

Gutachten im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

März 2020

Auswirkungen des bestehenden regulatorischen Rahmens auf Investitions- entscheidungen der Übertragungsnetz- betreiber



	Inhaltsverzeichnis	
	Abbildungsverzeichnis.....	4
	Tabellenverzeichnis.....	6
1	Zusammenfassung.....	7
2	Ausgangslage.....	8
	2.1 Anforderungen an den Regulierungsrahmen.....	8
	2.2 Interdependenzen und Ziele der Stakeholder.....	9
	2.3 Daten und Zahlen zum erforderlichen Netzausbau	12
3	Regulatorischer Rahmen im Status quo	19
	3.1 Regulierungsinstrumente und Anreizwirkungen	19
	3.1.1 Investitionsmaßnahme (§23 ARegV)	20
	3.1.2 Kapitalkostenaufschlag und Kapitalkostenabzug	24
4	Quantitative Analyse	28
	4.1 Beschreibung Rechenmodell.....	28
	4.2 Annahmen und Prämissen für die Modellrechnungen.....	31
	4.3 Definition und Berechnungsergebnisse der Szenarien (Absolut, Interner Zinsfuß und Matrix)	32
	4.3.1 Szenarien ohne spätere Inbetriebnahme	34
	4.3.1.1 Szenario I; Investitionsmaßnahme ohne spätere Inbetriebnahme ohne Ersatzanteil; Analyse Erlösobergrenze	34
	4.3.1.2 Szenario II; Investitionsmaßnahme ohne spätere Inbetriebnahme mit 15 % Ersatzanteil; Analyse Erlösobergrenze	36
	4.3.1.3 Szenario III; Kapitalkostenabgleich ohne spätere Inbetriebnahme mit Betriebskosten; Analyse Erlösobergrenze	37
	4.3.1.4 Szenario IV; Kapitalkostenabgleich ohne spätere Inbetriebnahme ohne Betriebskosten; Analyse Erlösobergrenze	38
	4.3.1.5 Vergleich der Erlösobergrenzen der Szenarien I bis IV (ohne spätere Inbetriebnahme).....	40
	4.3.1.6 Szenario I; Investitionsmaßnahme ohne Ersatzanteil ohne spätere Inbetriebnahme; wirtschaftliche Bewertung.....	42
	4.3.1.7 Szenario II; Investitionsmaßnahme ohne spätere Inbetriebnahme mit Ersatzanteil 15 %; wirtschaftliche Bewertung.....	43
	4.3.1.8 Szenario III; Kapitalkostenabgleich ohne spätere Inbetriebnahme mit Betriebskosten; wirtschaftliche Bewertung.....	44
	4.3.1.9 Szenario IV; Kapitalkostenabgleich ohne spätere Inbetriebnahme ohne Betriebskosten; wirtschaftliche Bewertung.....	45
	4.3.1.10 Vergleich interne Zinsfüße der Szenarien I, II, III und IV	46
	4.3.1.11 Vergleich interne Zinsfüße der Szenarien I, II, III und IV in einer Vor-Steuer-Betrachtung	48
	4.3.1.12 Bewertung mit unterschiedlichen Diskontierungszinssätzen	49
	4.3.1.13 Zwischenfazit.....	50

4.3.2	Szenarien mit späterer Inbetriebnahme	51
4.3.2.1	Szenario V; Investitionsmaßnahme ohne Ersatzanteil mit späterer Inbetriebnahme; Analyse Erlösbergrenze	52
4.3.2.2	Szenario VI; Investitionsmaßnahme mit späterer Inbetriebnahme und einem Ersatzanteil von 15 %; Analyse Erlösbergrenze	53
4.3.2.3	Szenario VII; Kapitalkostenabgleich mit späterer Inbetriebnahme; Analyse Erlösbergrenze	54
4.3.2.4	Szenario VIII; Kapitalkostenabgleich mit späterer Inbetriebnahme ohne Betriebskosten; Analyse Erlösbergrenze	56
4.3.2.5	Vergleich der Erlösbergrenzen der Szenarien V bis VIII (mit späterer Inbetriebnahme)	57
4.3.2.6	Szenario V; Investitionsmaßnahme ohne Ersatzanteil mit späterer Inbetriebnahme; wirtschaftliche Bewertung	58
4.3.2.7	Szenario VI; Investitionsmaßnahme mit späterer Inbetriebnahme und Ersatzanteil von 15 %; wirtschaftliche Bewertung	59
4.3.2.8	Szenario VII; Kapitalkostenabgleich mit späterer Inbetriebnahme mit Betriebskosten; wirtschaftliche Bewertung	60
4.3.2.9	Szenario VIII; Kapitalkostenabgleich mit späterer Inbetriebnahme ohne Betriebskosten; wirtschaftliche Bewertung	61
4.3.2.10	Vergleich interne Zinsfüße der Szenarien V, VI, VII und VIII	62
4.3.2.11	Vergleich interne Zinsfüße der Szenarien V, VI, VII und VIII in einer Vor-Steuer-Betrachtung	63
4.3.2.12	Bewertung mit unterschiedlichen Diskontierungzinssätzen	64
4.3.2.13	Zwischenfazit	66
5	Schlussfolgerungen	67

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht Stakeholder und Interdependenzen	9
Abbildung 2: Rentabilitätserwartung Eigenkapitalgeber	10
Abbildung 3: Zusammenhang zwischen Rahmenbedingungen und Investitionsentscheidungen.....	11
Abbildung 4: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien des NEP 2030 (2019); Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, 2. Entwurf NEP 2030 (2019) Seite 29.....	13
Abbildung 5: Gegenüberstellung AC/-DC-Maßnahmen in km Netzausbau je Szenario (gem.2. Entwurf NEP 2030 (2019); eigene Darstellung).....	14
Abbildung 6: Geschätzte Investitionskosten im NEP 2030 (2019); Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, 2. Entwurf NEP 2030 (2019) Seite 161.....	15
Abbildung 7: Abgeschätzte Gesamtkosten in Mio. € je Übertragungsnetzbetreiber aller Maßnahmen für Szenario B 2030 (gem. Angaben NEP 2030 (2019) und den veröffentlichten Ergebnissen vom 24. Mai 2019 zum Controlling Netzausbau) (eigene Darstellung).....	16
Abbildung 8: Abgeschätzter Kapitalbedarf in Mio. € je Übertragungsnetzbetreiber aller Maßnahmen für Szenario B 2030 (gem. Angaben NEP 2030 (2019) und den veröffentlichten Ergebnissen vom 24. Mai 2019 zum Controlling Netzausbau) (eigene Darstellung).....	16
Abbildung 9: Abgeschätzte Gesamtkosten in Mio. € je Übertragungsnetzbetreiber und Zeitpunkt der Inbetriebnahme aller Maßnahmen für Szenario B 2030 (gem. Angaben NEP 2030 (2019) und den veröffentlichten Ergebnissen vom 24. Mai 2019 zum Controlling Netzausbau) (eigene Darstellung).....	17
Abbildung 10: Kumulierter Kapitalbedarf in Mio. € je Übertragungsnetzbetreiber (gem. Angaben NEP 2030 (2019) und den veröffentlichten Ergebnissen vom 24. Mai 2019 zum Controlling Netzausbau) (eigene Darstellung)	17
Abbildung 11: Kumulierter Eigenkapitalbedarf in Mio. € je Übertragungsnetzbetreiber (gem. Angaben NEP 2030 (2019) und den veröffentlichten Ergebnissen vom 24. Mai 2019 zum Controlling Netzausbau) (eigene Darstellung)	18
Abbildung 12: Regulatorischer Umgang einer IMA.....	21
Abbildung 13: Schematischer Verlauf der Erlösobergrenze einer IMA bei einer Aktivierung und Fertigstellung in 2022	24
Abbildung 14: Regulatorischer Umgang im KKA.....	25
Abbildung 15: Schematischer Verlauf der Erlösobergrenze bei dem KKA bei einer Aktivierung und Fertigstellung in 2022 [T€]	28
Abbildung 16: Übersicht untersuchte Szenarien.....	32
Abbildung 17: Vergleich Summe Erlösobergrenzen (undiskontiert) Szenario I [Mio. €]	35
Abbildung 18: Gegenüberstellung Verlauf Erlösobergrenzen IMA Szenario I [T€].....	35
Abbildung 19: Vergleich Summen Erlösobergrenzen Szenario II [Mio. €].....	36
Abbildung 20: Gegenüberstellung Verlauf Erlösobergrenzen IMA mit Ersatzanteil (15 %) Szenario II [T€].....	37
Abbildung 21: Vergleich Summen Erlösobergrenzen Szenario III [Mio. €]	37
Abbildung 22: Gegenüberstellung Verlauf Erlösobergrenzen KKA Szenario III	38
Abbildung 23: Vergleich Erlösobergrenzen Szenario IV [Mio. €].....	39
Abbildung 24: Gegenüberstellung Verlauf Erlösobergrenzen KKA Szenario IV [T€].....	39
Abbildung 26: Vergleich Erlösobergrenzen der Szenarien I, II, III und IV [Mio. €].....	40
Abbildung 27: Gegenüberstellung Verlauf Erlösrückflüsse Szenarien I und III für das Jahr 2022 [T€].....	40
Abbildung 28: Vergleich Erlösobergrenzen der Szenarien II und IV [Mio. €].....	41

Abbildung 29 Gegenüberstellung Verlauf Erlösrückflüsse Szenarien I, II, III und IV für das Jahr 2022 [T€]	41
Abbildung 30: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenario I	43
<i>Abbildung 31: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenario II</i>	<i>43</i>
Abbildung 32: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenario III	44
Abbildung 33: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenario IV	45
Abbildung 34: Nominelle Ausschüttung der Szenarien III und IV mit Inbetriebnahme in 2022	46
Abbildung 35: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenarien I und III	47
Abbildung 36: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenarien II und IV	47
Abbildung 37: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenarien I und III ohne Steuern	48
<i>Abbildung 38: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenarien II und IV ohne Steuern</i>	<i>48</i>
Abbildung 39: Schematische Darstellung der Szenarien spätere Inbetriebnahme	51
Abbildung 40: Vergleich Summe Erlösobergrenzen Szenario V [Mio. €]	52
Abbildung 41: Gegenüberstellung Verlauf Erlösobergrenzen IMA Szenario IV [T€]	53
Abbildung 42: Vergleich Summe Erlösobergrenzen Szenario VI [Mio. €]	54
Abbildung 43: Gegenüberstellung Verlauf Erlösobergrenzen IMA mit Ersatzanteil Szenario VI [T€]	54
Abbildung 44: Vergleich Summe Erlösobergrenzen Szenario VII [Mio. €]	55
Abbildung 45: Gegenüberstellung Verlauf Erlösobergrenzen KKA Szenario VII [T€]	55
Abbildung 46: Vergleich Summe Erlösobergrenzen Szenario VIII [Mio. €]	56
Abbildung 47: Gegenüberstellung Verlauf Erlösobergrenzen KKA Szenario VIII [T€]	56
Abbildung 48: Gegenüberstellung der Erlösobergrenzen der Szenarien V und VII [Mio. €]	57
<i>Abbildung 49: Gegenüberstellung der Erlösobergrenzen der Szenarien VI und VIII [Mio. €]</i>	<i>57</i>
Abbildung 50: Gegenüberstellung der Erlösobergrenzen der Szenarien V bis VIII mit Inbetriebnahme im Jahr 2027	58
Abbildung 51: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenario V	59
<i>Abbildung 52: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenario VI</i>	<i>60</i>
Abbildung 53: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenario VII	60
Abbildung 54: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenario VIII	61
Abbildung 55: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenarien V und VII	62
Abbildung 56: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenarien VI, und VIII	63
Abbildung 57: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenarien V und VII ohne Steuern	63
<i>Abbildung 58: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenarien VI und VIII ohne Steuern</i>	<i>64</i>

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Längenangaben des Start- und Zubaunetz NEP 2030 (2019); Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, 2. Entwurf NEP 2030 (2019) Seite 162.....	14
Tabelle 2: Diskontierte Cash-Flows bei Ansatz verschiedener Diskontierungszinssätze (ohne spätere IBN) für Investitionen in 2021.....	49
Tabelle 3: Diskontierte Cash-Flows bei Ansatz verschiedener Diskontierungszinssätze (ohne spätere IBN) für Investitionen in 2022.....	50
Tabelle 4: Diskontierte Einzahlung und Ausschüttung bei Ansatz verschiedener Diskontierungszinssätze (inkl. spätere IBN) für IBN in 2021	65
Tabelle 5: Diskontierte Einzahlung und Ausschüttung bei Ansatz verschiedener Diskontierungszinssätze (inkl. spätere IBN) für IBN in 2022	65

1 Zusammenfassung

Im Rahmen des Projekts „Die Energiewirtschaft im Rahmen der Energiewende: Wissenschaftliche Analysen zu wirtschaftlichen Fragen und Zukunftsperspektiven der Energiewirtschaft (Kurztitel EVU Strukturwandel)“ hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Fragestellungen zu den Auswirkungen des regulatorischen Rahmens auf Investitionsentscheidungen der Übertragungsnetzbetreiber identifiziert. Der Fokus des Gutachtens und den darin enthaltenen Analysen und Ergebnissen, bezieht sich auftragsgemäß auf den Stromsektor mit Schwerpunkt auf die Übertragungsnetzbetreiber.

Ausgehend von dieser Leitfrage ist Gegenstand des Auftrags, folgende Fragestellungen zu beleuchten:

- Welche Anreize werden durch den Regulierungsrahmen für Investitionsentscheidungen in Netzbetreiber gesetzt?
- Bietet der Regulierungsrahmen Anreize für Anteilseigner bzw. Betreiber von Übertragungsnetzbetreibern, nötige Investitionen in zeitlicher Hinsicht zu schieben, um die eigene Rendite zu optimieren?
- Welche Anreize ergeben sich im Regulierungsrahmen für die Durchführung von Optimierungsmaßnahmen im Netzbetrieb bzw. zur Vermeidung von Netzausbau?
- Nach welchen betriebswirtschaftlichen Kenngrößen optimieren sich Netzbetreiber bei Investitionsentscheidungen bzw. bei der Umsetzung von Ausbauprojekten? Ergibt sich möglicherweise aus dieser Optimierung implizit eine betriebswirtschaftliche Priorisierung der Netzausbauvorhaben (z. B. Vorrang für Projekte mit sehr hohem Kapitalwert)?

Anhand entsprechender Modellrechnungen bzw. eines konkreten Ausbauprojekts im Übertragungsnetz wurden die Auswirkungen verschiedener regulatorischer Instrumente auf die Zahlungsströme und die o. g. betriebswirtschaftlichen Kenngrößen im Zeitablauf nachgezeichnet.

Im Ergebnis lassen sich folgende zentrale Schlussfolgerungen aus den Untersuchungen ableiten, die wir im Detail in Kapitel 5 erläutern:

- ▶ Im System der IMA werden (bei Vernachlässigung bzw. sehr geringer Diskontierung) höhere Erlösrückflüsse realisiert im Vergleich zum System des KKA. Jedoch ist zu berücksichtigen, dass Cash-Flows im System der IMA auch zur Refinanzierung von Ersatzinvestitionen beitragen, nicht jedoch im KKA, wo sie aus regulatorisökonomischer Betrachtung auch nicht benötigt werden.
- ▶ Das System der IMA ohne Ersatzanteil wirkt bei den Rückflüssen aus dem Regulierungsrahmen hinsichtlich Investitionen und Inbetriebnahmen nicht investitionszeitpunktneutral.
- ▶ Die internen Zinsfüße sind zwischen IMA und KKA hinsichtlich Höhe und Volatilität recht vergleichbar. Sofern Betriebskosten anfallen, die nicht aktiviert werden und über das im Budget enthaltene Maß hinausgehen, wirkt auch der KKA nicht mehr investitionszeitpunktneutral (Basisjahreffekte).
- ▶ Ein Umstieg auf das System des KKA könnte aus Investoren- und Betreibersicht als eine Verschlechterung der Investitionsbedingungen empfunden werden, eine Beibehaltung der IMA präferiert werden.
 - ▶ Die Vorteilhaftigkeit von IMA und KKA hängt aus Investoren- und Betreibersicht stark von der Frage ab, zu welchem Diskontierungszinssatz die zeitliche Präferenz der Zahlungsströme beurteilt wird.
 - ▶ Der KKA berücksichtigt während einer Regulierungsperiode kein zusätzliches Element für Betriebskosten.
 - ▶ Aus Betreibersicht würde ein Wegfall der Portfolio- und Sockeleffekte von Bestandsnetzen beim KKA zu einer weiteren Reduzierung der Cash-Flows führen.
 - ▶ Das System der IMA bedeutet Stabilität des Regulierungsrahmens und stabile Rahmenbedingungen.

- ▶ Da die EK-/FK-Finanzierungen bei den ÜNB von Vorhaben nicht final abgesichert ist, könnten Veränderungen hinsichtlich des Regulierungsrahmens auf Investorenseite ggfs. aufwändige Neu-/Umplanungen bei der EK-/FK-Finanzierung auslösen und potentielle Rückwirkungen auf die Fertigstellung von Ausbauprojekten nach sich ziehen.
- ▶ Verzögerter Netzausbau kann erhöhte Ausgaben für Redispatch und Einspeisemanagement nach sich ziehen, was sich negativ für die Netznutzer auswirkt.

Politisch spielen neben den Auswirkungen auf die Investorenseite u. a. auch regulierungssystematische Ziele im Sinne einer sicheren und effizienten Energieversorgung eine Rolle. Es ist deshalb politisch zu entscheiden, welche Anreize angesichts des Kapital- und Investitionsbedarfs in die Übertragungsnetze gesetzt werden sollen.

2 Ausgangslage

2.1 Anforderungen an den Regulierungsrahmen

In einem ersten Schritt werden zunächst die Anforderungen an den Regulierungsrahmen beschrieben. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die betroffenen Stakeholder (Gesellschafter, Netzbetreiber, Staat und Netznutzer) dabei möglicherweise unterschiedliche Zielsysteme verfolgen und sich zwischen den Zielen Interdependenzen ergeben können. Die Zielkriterien des § 1 Abs. 1 EnWG bilden die Leitplanken für die Analyse. Danach ist Zweck, eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas sicherzustellen, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. Nach § 1 Abs. 2 EnWG hat die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen zu dienen.

Das Regulierungssystem sollte im Ergebnis so ausgestaltet sein, dass ein diskriminierungsfreier Zugang zum Netz gewährleistet ist und Netzbetreibern ausreichende finanzielle Mittel für den notwendigen Ausbau und Betrieb ihrer Netze zur Verfügung stehen. Anreize sollen so gesetzt werden, dass Netzbetreiber ein Interesse haben, ihre Netze möglichst effizient auszubauen und zu betreiben.

Dabei kommt es zu einem natürlichen Spannungsfeld zwischen den Interessen der Betreiber der Versorgungsnetze bzw. deren Anteilseigner einerseits und den Netznutzern andererseits. Während erstere ein ökonomisches Interesse an möglichst hohen Erlösen bzw. Renditen aus dem Netzgeschäft haben, ergibt sich für letztere zwar entsprechend § 1 EnWG die Anforderung einer sicheren und ggf. möglichst umweltfreundlichen Energieversorgung. Gleichzeitig besteht jedoch auch hier das ökonomische Interesse an einer preisgünstigen, effizienten Energieversorgung und entsprechend geringen Netznutzungsentgelten.

In diesem Spannungsfeld ist nun zentrale Leitplanke, dass bezüglich Netzausbau und Investitionen einerseits und Preisgünstigkeit andererseits eine Betrachtung der Auswirkungen auf das Gesamtsystem erforderlich ist. Dies kann beispielsweise bedeuten, dass zusätzliche Kosten für Investitionen in Netzausbau in Kauf genommen werden können, wenn gleichzeitig durch den Netzausbau in einem höheren Maße an anderer Stelle Kosten für die Verbraucher vermieden werden können (z. B. Reduktion Redispatch, Einspeisemanagement). Wichtig ist jedoch ebenfalls, dass durch den Regulierungsrahmen Fehlanreize bzw. eine über das erforderliche Maß hinausgehende Vergütung vermieden werden. Als weitere politische Leitplanke wird gesehen, dass der Erhalt einer einheitlichen innerdeutschen Preiszone auch in Zukunft weiterhin Bestand haben soll.

Das Bundeswirtschaftsministerium fasst mit Blick auf Betreiber in einer Publikation zusammen: „Bund und Länder ihrerseits stellen sicher, dass der regulatorische Rahmen nachhaltig so gestaltet ist, dass eine angemessene und wettbewerbsfähige Wirtschaftlichkeit i. S. d. § 21 Abs. 2 EnWG für die Netzbetreiber gewährleistet ist.“ [Quelle: BMWi: „Tempo für den Netzausbau“ vom 24.05.2019].

2.2 Interdependenzen und Ziele der Stakeholder

Nachfolgende Übersicht gibt einen Überblick über die Stakeholder und möglichen für die Analyse relevanten Interdependenzen:

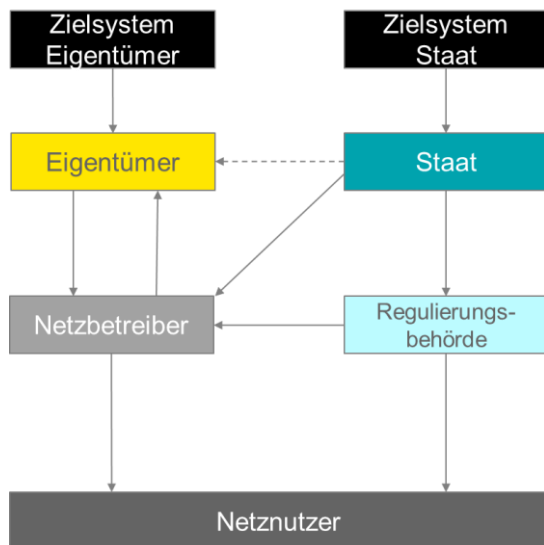


Abbildung 1: Übersicht Stakeholder und Interdependenzen

Das Handeln des Staats und der Anteilseigner der Übertragungsnetze wird durch die jeweils übergeordneten Ziele bestimmt. Dabei sind die jeweiligen individuellen Zielsysteme i. d. R. nicht identisch.

Da der Netzbetrieb ein natürliches Monopol darstellt, erfolgt die Preisbildung nicht ausschließlich durch den Betreiber. Das natürliche Monopol hat bei der Stromverteilung eine technisch begründete Ausnahmestellung. Im Rahmen der Stromversorgung ist es aus produktionstechnischen und damit aus Kostengründen effizienter, wenn nur ein einziges Unternehmen jeweils in einem Versorgungsgebiet die Stromverteilung übernimmt. Aus ökonomischer Sicht steht dem Vorteil der kostengünstigen Errichtung und Betrieb, der Nachteil möglicher Monopolmacht gegenüber. Deswegen werden Unternehmen in einem natürlichen Monopol in der Preisbildung kontrolliert bzw. reguliert. Ziel der Regulierung ist es dabei, eine Situation herbeizuführen, die sich ansonsten bei wirksamem Wettbewerb einstellen würde. Wesentliche Aufgabe des Staates in diesem Zusammenhang ist es, den Ordnungsrahmen vorzugeben, innerhalb dessen sowohl der Netzbetreiber als auch die Regulierungsbehörde agieren kann, um die o. g. Ziele umzusetzen.

Die Anteilseigner hingegen stellen dem Netzbetreiber Kapital und Betriebsmittel bzw. Ressourcen inkl. Personal zur Verfügung. Im Gegenzug erwarten sie jedoch eine ökonomische Orientierung des Netzbetreibers. Das bedeutet, dass dieser bezogen auf das eingesetzte Kapital einen angemessenen Gewinn erzielen kann sowie entsprechende Kapitalrückflüsse über Ausschüttungen sichergestellt werden können. Neben der reinen Rendite spielen dabei aus Anteilseignersicht als zentrale Steuerungsgröße auch Cash-Flow-Effekte und deren Stabilität im Zeitablauf eine Rolle. Als Cash-Flow-Effekte bezeichnet man positive oder negative Effekte durch Einzahlungen und Auszahlungen innerhalb eines bestimmten Zeitraums, diese werden einander gegenübergestellt (saldiert) und ermöglichen dadurch Aussagen zur Innenfinanzierung oder Liquidität eines Unternehmens.

Der Netzbetreiber stellt den Netznutzern die Infrastruktur zur Verfügung. Fasst man den Begriff der Netznutzer weit, so sind darunter sowohl Einspeiser als auch Entnehmer zu verstehen. Beiden Gruppen ist gemein, dass diese ein Interesse an entsprechender Versorgungssicherheit und einem zuverlässigen Betrieb des Systems haben.

Einspeiser werden in Deutschland mit Ausnahme möglicher Netzanschlusskosten nicht direkt an den Kosten des Netzbetriebs beteiligt. Gleichwohl haben sie das Interesse, dass die von ihnen eingespeiste Energie durch das Netz aufgenommen werden kann und zuverlässig zu den Abnehmern transportiert wird. Die aus dem Umbau des

Energiesystems resultierenden Änderungen in Erzeugungs- und Einspeisestrukturen (z. B. Integration erneuerbarer Energien) müssen somit durch den Netzbetreiber abgedeckt werden.

Die laufenden Kosten für Netzbetrieb und –ausbau werden durch die Entnehmer über die Netznutzungsentgelte getragen. Die Logik des beschriebenen Systems bedingt daher, dass der regulatorische Rahmen das Interesse der Entnehmer an niedrigen Netznutzungsentgelten im Rahmen der Festsetzung der für den Netzbetreiber zulässigen Erlösbergrenzen widerspiegelt.

Relevante Kennzahlen und Steuerungsgrößen aus Investoren- bzw. Betreibersicht

Entsprechend der Aufgabenstellung dieses Gutachtens und der in Kapitel 1 aufgeführten Leitfragen wird dabei eine Anteilseigner- bzw. Betreiberperspektive eingenommen bzw. die Auswirkungen auf die Anteilseigner bzw. Betreiber dargestellt.

Eine Beurteilung der Angemessenheit der Höhe der EK-Verzinsung und deren Herleitung bzw. Beurteilung der aktuellen Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Bezüglich der zukünftigen Entwicklung der Eigenkapitalverzinsung wurde zur Vermeidung von Verzerrungseffekten und zur Sicherstellung eines aussagekräftigen Vergleichs zwischen den Systemen daher das für die dritte Regulierungsperiode maßgebliche Verzinsungsniveau fortgeschrieben. Positive oder negative Anreizwirkungen auf Betreiber bzw. Anteilseigner aus der absoluten Höhe der Eigenkapitalverzinsung wurden somit im Ergebnis für diese Studie bewusst ausgeklammert.

Neben der Eigenkapitalseite wird im Modell vereinfachend unterstellt, das Fremdkapital in beliebiger Höhe zur Refinanzierung auf der Ebene der Netzgesellschaften zur Verfügung steht bzw. eine entsprechende Fremdkapitalaufnahme zu marktgerechten Konditionen möglich ist und die daraus resultierenden Zinsen regulatorisch anerkannt werden.

Die nachfolgende Abbildung erläutert vereinfachend die Erwartungshaltung aus Anteilseignersicht:

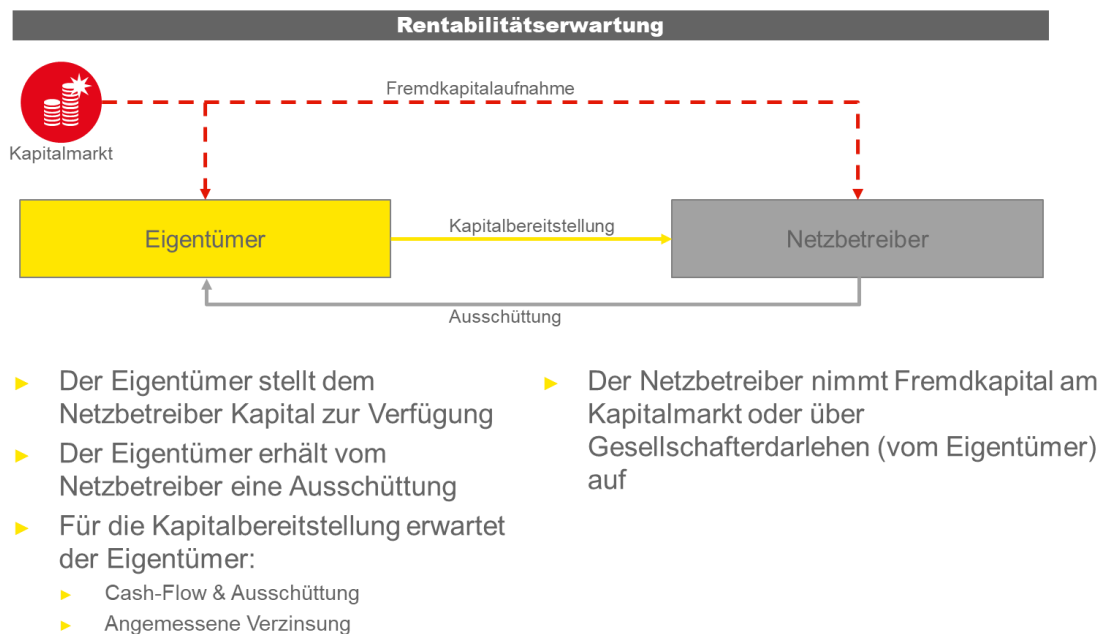


Abbildung 2: Rentabilitätserwartung Eigenkapitalgeber

Neben der vorgenannten reinen Renditeerwartung gibt es aus Investorenperspektive darüber hinaus einen Zusammenhang zwischen den Rahmenbedingungen auf der einen Seite und den damit verbundenen Investitionsentscheidungen auf der anderen Seite. Aufgrund der langfristigen Kapitalbindung muss daher die Stabilität des Regulierungsrahmens und der politischen Rahmenbedingungen ebenfalls berücksichtigt werden.

Die nachfolgende Abbildung soll diesen Zusammenhang zwischen Rahmenbedingungen und Investitionsentscheidungen verdeutlichen:

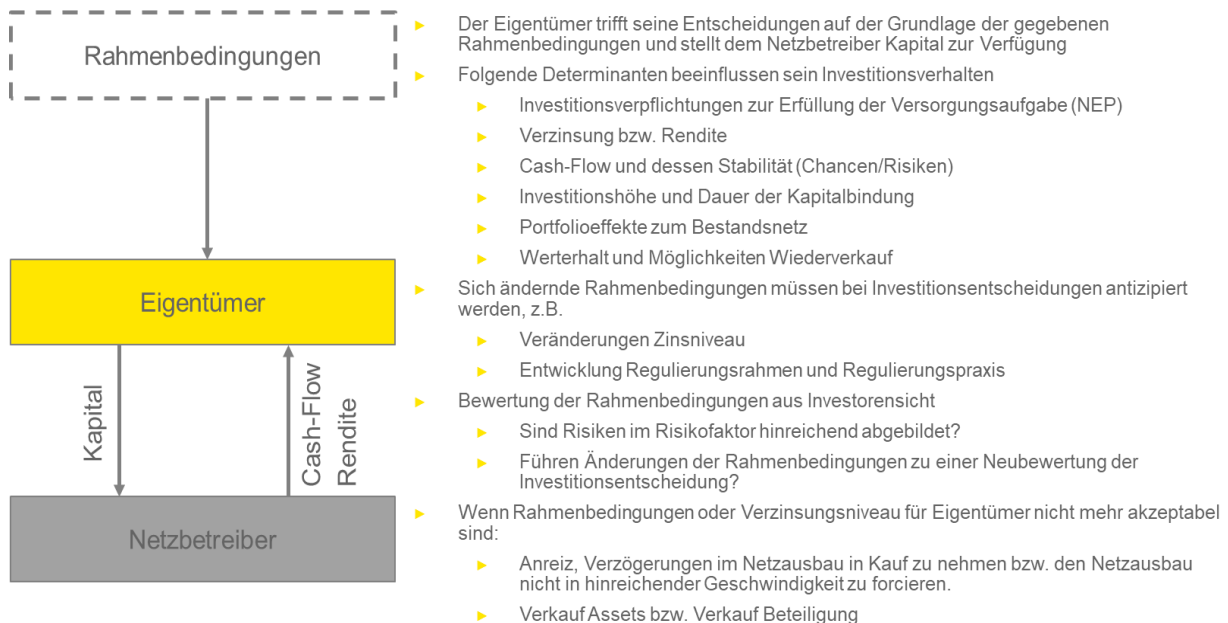


Abbildung 3: Zusammenhang zwischen Rahmenbedingungen und Investitionsentscheidungen

Für Investoren spielen dabei neben Investitionshöhe und Volumen des bereitzustellenden Kapitals auch Cash-Flow-Stabilität, Dauer der Kapitalbindung und ggf. Werterhalt und Möglichkeit einer Wieder- bzw. Weiterveräußerung eine Rolle.

Im Grundsatz müssen durch den Investor Zinsentwicklungen sowie Stabilität des Regulierungsrahmens im Vorfeld einer Investitionsentscheidung antizipiert werden. Da Investoren, die zum Zeitpunkt des Investments bestehenden Rahmenbedingungen in ihre Investitionsentscheidung einbeziehen, ist es daher aus Investorensicht vorzugswürdig, wenn Rahmenbedingungen langfristig stabil, verlässlich und keine unerwarteten Risiken oder Änderungen erwarten lassen.

Sofern die Eigenkapital-/Fremdfinanzierung von Vorhaben nicht final abgesichert ist, könnten Veränderungen hinsichtlich des Regulierungsrahmens auf Investorensseite ggfs. aufwändige Neu-/Umplanungen bei der Eigenkapital-/Fremdfinanzierung auslösen, es könnte auch eine generelle Zurückhaltung bei der Bereitstellung von Eigenkapital eintreten und potentielle Rückwirkungen auf die Fertigstellung von heute bereits in der Planung und zum Teil bereits angegangenen Ausbaivorhaben nach sich ziehen. Beispielhaft wird hier auf die öffentlich bekannte Tatsache (Kamerbrief Toekomstvisie TenneT" <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2019/09/13/kamerbrief-toekomstvisie-tennet> (Stand 12.12.2019). Seite 6, eigene deutsche Übersetzung.) verwiesen, wo die niederländische Regierung offen darüber nachdenkt, die Finanzierungsstrukturen bei TenneT u. a. aufgrund des sehr hohen Investitionsbedarfs in Deutschland sowie der wachsenden regulatorischen Risiken anzupassen.

Zum aktuellen Zeitpunkt kann aus Sicht des Gutachters nicht grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass die Investitionsverpflichtungen aus dem NEP bei den Übertragungsnetzbetreibern bereits abschließend mit Eigenkapital und Fremdkapital durchfinanziert sind. Im Gegenteil, es ist davon auszugehen, dass diese Mittel erst in der Zukunft durch die Gesellschafter bzw. Banken den Netzbetreibern zur Verfügung gestellt werden. Dies wurde uns im Rahmen der Gutachtenerstellung durch die Netzbetreiber bestätigt.

Ändern sich die Rahmenbedingungen kann dies dazu führen, dass der Investor eine Neubewertung der Risikoeinschätzung vornimmt. Fallen dabei Risikoeinschätzung und Renditeanforderung des Investors deutlich auseinander, kann dies dazu führen, dass der ökonomische Anreiz besteht, trotz der im Netzentwicklungsplan definierten Investitionsverpflichtungen Verzögerungen im Netzausbau in Kauf zu nehmen bzw. den Netzausbau nicht in hinreichender Geschwindigkeit zu forcieren. Im Extremfall kann sogar der Anreiz bestehen, Assets bzw.

Unternehmensanteile zu veräußern. Zu beachten ist jedoch auch, dass Netzbetreiber gesetzliche Pflichten nach dem EnWG haben.

Aus diesem Zusammenhang wird somit deutlich, dass Änderungen von Rahmenbedingungen immer zu einer Neubewertung von Risiken und Chancen auf Investoren Seite führen können. Im Extremfall kann eine starke Veränderung des Risikos/Chancen Profils von Investitionen zu einem Verkauf von Assets bzw. zum Verkauf von Beteiligungen führen oder die Bereitstellung von notwendigem Eigenkapital positiv oder negativ beeinflussen.

Aus der Perspektive des Gutachters haben wir zur Herstellung von vergleichbaren Ergebnissen in den Berechnungen zur Abbildung eines unterschiedlichen zeitlichen Anfalls von Zahlungsströmen methodisch sachgerechte Diskontierungsmodelle verwendet. Daher haben wir zum Zwecke der Bewertung im Wesentlichen Methoden der internen Zinsfußberechnung verwendet. Dies stellt im Rahmen von Investitionsentscheidungen eine gängige und ökonomisch sachgerechte Vorgehensweise dar.

Im Gutachten und in der Modellierung der Berechnungen haben wir individuelle Verzinsungsansprüche von Investorengruppen nicht abschließend betrachtet. Zur Einordnung der Ergebnisse, unter der Berücksichtigung von individuellen Verzinsungsansprüchen, haben wir eine Matrix entwickelt, die die Ergebnisse in einer Bandbreite von angenommenen individuellen Diskontierungszinssätzen einordnet.

2.3 Daten und Zahlen zum erforderlichen Netzausbau

In diesem Abschnitt werden die für den Netzausbau relevanten quantitativen Volumina zusammengetragen und die aktuell in der Branche diskutierten Maßnahmen beschrieben. Dabei werden diesbezüglich keine eigenständigen Analysen durchgeführt. Es werden vielmehr die für die Beantwortung der Fragestellung des Gutachtens relevanten Informationen aus anderen Quellen (z. B. Netzentwicklungsplan) zusammengetragen und aufbereitet.

Für die zukünftige Abschätzung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen infolge der Transformation des Energiesystems, wird seit 2012 von den Übertragungsnetzbetreibern (gem. EnWG) die Veröffentlichung des sogenannten Netzentwicklungsplans („NEP“) verlangt. In diesem sind gem. § 12b (2) EnWG *„alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze enthalten, die spätestens zum Ende des [im Szenariorahmen festgelegten] Betrachtungszeitraums [...] für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind“*.¹ Der Netzentwicklungsplan wird von den Übertragungsnetzbetreibern erarbeitet und von der Bundesnetzagentur geprüft bzw. genehmigt.

Die Abschätzungen in diesem Kapitel beziehen sich auf den 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber für den NEP 2030 Version 2019. Die Bundesnetzagentur muss zum 31.12.2019 entscheiden, welche Maßnahmen sie für den NEP bestätigt oder nicht.

Im aktuellen zweiten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber des Netzentwicklungsplans 2030 Version 2019 (2. Entwurf) werden insgesamt drei Szenarien bis 2030 betrachtet, welche unterschiedliche Schwerpunkte haben. Für die Prognose über den Zeitraum bis 2030 hinaus, gibt es für ein Szenario (B) einen Ausblick auf 2035. Die drei Szenarien sind:

*„**Szenario A 2030** mit dem relativ größten Anteil an Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke, einem Fokus beim Ausbau der erneuerbaren Energien auf Wind offshore, einer eher geringen Durchdringung mit innovativen Stromanwendungen und geringer Sektorenkopplung, einem gegenüber 2017 leicht sinkenden Nettostromverbrauch sowie erstmals mit Vorgaben zu maximalen CO₂-Emissionen im Kraftwerkssektor.*

¹ <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklung/prozessphasen/netzentwicklungsplan>

Szenario B 2025 / B 2030 / B 2035, das mit einer zunehmend flexibilisierten Energiewende einen Mittelweg zwischen den Szenarien A 2030 und C 2030 darstellt, mit Vorgaben zum maximalen CO₂-Ausstoß im Kraftwerkssektor und einem ausgewogenen Ausbau der einzelnen EE-Technologien.

Szenario C 2030 mit dem kleinsten konventionellen Kraftwerkspark, mit Vorgaben zum maximalen CO₂-Ausstoß im Kraftwerkssektor, einen Anstieg des Stromverbrauchs sowie des damit verbundenen größten Zubaus an erneuerbaren Energien mit dem Fokus auf dem Ausbau der Photovoltaik, einer starken Durchdringung mit Flexibilitätsoptionen und Speichern sowie einer stärkeren Sektorenkopplung.“

Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien des NEP 2030 (2019)

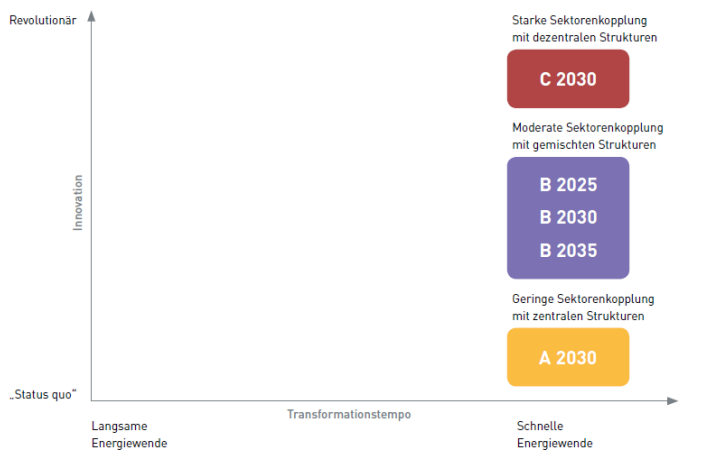


Abbildung 4: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien des NEP 2030 (2019); Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, 2. Entwurf NEP 2030 (2019) Seite 29

Für jedes der Szenarien gibt es unterschiedliche Maßnahmen, welche laut Übertragungsnetzbetreibern notwendig sind, um die Sicherheit der Versorgung zu gewährleisten. Als Grundlage für den weiteren Netzausbau gilt das sogenannte „Startnetz“, welches Maßnahmen beinhaltet, welche aufgrund der angestrebten Realisierung und Inbetriebnahme Bestandteil aller Szenarien sind.

Das sogenannte „Zubaunetz“ berücksichtigt wiederum unterschiedliche Maßnahmen, welche aufgrund der verschiedenen Szenarien entstehen. Die unterschiedlichen umzusetzenden Maßnahmen spiegeln sich im Wesentlichen in den Ausbaulängen – sowohl für die Gleichübertragung (DC)- als auch die Wechselstromübertragungsleitungen (AC) - des Zubaunetzes wieder. Für Netzausbau des Start- und des Zubaunetzes kommen jeweils Maßnahmen zu tragen, welche gem. dem NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau) umgesetzt werden².

² Vgl. Seite 126 NEP 2030 (2019)

Tabelle 23: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2030 (2019)

Angaben in km	AC-Verstärkung		DC-Verstärkung		AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
	Zu-/ Umbeseilung	Neubau in Bestandstrasse	Zu-/ Umbeseilung	Neubau in Bestandstrasse			
Startnetz	130	1.650	0	0	600	250	2.630
Zubaunetz							
A 2030	1.850	2.700	300	40	430	3.530	8.740
B 2030	1.760	2.830	300	40	430	3.530	8.890
C 2030	1.990	3.070	300	40	530	3.530	9.460
B 2035	1.750	3.030	300	580	550	3.830	10.040

Start- und Zubaunetz							
A 2030	1.980	4.350	300	40	1.030	3.780	11.480
B 2030	1.890	4.480	300	40	1.030	3.780	11.520
C 2030	2.120	4.720	300	40	1.130	3.780	12.090
B 2035	1.880	4.680	300	580	1.150	4.080	12.670

Tabelle 1: Längenangaben des Start- und Zubaunetz NEP 2030 (2019); Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, 2. Entwurf NEP 2030 (2019) Seite 162

Aus der obigen Darstellung wird ersichtlich, dass die veranschlagten Längenangaben für alle drei Szenarien in einem engen Korridor liegen. In Abhängigkeit des Szenarios (für den Zeitraum bis 2030) müssen laut vorgelegtem NEP somit rd. 11.480 bis 12.090 km (für AC und DC) bzw. 12.670 km bis 2035 verstärkt bzw. errichtet werden.

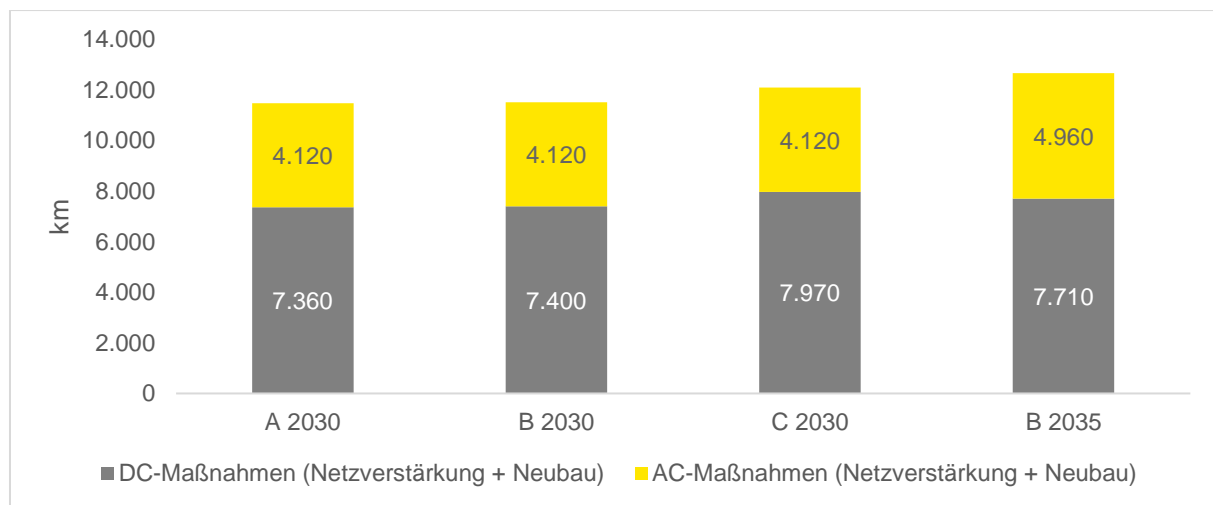


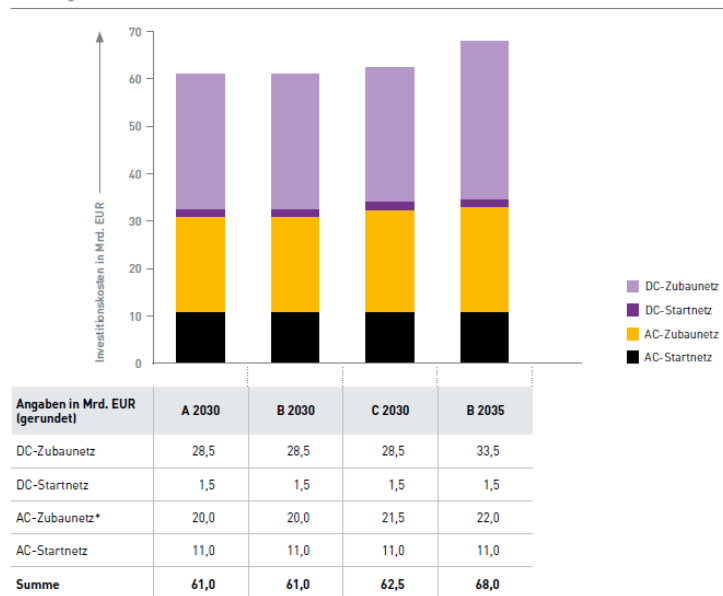
Abbildung 5: Gegenüberstellung AC/-DC-Maßnahmen in km Netzausbau je Szenario (gem.2. Entwurf NEP 2030 (2019); eigene Darstellung)

Ein Großteil der AC-Maßnahmen können laut Übertragungsnetzbetreibern durch Zu-/Umbeseilung oder durch den Neubau in Bestandstrassen realisiert werden, so dass die bestehende Infrastruktur z. T. genutzt werden kann. Für DC-Leitungen trifft dieser Sachverhalt nicht zu, so dass im Mittel rd. 92 % (3780 km / (3780 km +340 km)) neu errichtet werden müssten.

Die geschätzten Investitionskosten gemäß NEP 2030 (2019), welche für den Netzausbau (Start- und Zubaunetz inkl. Anlagen zur Blindleistungskompensation) anfallen, liegen für das **Szenario A und B 2030** bei rd. **61** Mrd. € (gerundet).

In der nachfolgenden Abbildung sind die geschätzten Investitionskosten dargestellt:

Abbildung 66: Geschätzte Investitionskosten im NEP 2030 (2019)



* inkl. Anlagen zur Blindleistungskompensation

Abbildung 6: Geschätzte Investitionskosten im NEP 2030 (2019); Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, 2. Entwurf NEP 2030 (2019) Seite 161

Für das Szenario C 2030, als innovativstes Szenario, werden rd. 62,5 Mrd. € veranschlagt. Perspektivisch werden zudem für das Szenario B 2035 weitere 7 Mrd. € angenommen, welche insbesondere für die Realisierung weiterer DC-Maßnahmen (rd. 5 Mrd. €) aufgewandt werden.

Die aufgeführten Kosten für den Netzausbau (hier Szenario B 2030) von rd. 61 Mrd. € beinhalten **keine Kosten** für Offshore-Netzanbindungsmaßnahmen. Die hierfür laut Übertragungsnetzbetreibern anfallenden Kosten belaufen sich auf rd. 18 Mrd. €³ für einen Ausbaupfad von rd. 17 GW (Szenario B 2030 und C 2030).

Im Mai 2019 wurden Ergebnisse vom Bundesminister Altmaier, mit den Länderminister/innen, dem Präsidenten der Bundesnetzagentur sowie den Geschäftsführer/innen der Übertragungsnetzbetreiber zum vorausschauenden Controlling des Netzausbaus veröffentlicht. Die veröffentlichten Ergebnisse enthielten aktualisierte Angaben zu Maßnahmen des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG) und des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG). Die dort aufgeführten Meilensteine für die Inbetriebnahme von Maßnahmen wurden mit den Angaben im NEP 2030 (2019) abgeglichen und für die nachstehende Grafik verwendet.

Basierend auf den Angaben im NEP 2030 (2019) und den Ergebnissen zum Controlling des Netzausbaus (vom 24. Mai 2019) erfolgte eine Zuordnung der Leitungslängen, Datum der Inbetriebnahme der Maßnahme sowie eine vereinfachte Kostenschätzung je Übertragungsnetzbetreiber bis 2030, um eine Abschätzung der Gesamtkosten je Übertragungsnetzbetreiber und deren zeitliche Verteilung vorzunehmen. Bei Maßnahmen, an denen mehrere Netzbetreiber beteiligt sind, wurde eine hälftige Aufteilung vorgenommen. Hierdurch können im Detail Unschärfen in der Zuordnung resultieren. Die Ergebnisse sind in der nachstehenden Grafik dargestellt.

³ Vgl. Seite 84 NEP 2030 (2019)

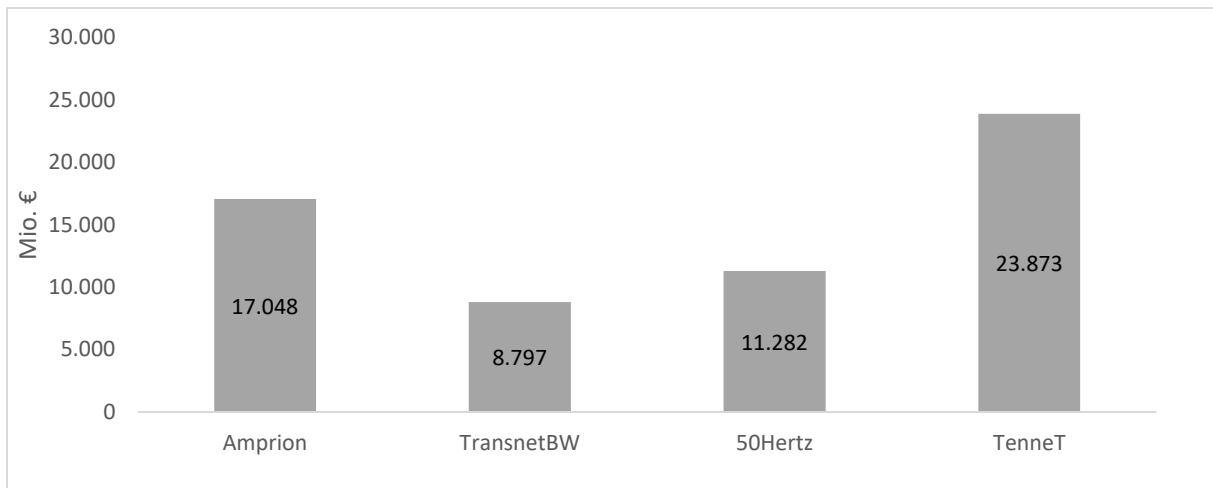


Abbildung 7: Abgeschätzte Gesamtkosten in Mio. € je Übertragungsnetzbetreiber aller Maßnahmen für Szenario B 2030 (gem. Angaben NEP 2030 (2019) und den veröffentlichten Ergebnissen vom 24. Mai 2019 zum Controlling Netzausbau) (eigene Darstellung)

Aus der obigen Darstellung wird ersichtlich, dass insbesondere bei zwei Übertragungsnetzbetreibern ein Großteil (rd. 67 %) der Kosten für Netzmaßnahmen anfallen.

Unter der Prämisse einer Finanzierung mit **bis zu 40 %** Eigenkapital und 60 % Fremdkapital, resultiert für die Übertragungsnetzbetreiber ein Eigenkapitalbedarf **bis zu 3,5 und 9,5 Mrd. €**. Davon abweichend, kann es bei den Gesellschaftern der Übertragungsnetzbetreiber zu abweichenden EK oder FK Bedarfen kommen. Die möglichen Abweichungen hängen von den individuellen Finanzierungsstrukturen der Gesellschafter der Übertragungsnetzbetreiber ab.

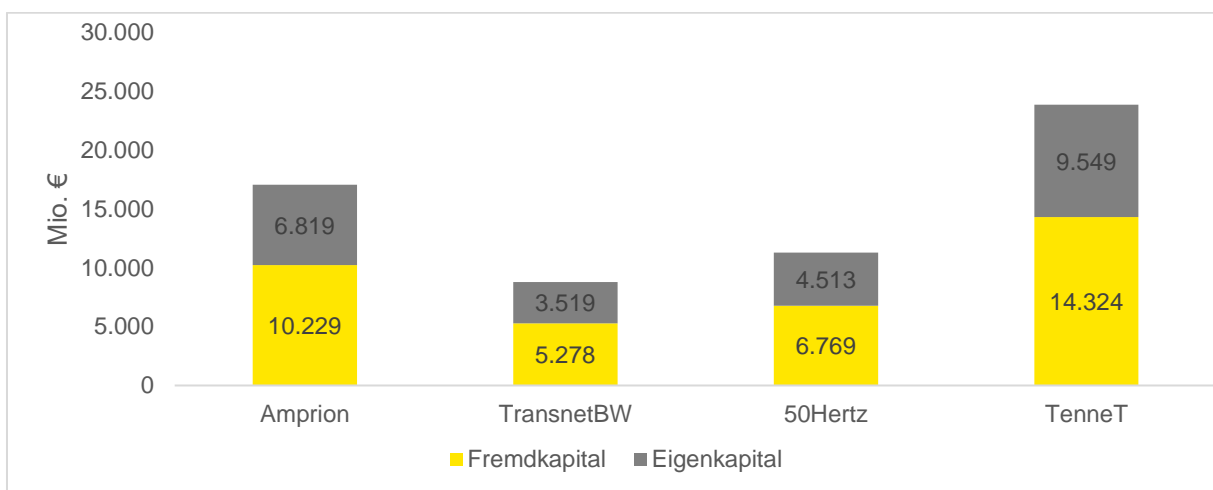


Abbildung 8: Abgeschätzter Kapitalbedarf in Mio. € je Übertragungsnetzbetreiber aller Maßnahmen für Szenario B 2030 (gem. Angaben NEP 2030 (2019) und den veröffentlichten Ergebnissen vom 24. Mai 2019 zum Controlling Netzausbau) (eigene Darstellung)

Unter Berücksichtigung der jeweiligen Inbetriebnahme der Maßnahme erfolgt eine zeitliche Auflösung der Kosten gem. der nachstehenden Darstellung.

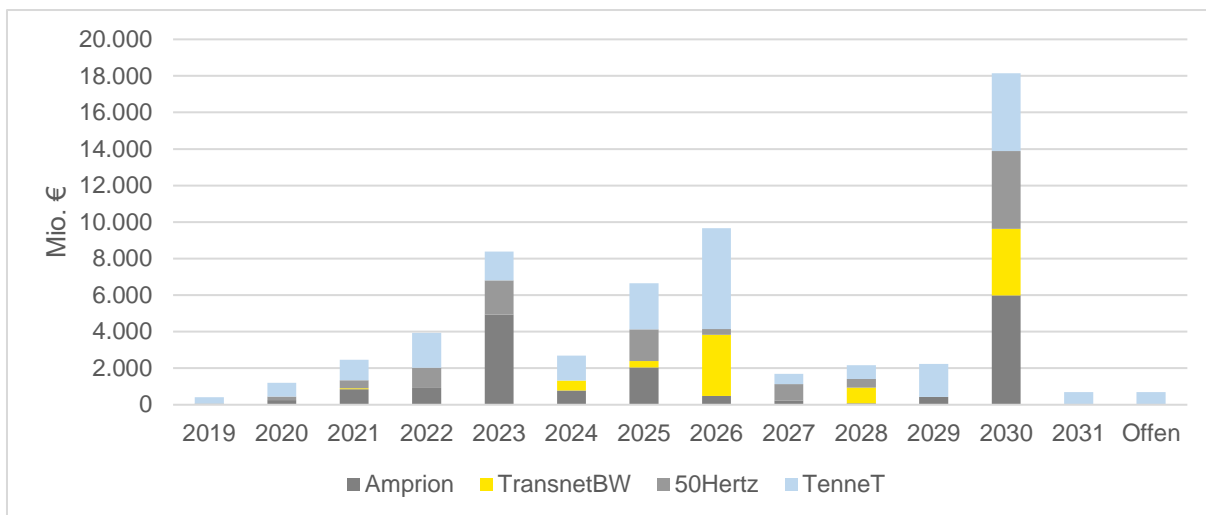


Abbildung 9: Abgeschätzte Gesamtkosten in Mio. € je Übertragungsnetzbetreiber und Zeitpunkt der Inbetriebnahme aller Maßnahmen für Szenario B 2030 (gem. Angaben NEP 2030 (2019) und den veröffentlichten Ergebnissen vom 24. Mai 2019 zum Controlling Netzausbau) (eigene Darstellung)

Wie aus der Darstellung ersichtlich wird annahmegemäß bis einschließlich 2026 ein Großteil der Maßnahmen in Betrieb gehen und Kosten (rd. 58 %; 35,4 Mrd. €) anfallen. Maßnahmen, welche hinsichtlich ihrer avisierten Inbetriebnahme im NEP 2030 (2019) keinen eindeutigen Zeitpunkt ausweisen, wurden im Jahr 2030 erfasst und aggregiert dargestellt. D. h. die aufgeführten Kosten dieser Maßnahmen können entweder bis 2030, in 2030 oder ggf. auch nach 2030 anfallen.

Für die Umsetzung der Maßnahmen des Start- und Zubaunetzes fallen für das Szenario B 2030 in Summe **bis zu** 61 Mrd. an. Unter Berücksichtigung einer kumulierten Darstellung der Gesamtkosten und der zeitlichen Auflösung der jeweiligen Inbetriebnahme der Maßnahmen, resultiert folgende Entwicklung des Kapitalbedarfs je Übertragungsnetzbetreiber im Zeitverlauf.

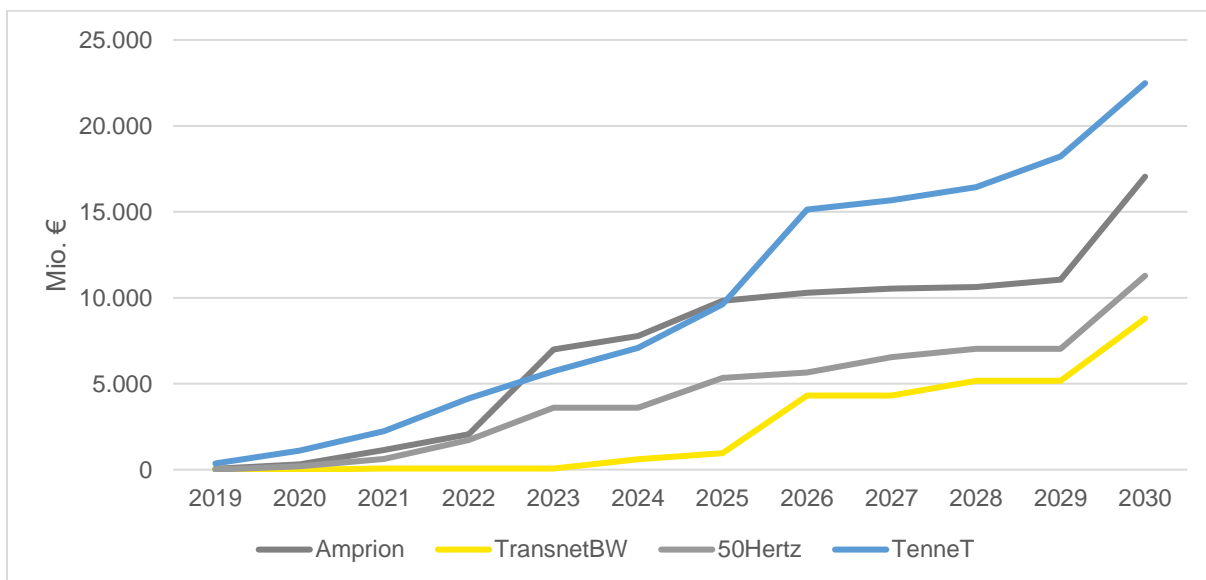


Abbildung 10: Kumulierter Kapitalbedarf in Mio. € je Übertragungsnetzbetreiber (gem. Angaben NEP 2030 (2019) und den veröffentlichten Ergebnissen vom 24. Mai 2019 zum Controlling Netzausbau) (eigene Darstellung)

Aus der obigen Grafik wird ersichtlich, dass TenneT und Amprion bis 2025 annähernd vergleichbar hohe Investitionsausgaben haben (rd. 10 Mrd. €). Ab 2025 steigt der Kapitalbedarf der TenneT deutlich stärker an, während er bei Amprion bis 2029 leicht steigt.

Die Investitionskosten für 50Hertz steigen stetig bis 2029 auf rd. 7 Mrd. € an. In 2030 gibt es (aufgrund der vereinfachten Annahmen zur Inbetriebnahme) einen sprunghaften Anstieg auf rd. 11 Mrd. €.

Im Vergleich zu den anderen Übertragungsnetzbetreibern hat TransnetBW den niedrigsten Investitionsbedarf. Dieser verläuft relativ niedrig und steigt im Jahr 2026 von 1 Mrd. auf 4 Mrd. an. Dies ist im Wesentlichen durch die Inbetriebnahme von DC-Maßnahmen begründet. Der weitere Verlauf entwickelt sich analog der anderen Übertragungsnetzbetreiber, jedoch auf niedrigerem Niveau.

Die Entwicklung eines möglichen kumulierten Eigenkapitalbedarfs (gem. einer 40/60 Kapitalstruktur) wird aus der nachfolgenden Darstellung ersichtlich.

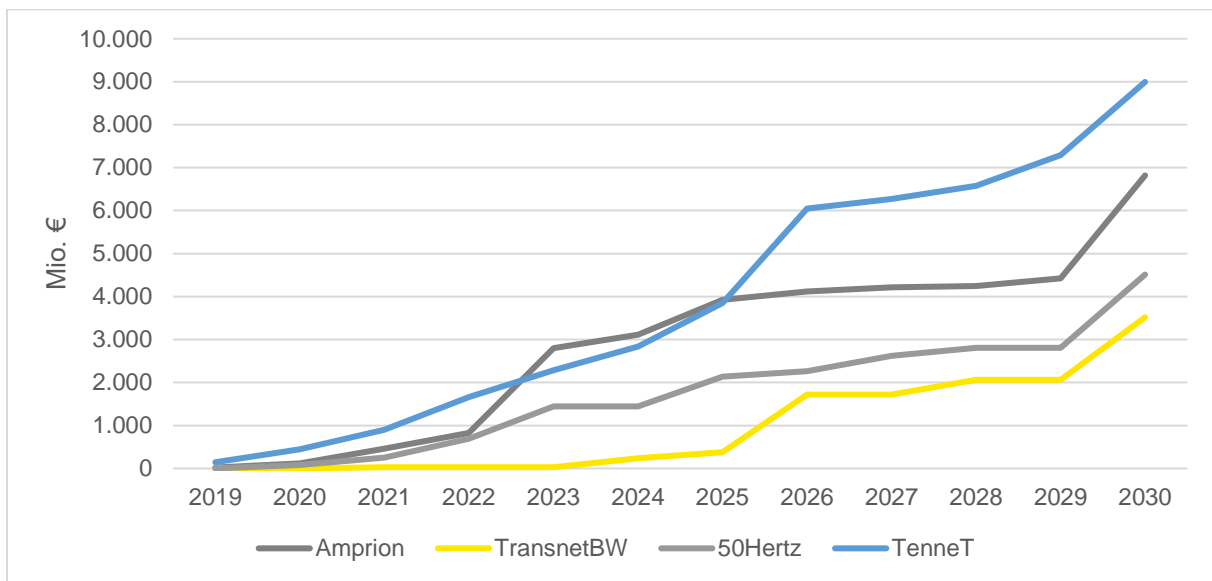


Abbildung 11: Kumulierter Eigenkapitalbedarf in Mio. € je Übertragungsnetzbetreiber (gem. Angaben NEP 2030 (2019) und den veröffentlichten Ergebnissen vom 24. Mai 2019 zum Controlling Netzausbau) (eigene Darstellung)

Unter der Annahme einer Finanzierung mit bis zu 40 % Eigenkapital resultiert für alle Übertragungsnetzbetreiber ein Eigenkapitalbedarf von **bis zu** rd. 24,4 Mrd. € (40 % * 61 Mrd. €). Analog des kumulierten Kapitalbedarfs fällt ein Großteil des benötigten Eigenkapitals bei TenneT und Amprion an.

Es muss zudem berücksichtigt werden, dass in diesen Berechnungen vereinfachend unterstellt wurde, dass der Kapitalbedarf mit Inbetriebnahmedatum bereitzustellen ist. Realiter erstreckt sich die Bauphase oft über längere Zeiträume, so dass die Kapitalbereitstellung für erste Tranchen sogar noch früher erforderlich ist. Die Bundesnetzagentur hat zudem im Zuge eines Workshops im Rahmen der Erstellung dieses Gutachtens mitgeteilt, dass bei den gestellten Anträgen zu Investitionsmaßnahmen (IMA) bzw. zur Realisierung der Ausbauprojekte höhere Beträge im Vergleich zu den Standardkostensätzen des Netzentwicklungsplans erforderlich sind. Den Gutachtern liegen diesbezüglich keine gesicherten Erkenntnisse vor.

Bei der Interpretation dieser Zahlen muss zudem berücksichtigt werden, dass die Planung der Finanzierungsstrukturierung ein eigenständiger Aspekt des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers bzw. der Anteilseigner ist. Realiter können daher die Finanzierungsstrukturen und Volumina abweichen. Nichtsdestotrotz zeigt sich, dass zur Realisierung eine sehr hohe Kapitalzufuhr erforderlich ist. Dem regulatorischen Rahmen zur Refinanzierung von Kapitalkosten kommt somit auch in diesem Punkt eine Bedeutung zu.

3 Regulatorischer Rahmen im Status quo

3.1 Regulierungsinstrumente und Anreizwirkungen

In diesem Kapitel erfolgt eine qualitative Beschreibung der Regulierungsinstrumente in Bezug auf den Netzbetrieb bzw. damit verbundene Maßnahmen und Investitionen in die Netze. Im Besonderen geht es um die vorhandenen Regulierungsinstrumente Investitionsmaßnahme, Kapitalkostenabgleich und deren Anreizwirkungen.

Kurzbeschreibung und Eckpunkte der Regulierungsinstrumente - Budgetansatz mit 5-jähriger Regulierungsperiode, Kostenprüfung und Erlösobergrenze (EOG):

Im aktuellen System der Anreizregulierung (TOTEX Regulierung) dauert eine Regulierungsperiode 5 Jahre. Dabei erfolgt jeweils eine Kostenprüfung des Netzbetreibers auf Basis der Kosten und Erlöse eines sogenannten „Fotojahres“ bzw. Basisjahres. Das Basisjahr liegt immer zwei Jahre vor dem Auslaufen der jeweiligen Regulierungsperiode. Die aktuelle Regulierungsperiode im Strom begann im Jahr 2019 und endet 2023, das nächste Basisjahr Strom ist das Jahr 2021.

Im Rahmen der Kostenprüfung erfolgt eine Prüfung der Kapitalkosten (CAPEX) und der operativen Kosten (OPEX) des Netzbetreibers durch die zuständige Regulierungsbehörde. Auf Basis der Kostenprüfung erfolgt durch die Regulierungsbehörde eine Festlegung der Erlösobergrenze (EOG) für die Jahre der jeweils folgenden Regulierungsperiode. Dabei werden die im Basisjahr vorhandenen Kapitalkosten und operativen Kosten des Netzbetreibers geprüft.

Die Novellierung der ARegV in 2016 führt dazu, dass es hinsichtlich der Kapitalkosten unterschiedliche Systeme zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern gibt. Für Verteilnetzbetreiber wurde nicht zuletzt auf deren Drängen hin der KKA zur Vermeidung eines Zeitverzuges bei Investitionen eingeführt. In Bezug auf die Kapitalkosten wurde somit bei Verteilnetzbetreibern das Budgetprinzip durch den KKA ersetzt. Bei Übertragungsnetzbetreibern gilt weiterhin das Budgetprinzip für Kapitalkosten (Ersatzinvestitionen). Für Investitionen gemäß § 23 ARegV besteht bei Übertragungsnetzbetreibern kein Zeitverzug bei der Anerkennung von Kapitalkosten und operativen Kosten.

Bezogen auf Kapitalkosten des Bestandsnetzes ergeben sich somit Unterschiede. Während der Rückgang der kalkulatorischen Restwerte und die daraus resultierende Eigenkapitalverzinsung im System des Kapitalkostenabgleichs über den Kapitalkostenabzug bei Verteilnetzbetreibern jährlich unmittelbar angepasst wird, erfolgt bei Übertragungsnetzbetreibern aufgrund des Budgetansatzes eine Anpassung nur alle fünf Jahre – es entstehen somit positive Sockelbeträge, die der Finanzierung von Ersatzinvestitionen bei Übertragungsnetzbetreibern dienen.

Im Budgetansatz werden die Kapitalkosten und operativen Kosten des Basisjahres in die Erlösobergrenze überführt. Aus bereits getätigten Investitionen resultierende Kosten von Übertragungsnetzbetreibern müssen somit während der Regulierungsperiode über das sogenannte „Budgetprinzip“ refinanziert werden. Der Budgetansatz greift auch für Investitionen, welche nicht als IMA getätigt wurden. Für solche Investitionskosten bzw. aus diesen Investitionen resultierenden zusätzlichen Betriebskosten ist jedoch zu berücksichtigen, dass sich eine Abweichung in beide Richtungen in der Höhe sowie ein Zeitverzug zwischen Investitionsausgabe und Erlösrückfluss ergeben kann, sofern diese der Sache und der Höhe nach nicht bereits im Budgetansatz enthalten sind.

Im Rahmen der handelsrechtlichen Wahlmöglichkeiten ist es möglich, dass betriebliche Kosten auch als Vermögensgegenstand aktiviert werden. „Betriebskosten“ im Sinne, wie hier im Gutachten verwendet, beziehen sich daher auf Betriebskosten, die nicht aktiviert wurden und entsprechend nicht in die Kapitalkosten eingeflossen sind. Hinsichtlich dieser Betriebskosten können sich im System des Kapitalkostenaufschlags Zeitverzugseffekte ergeben. Denn Grundlage für die in die Erlösobergrenzen eingestellten Betriebskosten sind die Kosten des Basisjahres. Falls es nach dem Basisjahr zu systematischen Veränderungen kommt (z. B. sprunghafter Anstieg oder ein Absinken der Betriebskosten aufgrund signifikanter Investitionstätigkeit), so kann sich ein Zeitverzug von

bis zu 7 Jahren ergeben, da zunächst wieder die Kostenanerkennung im Basisjahr und anschließend die Anpassung der Erlösbergrenze in der nachfolgenden Regulierungsperiode maßgeblich sind.

Die Erlösbergrenze des Netzbetreibers unterliegt darüber hinaus noch Anpassungen aus der Erlösbergrenze-Formel, auf die wir an dieser Stelle vereinfachend nicht weiter im Detail eingehen. Anpassungen der Erlösbergrenze erfolgen noch durch den jeweiligen individuellen Effizienzwert, Produktivitätsfaktor, Inflation, dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) und den volatilen Kostenbestandteilen.

Die Anreizwirkung für Übertragungsnetzbetreiber ist unterschiedlich im Vergleich zu Verteilnetzbetreiber zu betrachten. Im Rahmen des Gutachtens betrachten wir nur die Anreize auf Übertragungsnetzbetreiber. Im Sinne der Erlös- und Kostenoptimierung besteht bei Übertragungsnetzbetreibern die Fokussierung auf die Basisjahre bei OPEX und CAPEX.

Zur Vermeidung von negativen Effekten aus dem Zeitverzug bei Investitionen, die nicht über IMA finanziert werden, kann es für den Netzbetreiber sinnvoll sein, eine Optimierung des Zeitpunktes der Investitionen (Basisjahr) anzustreben. Analog der Kapitalkosten kann dies auch für die Optimierung der aufwandsgleichen Kosten (OPEX) gelten.

In der Anreizregulierungsverordnung sind somit derzeit zwei Instrumente enthalten, die Investitionen ohne Zeitverzug, also während der Regulierungsperiode, in der Erlösbergrenze berücksichtigen. Diese sind die Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 ARegV und der Kapitalkostenaufschlag (§10a ARegV). Der Kapitalkostenaufschlag ist zudem mit dem Kapitalkostenabzug (§ 6 ARegV) gekoppelt. Die Investitionsmaßnahmen können in der aktuellen Fassung der ARegV nur von Übertragungsnetzbetreibern beantragt werden, wobei der Kapitalkostenaufschlag und der Kapitalkostenabzug nur für Verteilnetzbetreiber gilt.

In der quantitativen Analyse werden diese beiden Instrumente miteinander verglichen. Im Folgenden werden diese beiden Systeme in ihrer Wirkung auf die Erlösbergrenze zunächst qualitativ beschrieben.

3.1.1 Investitionsmaßnahme (§23 ARegV)

Netzausbaukosten von Übertragungsnetzbetreibern (wie auch von Fernleitungsnetzbetreibern) können nach dem Regulierungsinstrument der IMA entsprechend der Voraussetzungen und Kriterien des § 23 ARegV beantragt und refinanziert werden. Durch die Novellierung der ARegV in 2016 steht dieses Instrument nur noch Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung. Bei Investitionen, die gemäß § 23 ARegV beantragt und genehmigt werden, besteht für den Netzbetreiber kein Zeitverzug zwischen den entstehenden Kosten und Erlösen.

Die Genehmigung einer IMA besteht bis zum Ende der jeweiligen Regulierungsperiode. Die entstehenden Kosten der IMA werden beim Netzbetreiber während der Regulierungsperiode bis zum Ende der Genehmigungsdauer bzw. Fertigstellung der IMA als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile (dnbK) in die Erlösbergrenze überführt. Durch die Berücksichtigung in den dnbK erfolgt dabei während der Regulierungsperiode keine Anpassung der zugestandenen Erlöse durch den Effizienzwert, Produktivitätsfaktor und der Inflation. Ebenso gehen diese Kosten nicht in den Effizienzvergleich ein, dies geschieht erst bei Überführung in das Budgetprinzip. Die relevanten Kosten umfassen dabei die kalkulatorischen Kapitalkosten (kalkulatorische Abschreibungen, kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und kalkulatorische Gewerbesteuer), Zinsaufwand für Fremdkapital und eine Betriebskostenpauschale auf relevante Anschaffungs- und Herstellungskosten. Während der Bauphase bzw. vor Inbetriebnahme der IMA, werden die zeitanteiligen Investitionskosten als Anlagen in Bau (AIB) bei der Verzinsung (EK/FK) und ebenfalls bei der Gewährung einer Betriebskostenpauschale berücksichtigt.

Die Berücksichtigung der IMA erfolgt direkt in der Erlösbergrenze (EOG) bzw. in den dnbK. Dabei entsteht kein Zeitverzug bei den Erlösen/Kosten im Vergleich zur normalen Basisjahrsystematik. Neben den Kapitalkosten erfolgt eine sofortige Vergütung von Betriebskosten während der Baumaßnahmen und nach Inbetriebnahme von IMA's entsprechend der Pauschale unabhängig von der tatsächlichen Höhe der Betriebskosten.

Die Anreizwirkung für den Eigentümer besteht in direkten Cash-Flows auf das eingesetzte Kapital. Die zeitnahen Cash-Flows dämpfen den Kapitalbedarf für Ausgaben bzw. Eigenkapitalbereitstellung für Investitionen.

Die Überführung der IMA in den Budgetansatz nach Ablauf der Genehmigungsdauer führt dazu, dass die aus der Investition resultierenden Kosten alle fünf Jahre der Kostenprüfung unterliegen sowie in die Effizienzprüfung eingehen. Die hierbei auftretende Möglichkeit von regulatorischen Erlöskürzungen kann dabei von Betreibern und Anteilseignern als wirtschaftliches Risiko interpretiert werden.

Die Investitionsmaßnahme teilt sich in fünf unterschiedliche Phasen (Abbildung 12) auf, in denen die wirtschaftliche Wirkung unterschiedlich ist.

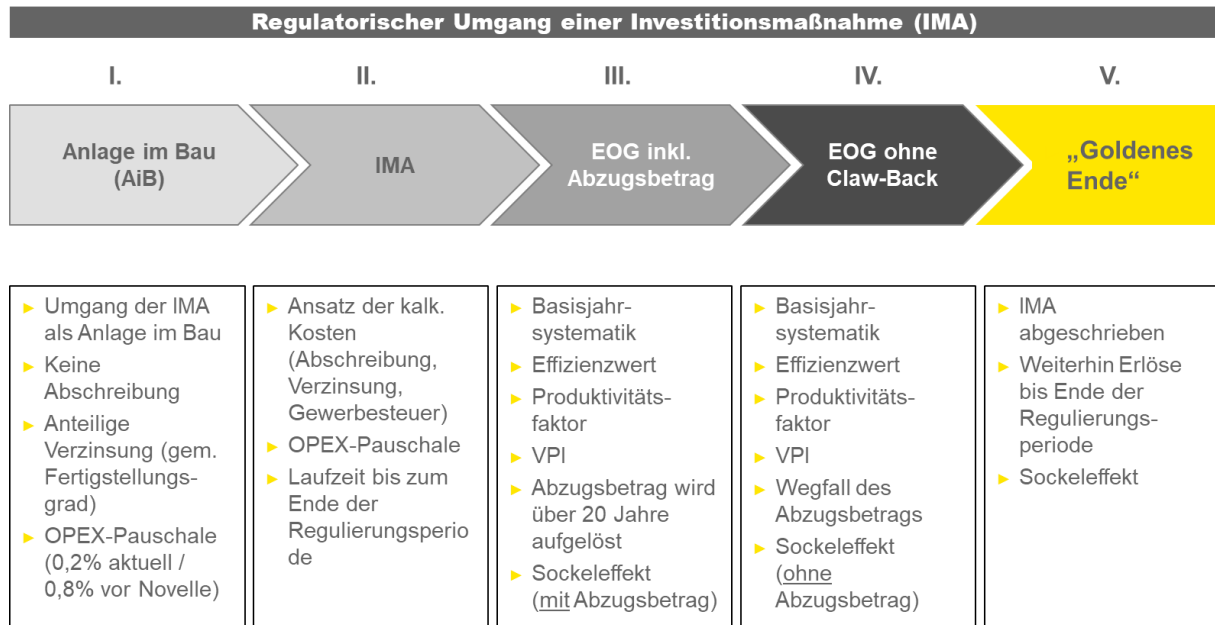


Abbildung 12: Regulatorischer Umgang einer IMA

Die einzelnen Phasen werden im Folgenden im Detail beschrieben. Hierbei werden die Beantragung der Maßnahme bei der BNetzA und der Genehmigungsprozess nicht berücksichtigt. Dieser Prozess erfolgt im Vorfeld dieser Phasen. In unserer Betrachtung gehen wir davon aus, dass die Genehmigung einer IMA bereits erfolgt ist. Auch werden die erforderlichen Soll-Ist Abgleiche nicht beschrieben. Diese sind für jedes Jahr, in denen die IMA genehmigt ist, durchzuführen. In unseren Betrachtungen gehen wir vereinfachend davon aus, dass dieser Schritt nicht erforderlich ist und die geplanten Maßnahmen so umgesetzt werden, dass keine Abweichung vom Plan entsteht. Die Genehmigungsdauer der IMA umfasst die im Folgenden beschriebenen Phasen I und II.

In Phase I werden die Anlagen, die als Anlagen im Bau (AiB) aktiviert werden, in den Erlösen berücksichtigt.

Die Erlöse setzen sich aus den folgenden Komponenten zusammen:

- Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung
- Kalkulatorische Gewerbesteuer
- Tatsächlicher Fremdkapitalzinsaufwand
- Betriebskostenpauschale

Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung wird auf Basis der Vorgaben der StromNEV berechnet. Hierbei werden als Abzugskapital erhobene Baukostenzuschüsse und Fremdkapital berücksichtigt.

Das diesem Projekt bzw. der IMA zugeordnete Fremdkapital und die daraus entstehenden Zinsaufwendungen werden ebenfalls bei den zugestandenem Erlösen berücksichtigt. Erhobene Baukostenzuschüsse werden gemäß

Vorgaben der StromNEV über 20 Jahre linear aufgelöst. Die Auflösungsbeträge sind kostenmindernd bzw. erlösmindernd zu berücksichtigen.

Auf Basis der ermittelten kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung wird die kalkulatorische Gewerbesteuer mit dem für das Unternehmen geltenden Gewerbesteuerhebesatz ermittelt.

Kalkulatorische Abschreibungen und handelsrechtliche Abschreibungen werden im Vorfeld einer Inbetriebnahme nicht herangezogen, da AiB nicht abgeschrieben werden und der Werteverzehr und somit die Abschreibung erst mit Inbetriebnahme beginnt.

Die aktuelle Fassung der ARegV sieht für ab dem 01.01.2019 beantragte IMA eine Betriebskostenpauschale von 0,2 % auf die Anlagen im Bau vor. Dies wurde mit der Novelle in 2019 geändert. Für vor dem 01.01.2019 beantragte IMA wurde analog zur Phase nach Inbetriebnahme eine Pauschale von 0,8 % gewährt. Diese Pauschale wird unabhängig von den tatsächlich anfallenden Betriebskosten gewährt. Hierbei können Abweichungen auftreten. Ob und inwieweit zwischen der im IMA-System für die Betriebsphase unterstellten Pauschale von 0,8 % und den beim Übertragungsnetzbetreiber tatsächlich entstehenden Betriebskosten ein Delta entsteht, ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

Phase I endet und Phase II beginnt mit der Inbetriebnahme der Anlagen und der damit verbundenen handelsrechtlichen Aktivierung der fertigen Anlagen. Handelsrechtlich werden ab diesem Zeitpunkt diese Anlagen nicht mehr als AiB geführt, sondern stehen im Anlagevermögen und führen in der handelsrechtlichen Betrachtung zu Abschreibungen.

Die nach IMA zulässigen Erlöse in dieser Phase werden aus den folgenden Komponenten ermittelt:

- Kalkulatorische Abschreibung
- Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung
- Kalkulatorische Gewerbesteuer
- Tatsächlicher Fremdkapitalzinsaufwand
- Betriebskostenpauschale
- Kostenmindernde Erlöse

Im Vergleich zur Phase I werden zusätzlich die kalkulatorischen Abschreibungen berücksichtigt. Darüber hinaus werden auch in der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung die Entwicklung des kalkulatorischen Anlagevermögens, also der Minderung durch die Abschreibung, einbezogen.

Die Betriebskostenpauschale wird in dieser Phase mit 0,8 % auf die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten angesetzt. Investitionen in Bestandsnetze, für die IMA genehmigt werden, können z. T. bestehendes Anlagevermögen ersetzen. Hier wird noch ein prozentualer, projektspezifisch ermittelter Ersatzanteil in Abzug gebracht. Die oben beschriebenen Investitionen zum Netzausbau beziehen sich i. d. R. jedoch auf einen grundsätzlichen Neubau, für den kein Ersatzanteil berücksichtigt wird. Der Ansatz eines Ersatzanteils lässt sich regulatorisch dadurch begründen, dass entsprechende Beiträge bereits über den Budgetansatz vergütet sind.

In den quantitativen Analysen in Kapitel 4 wurden in einem separaten Szenario IMA's ergänzend mit einem Ersatzanteil von beispielhaft 15,0 % in der Modellierung berücksichtigt, um entsprechende wirtschaftliche Effekte aus Ersatzanteilen darzustellen. Dieser Ersatzanteil wurde als Annahmen und Prämisse angenommen, davon abweichend können höhere oder geringere Anteile in der Praxis herangezogen werden.

Abgesehen davon, sind die berücksichtigten Kostenpositionen analog der Phase I enthalten.

Es erfolgt in der ersten und in der zweiten Phase eine Ermittlung auf Basis von Plankosten. Somit ist sichergestellt, dass ein t-0 Verzug zwischen Investition und Berücksichtigung der Erlöse gewährleistet ist. Der Abgleich zwischen den tatsächlichen Erlösen und den planmäßigen Erlösen findet über das Regulierungskonto statt.

Die Phase II endet mit der Regulierungsperiode, in der die fertiggestellte und aktivierte Maßnahme in dem Basisjahr für die folgende Regulierungsperiode berücksichtigt wird.

Phase III beginnt also immer mit einer neuen Regulierungsperiode. Ab dieser Phase werden die Erlöse auf Basis der Kosten im Basisjahr ermittelt. Die Investition wird wie jede andere Investition behandelt. Ab diesem Zeitpunkt wirken auf die Investition erstmals die Komponenten der Regulierungsformel wie Inflation, Produktivitätsfaktor und auch der individuelle Effizienzwert des Übertragungsnetzbetreibers.

In Phase I und II werden die Betriebs- und Kapitalkosten unmittelbar im Jahr ihrer Entstehung in der Erlösobergrenze berücksichtigt.

Dies betrifft ebenso die Kosten der letzten drei Jahre der Genehmigungsdauer der IMA. Diese sind über das Basisjahr sowohl in den Erlösen der folgenden Regulierungsperiode als auch in den Erlösen der IMA enthalten. Die Verordnung sieht daher einen Abzugsbetrag gemäß § 23 Abs. 2a ARegV vor. Dieser Abzugsbetrag berücksichtigt die Erlöse der IMA der letzten drei Jahre. Der Betrag wird aufgezinste und über die folgenden 20 Jahre (also vier Regulierungsperioden) aufgelöst. Somit mindert dieser Betrag die zugestandene Erlösobergrenze für 20 Jahre.

Diese 20 Jahre umfassen die Phase III, in der die Erlösobergrenze um $\frac{1}{20}$ der Erlöse der letzten drei Jahre gemindert wird.

Mit Ablauf der 20 Jahre bzw. nach vier Regulierungsperioden ist der Abzugsbetrag aufgelöst und es beginnt Phase IV.

Phase IV unterscheidet sich von Phase III nur dadurch, dass der Abzugsbetrag entfällt. Ansonsten werden die Kosten im Basisjahr ermittelt und die Erlösobergrenze für die folgende Periode bestimmt.

Phase IV endet mit Ablauf der kalkulatorischen und handelsrechtlichen Nutzungsdauer der Anlagen. In unseren Szenariorechnungen haben wir diese vereinfachend gleichgesetzt. In unserem Modell (Theorie) haben wir sodann zusätzlich unterstellt, dass die Anlagen außer Betrieb gesetzt werden, so dass auch kein weiterer Betriebsaufwand entsteht. In einem Abstimmungstermin zu diesem Gutachten mit den Übertragungsnetzbetreibern wurde darauf hingewiesen, dass in der Realität durchaus ein Weiterbetrieb der Anlagen möglich ist, so dass auch über das Ablaufdatum der kalkulatorischen Nutzungsdauer hinaus auch Betriebskosten anfallen können. Soweit Betriebskosten anfallen, werden diese weiterhin über das Budgetprinzip erstattet.

In Phase V werden die Erlöse auf Basis der kalkulatorischen Kosten des letzten Basisjahres in der EOG und damit als Umsatz in der GUV fortgeschrieben, demgegenüber stehen aber keine IST Kosten auf der Aufwandsseite in der Gewinn- und Verlustrechnung (GUV) des Unternehmens mehr. Insofern hat diese Phase aus der Perspektive einer Einzelinvestition einen positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit, da den Erlösen (EOG) keine Kosten (GUV) gegenüberstehen.

Die folgende Grafik zeigt beispielhaft den Verlauf der Erlösobergrenze einer Investitionsmaßnahme mit Fertigstellung und Aktivierung in 2022.

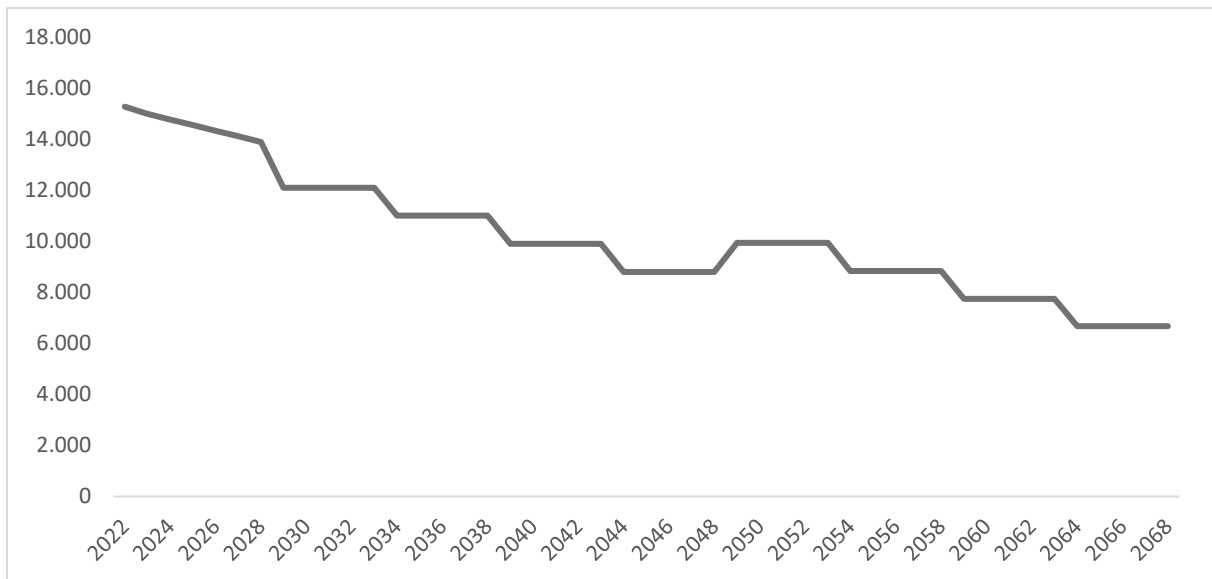


Abbildung 13: Schematischer Verlauf der Erlösbergrenze einer IMA bei einer Aktivierung und Fertigstellung in 2022

In diesem Beispiel entfällt Phase I, da Zeitpunkt der Investition und der Inbetriebnahme annahmegemäß zusammenfallen und keine Anlagen im Bau (AiB-Bilanzposition) in diesem Szenario berücksichtigt werden.

Phase II beginnt im Jahr 2022 und somit nach dem Basisjahr 2021. Daher läuft die Investitionsmaßnahme gemäß § 23 ARegV bis zum Ende der 4. Regulierungsperiode (2028). Ab 2029 beginnt Phase III und die Minderung der Erlöse durch den Abzugsbetrag sind erkennbar. Diese Phase dauert 20 Jahre, also bis einschließlich 2048. Ab 2049 (Phase IV) ist der Abzugsbetrag aufgelöst und die Erlöse steigen einmalig kurz an. Da in diesem Schaubild nur die Erlöse dargestellt sind, ist der Übergang zu Phase V in der Grafik nicht direkt zu sehen. Bei einer kalkulatorischen Nutzungsdauer von 40 Jahren ist die Anlage zum Ende des Jahres 2061 abgeschlossen, so dass Phase V in 2062 beginnt und bis zum Ende der Regulierungsperiode im Jahr 2068 läuft.

Was anhand des Verlaufs der Erlösbergrenze deutlich zu beobachten ist, ist der Sockeleffekt während der Regulierungsperiode. Es erfolgt innerhalb der Regulierungsperiode keine Anpassung der Erlösbergrenze auf Grund der Minderung des Anlagevermögens, sondern es entstehen positive Sockelbeträge, die dem Netzbetreiber regulierungssystematisch als Budget für Ersatzinvestitionen zugestanden werden. Erst zur nächsten Regulierungsperiode wird die neue, geringere Kostenbasis berücksichtigt, wodurch die Erlösbergrenze abfällt.

3.1.2 Kapitalkostenaufschlag und Kapitalkostenabzug

Das Regulierungsinstrument des KKAs (Kapitalkostenaufschlag/Kapitalkostenabzug) wurde mit der Novellierung der ARegV in 2016 eingeführt und gilt ab dem Beginn der 3. Regulierungsperiode (ab 2019 für Stromnetze). Der Kapitalkostenaufschlag/Kapitalkostenabzug gilt nur bei Verteilnetzbetreibern. Sinn und Zweck des Kapitalkostenaufschlages/Kapitalkostenabzuges ist es, dass dadurch der Zeitverzug bei der Anerkennung von Kapitalkosten während der Regulierungsperiode für Verteilnetzbetreiber beseitigt wurde.

Der Kapitalkostenaufschlag setzt sich zusammen aus den kalkulatorischen Abschreibungen, der kalkulatorischen Verzinsung (Gewichtung der EK I und EK II Verzinsung) und der kalkulatorischen Gewerbesteuer. Maßgeblich für das Zinsniveau von EK I und EK II sind dabei die Verhältnisse im Basisjahr. Kommt es zu systematischen Zinsentwicklungen zwischen Investitionszeitpunkt und Basisjahr, so können Abweichungen in beide Richtungen zwischen effektiven Finanzierungs- und Kapitalkosten und den im KKA anerkannten Kapitalkosten entstehen.

Der Kapitalkostenaufschlag kann für Investitionen bei der Regulierungsbehörde beantragt werden.

Während der Regulierungsperiode findet keine Anpassung der Kapitalkosten in Bezug auf den Effizienzwert, Produktivitätsfaktor und der Inflation statt. Die Anerkennung einer separaten Betriebskostenpauschale wie bei den IMA findet beim Kapitalkostenaufschlag keine Anwendung. Betriebskosten werden über das Budgetprinzip

vergütet. Bei systematischen Veränderungen der Betriebskosten (z. B. aufgrund signifikanter Investitionstätigkeit) können daher wie oben beschrieben Zeitverzugseffekte von bis zu sieben Jahren entstehen, sofern die Betriebskosten nicht wie oben beschrieben im Rahmen der CAPEX aktiviert wurden.

Ein Vorteil für den Netzbetreiber besteht darin, dass es keinen Zeitverzug zwischen der Finanzierung einer Investition und dem Rückfluss der Kapitalkosten gibt. Es bestehen durch dieses System des Kapitalkostenaufschlages beim Netzbetreiber auch keine Anreize mehr zur Basisjahroptimierung in Bezug auf die Kapitalkosten, da alle Investitionen zeitnah durch die Kapitalkosten vergütet werden – wohl aber hinsichtlich von aufwachsenden Betriebskosten.

Auch die Systematik des Kapitalkostenaufschlages und Kapitalkostenabzugs lässt sich in unterschiedliche Phasen gliedern. Aus dieser Systematik ergeben sich die folgenden vier Phasen.

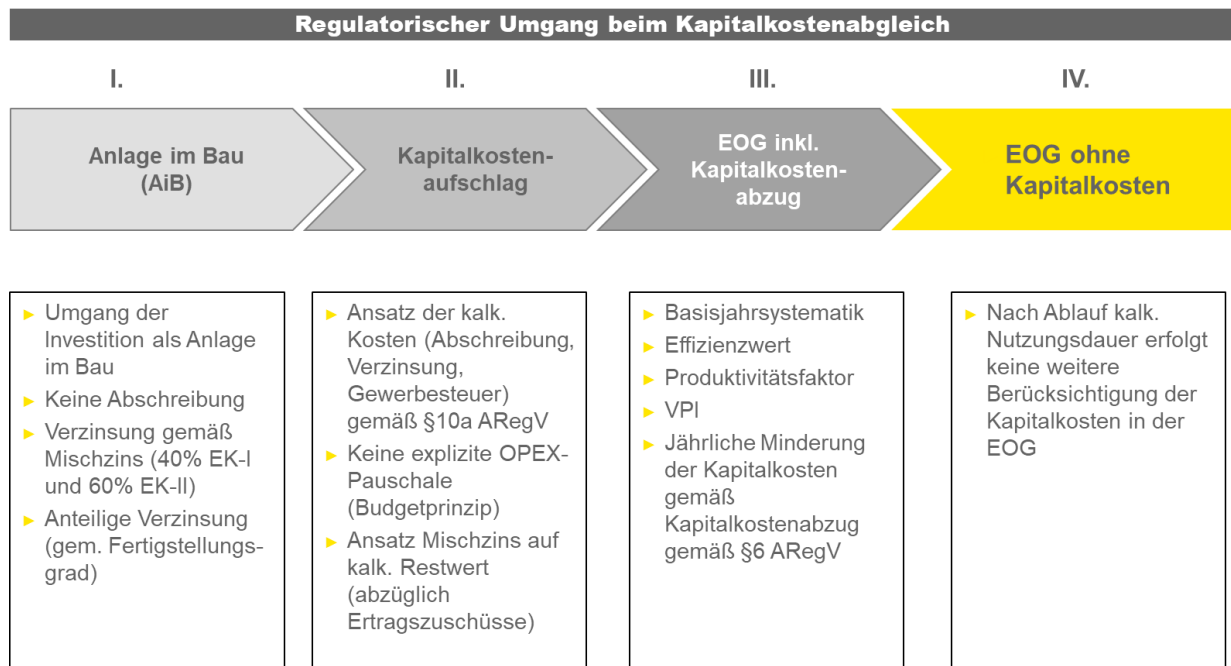


Abbildung 14: Regulatorischer Umgang im KKA

Analog der IMA werden in der Phase I des Kapitalkostenaufschlages die Anlagen im Bau berücksichtigt und verzinst. Der Kapitalkostenaufschlag setzt sich in dieser Phase aus den folgenden Bestandteilen zusammen:

- Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung
- Kalkulatorische Gewerbesteuer
- Kostenmindernde Erlöse

Gemäß § 10a ARegV erfolgt – anders als bei der IMA - eine pauschale Verzinsung des betriebsnotwendigen Vermögens. Die Anlagen im Bau werden um die erhobenen Baukostenzuschüsse und Hausanschlusskostenbeiträge gemindert. Dieser Betrag wird dann über einen Mischzins verzinst. Dieser Mischzins bestimmt sich als gewichteter Mittelwert aus kalkulatorischem Eigenkapitalzinssatz und kalkulatorischem Fremdkapitalzinssatz im Basisjahr, wobei der kalkulatorische Eigenkapitalzinssatz mit 40 % und der kalkulatorische Fremdkapitalzinssatz mit 60 % zu gewichten sind. Für den kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz sind die nach § 7 Absatz 6 der StromNEV oder § 7 Absatz 6 der GasNEV für die jeweilige Regulierungsperiode geltenden kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze für Neuanlagen anzusetzen. Für den kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz sind die nach § 7 Absatz 7 der StromNEV oder § 7 Absatz 7 der GasNEV für die jeweilige Regulierungsperiode geltenden Zinssätze anzusetzen.

In die Ermittlung der kalkulatorischen Fremdkapitalzinsen (Zinssätze EK II) gehen die gleitenden 10-Jahresmittelwerte der entsprechend zur Zinsbildung heranzuziehenden Zeitreihen ein. Aufgrund des aktuell sehr niedrigen Zinsniveaus sowie der Tatsache, dass in die Mittelwerte auch vergleichsweise risikolose Zeitreihen eingehen, kann in der Zukunft bei entweder steigenden FK-Zinsen oder sich ändernden Risikostrukturen bzw. Ratings der Fall eintreten, dass eine tatsächliche Fremdfinanzierung von Investitionen nicht zu den im KKA unterstellten Konditionen möglich ist.

In der 3. Regulierungsperiode trifft derzeit häufig das Gegenteil zu. Die tatsächlichen Kosten der Fremdfinanzierung können beim aktuellen Zinsniveau am Kapitalmarkt und den von Banken veranschlagten Zinsen für Neukreditaufnahmen unterhalb der im KKA pauschal anzusetzenden EK-II Zinsen liegen.

Im System der IMA werden – anders als beim KKA – bei der Finanzierung die tatsächlichen Fremdkapitalzinsen berücksichtigt und nicht die vorgenannten kalkulatorischen Fremdkapitalzinsen. Im System der IMA kommt es daher nicht zu positiven oder negativen Effekten bei der Finanzierung mit Fremdkapital.

Für die Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer ist das Produkt aus der mit 40 % gewichteten kalkulatorischen Verzinsungsbasis nach den Absätzen 5 und 6 und dem kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz gemäß Absatz 7 Satz 2 StromNEV heranzuziehen. Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer sind die Gewerbesteuermesszahl und der Gewerbesteuerhebesatz im Basisjahr zu verwenden.

Sollten in dieser Phase bereits Ertragszuschüsse erhoben worden sein, so würden die Auflösungsbeträge in der Erlösobergrenze mildernd angesetzt und der Bestand als Abzugskapital bei der Berechnung der Verzinsungsbasis berücksichtigt.

Analog dem Vorgehen der IMA werden im Kapitalkostenaufschlag Planwerte angesetzt und diese zu einem späteren Zeitpunkt über einen Soll-Ist-Abgleich über das Regulierungskonto ausgeglichen. Im Kapitalkostenaufschlag ist damit eine direkte Berücksichtigung der Investitionen in den Erlösen, ohne Zeitverzug, gewährleistet. Unterschied hier ist insbesondere, dass keine zusätzlichen Betriebskosten berücksichtigt werden.

Die Phase II beginnt mit der Fertigstellung und Inbetriebnahme der Investition. Ab diesem Zeitpunkt wird im Kapitalkostenaufschlag auch die kalkulatorische Abschreibung berücksichtigt. Der Kapitalkostenaufschlag setzt sich aus den folgenden Positionen zusammen:

- Kalkulatorische Abschreibung
- Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung
- Kalkulatorische Gewerbesteuer
- Kostenmindernde Erlöse

Abgesehen von der kalkulatorischen Abschreibung erfolgt die Ermittlung analog der Phase I.

Mit Berücksichtigung der Investition in einem Basisjahr läuft der Kapitalkostenaufschlag noch bis zum Ende der laufenden Regulierungsperiode. Ab der folgenden Periode werden die Kosten des Basisjahres in der Erlösobergrenze berücksichtigt und es beginnt mit der Regulierungsperiode Phase III.

Phase III ist dadurch gekennzeichnet, dass die Investition im Basisjahr enthalten ist und damit das Ausgangsniveau erhöht.

In Bezug auf die Investition werden im Basisjahr folgende Kostenpositionen berücksichtigt:

- Kalkulatorische Abschreibung
- Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

- Kalkulatorische Gewerbesteuer
- Tatsächlicher Fremdkapitalzinsaufwand
- Betriebskosten
- Kostenmindernde Erlöse (inklusive BKZ Auflösungsbetrag)

In der Erlösobergrenze wird für die folgende Regulierungsperiode die Erlösobergrenze ermittelt. Hierbei werden der individuelle Effizienzwert, der Produktivitätsfaktor, die Inflation und der Kapitalkostenabzug gemäß § 6 ARegV berücksichtigt. Durch den Kapitalkostenabzug wird die Minderung der kalkulatorischen Kosten und der Fremdkapitalzinsen in jedem Jahr der Erlösobergrenze berücksichtigt.

Im Kapitalkostenabzug werden folgende Kostenarten berücksichtigt:

- Kalkulatorische Abschreibung
- Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung
- Kalkulatorische Gewerbesteuer
- Tatsächlicher Fremdkapitalzinsaufwand

Damit wird sichergestellt, dass nicht nur zu Beginn der Investition kein Zeitverzug bei der Anerkennung der Kosten in der Erlösobergrenze vorhanden ist, sondern auch die Minderung der kalkulatorischen Kosten ohne Zeitverzug weitergegeben werden. Es entstehen für die neu getätigten Investitionen somit weder positive noch negative Sockelbeträge aus einer zeitverzögerten Anpassung der Erlöse an die Kapitalkosten.

Phase IV beginnt, wenn die Anlage kalkulatorisch auf „Null“ abgeschrieben ist. Ab diesem Zeitpunkt erfolgt durch den Kapitalkostenabzug keine Berücksichtigung von Kapitalkosten in der Erlösobergrenze mehr. Sowohl die kalkulatorische Abschreibung, die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und die kalkulatorische Gewerbesteuer werden auf „Null“ abgesenkt. Einzig die Betriebskosten aus dem letzten Basisjahr sind dann noch in der Erlösobergrenze enthalten. In den Berechnungen gehen wir wie oben beschrieben davon aus, dass die Anlagen nicht über die kalkulatorische Nutzungsdauer hinaus betrieben werden. Den Erlösen aus der OPEX Anerkennung im Basisjahr, stehen somit keine betriebswirtschaftlichen Ist-Kosten gegenüber.

Die folgende Grafik zeigt beispielhaft den Verlauf der Erlösobergrenze im KKA mit Fertigstellung und Aktivierung in 2022.

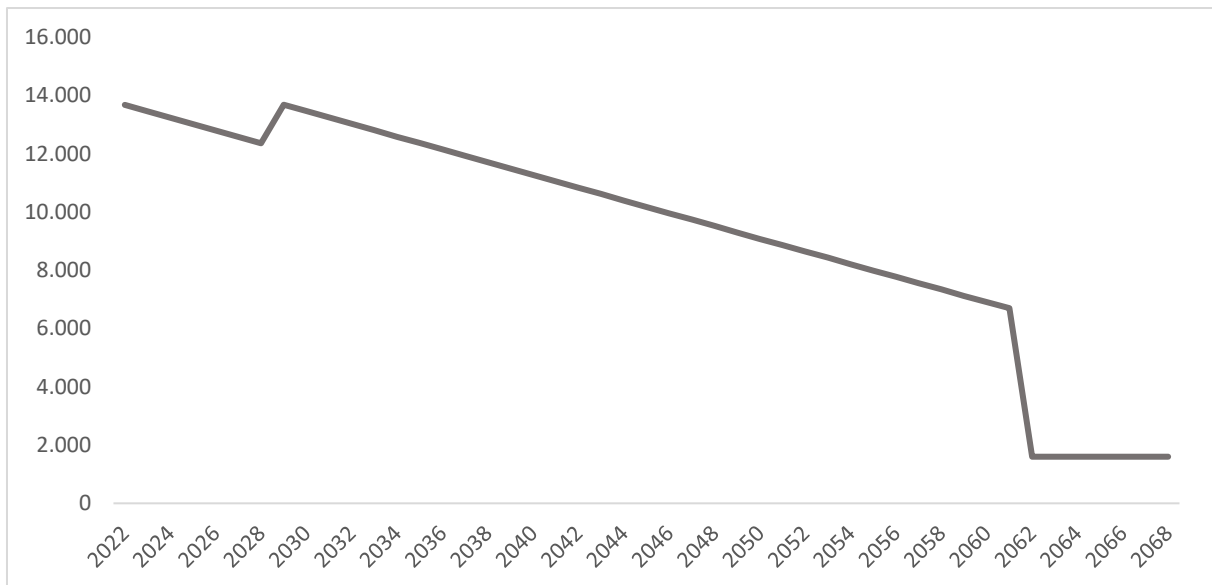


Abbildung 15: Schematischer Verlauf der Erlösbergrenze bei dem KKA bei einer Aktivierung und Fertigstellung in 2022 [T€]

Aus der Grafik sind die zuvor beschriebenen Phasen deutlich zu erkennen. In diesem Beispiel entfällt Phase I, da keine Anlagen im Bau geplant sind. Phase II startet also mit dem Kapitalkostenaufschlag im Jahr 2022 und läuft bis 2028, dem Ende der 4. Regulierungsperiode. Der Anstieg in 2029 (Start Phase III) ergibt sich aus der Berücksichtigung der Betriebskosten im Basisjahr (2026). Durch den Kapitalkostenabzug wird die Erlösbergrenze jährlich gemindert, so dass eine lineare Abschmelzung die Erlösbergrenze bis die Anlage nach 40 Jahre kalkulatorisch abgeschrieben ist und die Kapitalkosten in der Erlösbergrenze komplett entfallen. Phase IV beginnt sobald die Anlage auf 0 (2062) abgeschrieben ist. Die noch zugestandenen Erlöse der Jahre 2062 bis 2068 ergeben sich aus den Betriebskosten, die im letzten Basisjahr (2061) enthalten waren.

Eine Anerkennung von Betriebskosten oder einer Betriebskostenpauschale analog IMA, finden beim Kapitalkostenaufschlag, wie er bei den VNB ausgestaltet ist, grundsätzlich keine Anwendung. Betriebskosten werden über das Budgetprinzip vergütet. Bei systematischen bzw. sprunghaften Erhöhungen der Betriebskosten (z. B. aufgrund signifikanter Investitionstätigkeit) können bezogen auf tatsächlich durch die Investitionen hervorgerufene zusätzliche Betriebskosten wie oben beschrieben Zeitverzugseffekte von bis zu sieben Jahren entstehen.

4 Quantitative Analyse

4.1 Beschreibung Rechenmodell

In diesem Kapitel werden Berechnungen, Analysen und Bewertungen annahmen und modellbasiert durchgeführt.

Für die quantitativen Berechnungen und Analysen wurde ein Rechenmodell entwickelt und programmiert, das die Anforderungen und Rahmenbedingungen für die Analyse abdeckt. Im Folgenden werden die einzelnen Bestandteile des Modells beschrieben:

Grundsätzlicher Aufbau

Das Rechenmodell umfasst den Bewertungszeitraum von 2019 bis einschließlich 2080. Es wird eine einzelne Investition betrachtet, die Bestandteil des Netzentwicklungsplans (NEP) ist. Die nach NEP erforderlichen Investitionen sind zusätzlich zum Bestandsnetz erforderlich. Die Betrachtung einer einzelnen Investition ist hierbei eine Vereinfachung, wobei grundsätzlich eine Gesamtbetrachtung der Anlagengüter vorzugswürdig ist.

Finanzielle Rückwirkungen zum Bestandsnetz werden dementsprechend vollständig außen vorgelassen. Dies bedeutet insbesondere, dass Effekte aus möglicherweise entfallenden Sockeleffekten bei Anwendung des KKAs im Bestandsnetz nicht berücksichtigt wurden. Ebenfalls wurden bei der Berechnung des Szenarios „IMA mit Ersatzanteil“ lediglich die pauschalen Minderungen innerhalb der IMA berücksichtigt. Die aufgrund des Ersatzanteils bereits im Bestandsnetz und den Sockeleffekten berücksichtigten Erlösrückflüsse (Budgetansatz) wurden ebenfalls vereinfachend außen vorgelassen. Dadurch ist keine unmittelbare Vergleichbarkeit in der Höhe der Erlösrückflüsse bzw. der wirtschaftlichen Kennzahlen gegeben.

In dem Modell wird eine vereinfachte Gewinn- und Verlustrechnung modelliert bestehend aus:

- Umsatzerlösen (Erlösobergrenze) inkl. kalk. EK-Verzinsung und kalk. Gewerbesteuer,
- Betriebskosten,
- Handelsrechtlichen Abschreibungen,
- Finanzergebnis und
- Ertragssteuern (Gewerbe- und Körperschaftsteuer).

Ertragsteuern wurden in dieser Betrachtung vereinfacht pauschal berücksichtigt. Die Ertragsteuern wurden auf Basis des Jahresüberschusses, der aus der einzelnen Investition entsteht, ermittelt. In der Realität kommt es bei den Übertragungsnetzbetreibern bzw. deren Gesellschaftern zu individuellen Abweichungen zwischen kalkulatorischer und effektiver Steuerbelastung.

Aus gutachterlicher Sicht ist eine pauschale Betrachtung der Ergebnisse nach Steuern sachgerecht, da dies die Praxis aus der Unternehmensbewertung und Investitionsrechnung berücksichtigt. Analog dieser Betrachtung haben wie im Rahmen des Gutachtens individuelle Steuerbelastungen auf der Ebene der Gesellschafter und Netzbetreiber nicht berücksichtigt, sondern einen objektivierten Steuersatz bei den Berechnungen zu Grunde gelegt.

Für die zusammenfassenden Darstellungen der Ergebnisse wird zusätzlich auch eine Vorsteueranalyse, ohne Berücksichtigung von jeglichen Steuern, durchgeführt. Hierbei werden sowohl die anfallenden Ertragssteuern als auch die kalkulatorische Gewerbesteuer, die in der Erlösableitung enthalten ist, nicht berücksichtigt.

Neben der Gewinn- und Verlustrechnung ist eine Bilanz und eine Cash-Flow-Rechnung enthalten. Auf dieser Basis erfolgte dann die Bewertung der Einzahlungen der Kapitalgeber und Ausschüttungen an die Kapitalgeber.

Die einzelnen Bestandteile des Modells (Annahmen und Prämissen) werden im Weiteren näher beschrieben.

Umsatzerlöse

Bei den Umsatzerlösen handelt es sich ausschließlich um die zugestandene Erlösobergrenze. Hierbei wurde zwischen dem System der Investitionsmaßnahme gemäß §23 ARegV und dem System des KKAs mit Kapitalkostenaufschlag (§10a ARegV) und Kapitalkostenabschlag (§6 ARegV) unterschieden.

Neben den regulatorischen Vorgaben aus ARegV und StromNEV wird auch die aktuelle regulatorische Genehmigungspraxis der Regulierungsbehörden (Leitfäden, aktuelle Genehmigungspraxis, etc.) berücksichtigt.

Die einzelnen Bestandteile und Phasen der Erlösobergrenze wurden in Kapitel 3 detailliert beschrieben. Diese sind in der Herleitung der Umsatzerlöse und der Ableitung der Erlösobergrenzen berücksichtigt.

Betriebskosten

Die Betriebskosten werden in dem Modell auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellkosten angenommen. Es erfolgt eine Unterscheidung zwischen dem Zeitpunkt der Aktivierung als Anlage im Bau und der Inbetriebnahme der Anlage. Hierzu wurden in den Szenarien teilweise unterschiedliche Annahmen getroffen. Die konkreten Annahmen werden in Kapitel 4.2 dargestellt.

Abschreibung

Die handelsrechtlichen Abschreibungen wurden linear ermittelt. Die handelsrechtliche Nutzungsdauer wurde zum Zwecke dieses Gutachtens mit der kalkulatorischen Nutzungsdauer gleichgesetzt. Dies ist bei vielen Übertragungsnetzbetreibern eine übliche Herangehensweise, darüber hinaus sollten in der Bewertung Effekte aus unterschiedlichen Nutzungsdauern eliminiert werden.

Im ersten Jahr der Aktivierung wird eine Aktivierung zur Jahresmitte (30.06.) unterstellt. Dies bedeutet, dass im ersten Jahr die handelsrechtliche Abschreibung zu 50 % berücksichtigt wird. Hier besteht im Vergleich zur kalkulatorischen Abschreibung eine Abweichung, da kalkulatorisch gemäß StromNEV immer zum 01.01. aktiviert und eine volle Jahresabschreibung in den Erlösen berücksichtigt wird.

Finanzergebnis

Für die Finanzierung der Investition wird in allen Szenarien vereinfachend von einer regulatorischen Eigenkapitalquote von 40 % ausgegangen. Die Investition wird somit zu 40 % mit Eigenkapital und zu 60 % mit Fremdkapital finanziert. Für das Fremdkapital wird eine Tilgung über die Abschreibungsdauer unterstellt (AfA konforme Tilgung). Auch dies dient dazu, die Effekte aus abweichenden Zeiträumen zu eliminieren. Für die Bestimmung des Zinsaufwands wird der für die dritte Regulierungsperiode regulatorisch angesetzte EK-II Zinssatz von 2,72 % unterstellt. Absehbare Entwicklungen im Zinsniveau zum EK-II Zinssatz für die vierte und folgenden Regulierungsperioden wurden vereinfachend nicht angesetzt.

Diese stark vereinfachenden Annahmen lassen somit außer Betracht, dass unterschiedliche Finanzierungsformen und –strukturierungen, Zins- und Tilgungsstrukturen, etc. zwangsläufig zusätzliche Auswirkungen auf die real eintretende Rendite, Ausschüttungsfähigkeit und Cash-Flow entfalten. Da Gegenstand der Analyse die abstrakte Betrachtung der Wirkungsweise der Regulierungsmechanismen ist, ist diese Vereinfachung zielführend und sachgerecht.

Im ersten Jahr der Aktivierung wird analog zur Abschreibung auch das Fremdkapital zur Jahresmitte aufgenommen und dementsprechend die Zinszahlung und die Tilgung für ein halbes Jahr ermittelt. Da in der Regulierung stets eine vollständige Jahresscheibe betrachtet wird, ergeben sich hierdurch im ersten und dem letzten Jahr des Betrachtungszeitraums Abweichungen in der Betrachtung, die bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen sind.

Cash-Flow

Für die Ermittlung des internen Zinsfußes werden die Ausschüttungen an den Kapitalgeber diskontiert. Die Ausschüttungen setzen sich zum einen aus dem operativen Ergebnis (Jahresüberschuss nach Steuern) und der Veränderung des Eigenkapitals zusammen. Bei dem Jahresüberschuss wird unterstellt, dass eine Ausschüttung zum 31.12. des Jahres erfolgt (periodengerechte Ausschüttung), es also nicht zu einem Zeitverzug einer Ausschüttung kommt. Wie zuvor beschrieben, wurde die Prämisse so gesetzt, dass in jedem Jahr die kalkulatorische Eigenkapitalquote von 40 % eingehalten werden soll. Dadurch wird jedes Jahr, abgesehen von den ersten Jahren der Investition, Eigenkapital frei, welches an die Anteilseigner ausgeschüttet werden kann. Regulatorisch betrachtet sollten diese Ausschüttungen in späteren Jahren für Investitionen wieder zur Verfügung stehen bzw. im Unternehmen verbleiben.

Damit setzt sich für die Bewertung der Cash-Flow aus den folgenden Bestandteilen zusammen:

- - Kapitalbereitstellung für die Investitionsausgabe
- + Jahresüberschuss operatives Geschäft
- + Eigenkapitalausschüttung

4.2 Annahmen und Prämissen für die Modellrechnungen

Für die Modellrechnung sind diverse Prämissen und Annahmen gesetzt worden. Soweit diese nicht in den einzelnen Szenarien angepasst und variiert werden, wurden die folgenden Annahmen angesetzt:

- Investitionssumme: 200 Mio. €
- Kalkulatorische Eigenkapitalzinssätze
 - EK-I Neuanlagen: 6,91 %
 - EK-II 2,72 %
 - Über den Betrachtungszeitraum wurde keine Anpassung der Zinssätze unterstellt.
- Fremdkapital
 - Fremdkapitalzinssatz 2,72 %
 - Tilgungsdauer 40 Jahre
- Nutzungsdauer
 - Kalkulatorisch 40 Jahre
 - Handelsrechtlich 40 Jahre
- Effizienzwert 100 %
- Produktivitätsfaktor 0 %
- Inflation 0 %
- Objektivierter Steuersatz 29,48 % (die individuelle Steuerberechnung kann davon abweichend sein)

- Gewerbesteuerhebesatz 390 %
- Messzahl 3,5
- Körperschaftsteuer und Solidaritätszuschlag 15,825 %

In der Vorsteuer-Analyse werden die Steuersätze auf 0 % gesetzt. Hierbei werden sowohl die Steuern auf den Ertrag als auch die kalkulatorische Gewerbesteuer, die in der Erlösableitung enthalten sind, nicht berücksichtigt. Die Betriebskosten wurden analog der Betriebskostenpauschale, die in der IMA in den Erlösen angesetzt werden, unterstellt. In der Phase der Anlagen im Bau entstehen somit Kosten in Höhe von 0,2 % bezogen auf die AHK und nach Fertigstellung in Höhe von 0,8 %. In den Modellrechnungen wurde dieser Ansatz einheitlich gewählt, um eine Verzerrung der Ergebnisse im Falle einer Unter- oder Überperformance bei den Betriebskosten zu vermeiden.

Es ist ausdrücklich nicht Bestandteil des Gutachtens, die Höhe der Betriebskostenpauschale zu prüfen und zu würdigen. Dennoch sei darauf hingewiesen, dass für vor dem 01.01.2019 beantragte IMA noch eine Betriebskostenpauschale von 0,8 % sowohl in der Bau- als auch in der Betriebsphase gewährt wird. In den zu betrachtenden Fällen gehen wir von Neu- und Erweiterungsinvestitionen aus. Damit verbunden sind möglicherweise sogenannte zusätzliche „sprungfixe Kosten“, die auch zusätzliche Betriebskosten beinhalten. In diesen Fällen ist es betriebswirtschaftlich erforderlich und üblich auch von einem Anstieg bzw. Berücksichtigung von OPEX auszugehen. Ob und inwieweit zwischen der im IMA-System für die Betriebsphase unterstellten Pauschale von 0,8 % und den beim Übertragungsnetzbetreiber tatsächlich entstehenden Betriebskosten ein Delta entsteht, ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

4.3 Definition und Berechnungsergebnisse der Szenarien (Absolut, Interner Zinsfuß und Matrix)

Es wurden für die Berechnungen verschiedene Szenarien definiert, die untersucht werden. Folgende Übersicht zeigt die Szenarien, die im Weiteren näher beschrieben werden.

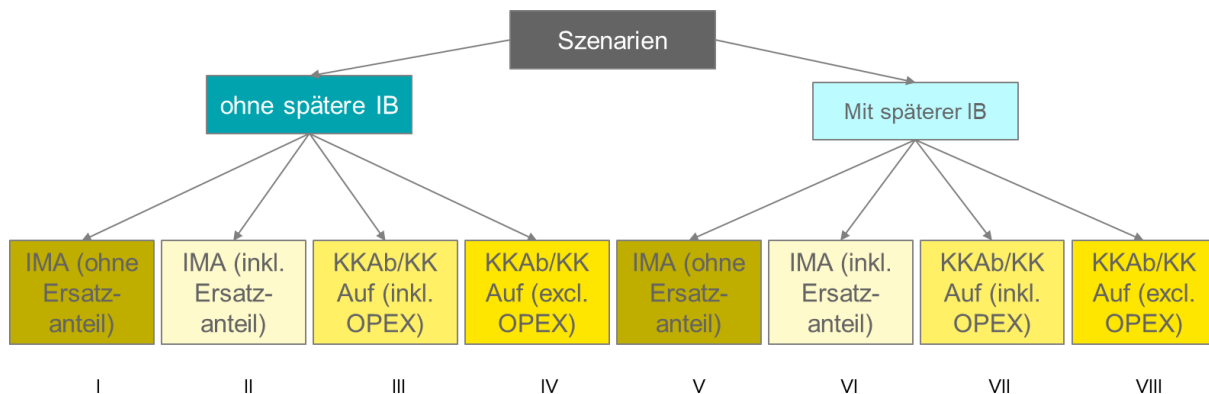


Abbildung 16: Übersicht untersuchte Szenarien

Zunächst werden die Szenarien „ohne spätere Inbetriebnahme“ (IBN) dargestellt. Hierbei wurde unterstellt, dass Baubeginn und Inbetriebnahme in demselben Jahr erfolgen. Somit werden keine Anlagen im Bau aktiviert und auch nicht in den Erlösen berücksichtigt.

Hierbei werden vier Szenarien betrachtet. Das erste unterstellt die Refinanzierung in der Erlösobergrenze über die Systematik der IMA gemäß § 23 ARegV ohne Ersatzanteil. Das zweite Szenario berücksichtigt ebenfalls die Systematik der IMA, jedoch mit einem Ersatzanteil von beispielsweise 15 %. Für IMA wird der Ersatzanteil individuell ermittelt, wodurch sich auch andere Ersatzanteile ergeben können. Die beiden weiteren Szenarien unterstellen die Systematik des KKAs, bestehend aus Kapitalkostenaufschlag und Kapitalkostenabzug.

Diese Berechnungen werden angestellt, um für die Übertragungsnetzbetreiber die verschiedenen Systeme IMA und KKA von ihrer Wirkung her zu vergleichen. Derzeit besteht in der Anreizregulierungsverordnung die Regelung, dass der KKA nur für Verteilnetzbetreiber gilt und für Übertragungsnetzbetreiber nicht zur Anwendung kommt.

Beim KKA werden die Ergebnisse einmal mit und einmal ohne Betriebskosten betrachtet. Diese Unterscheidung ist durch die unterschiedliche Berücksichtigung der Betriebskosten zwischen dem System der IMA und dem KKA zur Sicherstellung einer hinreichenden Vergleichbarkeit der Effekte erforderlich.

In einem zweiten Schritt werden die gleichen Systematiken „mit späterer Inbetriebnahme“ analysiert. Hierbei wird unterstellt, dass der Baubeginn immer im Jahr 2019 ist, die Fertigstellung (Aktivierung der Anlage, also Beginn Phase II) jedoch in einem Jahr im Zeitraum 2020 bis 2028 erfolgt. In der Zwischenzeit werden die teilfertigen Anlagen als Anlagen im Bau aktiviert und entsprechend der Vorgaben in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Bei diesen Szenarien wird alleine auf den Zeitverzug zwischen Baubeginn und Inbetriebnahme abgestellt. Ursachen für mögliche spätere Inbetriebnahmen werden nicht betrachtet bzw. sind für die Rechenergebnisse unerheblich. Dementsprechend wird durch die Gutachter auch diesbezüglich bzw. zur Frage möglicher Ursachen von Zeitverzögerungen im Netzausbau keine Wertung abgegeben. Es soll lediglich analysiert werden, ob es durch das regulatorische Regime einen Anreiz für eine verzögerte Inbetriebnahme gibt.

Wir weisen an dieser Stelle darauf hin, dass die durchgeführten Berechnungen sämtliche Effekte und Rückwirkungen auf das Bestandsnetz vernachlässigen. Jährlich wegfallende Sockeleffekte im Bestandsnetz im Kapitalkostenabzug können im Vergleich zum IMA Ansatz für Übertragungsnetzbetreiber bzw. deren Anteilseigner zu weiteren deutlichen Nachteilen des KKA gegenüber dem IMA-Ansatz führen. In der regulierungsökonomischen Betrachtung sind diese Sockel für die Finanzierung von Reinvestitionen im System des KKA auch nicht mehr notwendig. In der betriebswirtschaftlichen Praxis steht der Sockel als Liquidität (Cash-Flow) im KKA jedoch nicht mehr zur Verfügung.

4.3.1 Szenarien ohne spätere Inbetriebnahme

In einem ersten Schritt werden die Erlöse der verschiedenen Szenarien ohne Diskontierung, also **nominal** dargestellt.

Durch diese Betrachtung können zunächst die verschiedenen Systeme und Wirkungsweisen gut beobachtet werden. Effekte aufgrund eines unterschiedlichen zeitlichen Anfalls der Zahlungsströme werden hierbei jedoch vernachlässigt. Aus diesem Grund ist die ökonomische Aussagekraft einer undiskontierten Betrachtung nur eingeschränkt gegeben.

In einem weiteren Schritt wird die wirtschaftliche Auswirkung auf den Eigenkapitalgeber dargestellt. Ein Maß hierfür ist die interne Verzinsung. Diese sagt aus, ab welcher impliziten Verzinsung die Zahlungsströme im Planungszeitraum die Investitionsausgabe unter Berücksichtigung der Barwert- bzw. Diskontierungseffekte refinanzieren. Der interne Zinsfuß als Entscheidungskriterium unterstellt, dass ein Alternativinvestment zu diesem Zins und vergleichbarer Risikostruktur möglich ist.

Um die Effekte des zeitlichen Anfalls noch anschaulicher darzustellen, werden die Systeme noch mit unterschiedlichen Diskontierungszinssätzen bewertet. Wir stellen anhand einer Matrix den Effekt unterschiedlicher Diskontierungszinssätze dar.

Bei der Interpretation der diskontierten Betrachtungen bzw. des internen Zinsfußes muss berücksichtigt werden, dass es sich hierbei um in der Investitionsrechnung etablierte Verfahren handelt. Die dabei zur Anwendung kommenden Zinssätze stellen dabei weniger das Zinsniveau am Kapitalmarkt dar bzw. zu welchen Beträgen möglicherweise Liquiditätsüberschüsse verzinslich angelegt werden. Es sind vielmehr Vergleichswerte, die die Renditeerwartung des Investors zum Bewertungsstichtag ausdrücken. Dieser kann entscheiden, ob er bei gleicher Risikoklasse bzw. –erwartung in das Netz oder in eine Alternativanlage investiert.

Es folgt zunächst eine Darstellung der Szenarien I bis III, die sich wie folgt gliedern:

- Darstellung und Vergleich der undiskontierten Erlösrückflüsse
- Ökonomische Bewertung der Szenarien auf Basis des diskontierten Cash-Flows
- Barwertbetrachtung mit unterschiedlichen Diskontierungszinssätzen

Im Anschluss daran werden die Szenarien V bis VIII (mit späterer Inbetriebnahme) anhand der gleichen Gliederung dargestellt.

4.3.1.1 Szenario I; Investitionsmaßnahme ohne spätere Inbetriebnahme ohne Ersatzanteil; Analyse Erlösobergrenze

In allen folgenden Szenarien wurde für eine exemplarische Investition in Höhe von 200 Mio. € nur das Jahr des Baubeginns und der Inbetriebnahme, die in diesen Szenarien identisch sind, variiert. Es wurden somit jeweils 10 Berechnungen vorgenommen in denen das Jahr der Inbetriebnahme (2019 bis 2028) variiert. Aus diesen Berechnungen werden jeweils die Summe der Erlösrückflüsse ermittelt und verglichen. Die folgende Grafik zeigt die nominellen Erlösrückflüsse (undiskontiert) für das Szenario I.

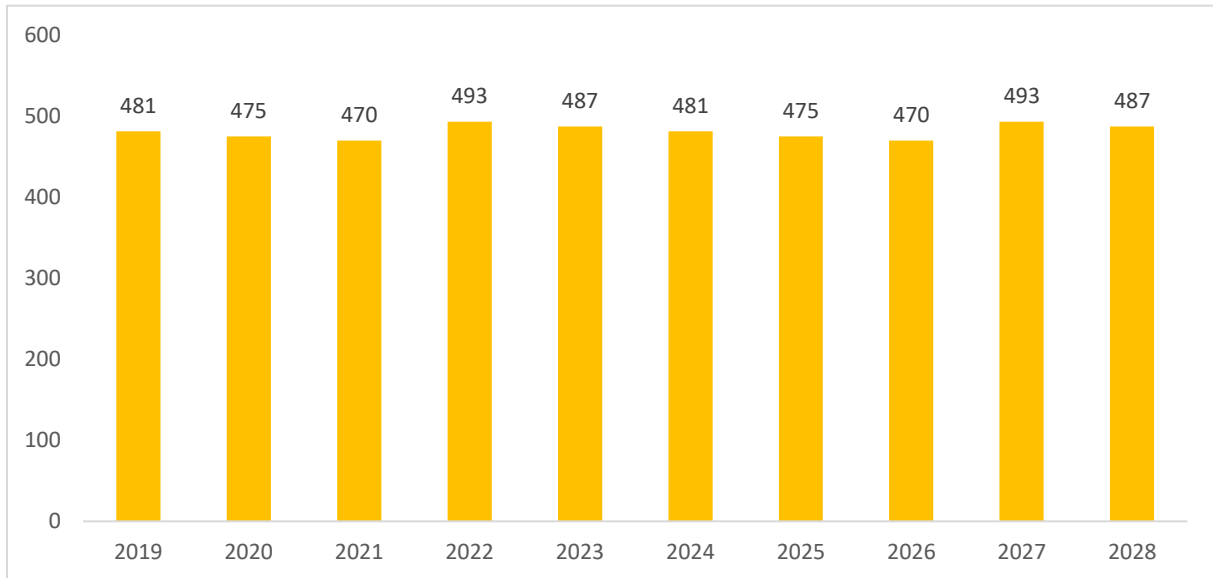


Abbildung 17: Vergleich Summe Erlösobergrenzen (undiskontiert) Szenario I [Mio. €]

Es sind Unterschiede in der Höhe der zugestandenen Erlöse über den gesamten Zeitraum zwischen den Jahren der Inbetriebnahme zu beobachten, die hauptsächlich aus der Laufzeit der Investitionsmaßnahme, des jeweils zeitlichen Abstands von Inbetriebnahme und Basisjahr und der Dauer des „goldenen Endes“ resultiert. Diese sind somit jeweils davon abhängig, in welchem zeitlichen Abstand zum nächsten Basisjahr die Investition erfolgt. Es ist zu beobachten, dass die Effekte in Abhängigkeit zum Basisjahr wiederkehrend sind. Die Summe der Erlöse in den Basisjahren (2021 und 2026) oder auch in den Nachbasisjahren (2022 und 2027) sind jeweils beispielsweise identisch, da die Effekte in beiden Betrachtungen identisch sind.

Die Effekte, aus denen die unterschiedlichen Höhen der Erlösrückflüsse resultieren, können an der folgenden Grafik erläutert werden:

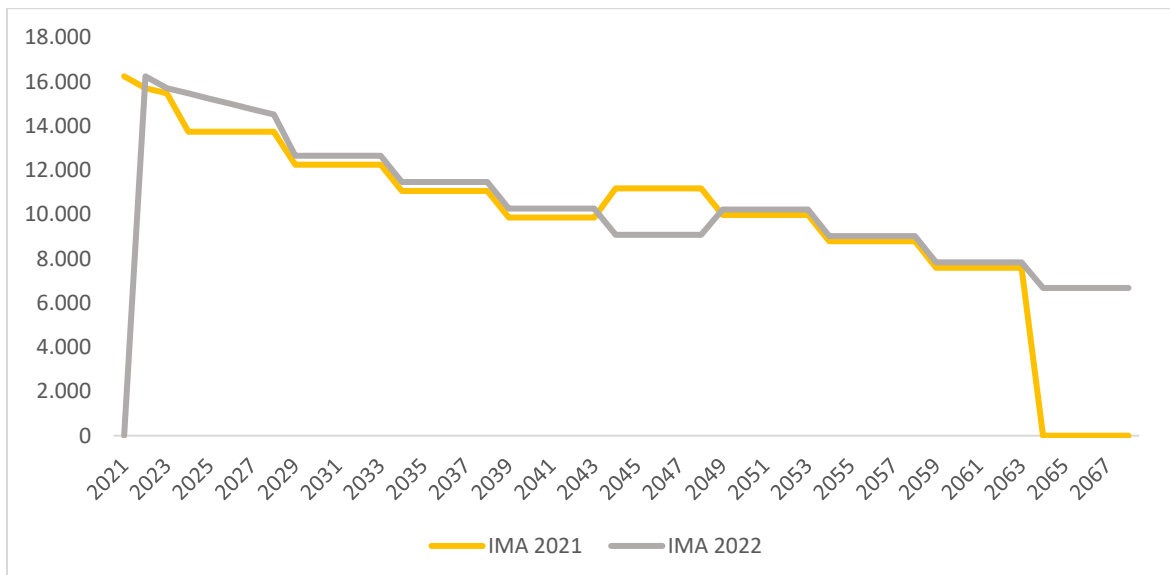


Abbildung 18: Gegenüberstellung Verlauf Erlösobergrenzen IMA Szenario I [T€]

Durch die Fertigstellung der Investition im Jahr 2021 läuft die IMA nur 3 Jahre. Nämlich bis zum Ende der Regulierungsperiode. Ab 2024 wird diese Investition in der Erlösobergrenze auf Basis der Kosten aus dem Basisjahr 2021 ermittelt. Ebenfalls werden ab 2024 die Erlöse durch den Abzugsbetrag (gemäß § 23 Abs. 2a) gemindert. Es werden also die Erlöse der 3 Jahre (2021 bis 2023) in den folgenden 20 Jahren (2024 bis

einschließlich 2043) gemindert. Aufgrund der Abschreibungsdauer von 40 Jahre sind die Anlagen letztmalig 2056 in einem Basisjahr enthalten und die Erlöse laufen bis zum Ende der folgenden Regulierungsperiode, also bis 2063.

Dadurch, dass die Investition in 2022, also nach dem Basisjahr fertiggestellt wird, läuft die IMA bis einschließlich 2028. Hierdurch werden im Vergleich zu den übrigen Jahren höhere Erlöse realisiert (siehe Abbildung 17). Der Abzugsbetrag wird ebenfalls über 3 Jahre ermittelt, was aber in dieser Betrachtung nur einen geringeren Anteil der Erlöse im Zeitraum der IMA umfasst (7 Jahre anstelle von 3 Jahren). Die Minderung der Erlösobergrenze läuft dann bis einschließlich 2048. In dem Szenario 2021 sind die Erlöse in der Periode von 2044 bis 2048 höher, da hier der Abzugsbetrag bereits aufgelöst ist.

Durch die ein Jahr spätere Inbetriebnahme und der damit verbundenen Aktivierung wird die Anlage aus 2022 noch in dem Basisjahr 2061 berücksichtigt und führt zu Erlösen bis einschließlich 2068. Dieser Zeitraum am Ende der Laufzeit bestimmt maßgeblich die höheren Erlöse im Vergleich zu der ein Jahr früheren Inbetriebnahme.

4.3.1.2 Szenario II; Investitionsmaßnahme ohne spätere Inbetriebnahme mit 15 % Ersatzanteil; Analyse Erlösobergrenze

Die folgende Grafik zeigt die nominellen Erlösobergrenzen (undiskontiert) für das Szenario II über den gesamten Zeitraum.

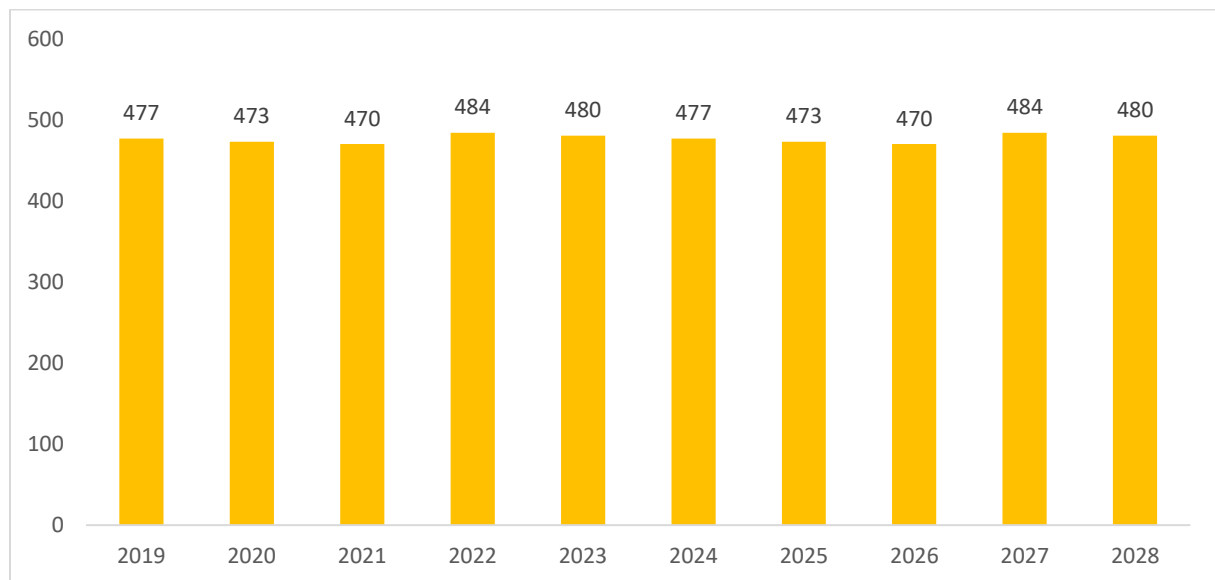


Abbildung 19: Vergleich Summen Erlösobergrenzen Szenario II [Mio. €]

Es sind Unterschiede in der Höhe der zugestandenen Erlöse über den gesamten Zeitraum zwischen den Jahren der Inbetriebnahme zu beobachten, die hauptsächlich aus der Laufzeit der IMA, des jeweils zeitlichen Abstands von Inbetriebnahme und Basisjahr und der Dauer des „goldenen Endes“ resultiert. Diese sind somit jeweils davon abhängig, in welchem zeitlichen Abstand zum nächsten Basisjahr die Investition erfolgt. Grundsätzlich sind die Effekte in diesem Szenario identisch zu dem Szenario I, die absolute Höhe der Erlöse aus der Investitionsmaßnahme ist in dem Zeitraum der IMA durch den Ersatzanteil etwas geringer. Die Spreizung wird durch den Ersatzanteil zwischen den Jahren geringer.

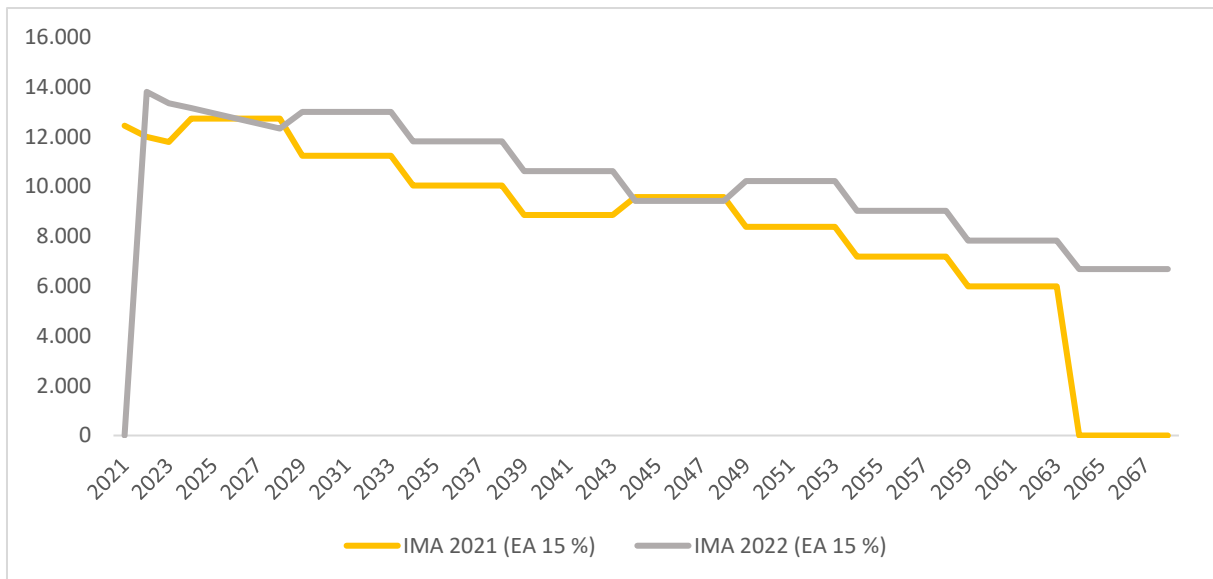


Abbildung 20: Gegenüberstellung Verlauf Erlösbergrenzen IMA mit Ersatzanteil (15 %) Szenario II [T€]

Der Ersatzanteil wirkt zunächst negativ auf die Erlöse im Zeitraum der IMA. Wie in Szenario I beschrieben, in den Jahren 2021 bis einschließlich 2023 bzw. 2022 bis einschließlich 2028. Der Abzugsbetrag, der in den darauffolgenden 20 Jahren die Erlöse mindert, ist im Vergleich zum Szenario I etwas geringer. Der Abzugsbetrag wird auf Basis der Erlöse der letzten 3 Jahre der IMA ermittelt. Diese sind durch den Ersatzanteil verringert, wodurch auch der Abzugsbetrag entsprechend geringer ist. Insofern sind in dem Szenario mit einer Inbetriebnahme in 2021 im Szenario II im Vergleich zum Szenario I (ohne Ersatzanteil) die Erlöse nicht geringer, da die Erlöse der IMA vollständig über den Abzugsbetrag in den folgenden 20 Jahren gemindert werden.

4.3.1.3 Szenario III; Kapitalkostenabgleich ohne spätere Inbetriebnahme mit Betriebskosten; Analyse Erlösbergrenze

Die folgende Grafik zeigt die nominellen Erlösrückflüsse für das Szenario III (KKA) über den gesamten Zeitraum. In diesem Szenario wurden nur das Jahr des Baubeginns und der Inbetriebnahme, die in diesem Szenario identisch sind, variiert.

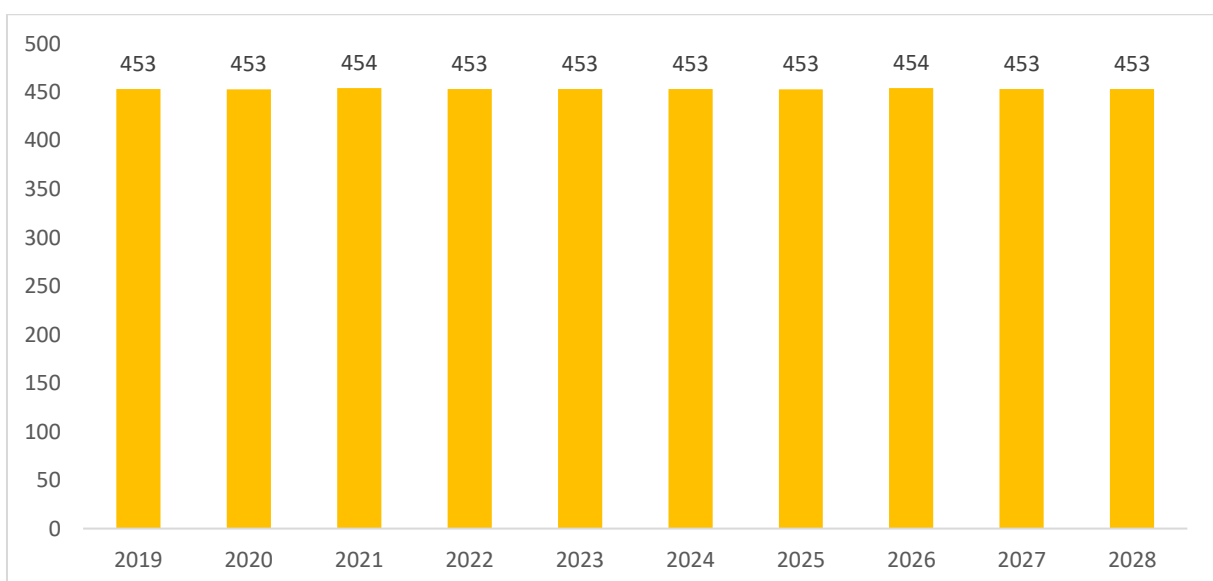


Abbildung 21: Vergleich Summen Erlösbergrenzen Szenario III [Mio. €]

Wie zu sehen ist, gibt es im KKA keine deutliche Veränderung der Summe der Erlösrückflüsse in Abhängigkeit des Zeitpunktes der Inbetriebnahme. Die minimalen Abweichungen ergeben sich durch die Betriebskosten am Ende der Laufzeit.

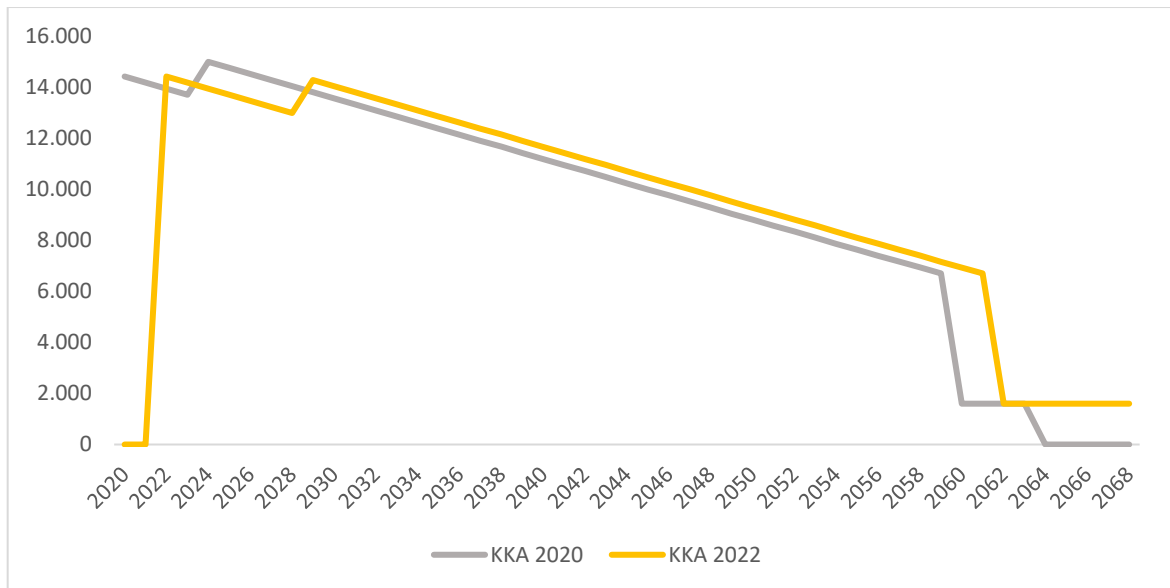


Abbildung 22: Gegenüberstellung Verlauf Erlösbergrenzen KKA Szenario III

In dem Verlauf kann man zu Beginn die Erlöse, die aus dem Kapitalkostenaufschlag resultieren, erkennen. Diese beinhalten keine Betriebskosten. Sobald die Anlage erstmals in den Kosten eines Basisjahres berücksichtigt wird, werden die modellhaft unterstellten tatsächlichen Betriebskosten in Höhe der bei der IMA angesetzten Pauschale von 0,8 % über die Erlösbergrenze und den Kapitalkostenabzug berücksichtigt. In dem Szenario 2020 erfolgt dies im Basisjahr 2021 und in der Erlösbergrenze ab 2024, in dem Szenario 2022 in dem Basisjahr 2026 und in der Erlösbergrenze ab 2029. Bei der Überführung in die Erlösbergrenze auf Basis der Kosten aus dem Basisjahr erfolgt eine Erhöhung der Erlösbergrenze, die aus der Berücksichtigung der tatsächlichen Betriebskosten resultiert. Im weiteren Verlauf erfolgt eine lineare Abschmelzung der Erlösbergrenze durch den Kapitalkostenabzug. Bei dem Kapitalkostenabzug wird im Wesentlichen die Minderung des Anlagevermögens berücksichtigt. Diese Minderung erfolgt durch die lineare Abschreibung über 40 Jahre, so dass auch nach 40 Jahren die Erlöse deutlich sinken. Der einzige Nachlauf bis zum Ende der Periode sind dann noch die Betriebskosten, die in dem letzten Basisjahr anerkannt werden.

4.3.1.4 Szenario IV; Kapitalkostenabgleich ohne spätere Inbetriebnahme ohne Betriebskosten; Analyse Erlösbergrenze

Die folgende Grafik zeigt die nominellen Erlösbergrenzen (undiskontiert) für das Szenario IV über den gesamten Zeitraum. Vom Grundsatz her sind die Ergebnisse in diesem Szenario sehr vergleichbar mit denen aus dem Szenario III. Einziger Unterschied ist, dass keine Betriebskosten berücksichtigt wurden.

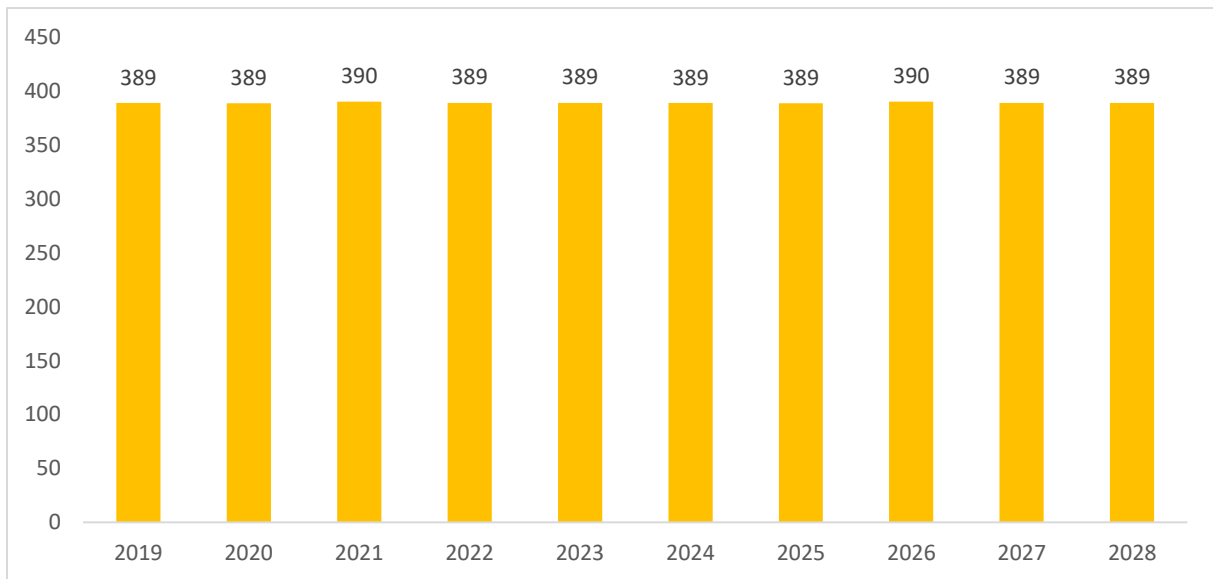


Abbildung 23: Vergleich Erlösbergrenzen Szenario IV [Mio. €]

Auch in diesem Szenario sind die Erlöse unabhängig von dem Zeitpunkt der Investition.

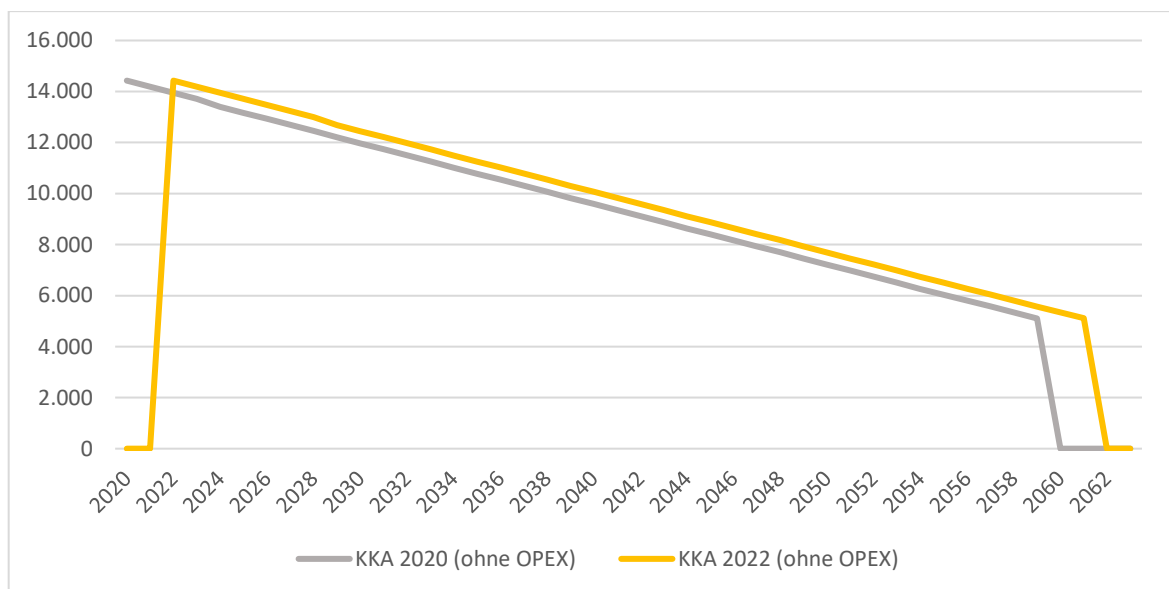


Abbildung 24: Gegenüberstellung Verlauf Erlösbergrenzen KKA Szenario IV [T€]

Im Vergleich zu dem Szenario mit Betriebskosten erfolgt keine Erhöhung bei der Überführung der Kosten aus dem Basisjahr in die Erlösbergrenze. Durch die gesetzten Annahmen ergibt sich bei der Summe der Erlöse keine Differenz zwischen den betrachteten Szenarien. Es ist jeweils ein linearer Verlauf der zugestandenen Erlösbergrenze zu beobachten. In dem Szenario 2020 werden zwei Jahre früher die Erlöse realisiert, dafür werden diese auch zwei Jahre früher durch den Kapitalkostenabzug (in 2059) auf „Null“ abgesenkt.

In diesem Szenario kann man erkennen, dass der Zeitverzug in diesem System erfolgreich beseitigt wurde. Es ist weder am Anfang noch am Ende eine zeitliche Verschiebung zu beobachten. Zusätzlich gibt es, unter den gesetzten Annahmen und Prämissen, keine Jahre der Inbetriebnahme, die zu höheren oder geringeren Erlösen führen. Von daher ist auch hier die Optimierung auf einzelne Jahre für die Inbetriebnahme auf Basis der Erlösbergrenze nicht gegeben.

4.3.1.5 Vergleich der Erlösobergrenzen der Szenarien I bis IV (ohne spätere Inbetriebnahme)

Vergleicht man die Summe der Erlösobergrenzen der vier zuvor beschriebenen Szenarien, wird deutlich, dass durch das System der IMA absolut die höchsten Erlöse über den gesamten Zeitraum entstehen. In Abhängigkeit des Jahres der Inbetriebnahme, können in dieser Systematik über die gesamte Laufzeit hinweg unterschiedliche Summen beobachtet werden, diese liegen aber immer oberhalb der Erlöse aus dem KKA.

Die folgende Grafik zeigt über den gesamten Zeitraum die Summe der nominellen Erlöse (undiskontiert) für die Szenarien I und III.

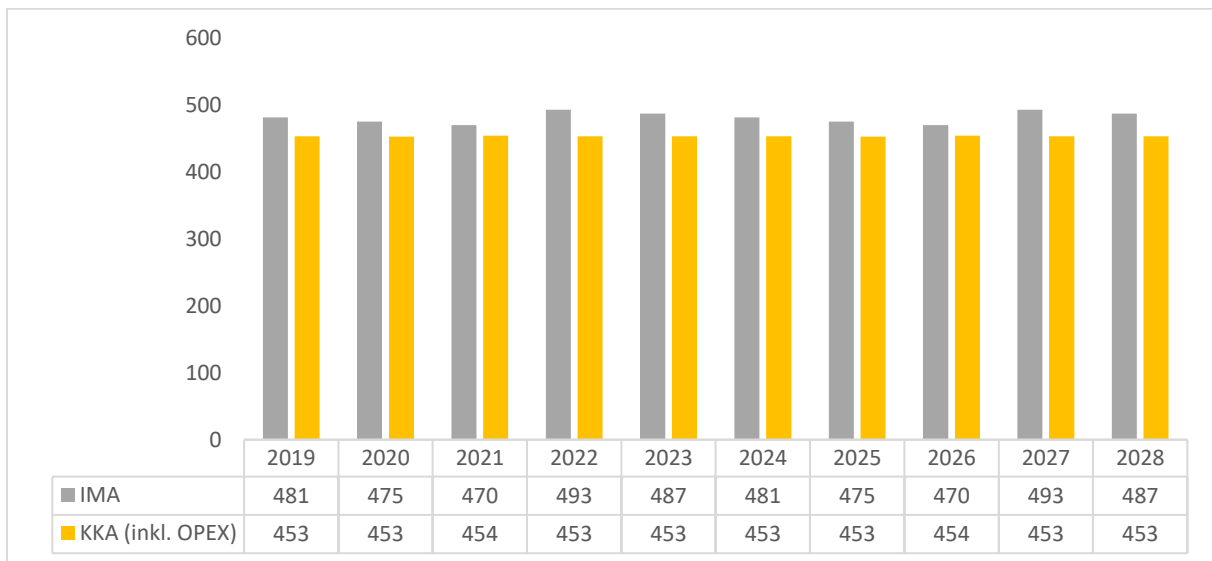


Abbildung 25: Vergleich Erlösobergrenzen der Szenarien I, II, III und IV [Mio. €]

Die Jahre mit der größten Differenz zwischen Szenario I und III sind die Jahre 2022 und 2027 (jeweils das Jahr nach dem Basisjahr). Betrachtet man die Verläufe der Erlösobergrenzen dieser beiden Szenarien in der folgenden Abbildung miteinander, werden diese Unterschiede verdeutlicht:

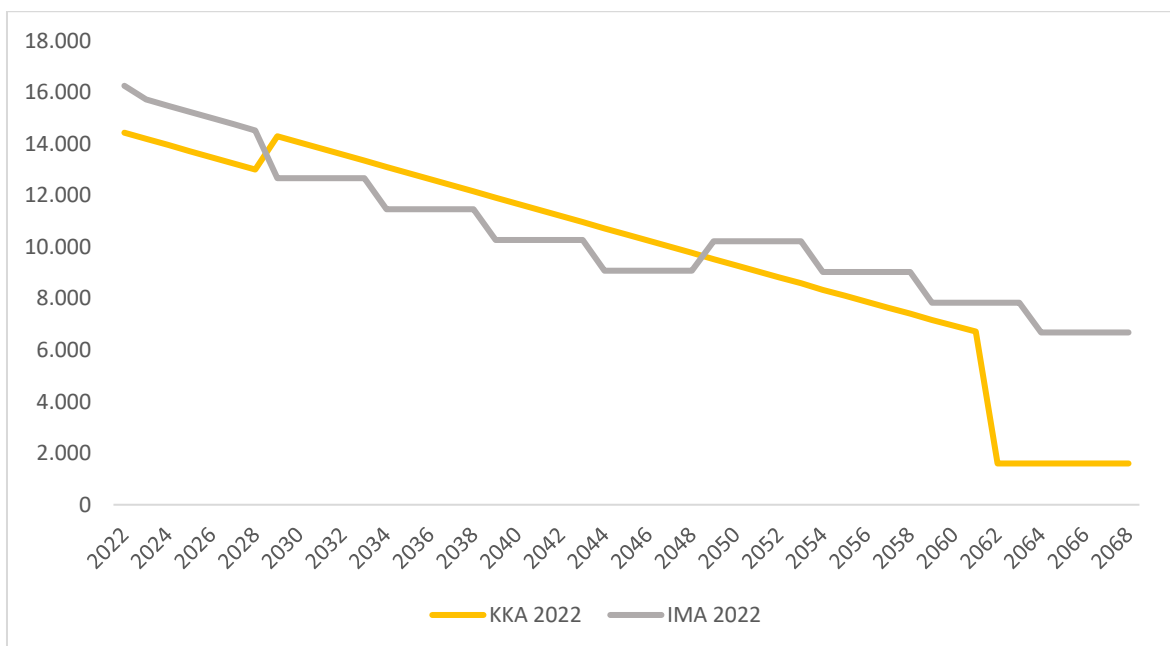


Abbildung 26: Gegenüberstellung Verlauf Erlösrückflüsse Szenarien I und III für das Jahr 2022 [T€]

Zu Beginn sind bei der IMA die Erlöse höher, da die Betriebskostenpauschale berücksichtigt wird. Ab dem Zeitpunkt der normalen Erlösobergrenze (ab 2029) sind die Erlöse in der IMA wegen dem Abzugsbetrag etwas geringer. Sobald dieser Abzugsbetrag aufgelöst ist, sind die Erlöse der IMA wieder höher und insbesondere am Ende der Laufzeit, dem goldenen Ende, sind die Erlöse in der IMA deutlich höher als bei dem KKA. Zusätzlich kann man bei der IMA den Sockeleffekt während der Regulierungsperiode anhand der Treppen, zwischen den Regulierungsperioden, erkennen.

Die folgende Grafik zeigt über den gesamten Zeitraum die Summe der nominellen Erlöse (undiskontiert) für die Szenarien II und IV.

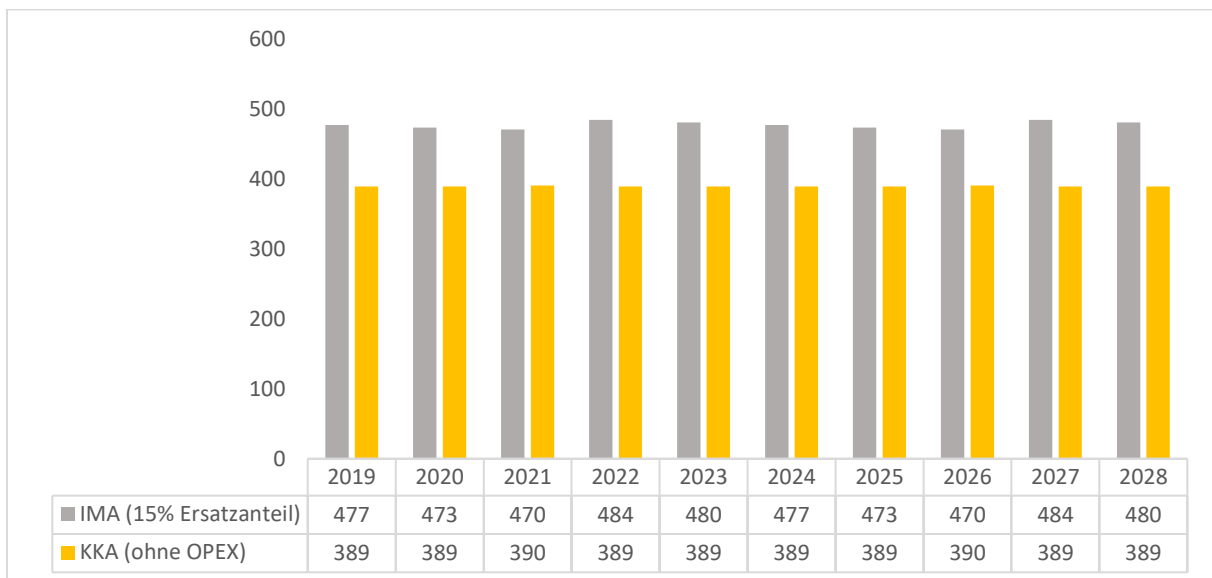


Abbildung 27: Vergleich Erlösobergrenzen der Szenarien II und IV [Mio. €]

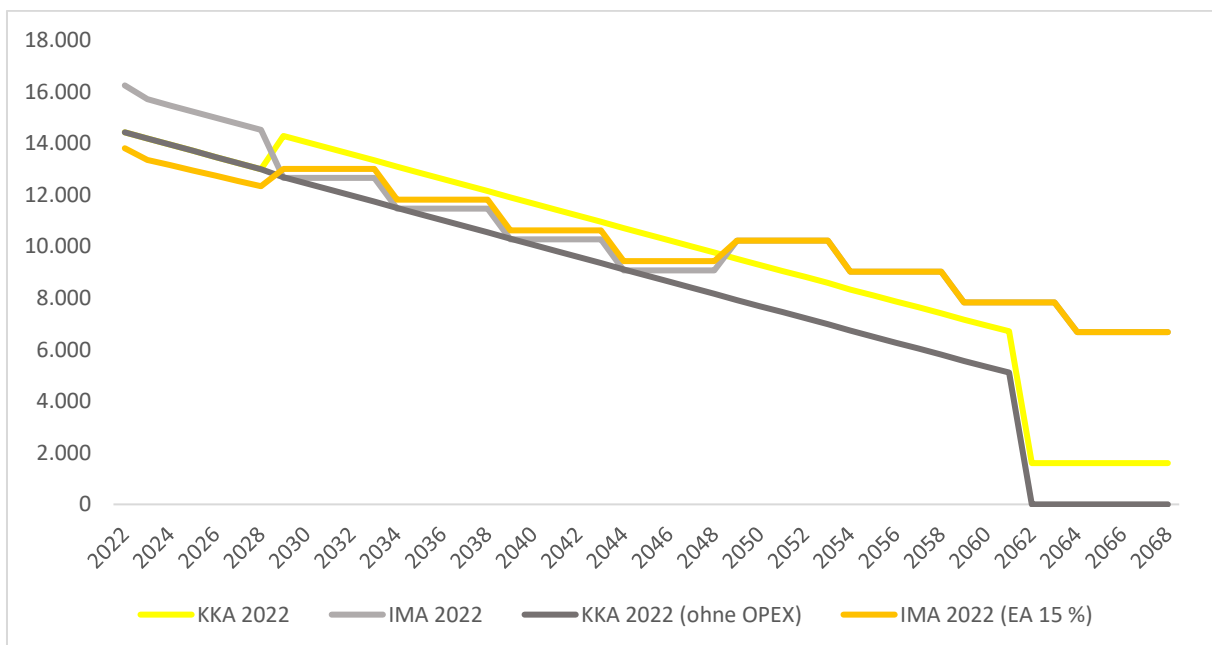


Abbildung 28 Gegenüberstellung Verlauf Erlösrückflüsse Szenarien I, II, III und IV für das Jahr 2022 [T€]

Vergleicht man die beiden IMA Szenarien I (ohne Ersatzanteil) und II (mit Ersatzanteil) werden zwei Effekte deutlich. In dem Zeitraum der IMA (bis einschließlich 2028) sind in Szenario II die Erlöse aus der IMA durch den Ansatz des Ersatzanteils geringer. In den folgenden 20 Jahren sind die Erlöse in dem Szenario II (IMA mit Ersatzanteil) dann jedoch etwas höher, da der Abzugsbetrag, der auf Basis der letzten drei Jahre der IMA ermittelt

wird, geringer ist. Sobald der Abzugsbetrag nach 20 Jahren aufgelöst ist, sind die Erlöse identisch. In dem Szenario II (IMA mit Ersatzanteil) werden in der Berechnung die Rückflüsse, die im Budget enthalten sind, nicht berücksichtigt.

In dem vierten Szenario, dem KKA ohne Betriebskosten, sind die Erlöse im Zeitraum der normalen Erlösobergrenze im Vergleich zu dem Szenario III (KKA mit Betriebskosten), um genau diesen Betrag geringer. Ansonsten sind die Effekte in den beiden KKA Szenarien (III und IV) identisch.

Bei der Interpretation des Szenarios IV (ohne OPEX) ist zu berücksichtigen, dass hier rein rechnerisch unterstellt wurde, dass durch die Investition tatsächlich keine zusätzlichen Betriebskosten entstehen.

4.3.1.6 Szenario I; Investitionsmaßnahme ohne Ersatzanteil ohne spätere Inbetriebnahme; wirtschaftliche Bewertung

Als weiteren Schritt der Analyse werden nun entsprechend der oben beschriebenen ökonomischen Notwendigkeit die Szenarien in Bezug auf den unterschiedlichen zeitlichen Anfall der Zahlungsströme analysiert. Hierzu werden die Kapitalab- und -zuflüsse der Eigenkapitalgeber diskontiert und mit dem so ermittelten internen Zinsfuß verglichen. Hierbei stellt der interne Zinsfuß den jeweiligen Diskontierungszinssatz dar.

Der Cash-Flow, der für die Bewertung herangezogen wird, setzt sich aus den folgenden Positionen zusammen:

- + Erlösobergrenze
- Betriebskosten
- Abschreibung
- Zinsaufwand
- Ertrags- und Gewerbesteuer
- = Jahresüberschuss
- Kapitalbereitstellung
- + Kapitalausschüttung
- = Cash-Flow

In den folgenden Analysen wurden insgesamt 10 Berechnungen, mit jeweils verschiedenem Investitionszeitpunkten (2019-2028) durchgeführt. Für jedes Berechnungsjahr ergibt sich ein interner Zinsfuß (IRR) über die gesamte Betriebsdauer der Anlage.

Betrachtet man im ersten Szenario die Ergebnisse des internen Zinsfußes und stellt diesen für jedes Jahr gegenüber, kann auch hierbei eine leichte Verschiebung zwischen den Jahren beobachtet werden.

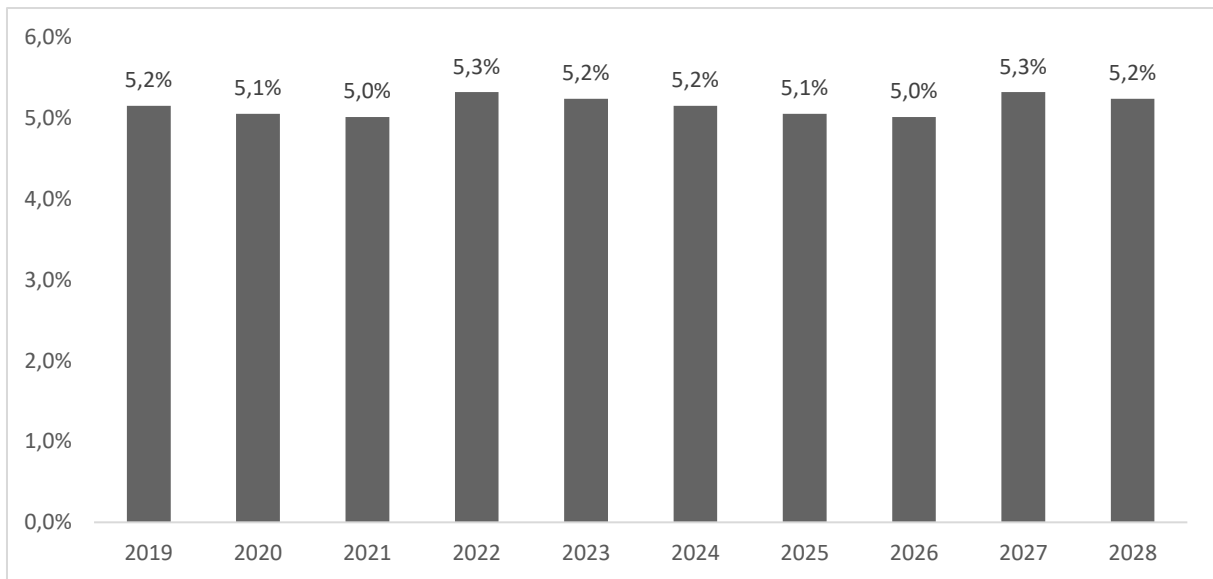


Abbildung 29: Gegenüberstellung interner Zinssfuß Szenario I

Auch bei der Bewertung über den internen Zinssfuß sind die Jahre nach dem Basisjahr, die Jahre mit den höchsten Renditen. Dies hängt mit den höheren zugestandenen Erlösen zusammen. Grundsätzlich ist die Höhe der anfallenden Kosten in allen Szenarien identisch. Insofern haben hierbei die zugestandenen Erlöse den entscheidenden Einfluss. Daher verwundert es nicht, dass die Jahre nach den Basisjahren, in denen die Summe der Erlöse am höchsten ist, auch die höchsten Renditen erzielen.

Es zeigt sich, dass eine Investitionszeitpunktneutralität im System der IMA (ohne Zeitverzug und ohne Ersatzanteil) nicht gegeben ist. Es ergeben sich Renditeunterschiede von bis zu 0,3 Prozentpunkte, insb. um die Basisjahre. Aus Sicht der Gutachter sind Renditeunterschiede in dieser Größenordnung nicht sonderlich stark.

4.3.1.7 Szenario II; Investitionsmaßnahme ohne spätere Inbetriebnahme mit Ersatzanteil 15 %; wirtschaftliche Bewertung

Durch die Berücksichtigung des Ersatzanteiles von 15 % sinkt der interne Zinssfuß im Vergleich zum Szenario I um durchschnittlich 0,5 % Punkte. Auch im zweiten Szenario können zwischen den Betrachtungsjahren Unterschiede festgestellt werden. Es ist jedoch auffällig, dass zum einen die geringe Spreizung der Ergebnisse noch weiter abnimmt und zum anderen die Jahre mit dem höheren bzw. niedrigeren internen Zinssfuß wechseln.

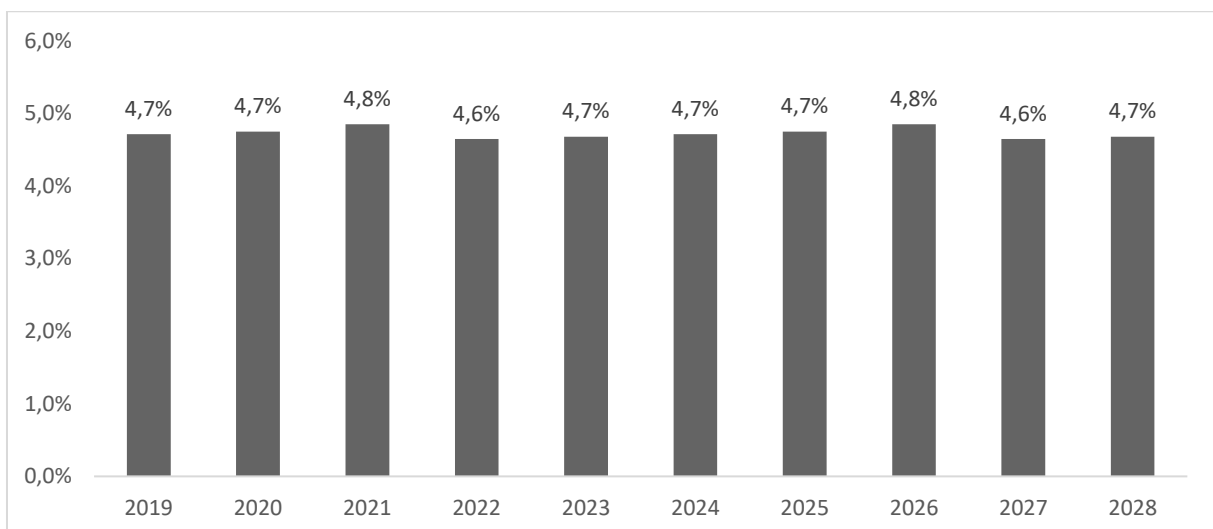


Abbildung 30: Gegenüberstellung interner Zinssfuß Szenario II

Bei der Bewertung über den internen Zinsfuß sind bei Berücksichtigung eines Ersatzanteils von 15 % die Basisjahre, die Jahre mit den höchsten Renditen. Dies hängt mit der Laufzeit der IMA und damit der Minderung der Erlöse durch den Ersatzanteil zusammen. Bei einer Fertigstellung in 2021 läuft die IMA drei Jahre und die Erlöse und damit auch die Cash-Flows aus der IMA sind über drei Jahre gemindert. Eine Fertigstellung in 2022 bedeutet eine IMA bis 2028 und damit einhergehend ein geminderter Cash-Flow. Auch wenn die absoluten Erlöse undiskontiert bei einer Fertigstellung in 2022 über den Zeitraum höher sind, so führen die geringeren Cash-Flows zu Beginn zu einer schlechteren internen Verzinsung.

Unter Berücksichtigung des Ersatzanteils zeigt sich, dass eine Investitionszeitpunktneutralität im System der IMA (ohne Zeitverzug und mit Ersatzanteil) im Prinzip gegeben ist. Die rechnerisch ermittelte Abweichung der internen Zinsfüße zwischen den Jahren ist im Prinzip vernachlässigbar, so dass aus Sicht der Gutachter das Regulierungssystem hier keinen Anreiz für eine zeitliche Verzögerung von Investitionen aus betriebswirtschaftlicher Sicht darstellt.

4.3.1.8 Szenario III; Kapitalkostenabgleich ohne spätere Inbetriebnahme mit Betriebskosten; wirtschaftliche Bewertung

Auch im dritten Szenario können zwischen den Betrachtungsjahren Unterschiede festgestellt werden. An dieser Stelle sind nicht die Erlöse der entscheidende Faktor, sondern die Betriebskosten, die nicht in der Phase des Kapitalkostenaufschlags über die Erlöse berücksichtigt werden.

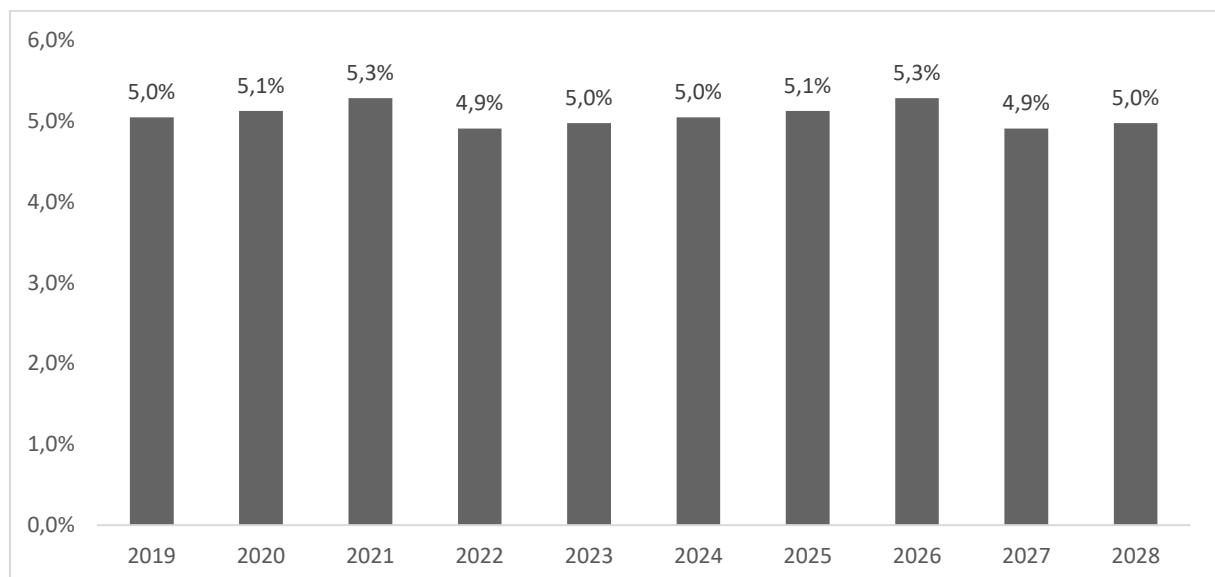


Abbildung 31: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenario III

Der interne Zinsfuß ist im Jahr 2021 bzw. im Jahr 2026, also den Basisjahren, am höchsten. Dies ist der Zeitpunkt bei dem die Zeit, bis die Betriebskosten in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, am kürzesten ist. Die Betriebskosten fallen in diesem Szenario ab 2021 an und werden in diesem Basisjahr im Ausgangsniveau für die folgende Periode ab 2024 berücksichtigt. Der Zeitverzug beträgt also drei Jahre.

Demgegenüber ist der Zeitverzug, der bei den Betriebskosten systembedingt im KKA vorhanden ist, in den Jahren 2022 bzw. 2028 am längsten und beträgt sieben Jahre. In dieser Zeit stehen den Betriebskosten keine Erlöse gegenüber und mindern somit den Jahresüberschuss und damit auch die Ausschüttung.

Die unterschiedlichen Höhen der internen Zinsfüße sind somit über den Zeitverzug bei den angesetzten Betriebskosten zu erklären.

Unter Berücksichtigung von Betriebskosten zeigt sich auch im System des Kapitalkostenabgleichs, dass eine Investitionszeitpunktneutralität nicht gegeben ist. Aus Sicht der Gutachter ist die Abweichung der internen Zinsfüße

zwischen den Jahren nicht sonderlich stark ausgeprägt, so dass es aus Sicht der Gutachter sehr unwahrscheinlich ist, dass das Regulierungssystem einen Anreiz für eine zeitliche Verzögerung von Investitionen aus betriebswirtschaftlicher Sicht darstellt.

4.3.1.9 Szenario IV; Kapitalkostenabgleich ohne spätere Inbetriebnahme ohne Betriebskosten; wirtschaftliche Bewertung

Unter der Betrachtung, dass die Betriebskosten und der damit einhergehende Zeitverzug bei der Erlösberücksichtigung einen Einfluss auf die Bewertung haben, wurde das Szenario IV ohne Berücksichtigung von Betriebskosten modelliert und analysiert.

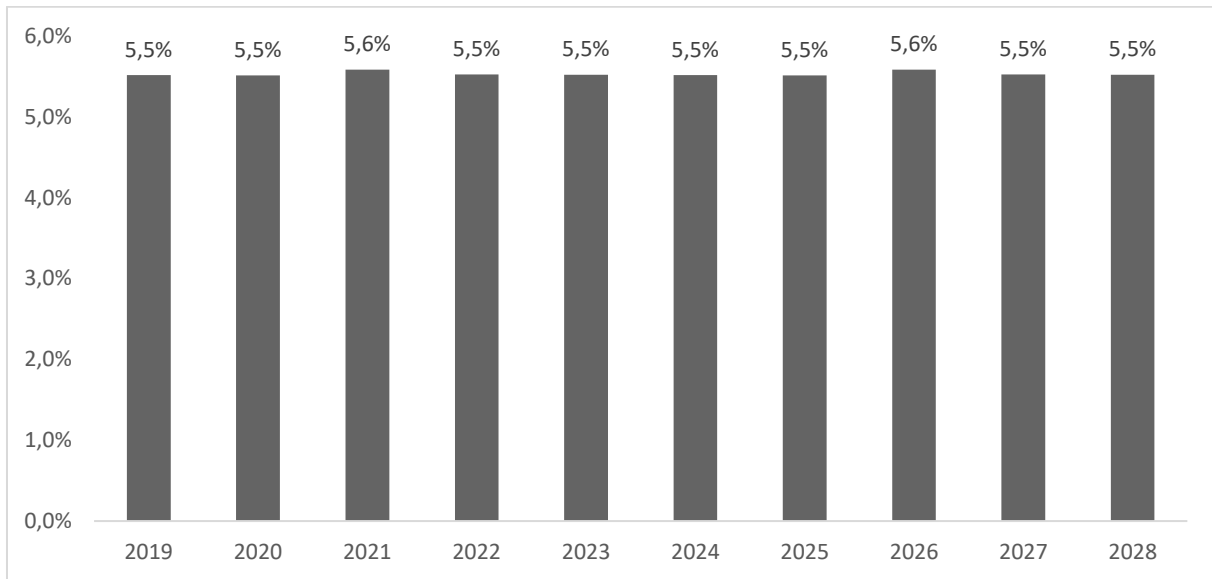


Abbildung 32: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenario IV

Ohne Berücksichtigung von Betriebskosten ist im KKA unerheblich in welchem Jahr die Investition durchgeführt wird, der interne Zinsfuß ist mit 5,5 % immer gleich. Lediglich in den Basisjahren ist der Zinsfuß 5,6 %, wobei dieser Effekt durch die Mittelwertbildung im Basisjahr und der damit nur hälftigen Berücksichtigung des Fremdkapitals als Abzugskapitals entsteht. Lässt man die Betriebskosten außen vor, so zeigt sich hier eine vollständige Investitionszeitpunktneutralität.

Es gibt also ohne Berücksichtigung von Betriebskosten, keine negativen oder positiven Einflüsse auf die Wirtschaftlichkeit bzw. auf die Rendite.

Um den Effekt der höheren internen Verzinsung in dem Szenario IV gegenüber Szenario III besser zu verstehen, haben wir beispielhaft die nominellen (undiskontierten) Cash-Flows der Szenarien III und IV für das Jahr 2022 dargestellt.

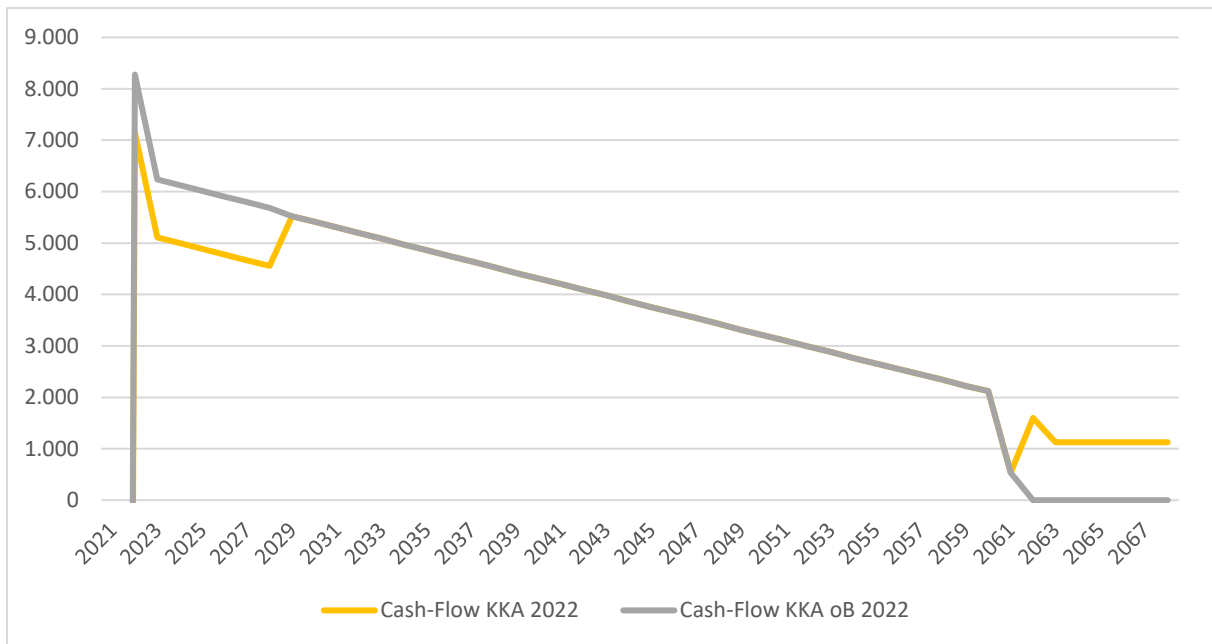


Abbildung 33: Nominelle Ausschüttung der Szenarien III und IV mit Inbetriebnahme in 2022

In dem Zeitraum des Kapitalkostenaufschlags (Phase II) ist im Szenario III mit Betriebskosten der Cash-Flow geringer, da den Betriebskosten keine Erlöse gegenüberstehen und diese Betriebskosten die Cash-Flows bzw. den Jahresüberschuss entsprechend mindern.

Am Ende der Laufzeit (ab 2062) kann in Szenario III ein höherer Cash-Flow beobachtet werden. Dies hängt mit dem Nachlauf der Betriebskosten in der Erlösobergrenze zusammen. Die Betriebskosten fallen ab dem Zeitpunkt in dem die Anlage abgeschrieben ist in unserer Modellierung nicht mehr als Aufwand an. Diese Betriebskosten sind aber durch die Basisjahrsystematik im letzten Basisjahr noch Bestandteil der regulatorisch anerkannten Erlöse und werden über die Erlösobergrenze noch bis zum Ende der Regulierungsperiode vergütet.

Durch diese zeitlich unterschiedlich anfallenden Cash-Flows ergeben sich die Unterschiede in den internen Zinsfüßen der Szenarien III und VI.

4.3.1.10 Vergleich interne Zinsfüße der Szenarien I, II, III und IV

Stellt man die internen Zinsfüße der vier Szenarien gegenüber, wird deutlich, dass die Ergebnisse im Szenario IV (KKA ohne Betriebskosten) am höchsten sind.

Bei der Analyse der Ergebnisse ist zu beachten, dass eine vollständige Vernachlässigung von tatsächlich entstehenden zusätzlichen Betriebskosten nicht der Realität entspricht. Insbesondere bei größeren Maßnahmen, Erweiterungsinvestitionen können zusätzliche Betriebskosten entstehen, sofern sie nicht, wie bereits beschrieben, im Rahmen der CAPEX berücksichtigt werden. Ob und inwieweit zwischen der im IMA-System für die Betriebsphase unterstellten Pauschale von 0,8 % und den beim Übertragungsnetzbetreiber tatsächlich entstehenden Betriebskosten ein Delta entsteht, ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens.



Abbildung 34: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenarien I und III

Bei der Darstellung der nicht diskontierten Erlöse (nominale Betrachtung) konnte man deutlich höhere Erlöse bei dem Szenario I (IMA) erkennen. Diese höheren Erlöse fallen aber aufgrund des zeitlichen Ablaufs erst sehr weit in der Zukunft an. Dieser Sachverhalt wird in der Diskontierung der Erlöse entsprechend berücksichtigt.

Im Ergebnis der Diskontierung ist aus ökonomischer Sicht zu beobachten, dass die Szenarien I und III zwar in den einzelnen Jahren voneinander abweichen, aber in der Maximalbetrachtung nicht weit voneinander entfernt sind. So wird beispielsweise im Szenario I (IMA) im Jahr 2022 mit 5,3 % der höchste Zinsfuß erreicht, im Szenario III (KKA) mit 5,3 % im Jahr 2021. Das Szenario II führt durch die Berücksichtigung eines Ersatzanteils von 15 % zu deutlich geringeren, auf Basis der Rückflüsse der IMA ermittelten internen Zinsfüßen von 4,6 % bis 4,8 % und liegt damit unterhalb der Szenarien I und III. Dieses Ergebnis des Szenarios II ist aber dadurch beeinflusst, dass die Erlöse aus dem Budgetanteil des Gesamtnetzes in den Berechnungen nicht berücksichtigt werden.

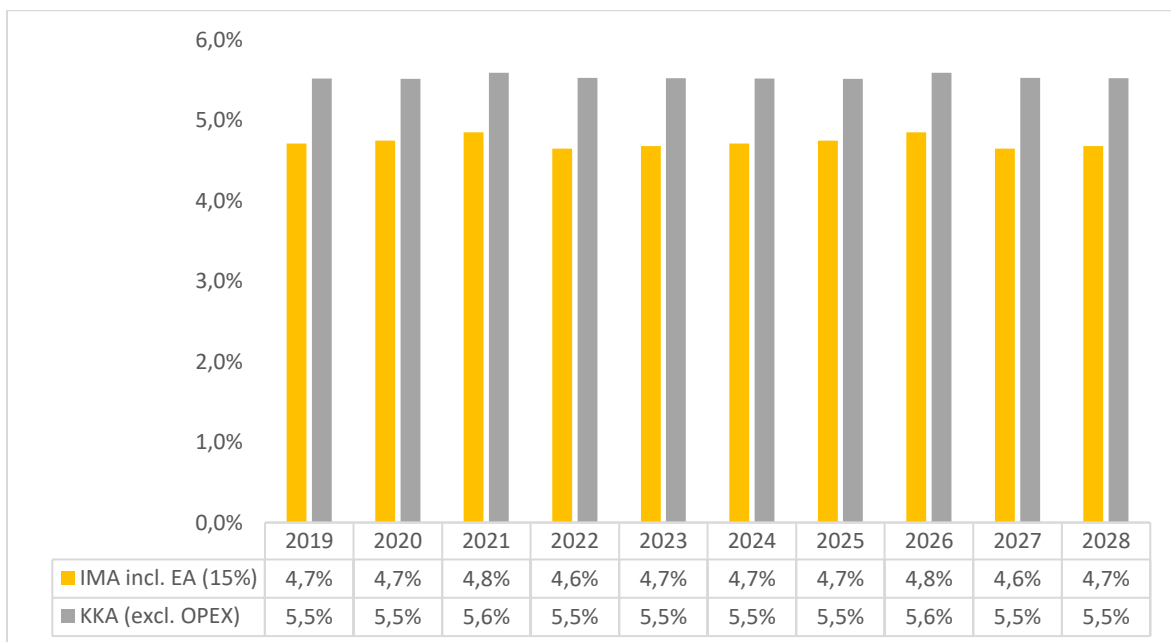


Abbildung 35: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenarien II und IV

Bei der Interpretation der Ergebnisse sollte beachtet werden, dass aufgrund der gänzlich unterschiedlichen Annahmen und Parameter die Szenarien II und IV nicht unmittelbar vergleichbar sind.

4.3.1.11 Vergleich interne Zinsfüße der Szenarien I, II, III und IV in einer Vor-Steuer-Betrachtung

In der folgenden Grafik werden die internen Zinsfüße der Szenarien I und III nachrichtlich ohne Berücksichtigung von Steuern dargestellt.

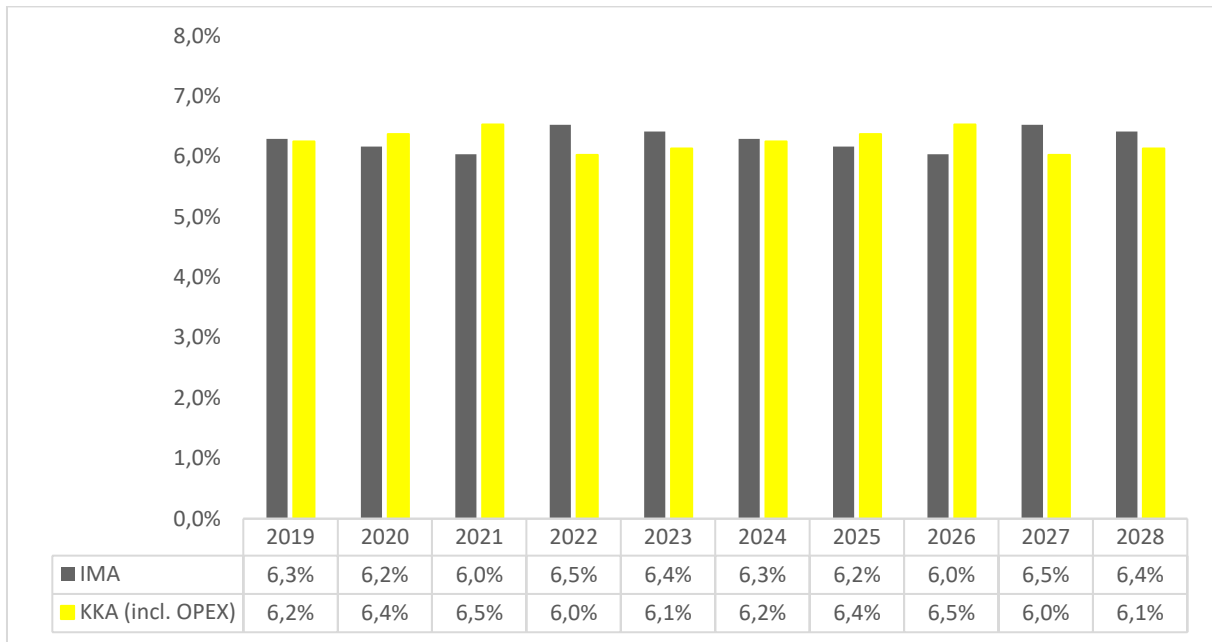


Abbildung 36: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenarien I und III ohne Steuern

In der folgenden Grafik werden die internen Zinsfüße der Szenarien II und IV ohne Berücksichtigung von Steuern dargestellt.

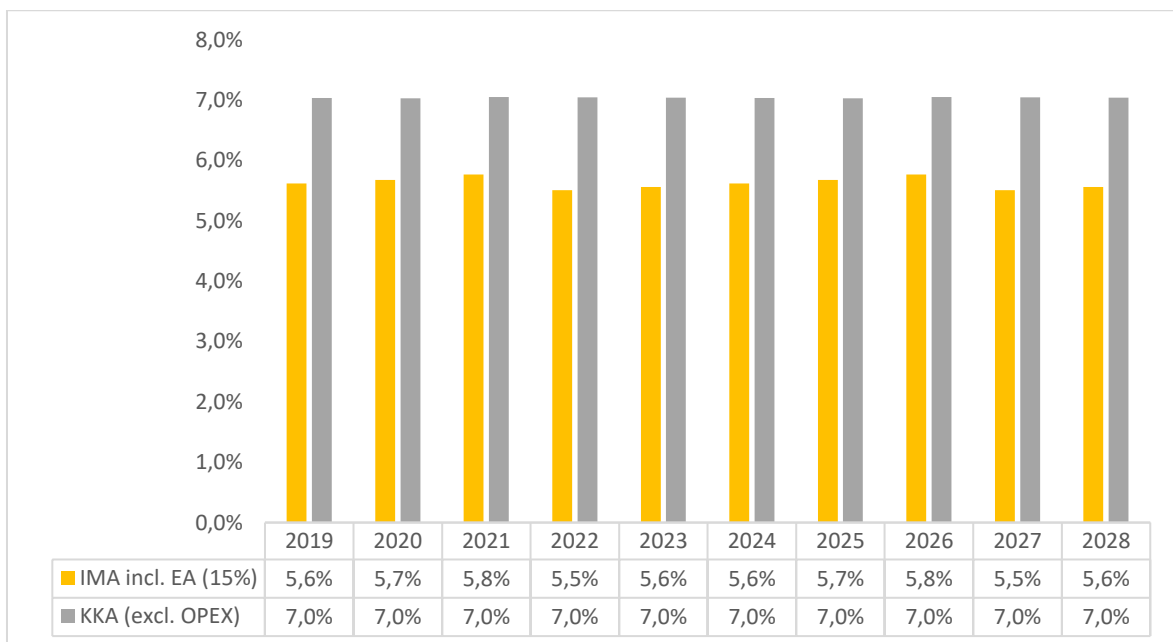


Abbildung 37: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenarien II und IV ohne Steuern

Wie oben beschrieben kann eine reine Vorsteuerbetrachtung genau wie eine reine Nachsteuerbetrachtung alleine für die Bewertung zu kurz greifen, da tatsächliche Steuersätze von dem hier unterstellten typisierten Steuersatz abweichen können.

4.3.1.12 Bewertung mit unterschiedlichen Diskontierungszinssätzen

Betrachtet man die Entwicklung der Zahlungsströme nicht in absoluten nominalen Werten, sondern bewertet diese anhand einer Diskontierung als Barwerte, ergibt sich in Abhängigkeit des gewählten Diskontierungszinssatzes ein differenziertes Bild.

Je höher der Diskontierungszinssatz ist, desto geringer ist der Beitrag mit dem zeitlich weit entfernt liegende Zahlungen im Barwert berücksichtigt werden. Bei dem System der IMA werden die höheren absoluten Erlöse erst zu einem sehr späten Zeitpunkt realisiert, was sich an dieser Matrix deutlich zeigt und die Ergebnisse erklärt.

Es sollte beachtet werden, dass eine ausschließliche Betrachtung der Erlösrückflüsse noch keine hinreichende Aussage auf das Investitionsverhalten des Übertragungsnetzbetreibers bzw. die Anreizwirkungen der Regulierungsmechanismen zulässt, da die Auswirkungen auf Kosten und somit Cash-Flows bzw. Ergebnisentwicklungen vernachlässigt werden. Wir stellen im Weiteren daher auf die Entwicklung der Cash-Flows bzw. der Ausschüttungsströme ab.

Die folgende Tabelle zeigt eine Übersicht der diskontierten Ausschüttungen (Einzahlungen – Auszahlungen) der drei Szenarien (I, II und III) für die Jahre 2021 und 2022. Hierbei wurden Diskontierungszinssätze von 0 % bis 8 % verwendet.

Die Barwerte der Diskontierung sind zunächst für Investitionen in 2021 in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Zins- satz	Cash-Flows IMA 2021	Cash-Flows IMA 2021 EA 15%	Cash-Flows KKA 2021	Delta KKA-IMA	Delta KKA-IMA (EA 15%)
0,0%	99.117	99.397	87.850	-11.266	-11.546
0,5%	81.732	81.718	73.789	-7.943	-7.929
1,0%	66.794	66.517	61.466	-5.329	-5.051
2,0%	42.773	42.044	41.081	-1.692	-963
3,0%	24.673	23.579	25.144	471	1.565
4,0%	10.848	9.460	12.543	1.695	3.083
5,0%	149	-1.477	2.471	2.323	3.948
6,0%	-8.238	-10.053	-5.660	2.578	4.393
7,0%	-14.891	-16.857	-12.286	2.605	4.571
8,0%	-20.229	-22.313	-17.732	2.496	4.581

Tabelle 2: Diskontierte Cash-Flows bei Ansatz verschiedener Diskontierungszinssätze (ohne spätere IBN) für Investitionen in 2021

Die Barwerte der Diskontierung sind für Investitionen in 2022 in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Zins- satz	Cash-Flows IMA 2022	Cash-Flows IMA 2022 EA 15%	Cash-Flows KKA 2022	Delta KKA-IMA	Delta KKA-IMA (EA 15%)
0,0%	115.599	109.230	87.125	-28.474	-22.106
0,5%	94.495	87.999	71.939	-22.556	-16.061
1,0%	76.736	70.148	58.812	-17.924	-11.336
2,0%	49.001	42.316	37.528	-11.473	-4.788
3,0%	28.885	22.193	21.331	-7.553	-861
4,0%	14.061	7.428	8.866	-5.195	1.438
5,0%	2.970	-3.555	-826	-3.796	2.729
6,0%	-5.447	-11.831	-8.431	-2.985	3.399
7,0%	-11.918	-18.137	-14.447	-2.529	3.690
8,0%	-16.952	-22.991	-19.237	-2.285	3.754

Tabelle 3: Diskontierte Cash-Flows bei Ansatz verschiedener Diskontierungszinssätze (ohne spätere IBN) für Investitionen in 2022

Es sind die zeitlichen Verschiebungen zwischen IMA und KKA zu beobachten. Die höheren Cash-Flows zu Beginn im KKA führen bei steigenden Diskontierungszinssätzen bei Inbetriebnahme im Basisjahr zu höheren Barwerten. Dies ist auch zwischen den Szenarien III und IV KKA mit und ohne Betriebskosten zu beobachten. Dort zeigt sich, dass durch die Betriebskosten absolut zwar die gleichen Cash-Flows erfolgen, diese aber zeitlich anders anfallen. Im Szenario III (inkl. OPEX) erfolgt ein höherer Cash-Flow am Ende der Laufzeit über die Erlösobergrenze und excl. OPEX wird im Vergleich zu Beginn des Betrachtungszeitraumes eine höhere Ausschüttung vorgenommen. Dies spiegelt sich in den diskontierten Werten entsprechend wieder. Für Inbetriebnahmen im Jahr nach dem Basisjahr (2022) ergeben sich bei den IMA ohne Ersatzanteil höhere Barwerte im Vergleich zum KKA.

Die Vorteilhaftigkeit von IMA und KKA hängt aus Investoren- und Betreibersicht stark von der Frage ab, zu welchem Diskontierungszinssatz die zeitliche Präferenz der Zahlungsströme beurteilt wird sowie der Frage, ob im System der IMA ein Ersatzanteil zu berücksichtigen ist.

Für Investitionen im Basisjahr 2021 sind die Barwerte der diskontierten Cash-Flows bei den beiden IMA Szenarien bis zu einem Diskontierungssatz von 2 % stets höher als der der KKA. Ab 3 % dreht sich dieses Ergebnis.

Für Investitionen im Nachbasisjahr 2022 ohne Ersatzanteile führt das System der IMA bei sämtlichen der unterstellten Diskontierungszinssätze stets zu höheren Barwerten der Cash-Flows. Sind hingegen bei der IMA Ersatzkostenanteile zu berücksichtigen, so ergibt sich ein leicht modifiziertes Bild, in dem der KKA ab einem Diskontierungssatz von ≥ 4 % höhere Barwerte der Cash-Flows aus der IMA generiert.

Cash-Flows tragen im System der IMA zur Refinanzierung von Ersatzinvestitionen bei. Es muss berücksichtigt werden, dass wegfallende Sockeleffekte im Kapitalkostenabzug im Bestandsnetz die Investitionsbedingungen im Portfolio weiter verschlechtern.

4.3.1.13 Zwischenfazit

Aus den zuvor dargestellten Analysen wird ersichtlich, dass es bei den Umsatzerlösen zwischen den Regulierungssystemen IMA und KKA zu Abweichungen kommt. Die absolute Summe der Erlösobergrenze über die gesamte Laufzeit hinweg ist in dem System der IMA im Vergleich zu dem KKA höher. Diese höheren Erlöse fallen jedoch zu einem deutlich späteren Zeitpunkt an und im Vergleich negative Effekte im Rahmen der IMA, wie der Abzugsbetrag, mindern die Erlöse bereits zu einem recht frühen Zeitpunkt.

Dieser Sachverhalt des unterschiedlichen zeitlichen Anfalls von Erlösen und Kosten wird in der wirtschaftlichen Bewertung durch Diskontierung bzw. Berechnung des internen Zinsfußes berücksichtigt. Aus Sicht der Gutachter

führen beide Regulierungssysteme zu ähnlichen wirtschaftlichen Ergebnissen. Es gibt zwar unterschiedliche Jahre in denen entweder die IMA oder der KKA besser oder schlechter ist, aber die maximale Höhe des internen Zinsfußes ist in beiden Systemen vergleichbar. Die „guten“ und „schlechten“ Jahre sind bedingt durch die Unterschiede in den regulatorischen Systemen und den darin enthaltenen zu berücksichtigenden Regelungen und Bedingungen.

4.3.2 Szenarien mit späterer Inbetriebnahme

Als weiterer Schritt wurde untersucht, welche ökonomischen Effekte im Vergleich der Regulierungssysteme eintreten, wenn es bei einer Investition zu einer späteren Inbetriebnahme kommt. Ursachen für mögliche spätere Inbetriebnahmen werden nicht betrachtet.

Für diesen Analyseschritt wurden die Szenarien V. bis VIII. erstellt.

In diesen Szenarien wird jeweils ein Baubeginn im Jahr 2019 unterstellt. Als variable Größe wird das Jahr der Fertigstellung variiert. Das bedeutet, dass in den Vergleichsrechnungen unterstellt wird, dass die jeweils in 2019 begonnene Maßnahme in 2020, 2021, etc. finalisiert wird und die Inbetriebnahme erfolgt.

Für den Zeitraum zwischen dem Jahr 2019 und der jeweiligen Fertigstellung bzw. Inbetriebnahme wird unterstellt, dass sich die Anlagen als Anlagen im Bau aufbauen und dann entsprechend der regulatorischen Vorgaben in der IMA und dem Kapitalkostenaufschlag entsprechend berücksichtigt werden. Eine Anlage im Bau wird im Basisjahr nicht im Ausgangsniveau berücksichtigt, es erfolgt ein Neuantrag für eine IMA bzw. eines Kapitalkostenaufschlages, die dann wieder bis zum Ende der folgenden Regulierungsperiode läuft.

Die folgende Grafik zeigt schematisch, wie lange eine Anlage als Anlage im Bau in den einzelnen Szenarien berücksichtigt wird und wann diese als fertige Anlage in Betrieb geht und auch vollständig aktiviert wird.

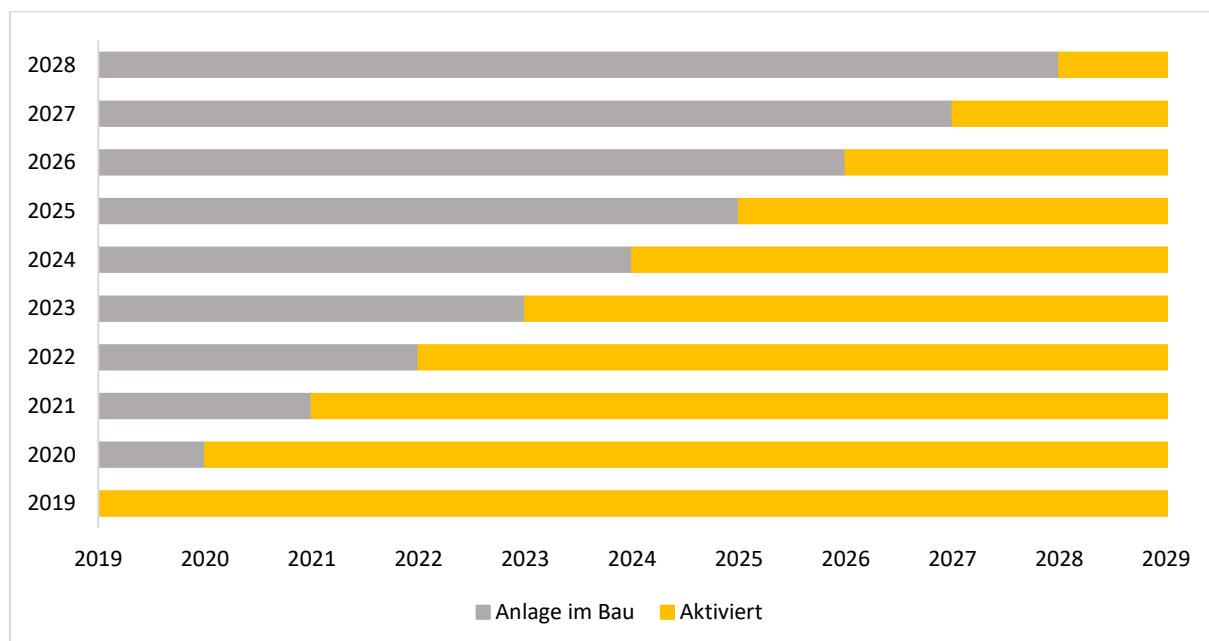


Abbildung 38: Schematische Darstellung der Szenarien spätere Inbetriebnahme

Auch bei den Szenarien mit einer späteren Inbetriebnahme werden in einem ersten Schritt die Erlöse der verschiedenen Szenarien ohne Diskontierung, also nominal dargestellt.

Durch diese Betrachtung können zunächst die verschiedenen Systeme und Wirkungsweisen gut beobachtet werden. Effekte aufgrund eines unterschiedlichen zeitlichen Anfalls der Zahlungsströme werden hierbei jedoch vernachlässigt. Aus diesem Grund ist die ökonomische Aussagekraft einer undiskontierten Betrachtung nur eingeschränkt gegeben.

In einem weiteren Schritt wird die wirtschaftliche Auswirkung auf den Eigenkapitalgeber dargestellt. Ein Maß hierfür ist die interne Verzinsung. Diese sagt aus, ab welcher impliziten Verzinsung die Zahlungsströme im Planungszeitraum die Investitionsausgabe unter Berücksichtigung der Barwert- bzw. Diskontierungseffekte refinanzieren.

Daher werden die Systeme auch noch mit unterschiedlichen Diskontierungszinssätzen bewertet. Wir stellen anhand einer Matrix den Effekt unterschiedlicher Diskontierungszinssätze dar.

Bei der Interpretation der diskontierten Betrachtungen bzw. des internen Zinsfußes muss berücksichtigt werden, dass es sich hierbei um in der Investitionsrechnung etablierte Verfahren handelt. Die dabei zur Anwendung kommenden Zinssätze stellen dabei weniger das Zinsniveau am Kapitalmarkt dar bzw. zu welchen Beträgen möglicherweise Liquiditätsüberschüsse verzinslich angelegt werden. Es sind vielmehr Vergleichswerte, die die Renditeerwartung des Investors zum Bewertungsstichtag ausdrücken. Dieser kann entscheiden, ob er bei gleicher Risikoklasse bzw. -erwartung in das Netz oder in eine Alternativanlage investiert.

4.3.2.1 Szenario V; Investitionsmaßnahme ohne Ersatzanteil mit späterer Inbetriebnahme; Analyse Erlösobergrenze

In allen folgenden Szenarien wurde das Jahr des Baubeginns auf das Jahr 2019 fixiert und die Inbetriebnahme variiert (2020 bis 2028). Es wurden somit jeweils 10 Berechnungen vorgenommen, in denen das Jahr der Inbetriebnahme (2019 bis 2028) variiert und das Jahr des Baubeginns auf 2019 fixiert wird. Es wird also jeweils ein unterschiedlicher Zeitraum, in dem die Anlagen als Anlagen im Bau bilanziert werden, betrachtet. Aus diesen Berechnungen wird jeweils die Summe der Erlösobergrenzen ermittelt und verglichen.

Die folgende Grafik zeigt die Summe der nominellen Erlösobergrenzen über den gesamten Betrachtungszeitraum (undiskontiert) für das Szenario V.

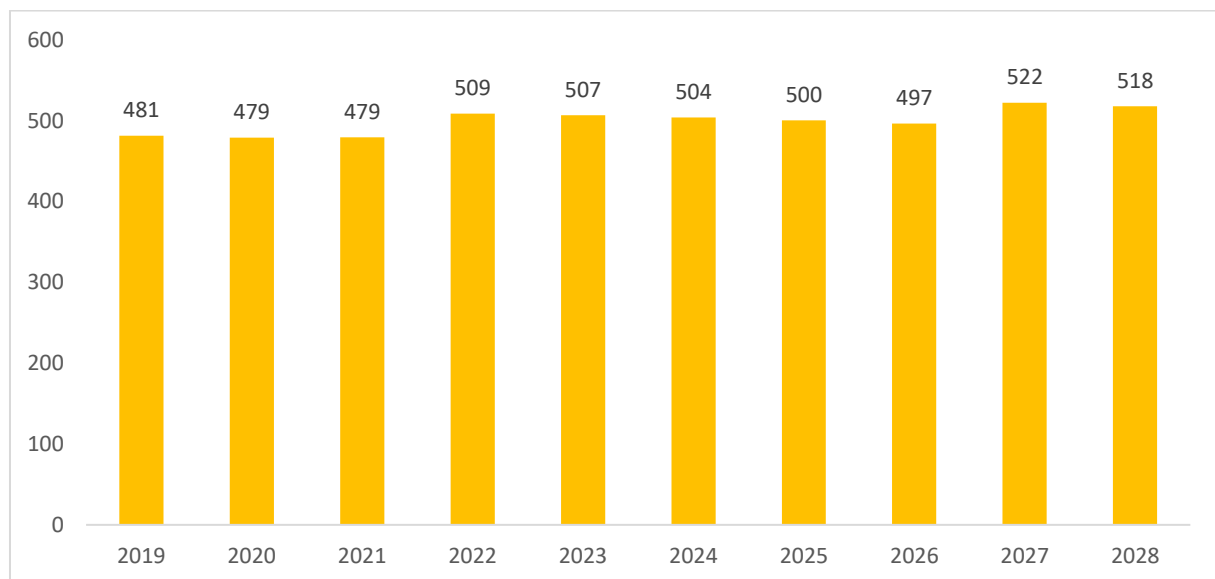


Abbildung 39: Vergleich Summe Erlösobergrenzen Szenario V [Mio. €]

In diesem Szenario sind stärkere Veränderungen der Erlösobergrenzen zu beobachten. Durch die spätere Inbetriebnahme verlängert sich, je nach Datum der Inbetriebnahme, die IMA und damit auch die Laufzeit am Ende der Abschreibungsdauer.

Die Effekte, aus denen die unterschiedlichen Höhen der Erlösobergrenzen resultieren, können an der folgenden Grafik erläutert werden:

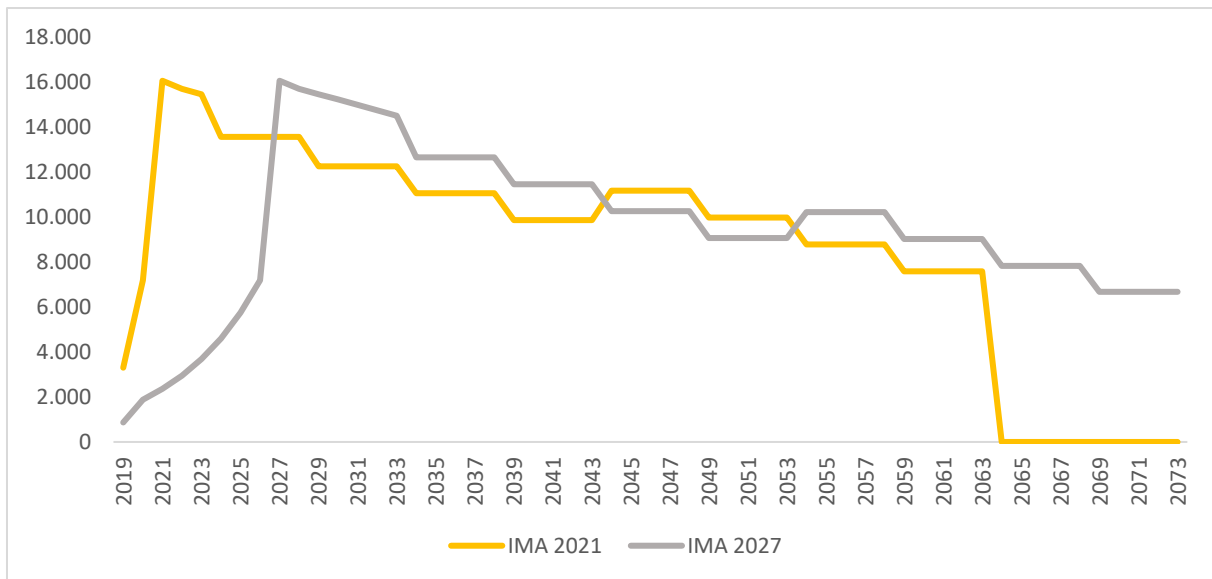


Abbildung 40: Gegenüberstellung Verlauf Erlösbergrenzen IMA Szenario IV [T€]

Im Zeitraum der „Anlagen im Bau“ wird neben der Verzinsung der AiB auch entsprechend der aktuellen Regelung der ARegV (§34 Abs. 12) zu IMA eine Betriebskostenpauschale von 0,2% gewährt. Diese Betriebskostenpauschale führt bei einer späteren Inbetriebnahme (z. B. bis 2027) dazu, dass in dieser Zeit (2019 bis Ende 2026) Erlöse generiert werden, die unabhängig von den tatsächlich anfallenden und über eine Gewinn- und Verlustrechnung nachweisbaren Kosten sind.

Der Zeitpunkt der Inbetriebnahme hat in dieser Modellbetrachtung, wie in den vorherigen Analysen ohne spätere Inbetriebnahme, wieder einen Einfluss auf die Erlöse im jeweiligen Zeitverlauf. Daher folgt zunächst, dass die nominellen Erlöse (undiskontiert) in dem Szenario mit Inbetriebnahme 2027 am höchsten sind. Dieses Jahr war auch ohne verspätete Inbetriebnahme (Szenario I) das Jahr mit den höchsten Erlösen. Zusätzlich kommen nun noch die Erlöse aus dem Zeitraum 2019 bis 2026 aus den AiB additiv hinzu.

4.3.2.2 Szenario VI; Investitionsmaßnahme mit späterer Inbetriebnahme und einem Ersatzanteil von 15%; Analyse Erlösbergrenze

In dem Szenario VI zeigen sich die gleichen Effekte wie im Szenario V in Bezug auf die Erlösbergrenze, daher wird an dieser Stelle auf die Beschreibung der Effekte nicht im Detail eingegangen.

Die folgende Grafik zeigt die Summe der nominellen Erlösbergrenzen über den gesamten Betrachtungszeitraum (undiskontiert) für das Szenario VI.

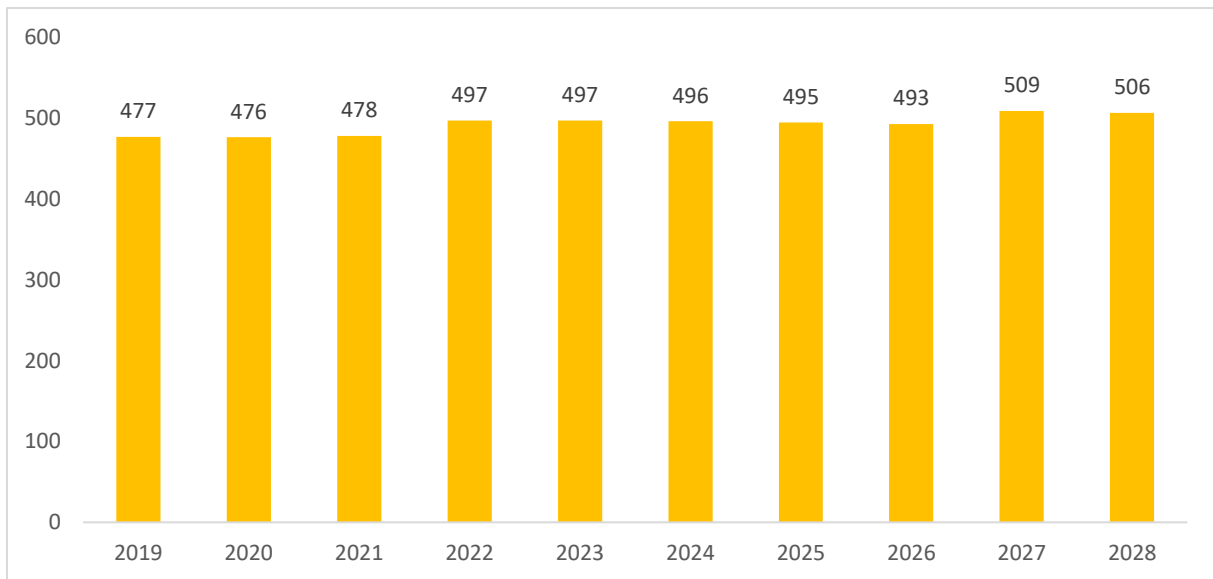


Abbildung 41: Vergleich Summe Erlösobergrenzen Szenario VI [Mio. €]

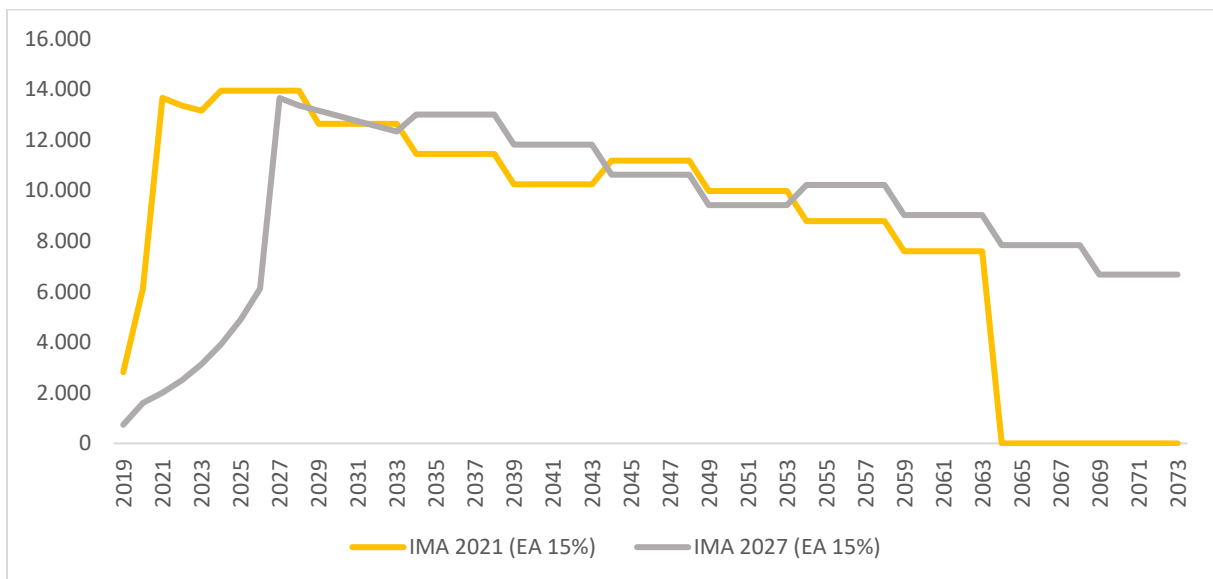


Abbildung 42: Gegenüberstellung Verlauf Erlösobergrenzen IMA mit Ersatzanteil Szenario VI [T€]

4.3.2.3 Szenario VII; Kapitalkostenabgleich mit späterer Inbetriebnahme; Analyse Erlösobergrenze

Auch in diesem Szenario werden 10 Berechnungen vorgenommen in denen das Jahr der Inbetriebnahme (2019 bis 2028) variiert und das Jahr des Baubeginns auf 2019 fixiert wird. Es wird also jeweils ein unterschiedlicher Zeitraum, in dem die Anlagen als Anlagen im Bau bilanziert werden, betrachtet. Aus diesen Berechnungen wird jeweils zunächst die Summe der Erlösobergrenzen ermittelt und verglichen.

Die folgende Grafik zeigt die Summe der nominellen Erlösobergrenzen über den gesamten Betrachtungszeitraum für das Szenario VII (KKA). In diesem Szenario wurde das Jahr des Baubeginns auf das Jahr 2019 fixiert und das Jahr der Inbetriebnahme variiert.

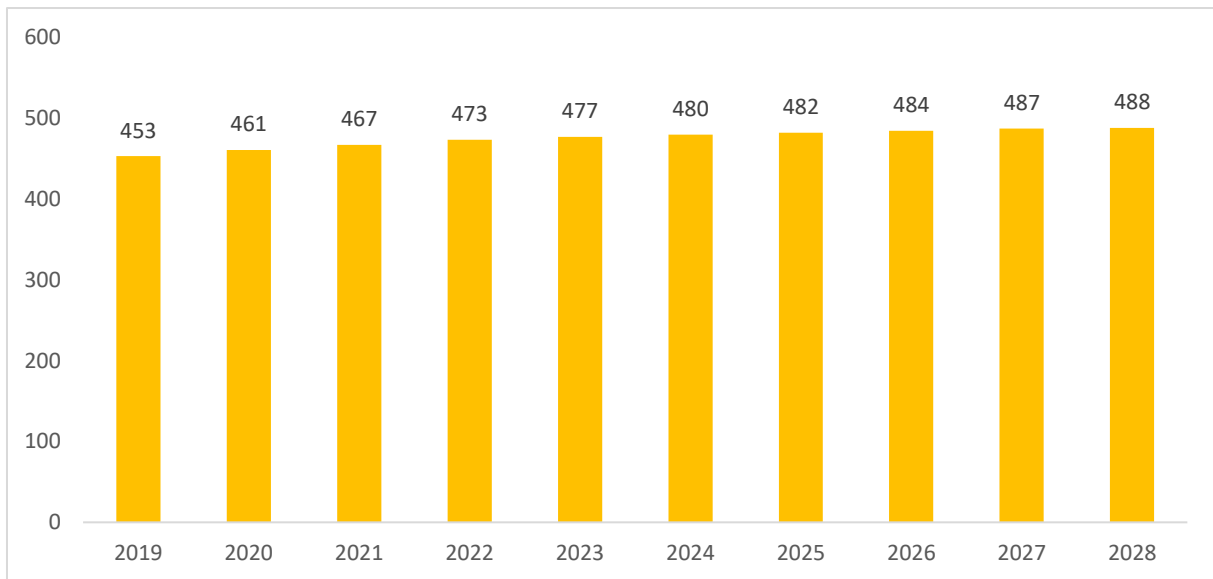


Abbildung 43: Vergleich Summe Erlösbergrenzen Szenario VII [Mio. €]

Man kann erkennen, dass in diesem Szenario die Erlöse mit späterer Inbetriebnahme kontinuierlich steigen. Wie in dem Szenario III (ohne spätere Inbetriebnahme) zu beobachten war, gab es dort keine erhebliche Veränderung der Summe der Erlöse zwischen den Jahren. Da nun in diesem Szenario die Erlöse in der Phase der AiB additiv hinzukommen, führt die spätere Inbetriebnahme zu höheren Erlösen.

Dies kann an der folgenden Grafik, dem Verlauf der Erlösbergrenzen für die Inbetriebnahme in 2020 und 2028 gut beobachtet werden:

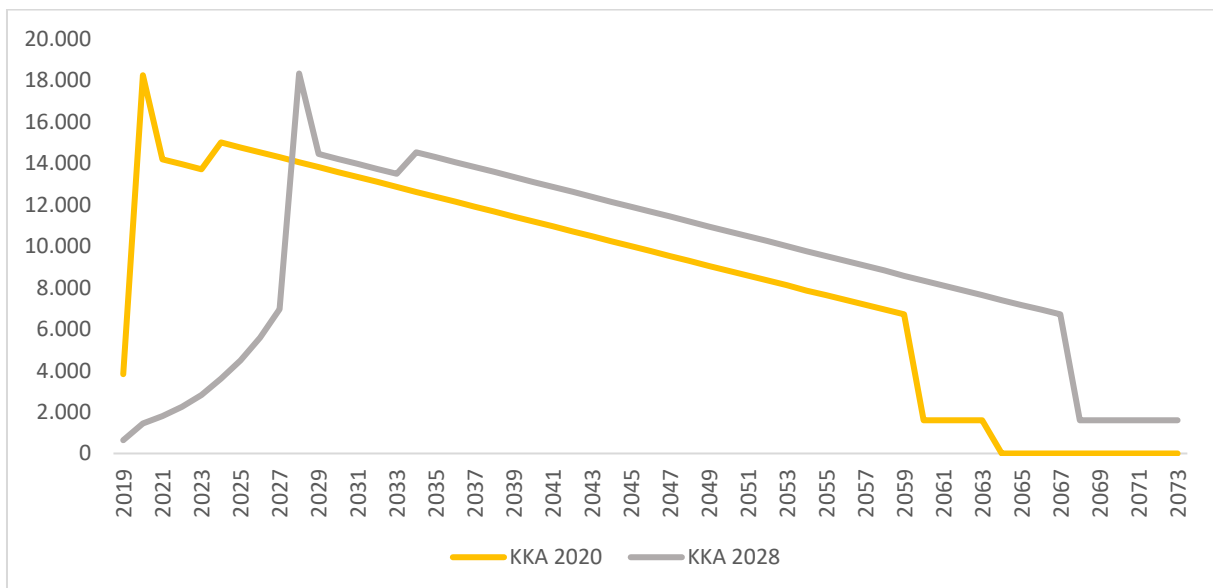


Abbildung 44: Gegenüberstellung Verlauf Erlösbergrenzen KKA Szenario VII [T€]

Ab dem Jahr der Inbetriebnahme (2020 bzw. 2028) ist der Verlauf, die Dauer und auch die Höhe der Erlösbergrenze nahezu identisch. Es gibt durch die spätere Inbetriebnahme lediglich einen zeitlichen Versatz.

Die höheren Erlöse bei einer Inbetriebnahme in 2028 kommen aus dem Zeitraum 2019 bis einschließlich 2027, dem Zeitraum der Anlagen im Bau.

4.3.2.4 Szenario VIII; Kapitalkostenabgleich mit späterer Inbetriebnahme ohne Betriebskosten; Analyse Erlösobergrenze

Auch in diesem Szenario werden für eine Investition mit einem Volumen von exemplarisch 200 Mio. € 10 Berechnungen vorgenommen, in denen das Jahr der Inbetriebnahme (2019 bis 2028) variiert und das Jahr des Baubeginns auf 2019 fixiert wird. Es wird also jeweils ein unterschiedlicher Zeitraum, in dem die Anlagen als Anlagen im Bau bilanziert werden, betrachtet. Aus diesen Berechnungen werden jeweils die Summe der Erlösobergrenzen ermittelt und verglichen.

Vom Grundsatz her sind die Ergebnisse in diesem Szenario sehr vergleichbar mit denen aus dem Szenario VII. Einziger Unterschied ist, dass in diesem Szenario keine Betriebskosten berücksichtigt wurden. Dies hat aber nur einen Einfluss auf die Höhe der Erlösobergrenze nach der Erfassung der Betriebskosten im Basisjahr.

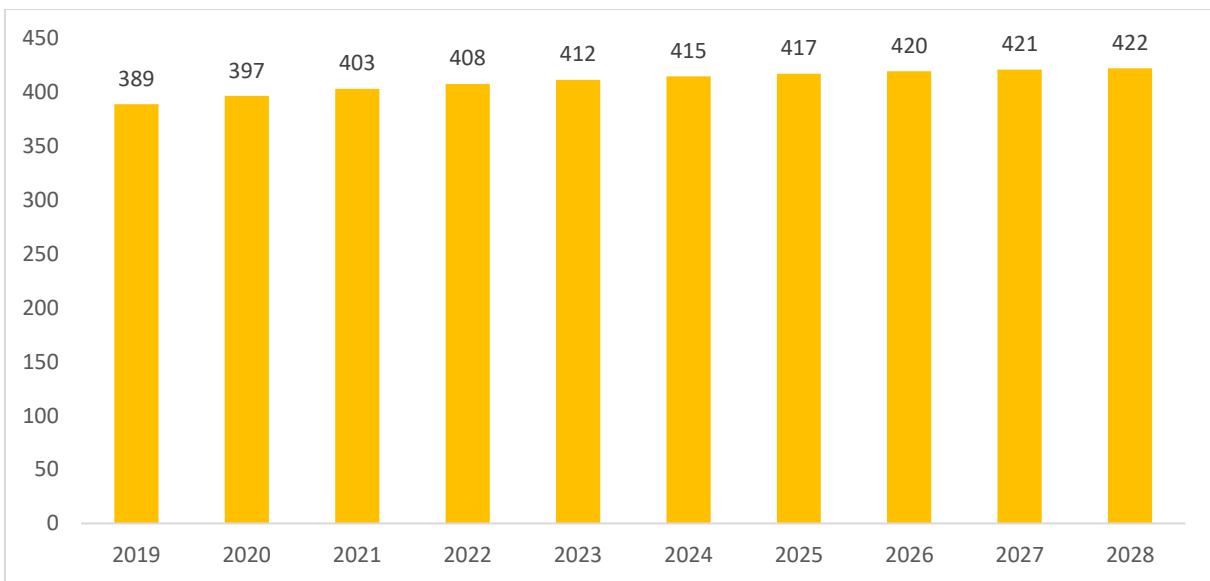


Abbildung 45: Vergleich Summe Erlösobergrenzen Szenario VIII [Mio. €]

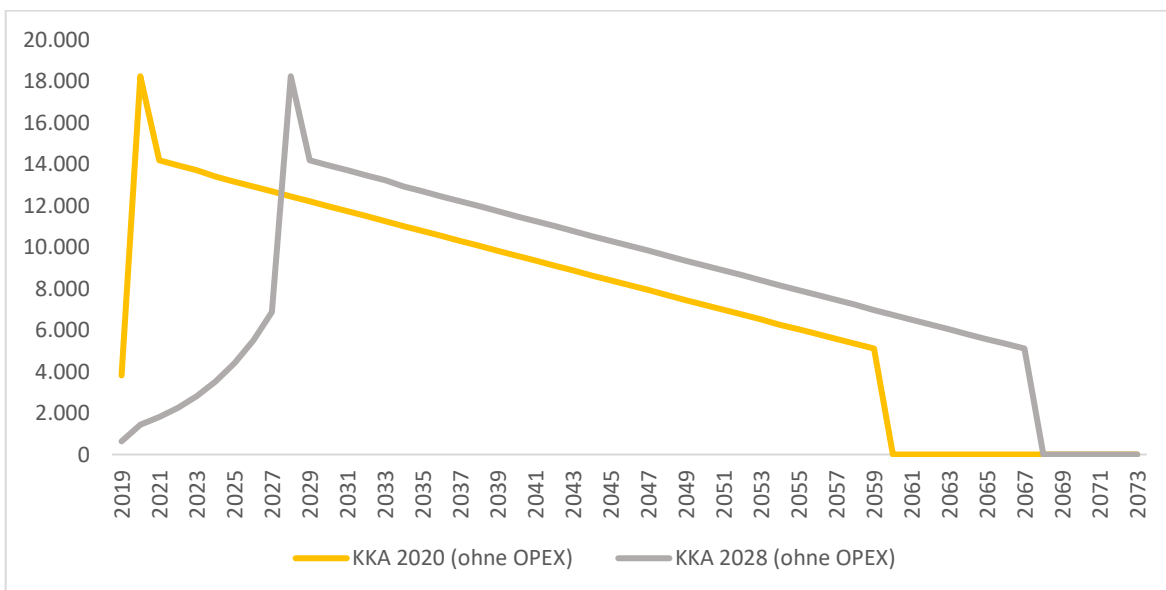


Abbildung 46: Gegenüberstellung Verlauf Erlösobergrenzen KKA Szenario VIII [T€]

Auch der Verlauf der Erlösobergrenzen ist analog dem vorherigen Szenario, nur dass die Erhöhung nach dem ersten Basisjahr wegen der Betriebskosten entfällt.

4.3.2.5 Vergleich der Erlösobergrenzen der Szenarien V bis VIII (mit späterer Inbetriebnahme)

Vergleicht man die Summe der Erlösobergrenzen der vier zuvor beschriebenen Szenarien, wird deutlich, dass durch das System der IMA absolut die höchsten Erlöse über den gesamten Zeitraum anfallen. In Abhängigkeit des Jahres der Inbetriebnahme können in dieser Systematik unterschiedliche Erlöse beobachtet werden, diese liegen aber immer oberhalb der Erlöse aus dem KKA.

Die folgende Grafik zeigt die Summe der nominellen Erlösobergrenzen (undiskontiert) über den gesamten Betrachtungszeitraum für die Szenario V, und VII.

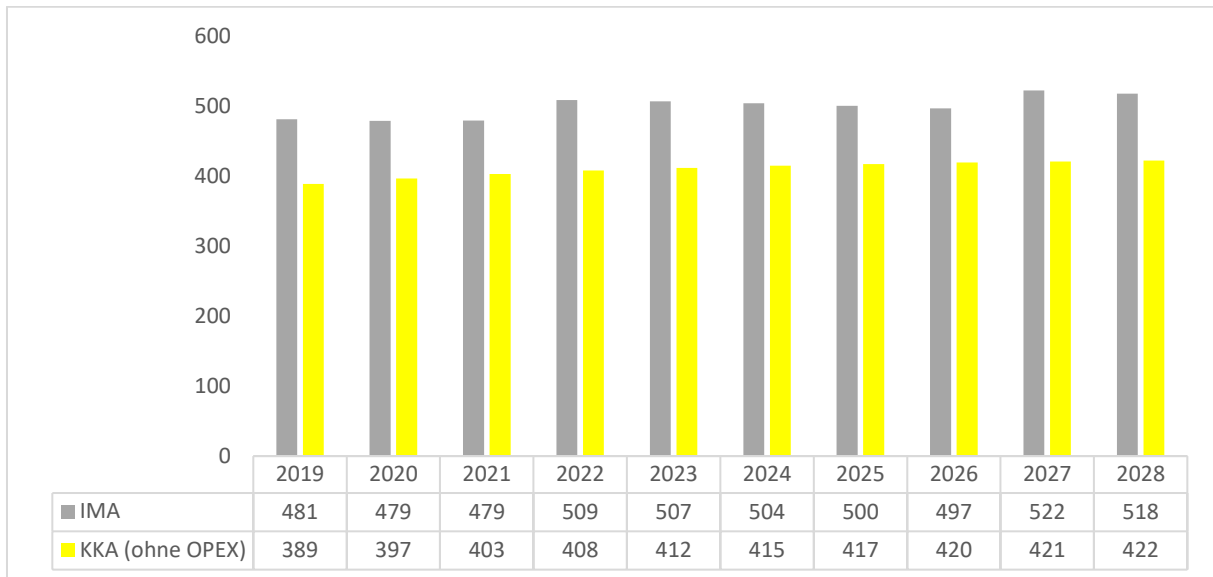


Abbildung 47: Gegenüberstellung der Erlösobergrenzen der Szenarien V und VII [Mio. €]

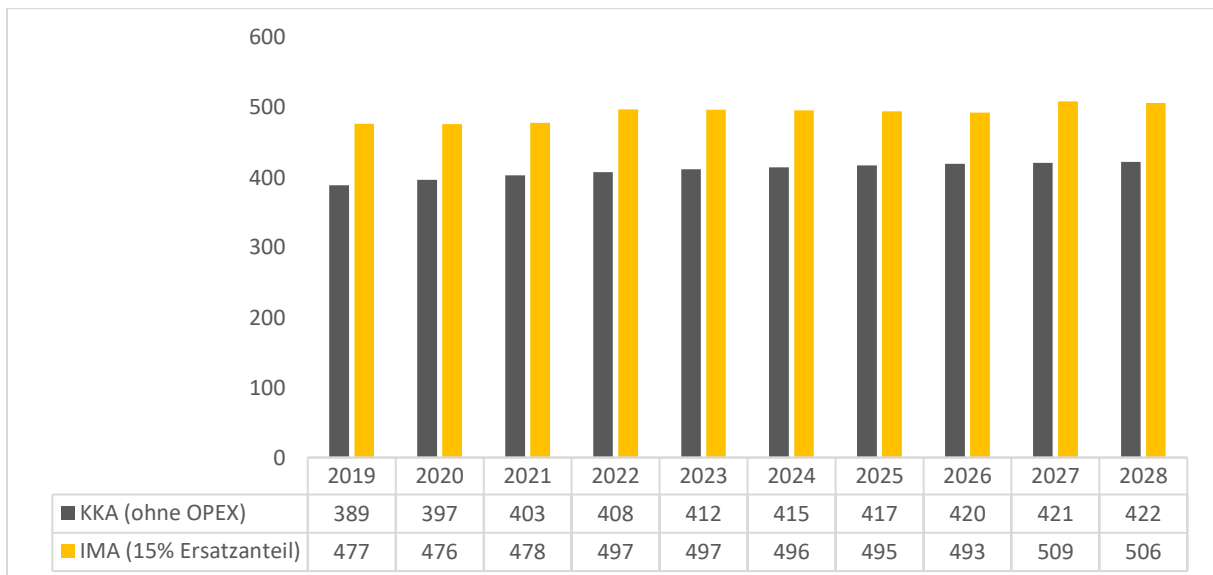


Abbildung 48: Gegenüberstellung der Erlösobergrenzen der Szenarien VI und VIII [Mio. €]

Betrachtet man den Verlauf der Erlösobergrenzen der vier Szenarien für das Jahr der Inbetriebnahme 2027 ergibt sich folgende Darstellung.

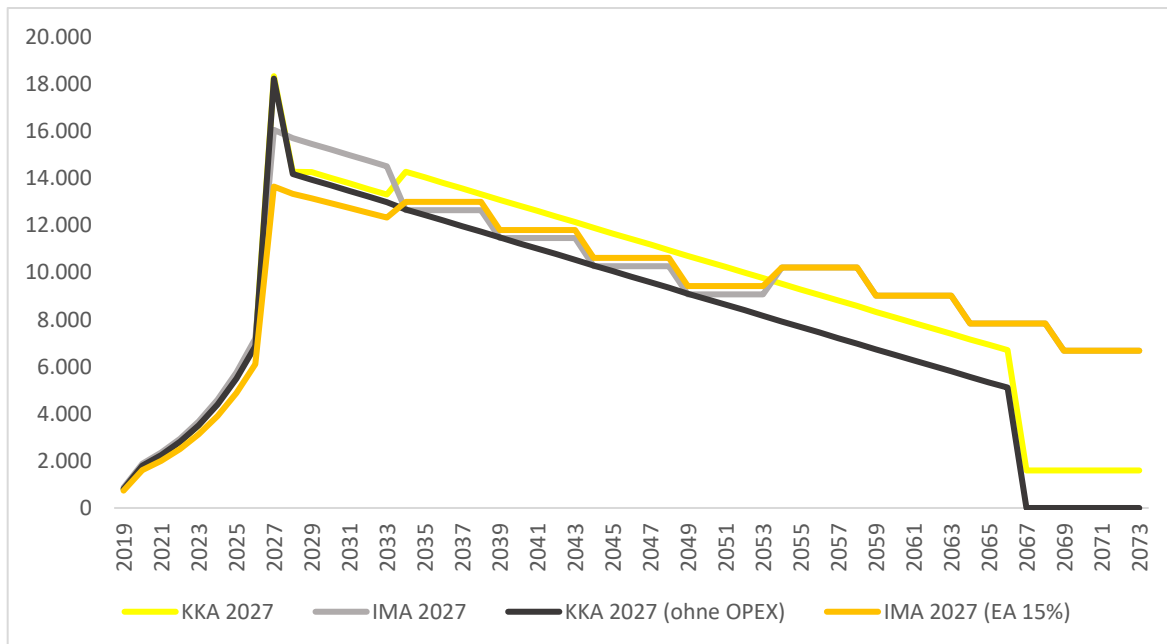


Abbildung 49: Gegenüberstellung der Erlösbergrenzen der Szenarien V bis VIII mit Inbetriebnahme im Jahr 2027

Die Erlöse im Zeitraum der Anlagen im Bau (Phase I) der Jahre 2019 bis einschließlich 2026 sind im System der IMA (Szenario V) geringfügig höher. In diesem Szenario werden die Anlagen im Bau mit einer Betriebskostenpauschale von 0,2 % berücksichtigt. Wie aus der Grafik zu sehen ist, ist dieser Effekt vergleichsweise nicht sonderlich erheblich. Die Erlöse der Szenarien V und VI sind in der Phase der AiB identisch.

Die danach folgenden zugestandenen Erlöse entsprechen den Szenarien I bis IV ohne einer späteren Inbetriebnahme.

4.3.2.6 Szenario V; Investitionsmaßnahme ohne Ersatzanteil mit späterer Inbetriebnahme; wirtschaftliche Bewertung

In den folgenden Analysen wurden insgesamt 10 Berechnungen, mit jeweils verschiedenen Inbetriebnahmezeitpunkten (2019-2028) bei immer gleichbleibenden Baubeginn (2019) durchgeführt. Für jedes Jahr der Inbetriebnahme ergibt sich ein interner Zinsfuß (IRR) über die gesamte Betriebsdauer der Anlage.

Betrachtet man im Szenario V die Ergebnisse des internen Zinsfußes und stellt diese für jedes Jahr gegenüber, kann auch hierbei eine leichte Verschiebung zwischen den Jahren beobachtet werden.

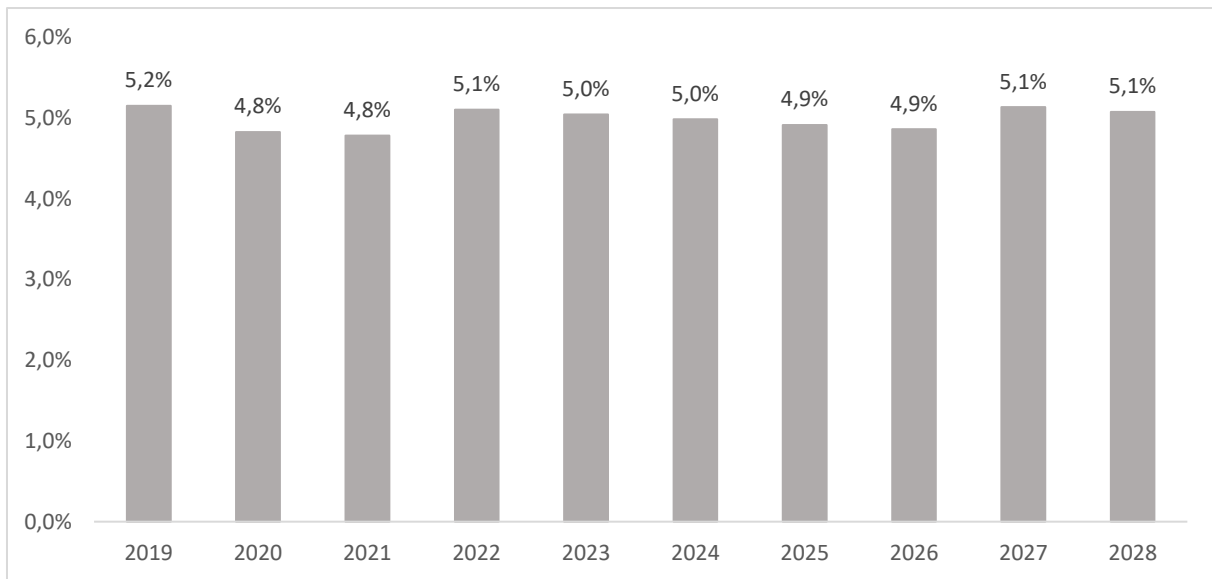


Abbildung 50: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenario V

Es ist zu beobachten, dass sich im Jahr 2019, also ohne eine spätere Inbetriebnahme, fast der gleiche interne Zinsfuß berechnet, wie eine Inbetriebnahme in 2027. Obwohl die Inbetriebnahme in 2027 absolut deutlich höhere Umsatzerlöse bedeutet, führt dies nicht automatisch zu höheren internen Verzinsungen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass mit einer späteren Inbetriebnahme auch die Abschreibung später startet. Mit Beginn der Abschreibung steht dieser Betrag wieder zur Verfügung und kann anderweitig eingesetzt werden. Je länger also die Phase der Anlagen im Bau dauert, desto länger ist das Kapital auch gebunden und kann nicht an die Kapitalgeber ausgeschüttet oder für andere Maßnahmen eingesetzt werden.

Es zeigt sich, dass eine Investitionszeitpunktneutralität im System der IMA (mit Zeitverzug und ohne Ersatzanteil) nicht gegeben ist. Aus Sicht der Gutachter ist die Abweichung der internen Zinsfüße zwischen den Jahren nicht sonderlich stark ausgeprägt.

4.3.2.7 Szenario VI; Investitionsmaßnahme mit späterer Inbetriebnahme und Ersatzanteil von 15 %; wirtschaftliche Bewertung

In den folgenden Analysen wurden insgesamt 10 Berechnungen, mit jeweils verschiedenen Inbetriebnahmezeitpunkten (2019-2028) bei immer gleichbleibenden Baubeginn (2019) durchgeführt. Für jedes Jahr der Inbetriebnahme ergibt sich ein interner Zinsfuß (IRR) über die gesamte Betriebsdauer der Anlage.

Betrachtet man im Szenario VI die Ergebnisse des internen Zinsfußes und stellt diese für jedes Jahr gegenüber, kann auch hierbei eine geringfügige Verschiebung zwischen den Jahren beobachtet werden.

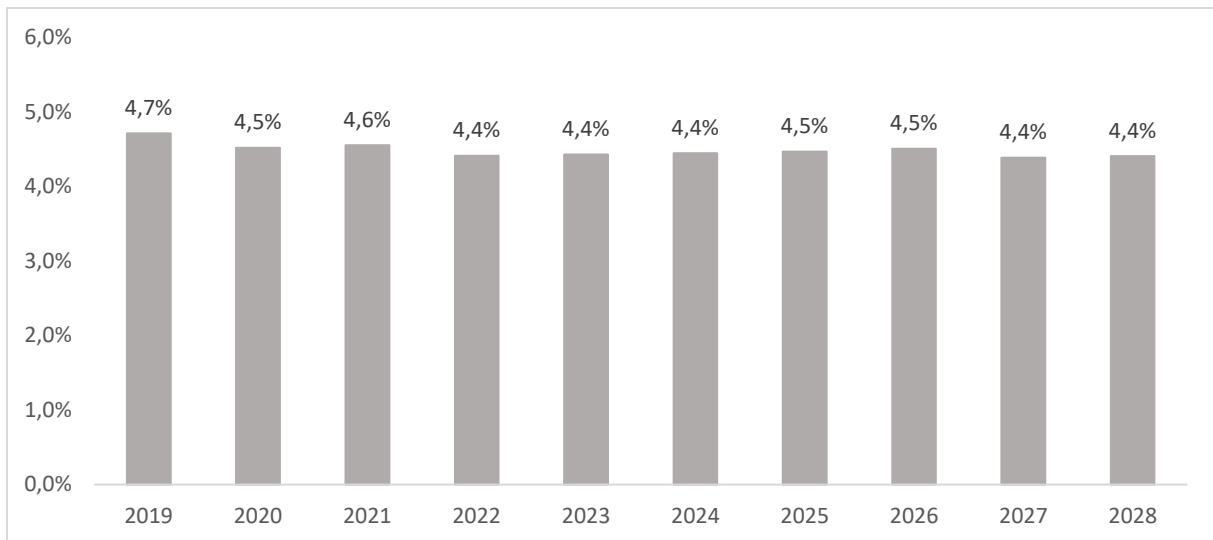


Abbildung 51: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenario VI

Es ist zu beobachten, dass der interne Zinsfuß, je länger die IMA läuft, abnimmt. Durch den Ersatzanteil werden im Zeitraum der IMA die Erlöse aus der IMA gemindert und der Cash-Flow nimmt im Vergleich zu dem vorherigen Szenario ab. Je länger die IMA und damit die Minderung der Erlöse durch den Ersatzanteil läuft, je stärker ist der negative Effekt auf die interne Verzinsung basierend auf den Rückflüssen der IMA. Bei der Berücksichtigung von Ersatzanteilen kann daher festgestellt werden, dass eine zeitliche Verzögerung der Inbetriebnahme sogar einen leichten wirtschaftlichen Nachteil für den Netzbetreiber mit sich bringt.

4.3.2.8 Szenario VII; Kapitalkostenabgleich mit späterer Inbetriebnahme mit Betriebskosten; wirtschaftliche Bewertung

In den folgenden Analysen wurden insgesamt 10 Berechnungen, mit jeweils verschiedenen Inbetriebnahmezeitpunkten (2019-2028) bei immer gleichbleibenden Baubeginn (2019) durchgeführt. Für jedes Jahr der Inbetriebnahme ergibt sich ein interner Zinsfuß (IRR) über die gesamte Betriebsdauer der Anlage.

Auch im siebten Szenario können zwischen den Betrachtungsjahren Unterschiede festgestellt werden. An dieser Stelle sind nicht die Erlöse der entscheidende Parameter, sondern die Betriebskosten, die nicht in der Phase des Kapitalkostenaufschlags über die Erlöse berücksichtigt werden.

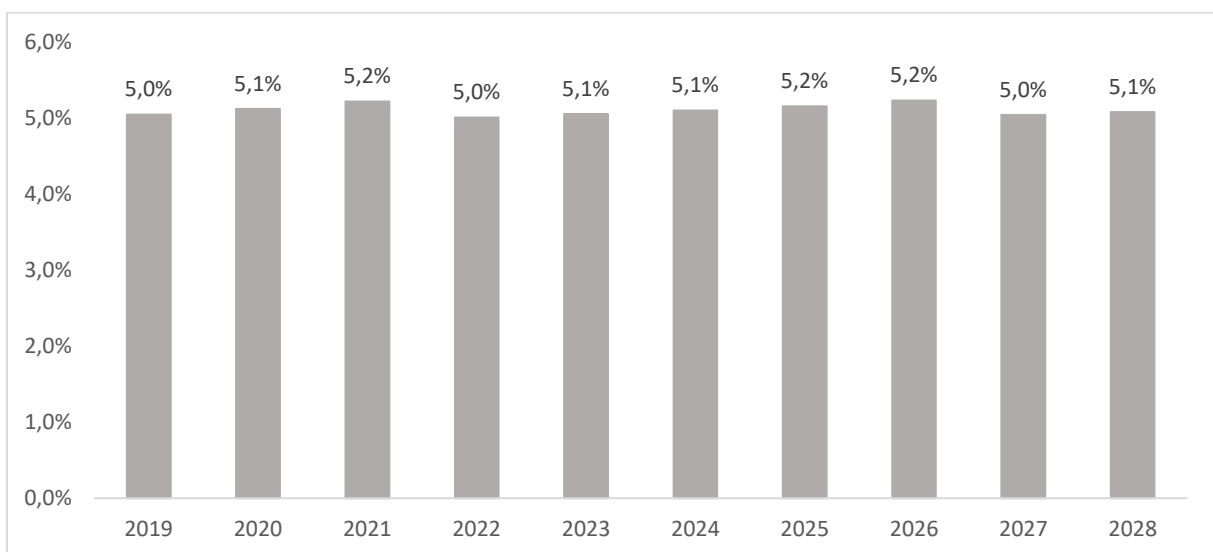


Abbildung 52: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenario VII

In diesem Szenario führen die höheren Rückflüsse des Betrachtungszeitraums im Szenario VII mit Inbetriebnahme in 2019 und 2026 (Basisjahre) zu den höchsten internen Zinsfüßen. Dieser Effekt resultiert aus der Umbuchung der Fertigstellung der AIB im jeweiligen Betrachtungsjahr und bei einer Umbuchung der AIB in den Basisjahren erfolgt eine doppelte Berücksichtigung der kalkulatorischen Kapitalkosten. Bei der Berücksichtigung von OPEX kommt es analog der Berechnungen der IMA zu unterschiedlichen Effekten in den Berechnungen. Sofern Betriebskosten anfallen, die nicht aktiviert werden und nicht im Budget enthalten sind, wirkt auch der KKA nicht Investitionszeitpunktneutral (Basisjahreffekte).

4.3.2.9 Szenario VIII; Kapitalkostenabgleich mit späterer Inbetriebnahme ohne Betriebskosten; wirtschaftliche Bewertung

In den folgenden Analysen wurden insgesamt 10 Berechnungen, mit jeweils verschiedenen Inbetriebnahmezeitpunkten (2019-2028) bei immer gleichbleibenden Baubeginn (2019) durchgeführt. Für jedes Jahr der Inbetriebnahme ergibt sich ein interner Zinsfuß (IRR) über die gesamte Betriebsdauer der Anlage.

Unter der Betrachtung, dass die Betriebskosten und der damit einhergehende Zeitverzug bei der Erlösberücksichtigung einen Einfluss auf die Bewertung haben, wurde das Szenario VIII ohne Berücksichtigung von Betriebskosten analysiert.

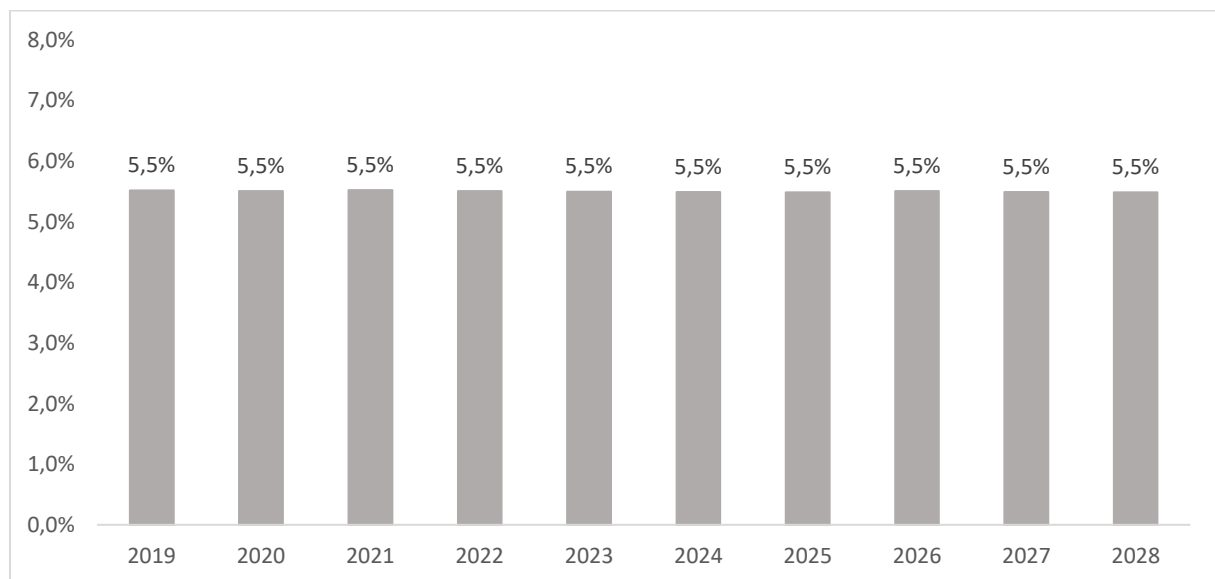


Abbildung 53: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenario VIII

Die internen Zinsfüße in diesem Szenario bleiben über den Betrachtungszeitpunkt neutral. Bei einer reinen Betrachtung der Kapitalkosten ohne OPEX ist der KKA Investitionszeitpunkt neutral.

Durch die spätere Inbetriebnahme erfolgt eine spätere Ausschüttung, was zu einer Minderung des internen Zinsfußes führt. Im weiteren Verlauf wird dann die spätere Ausschüttung durch die zusätzliche Verzinsung im Zeitraum der Anlagen im Bau kompensiert, so dass der interne Zinsfuß in den Berechnungen identisch ist.

Bei der Analyse der Ergebnisse ist zu beachten, dass eine vollständige Vernachlässigung von Betriebskosten nicht der Realität entspricht. Insbesondere bei größeren Maßnahmen, Erweiterungsinvestitionen können zusätzliche Betriebskosten entstehen. Ob und inwieweit zwischen der im IMA-System für die Betriebsphase unterstellten Pauschale von 0,8 % und den beim Übertragungsnetzbetreiber tatsächlich entstehenden Betriebskosten ein Delta entsteht, ist nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

4.3.2.10 Vergleich interne Zinsfüße der Szenarien V, VI, VII und VIII

Stellt man die internen Zinsfüße der vier Szenarien gegenüber, wird deutlich, dass die Ergebnisse im Szenario VIII (KKA ohne Betriebskosten) am höchsten sind. Jedoch ist bei der Analyse der Ergebnisse zu beachten, dass eine vollständige Vernachlässigung von Betriebskosten nicht der Realität entspricht. Insbesondere bei größeren Maßnahmen, Erweiterungsinvestitionen können zusätzliche Betriebskosten entstehen.

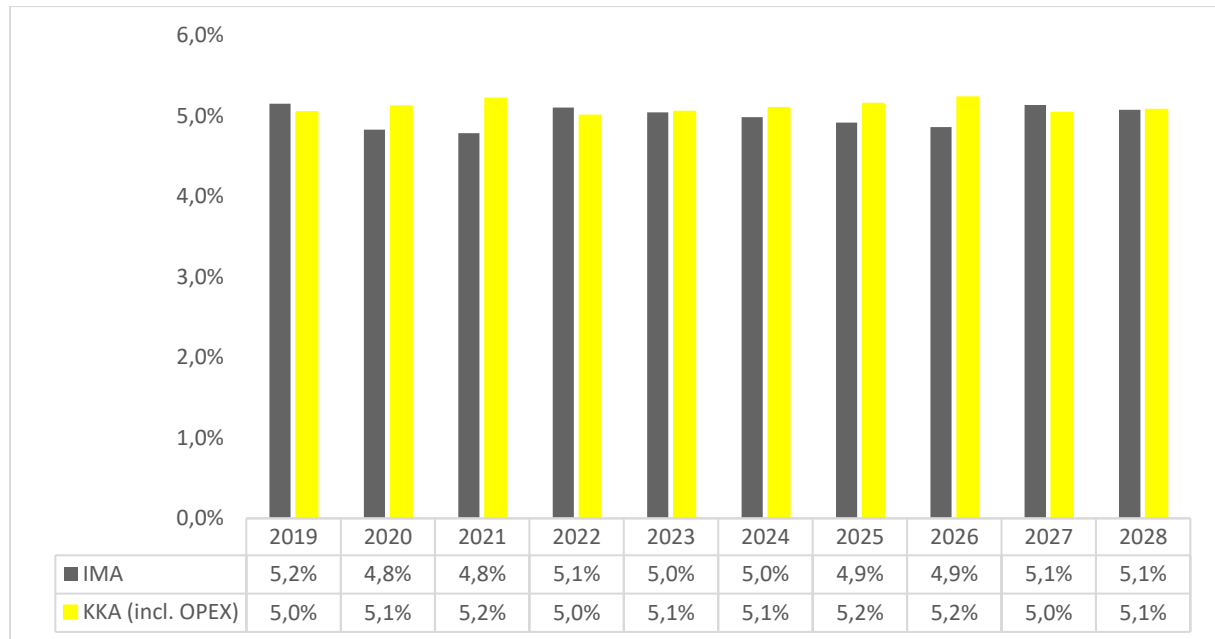


Abbildung 54: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenarien V und VII

Bei der Darstellung der nicht diskontierten Erlöse konnte man deutlich höhere Erlöse bei den Szenarios IV und V (IMA) erkennen. Diese höheren Erlöse sind aber in dem zeitlichen Ablauf erst sehr weit in der Zukunft angefallen. Dieser Sachverhalt wird durch die Diskontierung berücksichtigt. Im Ergebnis der Diskontierung (IZF Methode) ist nun aus wirtschaftlicher Sicht zu beobachten, dass die Szenarien V und VII in den einzelnen Jahren nur geringfügig voneinander abweichen und in der Maximalbetrachtung nicht weit voneinander entfernt liegen. So wird beispielsweise im Szenario V (IMA) im Jahr 2019 5,2 % bzw. 2022, 2027 5,1 % der höchste Zinsfuß erreicht, im Szenario VII (KKA inkl. OPEX) mit 5,2 % in 2019 bzw. im Jahr 2026.

Die zugestandene Betriebskostenpauschale im Zeitraum der Anlagen im Bau von 0,2 % wirkt sich also nicht erheblich auf die Wirtschaftlichkeit aus.

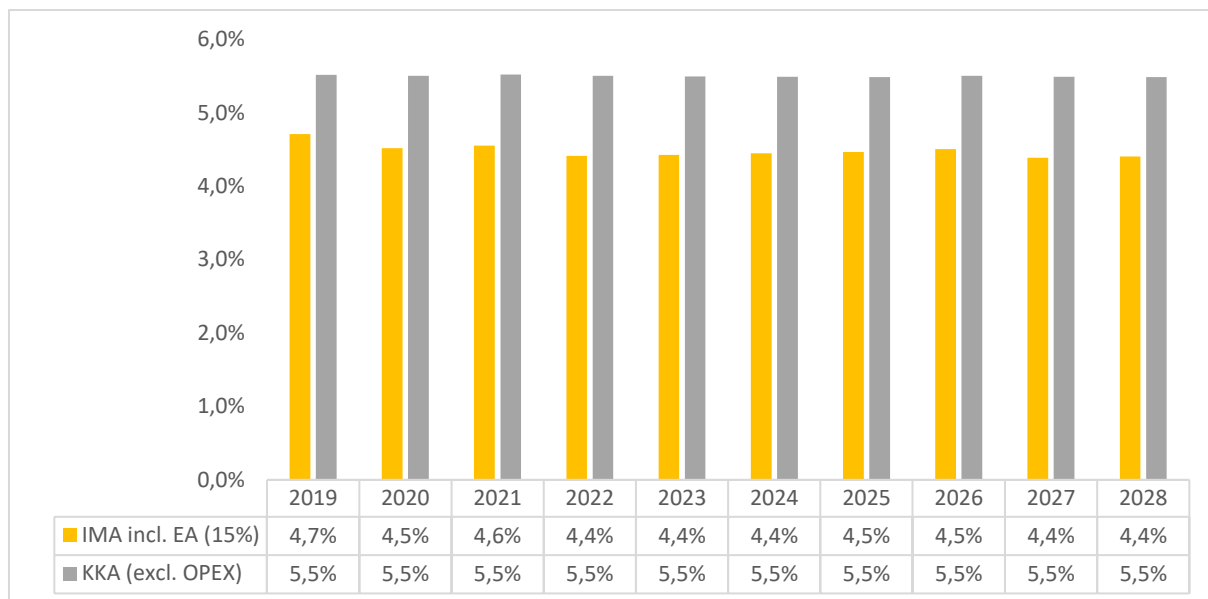


Abbildung 55: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenarien VI, und VIII

Bei der Interpretation der Ergebnisse sollte beachtet werden, dass aufgrund der gänzlich unterschiedlichen Annahmen und Parameter die Szenarien II und IV nicht unmittelbar vergleichbar sind. Es ist auch in diesen Szenarien nur eine geringfügige leichte Wellenbewegung zu beobachten, so dass es aus wirtschaftlicher Sicht nach Auffassung der Gutachter, nicht sinnvoll erscheint, die Fertigstellung um ein Jahr zu verzögern. Es ist aber auch grundsätzlich nochmals daraus hinzuweisen, dass eine möglichst schnelle Realisierung der Inbetriebnahme den höchsten wirtschaftlichen Anreiz bietet. Unter der Berücksichtigung von Ersatzanteilen (Szenarios VI) kann man sehr gut erkennen, dass eine verspätete Inbetriebnahme zu einem leichten wirtschaftlichen Nachteil führt.

4.3.2.11 Vergleich interne Zinsfüße der Szenarien V, VI, VII und VIII in einer Vor-Steuer-Betrachtung

In der folgenden Grafik werden die internen Zinsfüße der Szenarien V und VII ohne Berücksichtigung von Steuern dargestellt.

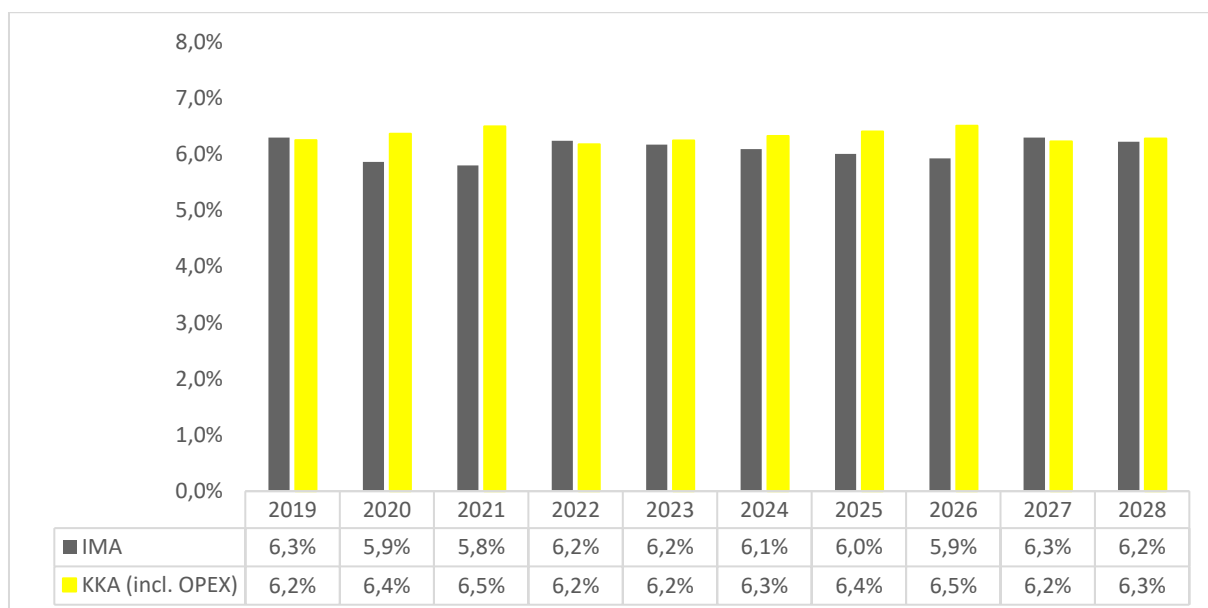


Abbildung 56: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenarien V und VII ohne Steuern

In der folgenden Grafik werden nachrichtlich die internen Zinsfüße der Szenarien VI und VIII ohne Berücksichtigung von Steuern dargestellt.

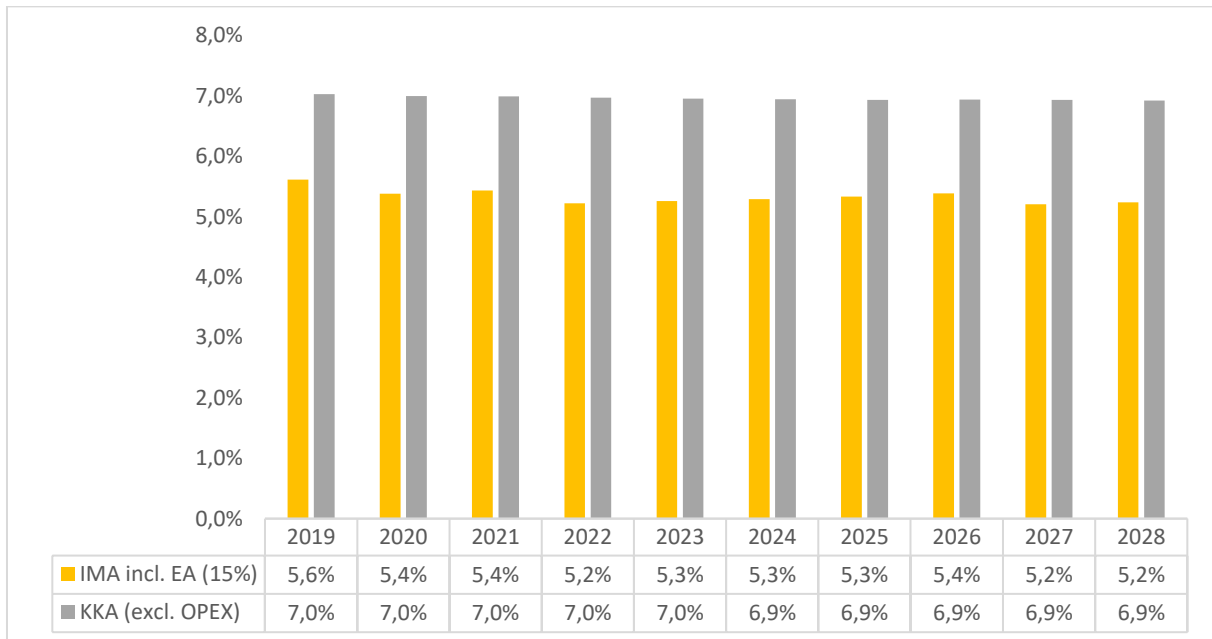


Abbildung 57: Gegenüberstellung interner Zinsfuß Szenarien VI und VIII ohne Steuern

Wie bereits beschrieben kann eine reine Vorsteuerbetrachtung genau wie eine reine Nachsteuerbetrachtung alleine für die Bewertung zu kurz greifen, da tatsächliche Steuersätze von dem hier unterstellten typisierten Steuersatz abweichen können.

4.3.2.12 Bewertung mit unterschiedlichen Diskontierungszinssätzen

Betrachtet man die Summe der Cash-Flows bzw. Ausschüttungsbeträge nicht in absoluten Werten, sondern bewertet diese anhand einer Diskontierung, ergibt sich eine etwas andere Gewichtung.

Je höher der Diskontierungszinssatz ist, desto geringer ist der Beitrag mit dem zeitlich weit entfernt liegenden Zahlungen im Barwert berücksichtigt werden. Bei dem System der IMA werden die höheren absoluten Erlöse erst zu einem sehr späten Zeitpunkt realisiert, was sich an dieser Matrix deutlich zeigt und die Ergebnisse erklärt.

Die folgende Tabelle zeigt eine Übersicht der diskontierten Ausschüttungen (Einzahlungen – Auszahlungen) der drei Szenarien (V, VI und VII) für in 2019 begonnene Investitionen, die in den Jahren 2021 bzw. 2022 in Betrieb genommen werden. Hierbei wurden Diskontierungszinssätze von 0 % bis 8 % verwendet.

Die Barwerte der Diskontierung sind zunächst für Inbetriebnahmen in 2021 in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Zins- satz	Cash-Flows IMA 2021	Cash-Flows IMA 2021 EA 15%	Cash-Flows KKA 2021	Delta KKA-IMA	Delta KKA-IMA (EA 15%)
0,0%	102.186	101.353	93.276	-8.910	-8.078
0,5%	82.982	81.878	77.458	-5.524	-4.419
1,0%	66.710	65.370	63.785	-2.925	-1.585
2,0%	41.075	39.358	41.623	548	2.265
3,0%	22.311	20.318	24.785	2.473	4.467
4,0%	8.408	6.216	11.860	3.453	5.644
5,0%	-2.013	-4.340	1.848	3.861	6.188
6,0%	-9.903	-12.317	-5.970	3.932	6.347
7,0%	-15.930	-18.394	-12.118	3.811	6.276
8,0%	-20.569	-23.054	-16.981	3.588	6.073

Tabelle 4: Diskontierte Einzahlung und Ausschüttung bei Ansatz verschiedener Diskontierungszinssätze (inkl. spätere IBN) für IBN in 2021

Die Barwerte der Diskontierung sind für Inbetriebnahmen in 2022 in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Zins- satz	Cash-Flows IMA 2022	Cash-Flows IMA 2022 EA 15%	Cash-Flows KKA 2022	Delta KKA-IMA	Delta KKA-IMA (EA 15%)
0,0%	121.429	113.429	96.351	-25.078	-17.078
0,5%	98.042	90.046	79.090	-18.951	-10.955
1,0%	78.584	70.626	64.335	-14.248	-6.291
2,0%	48.684	40.886	40.795	-7.890	-91
3,0%	27.469	19.907	23.271	-4.198	3.363
4,0%	12.174	4.897	10.079	-2.095	5.181
5,0%	981	-5.981	50	-931	6.030
6,0%	-7.319	-13.953	-7.639	-320	6.314
7,0%	-13.548	-19.847	-13.574	-26	6.274
8,0%	-18.266	-24.235	-18.178	87	6.057

Tabelle 5: Diskontierte Einzahlung und Ausschüttung bei Ansatz verschiedener Diskontierungszinssätze (inkl. spätere IBN) für IBN in 2022

Analog der Ausführungen zu den diskontierten Erlösobergrenzen sind auch die Ergebnisse der Einzahlungen und Ausschüttungen zu betrachten.

Es sind die zeitlichen Verschiebungen zwischen IMA und KKA zu beobachten. Die höheren Cash-Flows zu Beginn im KKA führen bei steigenden Diskontierungszinssätzen zu höheren Werten. Dies ist auch zwischen den Szenarien VII und VIII beim KKA mit und ohne Betriebskosten zu beobachten. Dort ist es so, dass durch die Betriebskosten absolut zwar die Cash-Flows in ähnlicher Größenordnung erfolgen, diese aber zeitlich anders anfallen. Im Szenario VII (inkl. OPEX) resultieren höhere Cash-Flows am Ende der Laufzeit, über die EOG und excl. OPEX wird im Vergleich zu Beginn des Betrachtungszeitraumes eine höhere Ausschüttung vorgenommen. Dies spiegelt sich in den diskontierten Werten entsprechend wieder. Im System mit Betriebskosten fallen zusätzlich auch Betriebskosten im Zeitraum der AiB an, daher sind in diesem Szenario die Ausschüttungen absolut etwas geringer.

Auch hier zeigt sich, dass bei Inbetriebnahmen ohne Ersatzanteil im Jahr nach dem Basisjahr (2022) im System des KKA stets niedrigere Barwerte erzielt werden. Ein Umstieg auf das System des KKA würde somit für diese Investitionen aus Investoren- und Betreibersicht zu einer Verschlechterung der Summe der Cash-Flows führen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass Cash-Flows im System der IMA zur Refinanzierung von Ersatzinvestitionen verwendet werden.

Die Vorteilhaftigkeit von IMA und KKA hängt aus Investoren- und Betreibersicht stark von der Frage ab, zu welchem Diskontierungszinssatz die zeitliche Präferenz der Zahlungsströme beurteilt wird, sowie der Frage, ob im System der IMA ein Ersatzanteil zu berücksichtigen ist.

Für Investitionen mit Fertigstellung im Basisjahr 2021 sind die Barwerte der diskontierten Cash-Flows bei den IMA Szenarien bis zu einem Diskontierungssatz von 1 % höher als bei den KKA-Szenarien. Ab 2 % dreht sich das Ergebnis.

Für Investitionen im Nachbasisjahr 2022 ohne Ersatzanteile führt das System der IMA bei einem Diskontierungszinssatz von bis zu 7 % stets zu höheren Barwerten der Cash-Flows. Sind hingegen bei der IMA Ersatzanteile zu berücksichtigen, so ergibt sich ein modifiziertes Bild, in dem der KKA ab einem Diskontierungssatz von ≥ 3 % höhere Barwerte der Cash-Flows generiert.

Cash-Flows tragen im System der IMA zur Refinanzierung von Ersatzinvestitionen bei. Es muss berücksichtigt werden, dass wegfallende Sockeleffekte im Kapitalkostenabzug im Bestandsnetz die Investitionsbedingungen im Portfolio verschlechtern.

In der regulierungsökonomischen Betrachtung sind diese Sockel für die Finanzierung von Reinvestitionen im System des KKA auch nicht mehr notwendig. In der betriebswirtschaftlichen Praxis steht der Sockel als Liquidität (Cash-Flow) im KKA jedoch nicht mehr zur Verfügung.

4.3.2.13 Zwischenfazit

Aus den zuvor dargestellten Analysen wird ersichtlich, dass es bei den Umsatzerlösen zwischen den Regulierungssystemen zu Abweichungen kommt. Die Erlösbergrenze ist in dem System der IMA im Vergleich zu dem KKA höher. Diese höheren Erlöse fallen jedoch zu einem deutlich späteren Zeitpunkt an und negative Effekte im Rahmen der IMA, wie der Abzugsbetrag, mindern die Erlöse bereits recht früh.

Dieser Sachverhalt wird in der wirtschaftlichen Bewertung durch Diskontierung bzw. Berechnung des internen Zinsfußes berücksichtigt. Aus dieser Bewertung wird deutlich, dass beide Regulierungssysteme bei Betrachtung der internen Zinsfüße zu ähnlichen wirtschaftlichen Ergebnissen führen. Es gibt zwar unterschiedliche Jahre in denen es besser oder schlechter ist eine Investition durchzuführen, aber die maximale Höhe des internen Zinsfußes ist in beiden Systemen nahezu identisch. Die „guten“ und „schlechten“ Jahre sind bedingt durch die regulatorischen Systeme und der darin enthaltenen Regelungen. Sind hingegen bei der IMA Ersatzanteile zu berücksichtigen, so reduziert dies den internen Zinsfuß um bis zu 0,7 Prozentpunkte. Bei den Berechnungen IMA mit Ersatzanteil wurden jedoch Effekte aus dem Budget nicht berücksichtigt, diese würden zu einer Verbesserung der Ergebnisse führen.

Durch eine spätere Inbetriebnahme ergeben sich verschiedene Effekte, die aber nicht grundsätzlich zu einer anderen Bewertung führen. Es ist zu beobachten, dass in dem System der IMA eine Inbetriebnahme im Jahr nach dem Basisjahr durchaus zu einer höheren Wirtschaftlichkeit führen kann.

5 Schlussfolgerungen

Für den Ausbau der Netze im Rahmen der Energiewende ergibt sich in den kommenden Jahren ein erheblicher Investitionsbedarf. Legt man den 2. Entwurf der ÜNB zum NEP 2019 - 2030 zu Grunde, wird bis zum Jahr 2026 ein Investitionsbedarf (Onshore) von 34,4 Mrd. € geschätzt; im Zeitraum bis 2030 sogar 61,5 Mrd. €. Die Bestätigung der Maßnahmen im NEP-Entwurf der ÜNB durch die Bundesnetzagentur vom 20. Dezember 2019 ist hier nicht berücksichtigt.

Die Finanzierung dieser Investitionen erfordert die Bereitstellung von zusätzlichem Eigen- und Fremdkapital durch die Anteilseigner der ÜNB. Daher sind die Anreizwirkungen des Regulierungsrahmens ein wichtiger Parameter für die Investitionsentscheidungen und indirekt auch für die Realisierung des Netzausbaus.

Sich ändernde Rahmenbedingungen wie Veränderungen im Zinsniveau oder Entwicklungen im Regulierungsrahmen und der Regulierungspraxis müssen bei Investitionsentscheidungen durch den Betreiber bzw. dessen Eigentümer antizipiert werden. Dennoch stellt sich die Frage, ob Änderungen der Rahmenbedingungen zu einer Neubewertung der Investitionsentscheidung bzw. –bereitschaft auf Seiten der Eigentümer führen. Denn wenn Rahmenbedingungen für die Eigentümer der ÜNB relativ zu anderen Anlagemöglichkeiten nicht mehr akzeptabel sind, kann dies grundsätzlich auch Rückwirkungen auf die Realisierung von Ausbauprojekten nach sich ziehen, etwa, wenn Neu- bzw. Umplanungen bei der Finanzierung erforderlich werden. Es kann sich der Anreiz ergeben, Verzögerungen im Netzausbau in Kauf zu nehmen bzw. den Netzausbau nicht in hinreichender Geschwindigkeit zu forcieren. Für die im NEP bestätigten bzw. bereits als IMA beantragten Vorhaben ist die Investitionsentscheidung seitens der Netzbetreiber bereits getroffen, aber noch nicht vollständig finanziert. Im Extremfall wäre auch ein Verkauf der Beteiligung denkbar.

Gleichzeitig beeinflusst die Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens auch die Frage, wie sich Investitionskosten der ÜNB in den zulässigen Erlösen abbilden und welche Anreize hinsichtlich des Zeitpunkts für Investitionen und die zügige Inbetriebnahme von Ausbauprojekten damit verbunden sind.

Folgende zentrale Schlussfolgerungen lassen sich aus den Untersuchungen ableiten:

- Im System der IMA werden (bei Vernachlässigung bzw. sehr geringer Diskontierung der Erlöse im Zeitablauf) höhere Erlösrückflüsse realisiert im Vergleich zum System des KKA. Für Investitionen im Nachbasisjahr ohne Ersatzanteile führt das System der IMA bei sämtlichen der unterstellten Diskontierungszinssätze stets zu höheren Barwerten der Cash-Flows. Die Höhe der internen Zinsfüße ist zwischen IMA und KKA hinsichtlich Höhe und Volatilität recht vergleichbar. Die Ergebnisse bei IMA (ohne Ersatzanteil) liegen in den Jahren 2020 ff. in einer Bandbreite zwischen 4,8 % bis 5,1 % (Prozentpunkte) und beim KKA (mit Betriebskosten) in einer Bandbreite von 5,1 % bis 5,2 % (Prozentpunkte).
- Es ist zu berücksichtigen, dass Cash-Flows im System der IMA auch zur Refinanzierung von Ersatzinvestitionen beitragen, nicht jedoch im KKA. In der regulatorischen Betrachtung sind diese Sockel für die Finanzierung von Reinvestitionen im System des KKA auch nicht mehr notwendig. In der betriebswirtschaftlichen Praxis steht der Sockel als Liquidität (Cash-Flow) im KKA jedoch nicht mehr zur Verfügung.
- Die Analysen zeigen, dass bei Berücksichtigung des zeitlichen Anfalls der Zahlungsströme eine Investitionszeitpunktneutralität im System der IMA nicht gegeben ist. Es zeigt sich jedoch auch, dass die Abweichung der Erlösrückflüsse bzw. der Renditen zwischen den Jahren stark von den spezifischen Rahmenbedingungen des Projekts abhängt. Dazu gehört der Zeitpunkt der Inbetriebnahme insb. relativ zum Basisjahr, die Gewichtung der Erlöse im Zeitablauf durch den Investor (Diskontierungsrate), die Höhe des Ersatzanteils einer Investition sowie auch die Berücksichtigung der Steuern.
- Es ist zu beobachten, dass in dem System der Investitionsmaßnahme je nach Jahr der Inbetriebnahme eines Investitionsprojekts unterschiedliche Rückflüsse aus der Regulierung anfallen. Ein Vergleich der undiskontierten Rückflüsse ergibt bei einer Investition von 200 Mio. € ohne Ersatzanteil eine Schwankung zwischen 479 Mio. € (2020) und 522 Mio. € (2027). Eine Variation der Inbetriebnahme um das Basisjahr

(von 2026 nach 2027) führt zu einer Differenz von 26 Mio. € (vor und nach Steuern). Der Vergleich der internen Zinsfüße ergibt, dass bei Investitionsmaßnahmen ohne Ersatzanteil die Bandbreite der Ergebnisse in den Jahren 2020 ff. zwischen 4,8 % und 5,1 % nach Steuern (5,9 % und 6,3 % vor Steuern) liegen (Kapitel 4.4.2.10). Eine Variation der Inbetriebnahme um das Basisjahr führt zu einer Differenz von 0,2 % (nach Steuern) bzw. 0,4 % (vor Steuern). Aus Sicht der Gutachter sind diese Rendite-Differenzen für den ÜNB nicht entscheidungsrelevant, sodass es im Ergebnis unwahrscheinlich ist, dass das Regulierungssystem einen Anreiz für eine zeitliche Verzögerung bzw. Optimierung von Investitionen aus betriebswirtschaftlicher Sicht darstellt.

- Bei einer reinen Betrachtung der Kapitalkosten wirkt der KKA investitionszeitpunktneutral. Allerdings ist zu beachten, dass eine vollständige Vernachlässigung von Betriebskosten nicht der Realität entspricht. Insbesondere bei größeren Maßnahmen wie Erweiterungsinvestitionen können zusätzliche Betriebskosten entstehen. Sofern Betriebskosten anfallen und über das im Budget enthaltene Maß hinausgehen, ergeben sich Zeitverzugseffekte und es wirkt auch der KKA nicht mehr investitionszeitpunktneutral (Basisjahreffekte).
- Auch die Vorteilhaftigkeit von IMA und KKA hängt aus Investoren- und Betreibersicht stark von der Frage ab, zu welchem Diskontierungszinssatz die zeitliche Präferenz der Zahlungsströme beurteilt wird und ob im System der IMA ein Ersatzanteil zu berücksichtigen ist.
- Die durchgeführten Berechnungen vernachlässigen sämtliche Effekte und Rückwirkungen auf das Bestandsnetz. Jährlich wegfallende Sockeleffekte im Bestandsnetz im Kapitalkostenabzug können im Vergleich zum IMA Ansatz für Übertragungsnetzbetreiber bzw. deren Anteilseigner aus Sicht einer Einzelinvestition zu Nachteilen des KKA gegenüber dem IMA-Ansatz führen. In der regulierungsökonomischen Betrachtung sind diese Sockel für die Finanzierung von Reinvestitionen im System des KKA auch nicht mehr notwendig. In der betriebswirtschaftlichen Praxis steht der Sockel als Liquidität (Cash-Flow) im KKA jedoch nicht mehr zur Verfügung.

Auftragsgemäß bewertet dieses Gutachten die Auswirkungen verschiedener regulatorischer Rahmenbedingungen aus Sicht der Netzbetreiber bzw. deren Eigentümern. Auf Basis der vorgenannten Berechnungen und Analysen kommen die Gutachter zusammenfassend zu dem Ergebnis, dass ein Umstieg auf das System des KKA, wie er bereits bei den Verteilernetzbetreibern angewendet wird, aus Investoren- und Betreibersicht als eine Verschlechterung der Investitionsbedingungen empfunden werden könnte; eine Beibehaltung der IMA daher präferiert werden könnte.

Die Fortführung des Systems der IMA bedeutet für die Gesellschafter, Investoren, Banken und Netzbetreiber eine Stabilität des Regulierungsrahmens und stabile Rahmenbedingungen für die Zukunft.

Hinsichtlich der Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens spielen neben den Auswirkungen auf Investorensicht u. a. auch regulierungssystematische Zielsetzungen im Sinne einer sicheren und effizienten Energieversorgung eine Rolle. Es ist daher auch politisch zu entscheiden, welche Anreize angesichts des Kapital- und Investitionsbedarfs in die Übertragungsnetze gesetzt werden sollen.