

# Aktivierungspraxis im Netzbetrieb

Alexander Seel und Michael Timm

*Die komplexen Zusammenhänge der Anreizregulierung und das resultierende handelsrechtliche Ergebnis des Netzbetriebs erfordern eine genaue Analyse aller Kostenarten und deren Stellschrauben mit Hilfe einer umfassenden Simulation. In diesem Beitrag werden an praxisnahen Beispielen die aktuell diskutierten Probleme der Aktivierungspraxis und der Zeitpunkt eines möglichen Wechsels berechnet. Die so gewonnenen Ergebnisse lassen sich für die ersten beiden Regulierungsperioden bewerten. Dies bildet eine Basis, auf der eine sinnvolle Strategie zur optimalen Steuerung des Jahresergebnisses entwickelt werden kann, die den derzeitigen Vorgaben der Anreizregulierung entspricht.*

Die individuellen Effizienzwerte der Behörden liegen den Netzbetreibern vor. Teilweise sind sie bereits auf den Internetseiten der zuständigen Regulierungsbehörde veröffentlicht, in Baden-Württemberg sogar mit den entsprechenden zulässigen Erlösen. Die festgesetzten Erlösobergrenzen wurden in Netzentgelte überführt, diese der Behörde angezeigt und veröffentlicht. Die ersten Nachfragen zu den Preisblättern gehen derzeit bei den Unternehmen ein. Durch den Mechanismus der Anreizregulierungsverordnung, der einen Abbau der Ineffizienzen in der zweiten Periode über nur fünf (statt zehn) Jahre in der ersten Periode vorsieht, wird der Kostendruck erheblich höher.

Das nächste Basisjahr für die dritte kostenbasierte Netzentgeltgenehmigungsrunde steht an, und die bilanziellen Auswirkungen auf die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung der Sparte Gas werden sich bereits im Jahresabschluss des Geschäftsjahres 2009 widerspiegeln. Die Netzbetreiber sollten sich daher noch vor Fertigstellung der Abschlüsse mit strategischen Fragestellungen auseinandersetzen. Vor diesem Hintergrund lassen sich drei wesentliche Arbeitsbereiche unterscheiden: die strategische Planung, das Controlling und die Kommunikation.

## Mehrdimensionale Strategieentscheidungen

Die strategische Planung umfasst die Entwicklung der technischen Netzstruktur und aller relevanten Kosten- und Erlöspositionen der nächsten Jahre. Ziel ist es, auch zukünftig mit den Erlösen die eigenen Kosten zu decken und somit einen positiven Jahresüberschuss zu erwirtschaften. Aufwandsgleiche Kosten beeinflussen lediglich in den Basisjahren die Erlösobergrenze. Sollten einmalige Instandhaltungsaufwendungen nicht in diese Jahre fallen, werden o. g. Kosten nicht in den Erlösen abgebildet. Gegenteiliges gilt für die Kapitalkosten, deren Abbildung – wenn auch mit einem Zeitversatz – in den Erlösen erfolgt. Um die zukünftigen sowohl kalkulatorischen als auch handelsrechtlichen Ergebnisse zu optimieren, können die Änderung der Aktivierungsgrenze und der Zeitpunkt eines eventuellen Wechsels vor oder nach dem „Fotojahr“ bewertet werden.

Der zweite wichtige Bereich ist das Controlling. Zum einen dient es der Vorbereitung der strategischen Planung, zum anderen ermöglicht es die Bewertung der bereits umgesetzten Maßnahmen hinsichtlich ihres Erfolges.

Der letzte entscheidende Baustein ist die Kommunikation zu internen und externen Beteiligten. Um die Notwendigkeit struktureller Änderungen im Netzbetrieb aufgrund der regulatorischen Vorgaben verdeutlichen zu können, sind übersichtliche Auswertungen und die Darstellungen von Szenarien hilfreich.

## Individuelle Simulation mit STAR

Durch eine individuelle Simulation der betrieblichen und regulatorischen Anforderungen können die aufgezeigten Probleme erkannt und Lösungen gefunden werden. Die nachfolgenden Ergebnisse wurden mit einem Simulationstool STAR (Strategische Positionierung in der Anreizregulierung) erstellt. Das Rechenmodell berücksichtigt alle kalkulatorischen, handelsrechtlichen und steuerlichen Aspekte, die durch die Anreizregulierung auf den Netzbetreiber wirken.

Im Folgenden wird ein integrierter Stromnetzbetreiber betrachtet, dessen Genehmigung der Netzkosten in Höhe von 19,2 Mio. € auf Basis des Geschäftsjahres 2006 erfolgte und der im Rahmen des bundesweiten Effizienzvergleiches einen Wert von 90 % erhielt. Es wird unterstellt, dass er diesen relativen Effizienzwert auch im zweiten Vergleich erzielt.

In den 1990er Jahren wurde das Netz technisch verstärkt. Es liegt ein Investitionsplan bis einschließlich 2013 vor. Die Höhe der jährlichen durchschnittlichen Investitionen bewegt sich leicht unterhalb der Kosten der Wartung und Instandhaltung. Es erfolgt eine jährliche Erhöhung der inflationsgetriebenen Aufwendungen des Netzbetriebes um 1,5 %. Die Bilanzpositionen werden mit Ausnahme der Baukostenzuschüsse, des Anlagevermögens, der Verbindlichkeiten und des Kassenbestandes konstant fortgeschrieben. Das Modell fordert einen Mindestkassenbestand von 1/12 des Umsatzes. Die nächste Genehmigung, basierend auf dem Geschäftsjahr 2011, vollzieht sich unter der Annahme, dass die Aufwendungen für Wartungs- und Instandhaltungsleistungen um 15 % gekürzt

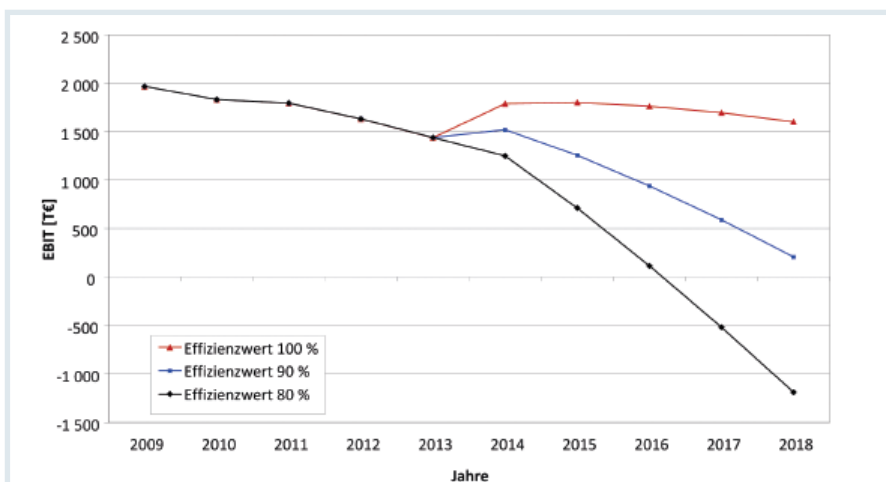


Abb. 1 EBIT in Abhängigkeit des Effizienzwertes der zweiten Regulierungsperiode (erste Periode 90 %)

werden. Somit werden die beantragten Netzkosten insgesamt um 2 % reduziert. Erlössteigernde Maßnahmen, wie die Anwendung des Erweiterungsfaktors, werden nicht berücksichtigt.

Aufgrund der getroffenen Annahmen hinsichtlich der Kosten- und Erlösentwicklung ergeben sich folgende Ergebnisse:

Das Betriebsergebnis, nachfolgend als EBIT bezeichnet (EBIT = Gewinn vor Finanzergebnis, außerordentlichem Ergebnis und Steuern), bricht im betrachteten Zeitraum von ca. 2,0 Mio. € auf 200 000 € ein. Die Umsatzrendite fällt von ca. 8 % auf 1 %. Werden die zulässigen Erlöse abzüglich der prognostizierten kalkulatorischen Netzkosten kumuliert über beide Regulierungsperioden betrachtet, ergibt sich ein Defizit von ca. 15,4 Mio. €. Trotz eines immer noch positiven Jahresüberschusses können die zulässigen Erlöse nicht die kalkulatorischen Netzkosten decken. Die oben beschriebenen Annahmen bezüglich der Kosten- und Erlösentwicklung und die zugehörigen Ergebnisse werden im Folgenden als Basisszenario bezeichnet.

Zunächst soll die Wirkung des Effizienzwertes betrachtet werden. Abb. 1 zeigt, wie sich das Ergebnis in Abhängigkeit des Effizienzwertes der zweiten Periode verändert.

Es wird deutlich, dass der Kostendruck durch den Abbau der Ineffizienz über fünf Jahre in der zweiten Periode merklich verstärkt wird. Die Umsatzrendite beträgt 2018 bei einer Effizienz von 100 % ca. 6,5 %. Eine positive Umsatzrendite kann nur erzielt werden, wenn der Effizienzwert mindestens 88,5 % beträgt. Um Zielvorgaben der Unternehmenseigner einzuhalten, können entweder die Kosten reduziert oder die Erlöse erhöht werden.

Eine Möglichkeit, die Erlössituation in der zweiten Periode zu verbessern, bietet das nächste Fotojahr. Das Regulierungssystem impliziert ein bestimmtes Verhalten. Durch das Feststehen der Basisjahre ist der rationale Unternehmer bemüht, in diesen Jahren im Vergleich zu anderen Jahren ein höheres Kostenniveau zu erzielen, da dieses unmittelbar durch die Genehmigung die zukünftigen Erlöse beeinflusst. Auch in der zweiten Periode gilt in der Regel, dass höhere genehmigte Kosten einhergehend mit einer geringeren Effizienz eine bessere Ausgangslage darstellen. Der Einzelfall bedarf jedoch einer individuellen Untersuchung. Die niederländische Regulierungsbehörde beispielsweise hat zur Vermeidung dieses

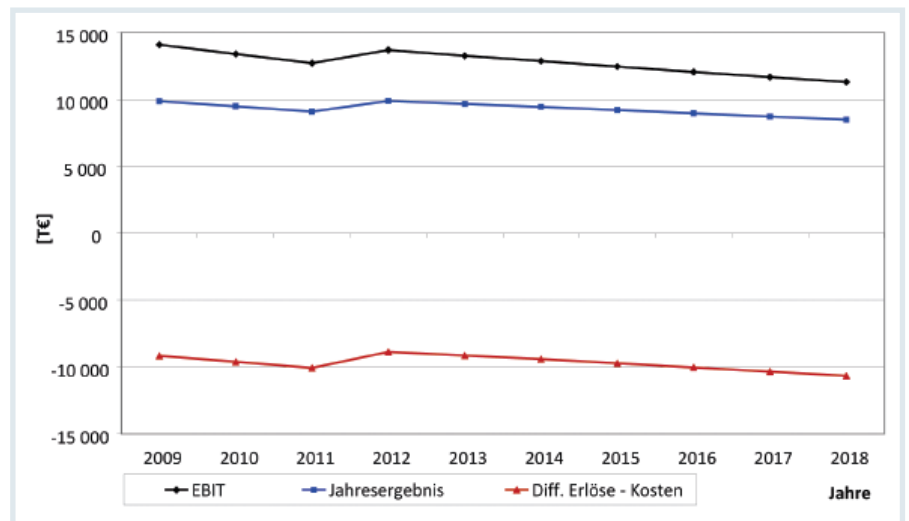


Abb. 2 Auswirkung der Änderung des Aktivierungszeitpunktes (diskontiert)

Verhaltens das Basisjahr verschoben. Auch den deutschen Regulierungsbehörden ist dieser Umstand bekannt. Die veränderte Aktivierungspraxis ermöglicht die Verschiebung der Kostenstruktur zu Gunsten der Kapitalkosten und bestätigt damit die eingangs gestellte Überlegung.

Im definierten Basisszenario wird die Aktivierungspraxis vorwiegend durch steuerliche Gesichtspunkte bestimmt. Durch eine sehr weite Auslegung des Wirtschaftsgutes ergeben sich höhere Aufwendungen und geringere Kapitalkosten. Nach dem HGB besteht generell kein Aktivierungswahlrecht. Höhere aktivierte Anschaffungs- und Herstellungswerte können unter anderem aus einer veränderten Auffassung des „Wirtschaftsguts“ durch den bilanzierenden Kaufmann resultieren. Im Extremfall wird

das gesamte Netz als Wirtschaftsgut verstanden. Durch eine dokumentierte und abgestimmte Änderung dieser Auffassung wird zukünftig beispielsweise eine feststehende Leitungslänge als Wirtschaftsgut definiert. Somit kann ohne zusätzliche Investitionen die Kostenstruktur verschoben werden. Es stellt sich jedoch die Frage, ob und wann eine solche Umstellung erfolgen sollte.

Zu diesem Zweck wird gegenüber dem Basisszenario ca. ein Viertel der Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung aktiviert. Der Umstellungszeitpunkt verschiebt sich dabei immer um ein Jahr. In Abb. 2 werden jeweils die diskontierten Werte des Jahresergebnisses, des EBIT und der Differenz zwischen den Erlösen und den kalkulatorischen Kosten betrachtet.

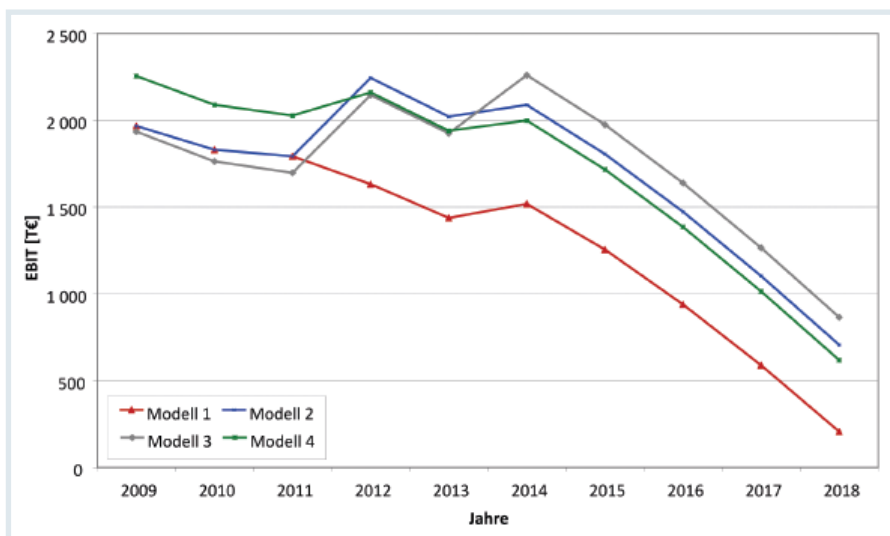


Abb. 3 EBIT in Abhängigkeit von der Aktivierungspraxis

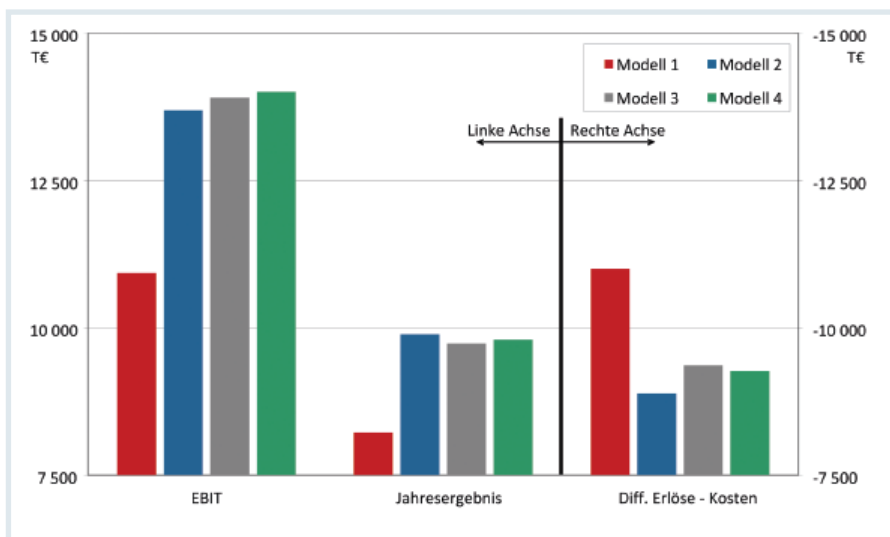


Abb. 4 Diskontierte Ergebnisse

Die Spanne zwischen der Differenz aus Erlösen und kalkulatorischen Kosten und dem Jahresergebnis entspricht in etwa der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung. Trotz negativer Differenz zwischen Erlösen und Kosten kann eine positive Eigenkapitalrendite erzielt werden. Um die bestmöglichen Ergebnisse zu erzielen, sollte demnach eine Anpassung der Aktivierungspraxis in den Jahren 2009 oder 2012 erfolgen.

### Modelle einer optimalen Anlagenstrategie

Abschließend wird die veränderte Aktivierungspraxis im Zusammenhang mit einer optimalen Antragsstrategie untersucht. Folgende Modelle werden dabei gegenübergestellt (vgl. Abb. 3):

- Modell 1: Basisszenario;
- Modell 2: Umstellung der Aktivierung ab 2012;
- Modell 3: Umstellung der Aktivierung ab 2009 ohne Verringerung des Aufwands bis 2011;
- Modell 4: Umstellung der Aktivierung ab 2009 mit leichter Verringerung des Aufwands bis 2011.

Modell 2 geht davon aus, dass die Aktivierungspraxis wie in der vorhergehenden Betrachtung zum optimalen Zeitpunkt 2012 einmalig umgestellt wird. Bei Modell 3 erfolgt diese Umstellung bereits im Jahr 2009. Zudem werden bis einschließlich 2011 verstärkt Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt, folglich bleibt der Aufwand unverändert. Erst ab 2012 werden diese Maß-

nahmen verringert. Im Modell 4 werden die Instandhaltungsmaßnahmen in geringerem Umfang als im Modell 3 durchgeführt.

Wie Abb. 3 zeigt, liefern die in den Modellen 3 und 4 getroffenen Annahmen die besten Ergebnisse. Eine Umstellung der Aktivierungspraxis sollte, soweit möglich, noch 2009 angestrebt werden, spätestens jedoch ab 2012. Durch die zusätzliche Verringerung der Wartungs- und Instandhaltungskosten bis 2011 ergibt sich eine deutlich bessere Ausgangssituation für die Genehmigung.

Obwohl Modell 3 in der zweiten Regulierungsperiode zu besseren Ergebnissen führt, ist bei einer diskontierten Betrachtung das Modell 4 zu bevorzugen. Abb. 4 zeigt die diskontierten Werte des EBIT, des Jahresergebnisses und der Differenz von Erlösen abzüglich der kalkulatorischen Kosten.

Dieses Ergebnis begründet sich in einer stärkeren Gewichtung zeitnaher Werte bei der Diskontierung. Die Modelle liegen teilweise sehr nahe beieinander, wodurch eine pauschale Aussage erschwert und die Notwendigkeit einer individuellen Prüfung unterstrichen wird. Grundsätzlich empfiehlt es sich, bei Unternehmen mit einer zurückhaltenden Aktivierungspraxis, eine Umstellung zu prüfen.

### Ergebnisverbesserung

Die Untersuchungen zeigen, dass eine Planung der zukünftigen Kosten und Erlöse dringend angezeigt ist, da der Kostendruck in der zweiten Regulierungsperiode erheblich zunehmen wird. Die im Wesentlichen durch die Technik initiierte Investitionsplanung ist unter den gegebenen Rahmenbedingungen nicht mehr ausreichend. Die wirtschaftliche Bewertung von Investitionen und Instandhaltungs- und Wartungsmaßnahmen muss zudem unter Berücksichtigung der Anreizregulierung erfolgen.

Wenn das Unternehmen in der Vergangenheit wenig aktiviert hat, bietet sich eine Umstellung der Aktivierungspraxis an. Der günstigste Zeitpunkt dazu hängt maßgeblich von beeinflussbaren Aufwandspositionen im Bereich der Instandhaltung und Wartung ab. Durch die enge Zusammenarbeit aller Beteiligten und die frühzeitige Simulation verschiedener Optionen kann das Ergebnis des Unternehmens verbessert werden.

A. Seel und M. Timm, Berater, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen  
 Alexander.Seel@bet-aachen.de  
 Michael.Timm@bet-aachen.de