Gutachten dar und verweist zudem auf die detaillierte Auseinandersetzung des von ihr bestellten Sachverständigen im Rahmen der Verhandlung vom 30.11.2020, in dieser sich der von der Behörde bestellte nichtamtliche Sachverständige Prof. Stehle unter Zugrundelegung der vorab von den Parteien übermittelten Stellungnahmen und Gutachten, mit den Aussagen dieser, (Privat-)Sachverständigen im Detail auseinandersetzt. Die Behörde setzt sich darüber hinaus mit den im Rahmen der neuerlichen Gewährung von Parteiengehör infolge der Verhandlung eingebrachten Stellungnahmen und Gutachten auseinander.

Den Vorbringen der [REDACTED] und der [REDACTED] ist nach Auffassung der Schienen-Control Kommission aus den nachstehend dargelegten Gründen nicht zu folgen.

#### 4.2 Allgemeine Bewertung

Die Schienen-Control Kommission misst dem Gutachten *Stehle* sehr hohe Qualität zu: Dieses bildet die wissenschaftliche Literatur und das regulatorische Umfeld ab und ermittelt auf dieser Basis eine konsistente WACC-Schätzung. Die Argumente werden im Gutachten *Stehle* klar dargelegt, Quellen für Daten und Literatur angegeben und die Berechnungen sind nachvollziehbar;<sup>14</sup> zudem wurden in der mündlichen Verhandlung vom 30.11.2020 begründet<sup>15</sup>. Aus diesem Grund weist die Schienen-Control Kommission unsubstantiiertes Vorbringen, das ausschließlich dazu dient den nichtamtlichen Sachverständigen zu diskreditieren und ihm mangelnde wissenschaftliche Sorgfalt bzw. Bildungslücken zu unterstellen, zurück.<sup>16</sup>

Die Schienen-Control Kommission stellt zudem vorweg fest, dass es für einzelne Berechnungsschritte bei der WACC-Ermittlung mehrere wissenschaftlich fundierte Alternativen gibt.

Die nach *Stehle* ermittelten WACC-Werte für die [REDACTED] liegen nach Einschätzung der [REDACTED] zu hoch<sup>17</sup>. Nach Einschätzung der [REDACTED] sind die nach dem Gutachten *Stehle* ermittelten WACC-Werte zu niedrig.<sup>18</sup>

#### 4.3 Kapitalstruktur

Für die Schienen-Control Kommission als unstrittig angesehen werden jene Aspekte der Schätzung und Festlegung von Kapitalkosten im Rahmen der Netzregulierung, die in der Wissenschaft als gesichert angesehen werden und von EU-Regulierungsbehörden seit vielen Jahren fast ausschließlich verwendet werden.

Zur Kapitalstruktur ist zudem auszuführen, dass die exakte Höhe dieser für die Ermittlung des dem Verfahren gegenständlichen WACC nicht von Bedeutung ist. Ist eine Unternehmung nicht körperschaftsteuerpflichtig, dann ist laut dem Kapitalstrukturmodell von *Modigliani/Miller* (1958) der WACC unabhängig von der Kapitalstruktur, also für alle Verschuldungsgrade gleich hoch. Dies ist unstrittig.

Dem auf Basis des Gutachtens von *Stehle* berechnete WACC wird ein Verschuldungsgrad von 1,0 bzw ein Verhältnis der Quoten von 50:50 zugrunde gelegt. Für andere Kapitalstrukturen

---

<sup>14</sup> Diese Bewertung stimmt mit der Bewertung aus dem Gutachten [REDACTED] überein; [REDACTED] Stellungnahme zum Gutachten *Stehle*, Bazhutov und Betzer (2020) zur Ermittlung der angemessenen Höhe des WACC für das österreichische Bahnstromnetz vom 23.11.2020, 4, 12.

<sup>15</sup> Protokoll der mündlichen Verhandlung vom 30.11.2020, 4.

<sup>16</sup> [REDACTED] Stellungnahme zur mündlichen Erörterung (im Auftrag der [REDACTED] vom 14.12.2020.

<sup>17</sup> [REDACTED] Stellungnahme zum Gutachten *Stehle*, Bazhutov und Betzer (2020) zur Ermittlung der angemessenen Höhe des WACC für das österreichische Bahnstromnetz vom 23.11.2020, 4 Rn 21 f.

<sup>18</sup> [REDACTED] Kapitalkosten des Österreichischen Bahnstromnetzes – Kritische Würdigung des Gutachtens von *Stehle*, Bazhutov und Betzer (im Auftrag der [REDACTED] vom 19.11.2020, 1 ff.

im Normalbereich, also 30:70 bis 70:30 wäre der WACC exakt gleich hoch. Bei einer höheren Verschuldung sind die Eigenkapitalkosten zwar höher, der WACC bleibt aber unverändert.<sup>19</sup>

Daher kann der im Gutachten *Stehle* vorgeschlagenen Methode gefolgt werden: In dieser wird der Zielkapitalstruktur ein Fremdkapitalanteil an der Gesamtfinanzierung von 50 % zugrunde gelegt. In Anbetracht der Körperschaftsteuerbefreiung sind bei Zugrundelegung des Modigliani-Miller Kapitalstrukturmodells der Unternehmenswert und der WACC unabhängig von der Zielkapitalstruktur, diese Festlegung spielt also nur in Zwischenschritten, nicht im Endergebnis eine Rolle. Wird die Fremdkapitalquote erhöht, so steigen die Eigenkapitalkosten, der WACC bleibt aber konstant.<sup>20</sup>

#### 4.4 Risikoloser Zinssatz

Der risikolose Zinssatz findet bei der Ermittlung des WACC in der CAPM-Formel zweimal Verwendung. Zusätzlich kann dieser bei der Schätzung der Fremdkapitalkosten eine Rolle spielen. Der risikolose Zinssatz ist damit von deutlich höherer Bedeutung als andere Komponenten. *Stehle* betont<sup>21</sup>, dass bei den Eigen- und bei den bei Fremdkapitalkosten für den risikolosen Zinssatz im Kontext der WACC Ermittlung für das Bahnstromnetz gleiche Restlaufzeiten anzusetzen sind und eine gleiche Durchschnittsbildung zu verwenden ist.

Im Gutachten *Stehle* wird der risikolose Zinssatz als zehnjähriger Durchschnitt österreichischer Bundesanleihen mit 20-jähriger Restlaufzeit ermittelt und das Durchschnittsfenster mit Stabilitätsabwägungen und die Restlaufzeit mit der Langlebigkeit des Anlagevermögens der ██████████ begründet.<sup>22</sup>

Die Schienen-Control Kommission folgt daher der im Gutachten *Stehle* dargelegten Methode, nach dieser der risikolose Zinssatz als zehnjähriger Durchschnitt österreichischer Bundesanleihen mit 20-jähriger Restlaufzeit ermittelt wird und das Durchschnittsfenster mit Stabilitätsabwägungen und die Restlaufzeit mit der Langlebigkeit des Anlagevermögens der ██████████ begründet wird.

#### 4.5 Fremdkapitalkosten

##### 4.5.1 Allgemeines

Die ██████████ Gutachten abstrahieren bei der Ermittlung des Fremdkapitalzinssatzes von der Eigentümerstruktur der ██████████. Dort wird der der Fremdkapitalzinssatz als 10-Jahresdurchschnitt zehnjähriger Anleiherenditen mit Bonität zwischen A und BBB (gemäß der Skala von *Standard & Poor's*) ermittelt. Die

---

<sup>19</sup> *Stehle/Bazhutov/Betzer*, Gutachten zur Ermittlung der angemessenen Höhe des WACC für das österreichische Bahnstromnetz (2020) 55 f.

<sup>20</sup> *Stehle/Bazhutov/Betzer*, Gutachten zur Ermittlung der angemessenen Höhe des WACC für das österreichische Bahnstromnetz (2020) 17.

<sup>21</sup> *Stehle/Bazhutov/Betzer*, Gutachten zur Ermittlung der angemessenen Höhe des WACC für das österreichische Bahnstromnetz (2020) 24

<sup>22</sup> *Stehle/Bazhutov/Betzer*, Gutachten zur Ermittlung der angemessenen Höhe des WACC für das österreichische Bahnstromnetz (2020) 24 f, 69.

██████████ Gutachten berücksichtigen Ausgabekosten in Höhe von 0,15 Prozentpunkten.<sup>23</sup>

Die ██████████ teilen ihre Würdigung des Gutachtens *Stehle* hinsichtlich der Fremdkapitalkosten in drei Bereiche:<sup>24</sup> Berücksichtigung der staatlichen Eigentümerschaft; Abbildung tatsächlicher Fremdkapitalkosten; Rolle von kurzfristigem und zinslosen Fremdkapital. Die zentrale Frage bei der Ermittlung der Fremdkapitalkosten für das österreichische Bahnstromnetz ist, ob der kostenreduzierende Effekt der staatlichen Eigentümerschaft berücksichtigt werden sollte.

*Stehle* würdigt in der Verhandlung die Kritik der ██████████ und führt nach Ansicht der Schienen-Control Kommission zutreffend aus:

Ad Berücksichtigung der staatlichen Eigentümerschaft: Durch die staatliche Garantie kann die Fremdkapitalaufnahme der ██████████ praktisch zum risikolosen Zinssatz erfolgen. Unternehmen, die nicht in den Genuss einer solchen Garantie kommen, also fast alle anderen Unternehmen, müssen höhere Fremdkapitalzinsen bezahlen, oft beträchtlich höhere, die Differenz zum risikolosen Zins wird oft als Fremdkapitalzuschlagsatz oder als Spread bezeichnet. Der ökonomische Grund ist, dass die Ausfallwahrscheinlichkeit des Staates Österreich am Markt als nahe Null bewertet wird. Dies ist einer der drei wesentlichen Vorteile, die mit der staatlichen Eigentümerschaft verbunden sind: Körperschaftsteuerbefreiung; staatliche Garantie (Längere Laufzeit und kein Fremdkapitalzuschlagsatz); hohe staatliche Zuschüsse.<sup>25</sup>

Die Schienen-Control Kommission verweist hierzu auch auf *Zechner*<sup>26</sup> der ausführt, dass davon auszugehen sei, dass die Intention des Gesetzgebers bei der Entscheidung zur Erteilung von Garantien in der kostengünstigen Bereitstellung von Infrastruktur liegt, aber damit nicht etwa hohe Gewinnmargen der ██████████ ermöglicht werden sollen. Die Erteilung von Garantien bzw. Finanzierungszusagen durch die Republik Österreich erfolgt also nicht aufgrund der Eigentümerschaft, sondern mit dem Ziel der effizienten Bereitstellung von Infrastruktur.

Ad Abbildung tatsächlicher Fremdkapitalkosten führt *Stehle* aus, dass die unter Berücksichtigung der staatlichen Eigentümerschaft empfohlenen Fremdkapitalkosten (2019: 2,84 %, 2020: 2,53 %) deutlich unter der im Gutachten ermittelten tatsächlichen Fremdkapitalkosten der ██████████ (2019: 3,12 %, 2020: 2,82 %) liegen. Die Finanzierungsstrategie der ██████████ wird als sehr sinnvoll bewertet. *Stehle* plausibilisiert seine Werte für die Kosten des ausstehenden Fremdkapitals durch einen Vergleich mit der durchschnittlichen Zinsbelastung, die der ██████████ aus den bis Ende 2017 emittierten Anleihen im Jahr 2019 entsteht: 3,12 %. (im Gutachten steht 3,14 %). In diesem Vergleich wird nicht berücksichtigt, dass ein Teil des zu verzinsenden

---

<sup>23</sup> ██████████ Kapitalkosten des Österreichischen Bahnstromnetzes – Kritische Würdigung des Gutachtens von Stehle, Bazhutov und Betzer (im Auftrag der ██████████ vom 19.11.2020, 44-49.

<sup>24</sup> ██████████ Kapitalkosten des Österreichischen Bahnstromnetzes – Kritische Würdigung des Gutachtens von Stehle, Bazhutov und Betzer (im Auftrag der ██████████ vom 19.11.2020, 45-49.

<sup>25</sup> Protokoll der mündlichen Verhandlung vom 30.11.2020, 12.

<sup>26</sup> ██████████ Gutachten 2017/2018, 12 und 23.

Anlagevermögens eventuell kurzfristiger zu günstigeren Konditionen finanziert wird, ein Teil des Fremdkapitals eventuell sogar unverzinslich ist. Wenn man dies berücksichtigt, sollte der plausibilisierte Wert sogar noch näher an dem Schätzwert aus dem Gutachten *Stehle* von 2,84 % liegen. Die Abweichungen erklären sich also zusammenfassend damit, dass Schätzwerte aus dem Gutachten *Stehle* sowie die Werte zur Plausibilisierung aus unterschiedlichen Quellen stammen und die Werte, die zur Plausibilisierung herangezogen werden, nicht alle Fremdkapitalanteile umfassen. Dabei wird so vorgegangen, dass nicht die tatsächlichen, sondern die kalkulatorischen Fremdkapitalkosten in den WACC eingehen. Hier ist zunächst der 10-Jahres-Mittelwert der monatlichen OECD-Zeitreihe für österreichische Bundesanleihen mit Restlaufzeit 10 Jahre zu ermitteln, für 2020 also von 07.2008 bis 06.2018, und im Anschluss den durchschnittlichen Spread für die Restlaufzeiten 20 und 10 Jahre (0,5 %) addieren. Dadurch wird die Laufzeitäquivalenz hergestellt.<sup>27</sup>

Zur Rolle von kurzfristigem und zinslosem Fremdkapital führt [REDACTED] aus, dass im Gutachten die Diskrepanz zwischen den empfohlenen Fremdkapitalkosten und den ermittelten tatsächlichen Fremdkapitalkosten mit kurzfristigem und zinslosem Fremdkapital plausibilisiert wird. Zutreffenderweise führt *Stehle* hierzu aus, dass im Gutachten kalkulatorische Fremdkapitalkosten ermittelt wurden. Die von der [REDACTED] genannten Punkte sind daher nicht von signifikanter Bedeutung. Die Plausibilisierung ist deshalb ausreichend. Aus Anreizgründen sollten die kalkulatorischen Fremdkapitalkosten unter den laufenden aktuellen Kosten liegen.<sup>28</sup>

#### 4.5.2 Restlaufzeit

Das Gutachten *Stehle* orientiert sich bei der Ermittlung der Fremdkapitalkosten an der tatsächlichen Finanzierungssituation der [REDACTED]. Berücksichtigung findet die Garantie der Bundesrepublik Österreich für das Fremdkapital der [REDACTED]. Entsprechend sind österreichische Bundesanleihen Ausgangspunkt des im Gutachten *Stehle* ermittelten Fremdkapitalzinssatzes. Ausgehend von den tatsächlichen Fremdkapitalemissionen der [REDACTED] wird im Gutachten *Stehle* eine durchschnittliche Restlaufzeit von 20 Jahren für angemessen erachtet. Das Gutachten *Stehle* spricht sich für die Berücksichtigung der Kosten der Bestandsschuld aus und empfiehlt in Anbetracht regulatorischer Präzedenzfälle ein Durchschnittsfenster von zehn Jahren.

Die [REDACTED] bringt vor, dass die Laufzeit von 20 Jahren für Fremdkapital für zu hoch angesetzt sei.

Die Schienen-Control Kommission folgt der im Gutachten *Stehle* vertretenen Auffassung, da *Stehle* mit der tatsächlichen Finanzierungspolitik der [REDACTED] argumentiert, welche sowohl vor als auch nach Umstellung der Finanzierung auf die Österreichische Bundesfinanzierungsagentur („OeBFA“) durch lange Laufzeiten charakterisiert ist. Im Gutachten *Stehle* wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass (i) die Finanzierung mit Laufzeiten merklich über 10 Jahren mit der Staatsgarantie zusammenhängt (was bei Strom- und Gasnetzbetreibern der Peer Group nicht der Fall ist) und (ii) es bei der Aufteilung der Fremdkapitalkosten in Kosten von Embedded Debt und Kosten neuer

<sup>27</sup> Protokoll der mündlichen Verhandlung vom 30.11.2020, 12 f.

<sup>28</sup> Protokoll der mündlichen Verhandlung vom 30.11.2020, 13.

Fremdkapitalaufnahmen auf die Vorlage aussagekräftiger Unterlagen der betroffenen Unternehmung ankommt.<sup>29</sup>

#### 4.5.3 Durchschnittsbildung

Laut [REDACTED] sprechen im direkten Vergleich zwischen einer 10 und einer 5-jährigen Durchschnittsbildung, wichtige ökonomische Argumente für letztere Vorgehensweise. Zunächst ist eine 5-jährige Durchschnittsbildung konsistent mit der Vorgangsweise anderer österreichischer Regulatoren. Außerdem soll somit sichergestellt werden, dass die seit vielen Jahren beobachtbaren strukturellen Veränderungen der Zinshöhe besser und zeitnäher im verwendeten WACC reflektiert sind.<sup>30</sup>

*Stehle* verwendet für die den WACC Berechnungen zugrunde liegenden Zinssätze Durchschnitte über einen Zeitraum vom 10 Jahren. Die Schienen-Control Kommission folgt der im Gutachten *Stehle* vorgeschlagenen Methodik, da viele kontinentaleuropäischen Regulierungsbehörden der Kapitalkostenermittlung 10-jährige Durchschnitte zugrunde legen.

Entscheidend für die Durchschnittsbildung ist jedoch die Anwendung selbst. *Randl*/ [REDACTED] stimmen mit *Stehle* überein, dass eine Durchschnittsbildung im regulatorischen Kontext sinnvoll ist und dass die Behörde von der einmal gewählten Länge einer Durchschnittsbildung nur abweichen sollte, wenn hierfür triftige Gründe bestehen.<sup>31</sup>

#### 4.6 Marktrisikoprämie

Bei der Marktrisikoprämie handelt es sich grundsätzlich um einen vorwärtsgewandten Parameter. Sie entspricht aus ökonomischer Sicht der Risikokompensation, die Marktteilnehmer bei einer Investition in den Gesamtmarkt erwarten. Aus formaler Sicht entspricht die Marktrisikoprämie der Differenz zwischen der erwarteten Marktrendite und dem risikolosen Zinssatz. Zur Ermittlung der Marktrisikoprämie existieren zahlreiche Methoden.<sup>32</sup> Im vorliegenden Kontext sind vier konzeptionelle Ansätze relevant: Historische Überrenditen, Historische Renditen, Vorwärtsgewandte Modelle, sowie Umfragen.<sup>33</sup>

Die [REDACTED] Gutachten ermitteln die Marktrisikoprämie anhand der Methode „Historische Renditen“. Zur Plausibilisierung werden im [REDACTED] Gutachten für das Tarifjahr 2020 erstmals vorwärtsgewandte Modelle und für die darauffolgenden Tarifjahre auch Umfragen herangezogen.<sup>34</sup>

---

<sup>29</sup> *Stehle/Bazhutov/Betzer*, Gutachten zur Ermittlung der angemessenen Höhe des WACC für das österreichische Bahnstromnetz (2020) 53.

<sup>30</sup> [REDACTED] Stellungnahme zur Höhe des nach der Methode *Stehle*, *Bazhutov* und *Betzer* (2020) für die Jahre 2019 und 2020 ermittelten WACC für das österreichische Bahnstromnetz unter Verwendung alternativer Parameter vom 21.12.2020, 5 Rn 18 f.

<sup>31</sup> [REDACTED] Stellungnahme zum Gutachten *Stehle*, *Bazhutov* und *Betzer* (2020) zur Ermittlung der angemessenen Höhe des WACC für das österreichische Bahnstromnetz vom 23.11.2020, 8 Rz 13 ff.

<sup>32</sup> [REDACTED] Kapitalkosten des Österreichischen Bahnstromnetzes – Kritische Würdigung des Gutachtens von *Stehle*, *Bazhutov* und *Betzer* (im Auftrag der [REDACTED] vom 19.11.2020, 3.

<sup>33</sup> [REDACTED] Kapitalkosten des Österreichischen Bahnstromnetzes – Kritische Würdigung des Gutachtens von *Stehle*, *Bazhutov* und *Betzer* (im Auftrag der [REDACTED] vom 19.11.2020, 3-27, 55.

<sup>34</sup> [REDACTED] Kapitalkosten des Österreichischen Bahnstromnetzes – Kritische Würdigung des Gutachtens von *Stehle*, *Bazhutov* und *Betzer* (im Auftrag der [REDACTED] vom 19.11.2020, 22.

Die Schienen-Control Kommission folgt der Argumentation im Gutachten *Stehle*, wie dieser auch in der mündlichen Verhandlung darlegt<sup>35</sup>: Traditionell wurde in allen Anwendungsbereichen der Durchschnitt der historischen jährlichen Überrenditen als Schätzwert für die Marktrisikoprämie in der Regulierungsperiode verwendet. Dieser Vorgehensweise liegt die Annahme zugrunde, dass der langfristige Durchschnittswert der Marktrisikoprämie im Zeitablauf konstant ist, eine Annahme, die schon immer etwas, aber in jüngster Zeit mehr und stärker kritisiert wurde. Im Gutachten *Stehle* wird ausschließlich die Methode „Historische Überrenditen“ zur Ermittlung der Marktrisikoprämie herangezogen. Die beiden wichtigen Alternativen ‚Umfrage‘ und ‚Dividenden-Diskontierungsmodell‘ (bzw. implizite Methode) haben aus *Stehles* Sicht aber noch gravierendere Mängel, sodass *Stehle* ihre Anwendung - jetzt und in naher Zukunft – nicht empfiehlt. Die Total-Market-Return-Methode (auch als *Wright*-Methode bezeichnet) ist keine geeignete Methode für Kontinentaleuropa.<sup>36</sup>

Im Gutachten *Stehle* werden die sogenannten DMS-Daten als Quelle für den Durchschnitt historischer Überrenditen herangezogen. Abgelehnt wird von *Stehle* die Methode „Historische Renditen“, also den TMR-Ansatz“, zur Ermittlung der Marktrisikoprämie. Dies wird mit einer Reihe an regulatorischen Präzedenzfällen und dem Umstand belegt, dass wissenschaftliche Arbeiten diesen Ansatz nicht erwähnen.<sup>37</sup>

#### 4.7 Beta

Der Betafaktor wird im Gutachten *Stehle* empirisch anhand einer Vergleichsgruppe aus sieben europäischen konventionellen Stromnetzbetreibern (50 Hz) und Gasnetzbetreibern geschätzt. Begründet wird dies damit, dass diese grundsätzlich in ihren Risiken und ihrer Regulierung mit dem Bahnstromnetz (16,7 Hz) der [REDACTED] vergleichbar sind.<sup>38</sup> Im Gutachten *Stehle* wird dies wie folgt argumentiert:

1. Die Regulierung des österreichischen Bahnstromnetzes erfolgt auf fast identische Weise wie die Regulierung konventioneller Strom- und Gasnetze. Zudem sind die Kunden- und Kostenstruktur ähnlich.<sup>39</sup>
2. Die Schwankungen in der durchgeleiteten Strommenge und das daraus entstehende Risiko des Bahnstromnetzes sind denjenigen konventioneller Stromnetze ähnlich.<sup>40</sup>
3. Die Betrachtung weiterer Vergleichsunternehmen wie Güterbahnbetreiber, Eisenbahnverkehrsunternehmen, Versorgungsunternehmen und Häfen wird im Gutachten *Stehle* aus unterschiedlichen Gründen abgelehnt.<sup>41</sup>

---

<sup>35</sup> Protokoll der mündlichen Verhandlung vom 30.11.2020, 4.

<sup>36</sup> *Stehle/Bazhutov/Betzer*, Gutachten zur Ermittlung der angemessenen Höhe des WACC für das österreichische Bahnstromnetz (2020) 28, 73.

<sup>37</sup> *Stehle/Bazhutov/Betzer*, Gutachten zur Ermittlung der angemessenen Höhe des WACC für das österreichische Bahnstromnetz (2020) 28 ff.

<sup>38</sup> *Stehle/Bazhutov/Betzer*, Gutachten zur Ermittlung der angemessenen Höhe des WACC für das österreichische Bahnstromnetz (2020) 39, 74.

<sup>39</sup> *Stehle/Bazhutov/Betzer*, Gutachten zur Ermittlung der angemessenen Höhe des WACC für das österreichische Bahnstromnetz (2020) 46.

<sup>40</sup> *Stehle/Bazhutov/Betzer*, Gutachten zur Ermittlung der angemessenen Höhe des WACC für das österreichische Bahnstromnetz (2020) 46, 50.

<sup>41</sup> *Stehle/Bazhutov/Betzer*, Gutachten zur Ermittlung der angemessenen Höhe des WACC für das österreichische Bahnstromnetz (2020) 50 ff.

4. Im Gutachten Stehle wird argumentiert, dass es sich beim Bahnstromnetz und konventionellen Strom- und Gasnetzen um technisch ähnliche Infrastruktur handelt, die „ein Grundbedürfnis unseres modernen Lebens“ erfüllt.<sup>42</sup>

Die [REDACTED] Gutachten ziehen stattdessen eine größere Anzahl an Vergleichsunternehmen heran, mit deren Hilfe in mehreren Schritten eine Bandbreite für das angemessene Betas geschätzt wird.<sup>43</sup> [REDACTED] erachten die Ausführungen im Gutachten Stehle zur Regulierung als oberflächlich, falsch und würden die Ausführungen im [REDACTED] Gutachten missachten; die Risiken seien entgegen der Ausführungen im Gutachten Stehle beim Bahnstromnetz höher als beim konventionellen Stromnetz; der Einbezug weiterer Vergleichsunternehmen ist erforderlich, da konventionelle Strom- und Gasnetze ein anderes Risikoprofil als das österreichische Bahnstromnetz aufweisen; aus dem Umstand, dass sowohl konventionelle Stromnetze (50 Hz) als auch die Eisenbahn Grundbedürfnisse erfüllen, folge keine Äquivalenz beim Beta.<sup>44</sup>

[REDACTED] verweisen darauf, dass im Gutachten *Stehle* eine sorgfältig ausgewählte, dafür jedoch kleine Peer Group verwendet und die Betas zum europäischen Marktportfolio ermittelt wird. Die verwendete Methode zur Schätzung der Marktrisikoprämie und der Betas wird schlüssig argumentiert. Bei diesen Aspekten gibt es in der Literatur und regulatorischen Praxis unterschiedliche Herangehensweisen. Die gewählte Vorgangsweise zur Auswahl einer Peer Group, zur Schätzung von Betas und die Ermittlung der Höhe der Marktrisikoprämie sollte bei künftigen Festsetzungen des WACC daher überprüft werden, um neuere Entwicklungen und den aktuellen Stand der Wissenschaft zu berücksichtigen.<sup>45</sup>

Die Schienen-Control Kommission hält fest, dass für die unterschiedlichen Beta-Empfehlungen im Gutachten *Stehle* gegenüber den Gutachten der [REDACTED] Gutachten die jeweils betrachteten Vergleichsunternehmen maßgeblich sind.

Auf Basis der in der Verhandlung vom 30.11.2020 ausgeführten Argumentation von *Stehle* in Replik zur von [REDACTED] geäußerten Kritik hinsichtlich der Peer Group, folgt die Schienen-Control Kommission der Herangehensweise des *Stehle* Gutachtens und begründet dies wie folgt: Wie *Stehle* zutreffend ausführt eignen sich nur Unternehmen für die Peer Group, bei denen sicher ist, dass sie auf relativ einheitliche oder fast einheitliche Weise reguliert werden. Die Gutachten der [REDACTED] beziehen in die Gruppe der Energienetze auch australische und US-amerikanische Unternehmen ein, in die Gruppe der regulierten Utilities zudem japanische Unternehmen. Und wie die „Zespol Elekrowni Patnow Ada“ reguliert wird, wurde von [REDACTED] wahrscheinlich nicht überprüft. Die Schienen-Control Kommission folgt daher der Aussage, dass es deshalb sinnvoll ist, nur eine überschaubare Zahl von Unternehmen mit ähnlicher und bekannter regulatorischer Praxis in

---

<sup>42</sup> *Stehle/Bazhutov/Betzer*, Gutachten zur Ermittlung der angemessenen Höhe des WACC für das österreichische Bahnstromnetz (2020) 46, 49.

<sup>43</sup> [REDACTED] Kapitalkosten des Österreichischen Bahnstromnetzes – Kritische Würdigung des Gutachtens von Stehle, Bazhutov und Betzer (im Auftrag der [REDACTED] vom 19.11.2020, 30-43.

<sup>44</sup> [REDACTED] Kapitalkosten des Österreichischen Bahnstromnetzes – Kritische Würdigung des Gutachtens von Stehle, Bazhutov und Betzer (im Auftrag der [REDACTED] vom 19.11.2020, 31-38.

<sup>45</sup> [REDACTED] Stellungnahme zum Gutachten Stehle, Bazhutov und Betzer (2020) zur Ermittlung der angemessenen Höhe des WACC für das österreichische Bahnstromnetz vom 23.11.2020, 10

die Peer Group aufzunehmen. Bei den Unternehmen der Peer Group ist zudem auch vor jeder Betaschätzung das Ausmaß der nicht der Regulierung unterliegenden Aktivitäten zu überprüfen und die in die Peer Group einbezogene Unternehmung daraufhin zu untersuchen, ob diese in den relevanten Jahren in Fusions- oder Übernahmespekulationen involviert war oder in erheblichen finanziellen Schwierigkeiten war.<sup>46</sup>

#### 4.8 Stichtag

Im Rahmen der vorgelegten Gutachten bzw. Stellungnahmen verweist die [REDACTED] ausdrücklich darauf, dass für die konkrete Festsetzung von WACC-Werten die Verwendung eines Stichtages näher beim Beginn der Regulierungsperiode gewählt werden sollte. Die [REDACTED] hat hinsichtlich dieses Vorbringens Privatgutachter beauftragt auf Basis der im Gutachten des nichtamtlichen Sachverständigen *Stehle* ermittelten Methodik zur WACC-Berechnung sowie unter Zugrundelegung der folgenden, vom Gutachten *Stehle* abweichenden Parameter (Stichtages 30.11. anstatt 30.06., Verwendung einer kürzeren Laufzeit von 10 Jahren für die Ermittlung von Fremdkapitalkosten, und Verwendung historischer Durchschnitte des risikolosen Zinssatzes über 5 statt 10 Jahren) den WACC neu zu berechnen.

Die [REDACTED] Gutachten beziehen hierzu keine Stellung.

In ihrer Stellungnahme vom 18.02.2021 führt die [REDACTED] aus, dass ein Stichtag, der deutlich vor Beginn der Regulierungsperiode liegt, sich nämlich bereits zwingend aufgrund der Veröffentlichungsfrist der Schienennetz-Nutzungsbedingungen gemäß § 59 Abs 8 iVm § 65 Abs 4 EisbG ergibt. Die Berechnung der Entgelte und Festsetzung des WACC nimmt zusätzlich eine gewisse Vorlaufzeit vor der Veröffentlichung in Anspruch, so dass der von der Schienen-Control Kommission mit 30.6. festgesetzte Stichtag jedenfalls angemessen und sachgerecht ist.

Die Schienen-Control Kommission ist aus den folgenden Gründen der Ansicht den Stichtag mit 30.06. zu belassen:

Eisenbahngesetzlichen Fristen für die Veröffentlichung erfordern es, dass Schienennetz-Nutzungsbedingungen in erster Version im Dezember des Vorvorjahres veröffentlicht werden (§ 59 Abs 8 EisbG). Das Datum auf 30.11. des Vorvorjahres und damit unmittelbar vor die Veröffentlichung der Schienennetz-Nutzungsbedingungen zu legen kann in einem Unternehmen wie der [REDACTED] aus administrativen Gründen nicht geleistet werden, da von Seiten der [REDACTED] Planungsprozesse einzuhalten sind, die in einem Unternehmen der Größe der [REDACTED] in der kurzen Zeitspanne nicht durchführbar sind.

Unabhängig von unternehmensinternen Erwägungen, ist festzuhalten, dass der Zeitpunkt der WACC-Ermittlung eine untergeordnete Rolle spielt, da bei dauerhafter Beibehaltung der Berechnungslogik sinkende Zinsen in den Folgejahren abgebildet werden und steigende Zinsen sich ebenso rollierend wieder durchschlagen. Ausschlaggebend ist die Kontinuität der

---

<sup>46</sup> Protokoll der mündlichen Verhandlung, 8.

Berechnungslogik und, dass die Schienen-Control Kommission in den weiterführenden Jahren das gleiche Konzept beibehält und sich so die Berechnung über die Zeit ausgleicht.

#### 4.9 § 69b Abs 2 EisbG

In ihrer Stellungnahme vom 18.02.2021 führt die ██████████ aus, dass jegliche Ergebnisse in Bezug auf die Höhe der Eigenkapitalrendite als Teil des WACC mit § 69b Abs 2 EisbG in Einklang zu bringen sind, wonach die Rendite nicht wesentlich von jener der Vorjahre abweichen darf. Das beigelegte Gutachten ██████████ erörtert neben der Frage des maßgeblichen Zeitpunkts der Ermittlung des angemessenen Gewinns, die Frage welche Bedeutung im vorliegenden Zusammenhang der Regelung in § 69b Abs 2 EisbG zukommt, wonach die als „angemessener Gewinn“ ermittelte Rendite „von der durchschnittlichen Rendite in dem betreffenden Sektor“ nicht „wesentlich“ abweichen darf; sowie die Frage, ob die von der ██████████ getroffenen Festlegungen den gesetzlichen Vorgaben gemäß § 69b Abs 2 EisbG entsprechen bzw wie hierbei allfällige Festlegungen von Seiten der Schienen-Control Kommission zu beurteilen sind.

██████████ geht in seinem Gutachten zunächst auf die Bestimmung der Eigenkapitalrendite gem § 69b Abs 2 EisbG ein und setzt sich insbesondere mit der Interpretation des 2. Satzteils von § 69b Abs 2 EisbG auseinander, wonach der „angemessene Gewinn“ „von der durchschnittlichen Rendite in dem betreffenden Sektor nicht wesentlich“ abweichen dürfe. Er kommt zum Ergebnis, dass unter dem „betreffenden Sektor“ der unionsweite Sektor der betreffenden Dienstleistung (hier: Fahrstrom) zu verstehen sei. ██████████ beruft sich in Bezug auf die Auslegung der unbestimmten Gesetzesbegriffe „Vorjahre“ und „wesentliche Abweichungen“ unter anderem auf die Preisstabilitätsbestimmungen der Europäischen Währungsunion in Art 127 AEUV, wonach eine Inflationsrate von unter, aber nahe 2 % als Gradmesser für eine Preisstabilität anerkannt werde – und damit nach Interpretation im Gutachten als „Richtschnur für Stabilität“ in jeglichem unionsrechtlichen Kontext angesehen werden kann. Als jedenfalls wesentliche Abweichungen wird eine solche über 5 % qualifiziert. Auf Basis dieser Interpretation der Gesetzesbegriffe wird im Gutachten ██████████ abgeleitet, dass die Festlegung des WACC von Seiten der ██████████ das sinkende Zinsniveau kontinuierlich und ohne wesentliche Strukturbrüche und Sprünge und damit das Stabilitätskriterium für die Eigenkapitalrendite abbilden soll.

Die ██████████ führt nach Ansicht der Schienen-Control Kommission zutreffend aus: Im Übrigen ist sich der Privatgutachter offenbar selbst nicht sicher, ob ein ██████████iges Abweichen „wesentlich“ im Sinne von § 69b Abs 2 EisbG ist. Zum einen stellt ██████████ selbst fest, dass Inflationsraten anders bemessen werden als Renditen<sup>47</sup> und zum anderen schreibt er ausdrücklich, dass eine Abweichung von ██████████ % als wesentlich eingestuft werden „dürfte“; dies aber wiederum gemessen an „seinem Leitkriterium“ der Inflationsrate, die nach seiner eigenen Aussage einer anderen Bemessung unterliegt als Renditen. Vor diesem Hintergrund sind die Ausführungen des Privatgutachters zum Tatbestandselement der „Wesentlichkeit“ im Sinne von § 69b Abs 2 EisbG nicht schlüssig und in sich widersprüchlich.

---

<sup>47</sup> ██████████ Kurzgutachten zur Ermittlung des angemessenen Gewinnes gemäß § 69b Abs 2 Eisenbahngesetz, 17.

Nach Ansicht der Schienen-Control Kommission liegt eine wesentliche Änderung der WACC-Ansätze durch den Sachverständigen der Schienen-Control Kommission nicht vor. Eine Bewertung von WACC-Änderungen am Maßstab von Inflationsraten, wie sie im Gutachten [REDACTED] in Bezug auf die Interpretation der „Wesentlichkeit“ vorgenommen wird, ist inhaltlich nicht richtig. Wie im Gutachten *Stehle* aufgezeigt wurde, sind die im WACC Modell angewendeten Kapitalanteile zeitlich stabil. Auch gehen in die Bestimmung der Beta-Werte über mehrere Jahre bestimmte Renditen einer Peer-Gruppe ein, wodurch die sektorale Entwicklung in den Vorjahren berücksichtigt wird. Zeitliche Dynamik besteht lediglich bei den Zinsen, und bei dieser Komponente ist evident, dass der WACC der [REDACTED] überhöht ist, wenn günstigere Finanzierungsmöglichkeiten am Kapitalmarkt nicht berücksichtigt werden.

## **5. Zum Vorbringen der [REDACTED]**

### **5.1 Abspruch über die offenen Anträge in Spruchpunkt III**

Die [REDACTED] legte mit ihrer Stellungnahme vom 13.10.2020 sämtliche Stellungnahmen und Gutachten aus dem Bahnstromverfahren 2018 (GZ: SCK-18-004) noch einmal in gegenständlichem Verfahren vor.

Die [REDACTED] erhebt sämtliches Vorbringen aus den vorgelegten Stellungnahmen und Gutachten, sofern dieses die Subsumtion des Bahnstromnetzes, die Anwendung des Kostenmaßstabes, den Ermittlungs- und Prüfungsmaßstab der Schienen-Control Kommission und das Erfordernis der Vorlage umfassender Kostenunterlagen durch die [REDACTED] in Bezug auf sämtliche Kostenpositionen sowie deren sachverständige Überprüfung durch zu bestellende (Amts)Sachverständige betrifft, auch zum Vorbringen in dem gegenständlichen Verfahren.

In der Folge erörtert die Schienen-Control Kommission die Anträge, die durch die [REDACTED] im gegenständlichen Verfahren zu GZ: SCK-20-004 gestellt wurden und sich auf den Verfahrensgegenstand im Verfahren zu GZ: SCK-20-004 beziehen. Die in der Folge zu erörternden Anträge wurden nicht bereits mit Verfahrensanordnungen im Rahmen des Ermittlungsverfahrens ausdrücklich inhaltlich behandelt. Auf sie bezieht sich die folgende rechtliche Begründung.

Auf Anträge, die sich auf bereits mit Bescheid der Schienen-Control Kommission abgesprochene Verfahrensgegenstände beziehen und über die somit nicht mehr im Rahmen des vorliegenden Verfahrens zu entscheiden ist, verweist die Schienen Control Kommission zur detaillierten Begründung auf den Bescheid zu GZ: SCK-18-004 vom 28.11.2018, da die Schienen-Control Kommission zu diesen Vorbringen bereits ihre Rechtsauffassung dargelegt hat. Neben dem inhaltlichen Abspruch über die gestellten Anträge hat sich die maßgebliche Sach- und Rechtslage seitdem bezüglich der Anerkennung der Kostenposition dem Grunde nach nicht verändert, sodass ein neuerlicher Abspruch auch nicht notwendig erscheint.

Soweit eine Entscheidung bezüglich der Verfahrensgegenstände in den Anträgen nicht bereits im Rahmen des Bescheids vom 28.11.2018, zu GZ: SCK-18-004 getroffen wurde, stellen die gegenständlichen Anträge die verfahrensleitenden materiellen Anträge der [REDACTED] in Hinblick auf das gegenständliche

Wettbewerbsüberwachungsverfahren betreffend Zugang zum Bahnstromnetz gemäß Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2020, GZ: SCK-20-004, dar. Die Erledigung der bezüglichen Anträge erfolgte somit durch Spruchpunkt I. des vorliegenden Bescheids. Die Schienen-Control Kommission verweist zur detaillierten Begründung zu den Vorbringen der [REDACTED] insoweit diese bereits im Verfahren zu GZ: SCK-18-004 vorgebracht wurden, auf den Bescheid zu GZ: SCK-18-004 vom 28.11.2018.

## **5.2 Ermittlungsstand und Verfahrensführung**

### **5.2.1 Vorbringen der [REDACTED] zu Ermittlungsstand und der Verfahrensführung**

Die [REDACTED] führt aus, dass die [REDACTED] bis dato keinerlei Nachweis der behaupteten Kosten erbracht hätte und die Schienen-Control Kommission ihre diesbezüglich bestehenden Ermittlungsbefugnisse (§ 84a EISbG) nicht ausgeübt hätte. Ein Dokument, das eine Kostenstellenübersicht enthält, wie die hier gegenständlichen „Master 2019“ und „Master 2020“, stelle keinen Kostennachweis iS der von der Schienen-Control Kommission vertretenen Grundsätze der Kostenwahrheit, Kostenorientierung und Verursachungsgerechtigkeit dar. Die genannten Dokumente ließen keine Erwägungen zu, ob die der Berechnung der Bahnstromtarife zugrunde gelegten Zahlen selbst richtig sind, wie dies die Rechtsprechung des VwGH verlangt (vgl Ro 2019/03/0015). Nach Auffassung der [REDACTED] beinhalten die genannten Master-Dokumente zwar Kosten iSv realen Zahlen, nicht jedoch eine Herleitung dieser Kosten, eine Zuordnung der Kosten zu konkreten Produkten und einen Nachweis über die Korrektheit dieser Kosten. Der Nachweis der behaupteten Kosten hat auf Ebene der Erforschung der materiellen Wahrheit, somit auf Ermittlungsebene, zu erfolgen und es hat die Schienen-Control Kommission bei entsprechendem Sachverstand ihren Geschäftsapparat, im Übrigen sonstige Amtssachverständige oder nicht-amtliche Sachverständige gemäß § 52 AVG, wie im Falle des WACC durch Prof. Stehle erfolgt, mit dem nötigen Fachwissen zu bestellen und anzuweisen, entsprechende Ermittlungen zum Nachweis der behaupteten Kosten unter entsprechender Mitwirkung des regulierten Unternehmens anzustellen. Mangels entsprechenden Sachverstands der Mitglieder der Schienen-Control Kommission aus heutiger Sicht könnte zu solchen Ermittlungen in Bezug auf elektrotechnische und starkstromtechnische Fragen, wie auch zu spezifischen Sachverstand erfordernden Fragen zur Regelleistung beispielsweise die E-Control GmbH im Wege der Amtshilfe beauftragt werden.

### **5.2.2 Ermittlungsbefugnisse der Schienen-Control Kommission**

Aus dem Wortlaut des § 84a Abs 3 EISbG kann weder eine automatisierte Einschau, noch ein Selbstzweck abgeleitet werden. § 84a Abs 3 EISbG normiert demnach Auskunftspflichten für die genannten Stellen, sofern diese verlangt werden und erforderlich sind. Damit wird der Schienen-Control Kommission je nach Erforderlichkeit und Lage des Einzelfalls ein Ermessensspielraum eingeräumt, ob sie von dieser Befugnis Gebrauch machen will. Von einer zwingenden Ermittlungsnorm ist nicht auszugehen. Gemäß § 81 Abs 2 EISbG ist die Schienen-Control Kommission lediglich „berechtigt“ und nicht „verpflichtet“ zur Durchsetzung der ihr zukommenden Aufgaben mit Bescheid Anordnungen zu erlassen.

### **5.2.3 Kostennachweis iS der von der Schienen-Control Kommission vertretenen Grundsätze der Kostenwahrheit, Kostenorientierung und Verursachungsgerechtigkeit**

§ 69b EisbG legt den Kostenmaßstab für die gegenständliche Leistung der Bahnstromnetznutzung fest. Aus der gesetzlichen Bestimmung des § 69b EisbG können in weiterer Folge in verfassungskonformer und systematischer Gesetzesinterpretation die Grundsätze der Kostenorientierung, der Kostenwahrheit und der Gleichbehandlung aller Netznutzer iSd Verursachungsgerechtigkeit abgeleitet werden. Diese Grundsätze gelten für die Kostenermittlung. Normadressat der Kostenermittlung ist gemäß § 59 iVm § 69b iVm § 58b Abs 2 Z 2 EisbG der Betreiber der Serviceeinrichtung.

Gegenstand der Kostenermittlung sind die Kostengrundlagen der zu verrechnenden Leistungen. Die Entgelte sind aufgrund der durch § 59 Abs 8 EisbG gesetzlich normierten Veröffentlichungsfrist für die Entgelte in den Schienennetz-Nutzungsbedingungen ex-ante zu bestimmen. Gegenstand der Entgeltbestimmung sind daher die auf Ist-Kosten der Vergangenheit oder auf erst künftig entstehenden Plandaten basierenden Plankosten.

Gegenstand der behördlichen Wettbewerbsüberwachung gemäß § 74 EisbG ist in erster Linie die Einhaltung der Bestimmungen des 6. Teiles oder der unmittelbar anzuwendenden unionsrechtlichen, die Regulierung des Schienenverkehrsmarktes regelnden Rechtsvorschriften und somit die Rechtmäßigkeit der Kostenermittlung und der Entgeltbestimmung.

Die Schienen-Control Kommission hat anhand der Bestimmungen des 6. Teils des EisbG und der verfassungsrechtlichen Anforderungen an die Wettbewerbsüberwachung als behördlichen Eingriff insbesondere die Grundsätze abgeleitet, denen die Plankostenermittlung durch den Betreiber der Serviceeinrichtung als Grundlage der Entgeltbestimmung zu entsprechen hat.

Dieser Ebene der rechtlichen Beurteilung folgt die Ebene der Sachverhaltsermittlung und schließlich die Ebene der Beweiswürdigung der vorgelegten Kostengrundlagen durch die Behörde.

In gesetzlich geregelten Regulierungsverfahren ist im Rahmen der Kostenermittlung und Tarifbestimmung zentrales Element der behördlichen Entgeltkontrolle die Kostenermittlung. Auf Ebene der Kostenermittlung hat die Behörde, je nach gesetzlicher Ausgestaltung, entweder die Kosten selbst zu ermitteln, oder - weniger eingriffsintensiv (*Schneider*, Regulierungsrecht der Netzwirtschaften I (2013) 656) - die Kostenermittlung durch den Betreiber der Einrichtung zu prüfen. Gegenstand des Verfahrens zur Überprüfung der Kostenermittlung ist es, die Kostengrundlagen, anhand derer die Entgeltbestimmung erfolgt, zu ermitteln und in weiterer Folge auf ihre Richtigkeit und Gesetzmäßigkeit zu überprüfen. Im gegenständlichen Verfahren wurden die Kosten durch die [REDACTED] ermittelt, und in weiterer Folge von der Schienen-Control Kommission überprüft.

Die [REDACTED] referenziert den Rechtsatz des VwGH im Erkenntnis vom 11.07.2019, Ro 2019/03/0015, dass die Überprüfung lediglich der rechnerischen Richtigkeit der Angaben der [REDACTED] die Erfordernisse eines ordnungsgemäßen

Ermittlungsverfahrens im Anwendungsbereich des EisbG ausdrücklich nicht erfüllt. In diesem Erkenntnis hat der VwGH in Bezug auf die Ermittlung der bescheidgegenständlichen Entgelte festgestellt, dass dem Bescheid der Schienen-Control Kommission eine umfassende Überprüfung und Analyse der Daten nicht zu entnehmen ist. Die belangte Behörde beschreibt lediglich die Ermittlung der bescheidgegenständlichen Entgelte unter Heranziehung der festgestellten Kostenpositionen unter Zugrundelegung der von der mitbeteiligten Partei übermittelten Plan- und Ist-Kosten und überprüft in weiterer Folge die Richtigkeit der Berechnung der Entgelte. Dabei unterlässt es die Schienen-Control Kommission Erwägungen anzustellen, welche ausreichend erkennen lassen, dass die dieser Berechnung zu Grunde gelegten Zahlen selbst richtig seien.

Im Gegensatz zur zitierten Erkenntnis wurden im gegenständlichen Verfahren von der Schienen-Control Kommission die amtswegig eingeholten Daten einer eingehenden Prüfung unterzogen und ihre Schlüssigkeit und Plausibilität nachvollziehbar begründet. Die Schienen-Control Kommission hat in gegenständlichem Verfahren die Unterlagen umfassend überprüft, die Daten analysiert, mit vergleichbaren Daten in Beziehung gesetzt, mit Vorjahreswerten verglichen und sie als schlüssig befunden, sodass sie den Feststellungen zu Grunde zulegen gewesen seien. Diese Überprüfung findet sich in Kapitel II. „Diese Feststellungen beruhen auf folgender Beweiswürdigung“.

#### **5.2.4 Sachverständigenbestellung**

Die [REDACTED] moniert, dass hinsichtlich einzelner Kostenpositionen - wie insbesondere der Kostenposition „Regelenergie“ („Regelenergie Frequenzumformer“ und „Regelenergie Kraftwerke“) auf spezifisches Sachverständigenwissen zurückzugreifen sein wird, dass sich in ökonomischer sowie auch in technisch-physikalischer Sicht umfassend mit dem Themenkomplex Regelenergie auseinandersetzen kann und über den Sachverstand aus den Gebieten der regulatorischen Kostenrechnung und der Starkstrom-Elektrotechnik hinausgeht. Nach Ansicht der [REDACTED] liegen dem verfahrensgegenständlichen Ermittlungsverfahren offenbar Tatsachen zugrunde, die eines weiteren sachverständigen Nachweises bedürften.

Die [REDACTED] verweist darauf, dass die Mitglieder und Ersatzmitglieder der Schienen-Control Kommission in der aktuellen Besetzung nicht über den hier geforderten spezifischen Sachverstand aus den Gebieten der regulatorischen Kostenrechnung und der Starkstrom-Elektrotechnik sowie den darüber hinaus notwendigen, spezifischen Sachverstand zur Beurteilung der Kostenposition Regelenergie verfügen. Dies gilt ebenso für die Mitglieder der Schienen-Control GmbH. Dabei greift die [REDACTED] den ihrer Auffassung nach mangelhaften Sachverstand sowohl der Schienen-Control Kommission als auch den Sachverstand der Schienen-Control Kommission im Rahmen der Geschäftsstelle beigegebenen Mitarbeitern der Schienen-Control GmbH an.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die Schienen-Control Kommission aus drei Mitgliedern besteht. Für jedes Mitglied ist ein Ersatzmitglied zu bestellen. Das Ersatzmitglied tritt bei Verhinderung eines Mitglieds an dessen Stelle. Ein Mitglied und das für dieses Mitglied bestellte Ersatzmitglied haben dem Richterstand anzugehören. Die übrigen Mitglieder und die für sie bestellten Ersatzmitglieder haben Fachleute für die einschlägigen Bereiche des

Verkehrswesens oder für andere netzgebundene Bereiche zu sein (§ 82 Abs 1 EisbG). Die Mitglieder und Ersatzmitglieder sind auf Vorschlag des zuständigen Bundesministers von der Bundesregierung zu bestellen.

Die für das gegenständliche Verfahren zuständige Schienen-Control Kommission wurde auf Basis der genannten Voraussetzungen gemäß § 82 Abs 1 EisbG gesetzmäßig bestellt. Die Organwalter, als Fachleute für die einschlägigen Bereiche des Verkehrswesens oder für andere netzgebundene Bereiche, sind somit zur Entscheidung in den der Schienen-Control Kommission nach dem EisbG zugewiesenen Zuständigkeiten befähigt.

### **5.2.5 Amtshilfe**

Die [REDACTED] beantragt, die Schienen-Control Kommission möge im Zusammenhang mit der Preiszonentrennung und den vorliegenden Confirmations zuerst die [REDACTED] auffordern den zugrunde liegenden Energieliefervertrag der Schienen-Control Kommission und der [REDACTED] vorzulegen und in der Folge die E-Control im Amtshilfeweg beauftragt zu sämtlichen vorgelegten Unterlagen im Zusammenhang mit den Kosten der Preiszonentrennung sachverständig Stellung zu nehmen. Die [REDACTED] moniert, dass die von der [REDACTED] zum Schreiben vom 12.03.2021 übermittelten Confirmations für sich allein keiner Beurteilung unterzogen werden können, ob es nicht auch alternative Handlungsmöglichkeiten für die [REDACTED] gegeben hätte.

Wie zuvor ausgeführt ist in gesetzlich geregelten Regulierungsverfahren im Rahmen der Kostenermittlung und Tarifbestimmung zentrales Element der behördlichen Entgeltkontrolle die Kostenermittlung. Die Schienen-Control Kommission hat in diesem Rahmen die Kostenermittlung durch den Betreiber der Einrichtung zu prüfen. Im Rahmen des Verfahrens zur Überprüfung der Kostenermittlung werden die Kostengrundlagen, anhand derer die Entgeltbestimmung erfolgt ermittelt und in weiterer Folge auf ihre Richtigkeit und Gesetzmäßigkeit überprüft. Aus dem regulatorischen Kostenmaßstab des § 69b EisbG ergibt sich, dass Kosten, die auf der Grundlage des tatsächlichen Nutzungsumfanges anfallen, als Entgelt auf Grund der Inanspruchnahme von Serviceleistungen geltend gemacht werden können und anzuerkennen sind. Es ist Aufgabe der Schienen-Control Kommission zu prüfen, ob der ÖBB die Kosten tatsächlich angefallen sind oder nicht – der Nachweis mittels Confirmations zeigt eindeutig, dass diese Kosten anzusetzen sind. Eine Beurteilung, ob es nicht auch alternative Handlungsmöglichkeiten für die [REDACTED] gegeben hätte, hat zu unterbleiben.

Zudem ist zum spezifischen erforderlichen Sachverstand in dieser Sache festzuhalten, dass die Schienen-Control Kommission mit einem Abteilungsleiter der E-Control Mag. Fürst als Ersatzmitglied besetzt ist und Kompetenz im Bereich der energiewirtschaftlichen Prozesse innerhalb der Schienen-Control GmbH vorhanden ist.

### **5.3 Zum Vorbringen der Nicht-Berücksichtigung von (Bundes-)Zuschüssen**

Die [REDACTED] moniert die Unterlassung jeglicher Ermittlungstätigkeit Seitens der Schienen-Control Kommission zu der bereits in den bisherigen Bahnstromverfahren aufgeworfenen Zuschussproblematik. Nach Auffassung der

sei es aufgrund der von der vorgenommenen Kostenbeschreibung notwendig, eine Abgrenzung der Zuschüsse des Bundes gemäß § 42 Bundesbahngesetz („BBG“) in Bezug auf das Bahnstromnetz vorzunehmen, damit eine korrekte Berücksichtigung dieser Zahlungseingänge und infolge auch eine korrekte Ermittlung der tatsächlichen Kosten für das Bahnstromnetz gewährleistet sei.

Die belangte Behörde verkennt in diesem Zusammenhang nicht, dass der als Betreiberin der Schieneninfrastruktur von staatlicher Seite ein Zuschussanspruch gemäß § 42 BBG zusteht. Die Bundeszuschüsse umfassen jedoch nicht die Anlagen des Bahnstromnetzes (Frequenzumformer, Frequenzrichter und Bahnstromleitungen). Diese sind zwar gemäß § 10 EisbG als Eisenbahnanlagen einzuordnen, stellen aber keine Anlagen der Eisenbahninfrastruktur gemäß § 10a EisbG dar. Die Systemgrenze bilden die Abschlussklemmen der Unterwerke, die das Oberleitungsnetz (Anlagen gemäß § 10a EisbG) und das Bahnstromnetz (Anlagen gemäß § 10 EisbG) voneinander trennen. Eisenbahnanlagen, die nicht Anlagen der Eisenbahninfrastruktur sind, sind im Zuschussvertrag der Rahmenplanperiode nicht enthalten.

Da das Bahnstromnetz keine Schieneninfrastrukturanlage im Sinne des § 42 Abs 1 BBG ist, erhält die gemäß § 42 Abs 2 BBG dafür auch keine Zuschüsse aus Bundesmitteln für Instandhaltung bzw Revision. Das Netzentgelt wird grundsätzlich aufwandsdeckend kalkuliert und verrechnet.

#### **5.4 Berücksichtigung und Abgeltung von Rekuperationsenergie in den verfahrensgegenständlichen Tarifen**

Aus Sicht der wurden im bisherigen Verfahren seitens der Behörde keine Ermittlungen zur gebotenen, entgeltlichen Berücksichtigung der Rekuperationsenergie bei den verfahrensgegenständlichen Entgelten angestellt und diesbezüglich auch keine Beweise aufgenommen. Laut habe die netzseitige Berücksichtigung und Abgeltung von Rekuperationsenergie – folgt man der auf ein bestimmtes Jahr bezogenen Regulierung der Schienen-Control Kommission – naturgemäß auch Auswirkungen auf die gegenständlichen Tarife für das verfahrensgegenständliche Jahr 2020. Aus prozessualer Vorsicht wiederholt die in ihrem Vorbringen in gegenständlichem Verfahren ihre Beschwerdeausführungen in der Beschwerde gegen den 2. Teilbescheid der Schienen-Control Kommission vom 13.06.2017 zu GZ: SCK-WA-12-006 und erhebt diese zum Vorbringen.

Soweit eine Entscheidung bezüglich der Verfahrensgegenstände Ersatzwertverfahren und Rekuperation nicht bereits im Rahmen des Bescheids vom 13.06.2017, zu GZ: SCK-WA-12-006 getroffen wurde, stellen die gegenständlichen Anträge die verfahrensleitenden materiellen Anträge der in Hinblick auf das gegenständliche Wettbewerbsüberwachungsverfahren betreffend Zugang zum Bahnstromnetz gemäß Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2020, GZ: SCK-20-004, dar. Die Erledigung der bezüglichen Anträge erfolgte somit durch Spruchpunkt I. des vorliegenden Bescheids. Die Schienen-Control Kommission verweist zur detaillierten Begründung diesbezüglich, auf die Begründung in Bescheid zu GZ: SCK-18-004 vom 28.11.2018 (Seiten 151 bis 185).

## **6. Zum Vorbringen der [REDACTED]**

### **6.1 Allgemeines**

Die [REDACTED] erhebt in ihrer Stellungnahme vom 23.12.2020 sämtliches Vorbringen aus den vorgelegten Stellungnahmen und Gutachten vom 21.09.2018, sowie vom 22.10.2018 aus dem Verfahren zu GZ: SCK-18-004 auch zum Vorbringen in gegenständlichem Verfahren.

In der Folge erörtert die Schienen-Control Kommission die Anträge, die durch die [REDACTED] im gegenständlichen Verfahren zu GZ: SCK-20-004 gestellt wurden und sich auf den Verfahrensgegenstand im Verfahren GZ: SCK-20-004 beziehen. Die in der Folge zu erörternden Anträge wurden nicht bereits mit Verfahrensanordnungen im Rahmen des Ermittlungsverfahrens ausdrücklich inhaltlich behandelt. Auf sie bezieht sich die folgende rechtliche Begründung.

Auf Anträge, die sich auf bereits mit Bescheid der Schienen-Control Kommission abgesprochene Verfahrensgegenstände beziehen und über die somit nicht mehr im Rahmen des vorliegenden Verfahrens zu entscheiden ist, verweist die Schienen Control Kommission zur detaillierten Begründung auf den Bescheid zu GZ: SCK-18-004 vom 28.11.2018, da die Schienen-Control Kommission zu diesen Vorbringen bereits ihre Rechtsauffassung dargelegt hat. Neben dem inhaltlichen Abspruch über die gestellten Anträge hat sich die maßgebliche Sach- und Rechtslage seitdem bezüglich der Anerkennung der Kostenposition dem Grunde nach nicht verändert, sodass ein neuerlicher Abspruch auch nicht notwendig erscheint.

Soweit eine Entscheidung bezüglich der Verfahrensgegenstände in den Anträgen nicht bereits im Rahmen des Bescheids vom 28.11.2018, zu GZ: SCK-18-004 getroffen wurde, stellen die gegenständlichen Anträge die verfahrensleitenden materiellen Anträge der [REDACTED] in Hinblick auf das gegenständliche Wettbewerbsüberwachungsverfahren betreffend Zugang zum Bahnstromnetz gemäß Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2020, zu GZ: SCK-20-004, dar. Die Erledigung der bezüglichen Anträge erfolgte somit durch Spruchpunkt I. des vorliegenden Bescheids. Die Schienen-Control Kommission verweist zur detaillierten Begründung zu den Vorbringen der [REDACTED] insoweit diese bereits im Verfahren zu GZ: SCK-18-004 vorgebracht wurden, auf den Bescheid zu GZ: SCK-18-004 vom 28.11.2018.

### **6.2 Abspruch über die offenen Anträge in Spruchpunkt IV**

In ihrer Stellungnahme vom 14.12.2020 stellt die [REDACTED] die Anträge, das gegenständliche Verfahren einzustellen sowie die Anträge der [REDACTED] zurück- bzw abzuweisen, oder in den ausgeführten Punkten den sachverständigen Ausführungen von [REDACTED] zu folgen und den Wert des WACC unter Berücksichtigung des § 69b Abs 2 EisbG in Höhe von [REDACTED] % für das Jahr 2019 und [REDACTED] % für das Jahr 2020 festzusetzen, in eventuelle, einen neuen nichtamtlichen Sachverständigen zu bestellen und ein neues Gutachten zum WACC einzuholen.

Zum Antrag das vorliegende Verfahren einzustellen verweist die Schienen-Control Kommission darauf, dass es sich bei gegenständlichem Verfahren um die regulierungsbehördliche ex-post Kontrolle der Benützungsentgelte handelt und aus diesem

Grund eine Einstellung der Prüfung nicht sachgerecht ist. Betreffend den Antrag, die Anträge der [REDACTED] zurück- bzw abzuweisen verweist die Schienen-Control Kommission auf ihre Ausführungen in der Begründung zu den Anträgen der [REDACTED]. Hinsichtlich der Anträge betreffend den WACC verweist die Schienen-Control Kommission auf ihre Ausführungen in Kapitel 14 des vorliegenden Bescheids.

## RECHTSMITTELBELEHRUNG

Gegen diesen Bescheid kann gemäß Art 130 Abs 1 Z 1 B-VG iVm Art 131 Abs 2 B-VG sowie § 84 Abs 4 EiszG das Rechtsmittel der Beschwerde an das Bundesverwaltungsgericht erhoben werden. Die Beschwerde ist binnen vier Wochen nach Zustellung dieses Bescheides bei der Schienen-Control Kommission einzubringen. Die Beschwerde hat die Bezeichnung des angefochtenen Bescheides und der belangten Behörde, die Gründe, auf die sich die Behauptung der Rechtswidrigkeit stützt, das Begehren und die Angaben zu enthalten, die erforderlich sind, um zu beurteilen, ob die Beschwerde rechtzeitig eingebracht ist. Die Pauschalgebühr beträgt gemäß der BuLVwG-EGebV EUR 30,-.

Schienen-Control Kommission

Wien, am 19.04.2021

Der Vorsitzende:

Dr. Robert Streller

Ergeht an:

[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]

[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]

[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]  
[Redacted]

