

# CO<sub>2</sub>-TRANSPARENTE NETZPLANUNG: EIN ERWEITERTES INTERNAL CARBON PRICING FÜR NETZVERLUSTE

M. Sc. Madeleine Jendernalik\*, Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

TU Dortmund, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie3),  
Martin-Schmeißer-Weg 6, +49 231 755 6767, madeleine.jendernalik@tu-dortmund.de

**Kurzfassung:** Netzverluste stellen bei Verteilnetzbetreibern einen der größten Einzelposten der bilanzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen dar und besitzen damit eine erhebliche Relevanz für die Klimawirkung des Netzbetriebs. Trotz dieser Bedeutung werden Netzverluste bislang weder explizit regulatorisch bepreist noch systematisch in unternehmensinterne Steuerungsinstrumente zur Emissionsminderung integriert. Bestehende Internal-Carbon-Pricing-(ICP)-Ansätze für Netzbetreiber konzentrieren sich überwiegend auf klassische betriebliche Emissionsquellen wie Fuhrpark, Gebäudeenergie oder gasförmige Medien und lassen emissionsdominante, physikalisch bedingte Verluste des Stromtransports unberücksichtigt. Dieser Beitrag erweitert ein bestehendes ICP-Modell für Netzbetreiber methodisch um den Bereich der elektrischen Netzverluste. Hierzu wird der Maßnahmenkatalog um spezifische verlustmindernde Maßnahmen ergänzt und um zusätzliche Nebenbedingungen erweitert, die den technischen, planerischen und organisatorischen Restriktionen des Netzbetriebs Rechnung tragen. Die CO<sub>2</sub>-Bewertung der Netzverluste erfolgt auf Basis der bilanziell relevanten Verlustenergie und geeigneter Emissionsfaktoren, sodass verlustbezogene Maßnahmen in derselben monetären Einheit wie andere Emissionsminderungsoptionen bewertet werden können. Durch die Integration der Netzverluste in den bestehenden Merit-Order- und Optimierungsansatz wird eine konsistente, emissionsbasierte Priorisierung heterogener Maßnahmen ermöglicht. Der resultierende interne CO<sub>2</sub>-Preis spiegelt damit erstmals die strukturelle Klimawirkung des gesamten Netzbetriebs wider. Das erweiterte Modell bietet Netzbetreibern ein strategisches Instrument zur transparenten Bewertung von Maßnahmen und zur frühzeitigen Berücksichtigung möglicher zukünftiger regulatorischer Anforderungen im Kontext der Klimaneutralität.

**Keywords:** Emissionsbewertung, Internal Carbon Pricing, Netzverluste, Verteilnetz

## 1 Einleitung und Motivation

Die Transformation des Energiesystems hin zu Klimaneutralität stellt Netzbetreiber vor tiefgreifende technische, wirtschaftliche und organisatorische Herausforderungen. Während der Ausbau erneuerbarer Energien, die Elektrifizierung von Wärme und Verkehr sowie die zunehmende Dezentralisierung der Erzeugung die Anforderungen an die Netzinfrastruktur deutlich erhöhen, rücken zugleich die klimabezogenen Auswirkungen des Netzbetriebs stärker in den Fokus. Netzbetreiber sind damit nicht nur Enabler der Energiewende, sondern zugleich selbst Adressaten steigender klimapolitischer Erwartungen und Berichtspflichten.

Ein wesentlicher, bislang häufig unterschätzter Bestandteil der Klimawirkung von Stromnetzen sind die elektrischen Netzverluste. Diese entstehen physikalisch bedingt beim Transport elektrischer Energie und stellen insbesondere in Verteilnetzen einen der größten Einzelposten der bilanzierten CO<sub>2</sub>-Emissionen dar. Im Vergleich zu anderen betrieblichen Emissionsquellen wie Fuhrpark, Gebäudeenergie oder gasförmigen Medien übersteigen die durch Netzverluste verursachten Emissionen typischerweise deutlich deren Beitrag zur Gesamtemissionsbilanz eines Netzbetreibers. Gleichzeitig ist die aktive Reduktion von Netzverlusten komplex, da die entstehende Verlustenergie vollständig über die Netzentgelte an die Endkundschaft weitergegeben wird und derzeit kein direkter regulatorischer Anreiz zur gezielten Verlustminderung besteht.

Vor diesem Hintergrund gewinnen interne Steuerungsinstrumente zur Bewertung von Emissionsminderungsmaßnahmen an Bedeutung. Internal Carbon Pricing (ICP) hat sich in vielen Unternehmen als geeignetes Instrument etabliert, um Treibhausgasemissionen monetär abzubilden und Investitionsentscheidungen systematisch an Klimazielen auszurichten. Für Netzbetreiber bietet ICP die Möglichkeit, Maßnahmen zur Reduktion, Substitution und Kompensation von Emissionen vergleichbar zu machen und innerhalb eines einheitlichen Entscheidungsrahmens zu priorisieren. Bestehende ICP-Ansätze konzentrieren sich jedoch überwiegend auf klassische betriebliche Emissionsquellen und lassen emissionsdominante, regulatorisch nicht bepreiste Bereiche wie Netzverluste unberücksichtigt.

Diese Lücke führt dazu, dass ein erheblicher Teil der tatsächlichen Klimawirkung des Netzbetriebs in internen Entscheidungsprozessen nicht sichtbar wird. Maßnahmen zur Reduktion von Netzverlusten werden daher häufig primär unter technischen oder wirtschaftlichen Gesichtspunkten bewertet, ohne ihre emissionsseitige Wirkung systematisch zu berücksichtigen. Gleichzeitig deutet die zunehmende Bedeutung klimabezogener Berichtspflichten, etwa im Rahmen der Corporate Sustainability Reporting Directive oder der EU-Taxonomie, darauf hin, dass eine ganzheitlichere Erfassung der Emissionswirkungen des Netzbetriebs künftig an Relevanz gewinnen wird.

Ziel dieses Beitrags ist es daher, ein bestehendes Internal-Carbon-Pricing-Modell für Netzbetreiber methodisch so zu erweitern, dass Netzverluste als eigenständige Emissionsquelle integriert werden können. Der Fokus liegt auf der Entwicklung eines konsistenten Bewertungsansatzes, der physikalische Eigenschaften des Netzbetriebs, wirtschaftliche Randbedingungen und organisatorische Umsetzungsrestriktionen gleichermaßen berücksichtigt. Durch die Einbindung von Netzverlusten in das ICP-Modell soll eine integrierte emissionsbasierte Bewertung ermöglicht werden, die sowohl klassische betriebliche Maßnahmen als auch strukturelle und operative Maßnahmen im Netzbetrieb umfasst.

Der Beitrag gliedert sich wie folgt: Kapitel 2 stellt das bestehende ICP-Modell für Netzbetreiber und dessen methodische Grundlagen dar. Kapitel 3 beschreibt die Erweiterung des Modells um den Bereich der Netzverluste und die Anpassung des Maßnahmenkatalogs sowie der Nebenbedingungen. Die Diskussion in Kapitel 4 ordnet die Ergebnisse ein und reflektiert ihre Implikationen und Grenzen. Kapitel 5 schließt mit einem Fazit und einem Ausblick auf mögliche Weiterentwicklungen des Ansatzes.

## 2 Internal-Carbon-Pricing-Modell [1]

Internal Carbon Pricing wird zunehmend als internes Steuerungsinstrument eingesetzt, um Treibhausgasemissionen unternehmensintern monetär zu bewerten und Investitionsentscheidungen systematisch an Klimazielen auszurichten. Im Unterschied zu externen CO<sub>2</sub>-Preismechanismen dient ICP nicht der regulatorischen Kostenweitergabe, sondern der internen Priorisierung von Maßnahmen zur Emissionsminderung. Für Netzbetreiber stellt dies eine besondere Herausforderung dar, da ein Großteil der Emissionen aus technisch gebundenen Prozessen resultiert und nicht kurzfristig substituierbar ist. Ein spezifisch auf Netzbetreiber zugeschnittenes ICP-Modell wurde erstmals in [1] vorgestellt. Der Ansatz zielt darauf ab, heterogene Maßnahmen aus unterschiedlichen Emissionsbereichen vergleichbar zu machen und in einem einheitlichen Entscheidungsrahmen zusammenzuführen. Hier soll dieses Modell im Folgenden kurz vorgestellt werden.

### 2.1 Struktur des Maßnahmenkatalogs und Eingangsparameter

Zentrale Basis des bestehenden ICP-Modells ist ein umfassender Maßnahmenkatalog, der sämtliche relevanten Optionen zur Reduktion, Substitution und Kompensation von CO<sub>2</sub>-Emissionen innerhalb eines Netzbetreibers abbildet. Der Katalog umfasst dabei Maßnahmen aus unterschiedlichen betrieblichen Bereichen, unter anderem den Fuhrpark, die Gebäudeenergieversorgung, den Eigenbedarf des Netzes sowie Emissionsquellen aus Methan- und SF<sub>6</sub>-Anwendungen. Ziel ist es, ein möglichst vollständiges Bild der technisch und organisatorisch realisierbaren Emissionsminderungsoptionen zu erzeugen. Jede Maßnahme wird durch einen einheitlichen Satz von Eingangsparametern beschrieben. Dazu zählen insbesondere die initialen Investitionskosten, die laufenden Betriebs- und Wartungskosten sowie die angenommene technische Lebensdauer. Auf Basis dieser Größen wird für jede Maßnahme eine Annuität berechnet, welche die jährlichen Mehr- oder Minderkosten gegenüber einer konventionellen Referenzlösung abbildet. Parallel wird die jährliche CO<sub>2</sub>-Reduktion bestimmt, die sich aus dem Emissionsfaktor der eingesetzten Energieträger und der vermiedenen Energiemenge ergibt. Durch die Division der jährlichen Kosten durch die jährliche CO<sub>2</sub>-Einsparung werden maßnahmenspezifische Kosten (MSK) in Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent berechnet. Diese Kenngröße erlaubt eine direkte Vergleichbarkeit aller Maßnahmen unabhängig von ihrem technischen Charakter oder ihrer absoluten Größenordnung. Gleichzeitig bildet sie die Grundlage für die spätere Priorisierung innerhalb des Modells.

### 2.2 Merit-Order-Ansatz und Grenzvermeidungskostenkurve

Die eigentliche Modelllogik basiert auf einem Merit-Order-Ansatz, der aus der energiewirtschaftlichen Einsatzplanung bekannt ist und hier auf Emissionsminderungsmaßnahmen übertragen wird. Alle Maßnahmen des Katalogs werden zunächst aufsteigend nach ihren maßnahmenspezifischen Kosten sortiert. In einem ersten Schritt erlaubt diese Sortierung eine rein kostenbasierte Bewertung der Effizienz einzelner Maßnahmen. Zur Berücksichtigung des jeweiligen Emissionsminderungspotenzials wird der Merit-Order-Ansatz anschließend um eine Grenzvermeidungskostenkurve (MACC) erweitert. Dabei wird die kumulierte CO<sub>2</sub>-Einsparung auf der Abszisse und die MSK auf der Ordinate dargestellt. Die Breite eines Maßnahmenblocks entspricht der durch diese Maßnahme

erzielbaren Emissionsreduktion, während die Höhe die Kosten pro vermiedener Tonne CO<sub>2</sub> widerspiegelt. Die MACC erlaubt eine integrale Betrachtung des gesamten Maßnahmenportfolios. Das Integral der Kurve entspricht den gesamten jährlichen Kosten, die für eine bestimmte Emissionsminderung erforderlich sind. Gleichzeitig wird sichtbar, welche Maßnahmen einen besonders großen Hebel bei vergleichsweise geringen Kosten besitzen und welche Maßnahmen zwar hohe Kosten verursachen, aber dennoch für die vollständige Emissionsdeckung erforderlich sein können.

### **2.3 Bestimmung des internen CO<sub>2</sub>-Preises**

Der interne CO<sub>2</sub>-Preis wird im Modell nicht als exogener Parameter vorgegeben, sondern endogen aus dem optimierten Maßnahmenportfolio bestimmt. Dazu wird aus der MACC ein gewichteter Durchschnitt der maßnahmenspezifischen Kosten gebildet, wobei die Gewichtung anhand der realisierten CO<sub>2</sub>-Einsparungen erfolgt. Der resultierende Preis repräsentiert somit den durchschnittlichen Aufwand pro vermiedener Tonne CO<sub>2</sub> innerhalb des tatsächlich umgesetzten Maßnahmenmixes.

Dieser Ansatz unterscheidet sich wesentlich von marginalen CO<sub>2</sub>-Preisen, da er die reale Zusammensetzung des Portfolios widerspiegelt und sowohl kostengünstige als auch kostenintensivere Maßnahmen einbezieht. Der ICP dient damit als unternehmensinterne Referenzgröße, mit deren Hilfe alternative Investitionsentscheidungen bewertet werden können, indem ihre Mehrkosten mit dem internen CO<sub>2</sub>-Preis verglichen werden.

### **2.4 Nebenbedingungen und Optimierungsproblem**

Um eine realistische Abbildung betrieblicher Entscheidungsprozesse zu gewährleisten, wird das Modell um mehrere Nebenbedingungen ergänzt. Eine zentrale Rolle spielt die Budgetrestriktion, die das maximal verfügbare jährliche Budget für Emissionsminderungsmaßnahmen begrenzt. Dieses Budget wird aus dem effizienteren Teil des Maßnahmenportfolios abgeleitet und stellt sicher, dass die Umsetzung wirtschaftlich tragfähig bleibt. Darüber hinaus werden Mindestumsetzungsanteile für einzelne Maßnahmen definiert. Diese Nebenbedingung verhindert, dass ineffizientere, aber langfristig notwendige Maßnahmen vollständig ausgeschlossen werden. Stattdessen wird eine diversifizierte Maßnahmenumsetzung ermöglicht, die technische, organisatorische und zeitliche Restriktionen besser abbildet. Die endgültige Zusammensetzung des Maßnahmenportfolios wird über eine Optimierungsfunktion bestimmt, deren Zielgröße die Maximierung der absoluten CO<sub>2</sub>-Einsparung unter Einhaltung aller Nebenbedingungen ist. In einem erweiterten Schritt können auch Kompensationsmaßnahmen in das Optimierungsproblem integriert werden, um verbleibende Emissionen wirtschaftlich abzudecken. Der daraus resultierende gewichtete Durchschnittspreis bildet den finalen internen CO<sub>2</sub>-Preis für das jeweilige Geschäftsjahr.

### **2.5 Einordnung des Modells und Identifikation der Forschungslücke**

Das beschriebene ICP-Modell stellt einen konsistenten und transparenten Ansatz zur internen CO<sub>2</sub>-Bepreisung bei Netzbetreibern dar. Es ermöglicht die vergleichende Bewertung heterogener Maßnahmen, berücksichtigt betriebliche Restriktionen und unterstützt strategische Investitionsentscheidungen auf dem Weg zur Klimaneutralität.

Gleichzeitig ist der betrachtete Emissionsumfang bislang auf klassische betriebliche Emissionsquellen beschränkt. Emissionsdominante Bereiche wie Netzverluste, die einen wesentlichen Anteil an der Klimawirkung des Netzbetriebs ausmachen, werden im bestehenden Modell nicht explizit erfasst. Diese methodische Lücke bildet den Ausgangspunkt für die im folgenden Kapitel vorgestellte Erweiterung des ICP-Modells um den Bereich der Netzverluste.

### **3 Erweiterung der Methodik um Netzverluste**

Das in Kapitel 2 beschriebene ICP-Modell ermöglicht eine strukturierte Bewertung betrieblicher Emissionsminderungsmaßnahmen und stellt damit ein wirksames internes Steuerungsinstrument für Netzbetreiber dar. Der betrachtete Emissionsumfang beschränkt sich jedoch bislang auf klassische betriebliche Emissionsquellen wie Fuhrpark, Gebäudeenergie, Methan- und SF<sub>6</sub>-Emissionen sowie den Eigenbedarf des Netzes. Emissionsdominante Bereiche des Netzbetriebs bleiben unberücksichtigt.

Insbesondere die elektrischen Netzverluste stellen bei Verteilnetzbetreibern einen der größten Einzelposten der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen dar. Sie entstehen physikalisch bedingt durch den Stromtransport und sind eng mit der Netzstruktur, der Betriebsmittelwahl und der zeitlichen Lastverteilung verknüpft. Trotz ihrer hohen Klimarelevanz unterliegen Netzverluste derzeit keiner expliziten regulatorischen CO<sub>2</sub>-Bepreisung. Die Kosten der Verlustenergie werden vollständig über die Netzentgelte an die Endkundschaft weitergegeben, wodurch für Netzbetreiber kein unmittelbarer wirtschaftlicher Anreiz zur aktiven Verlustminderung besteht.

Vor diesem Hintergrund adressiert die Erweiterung des bestehenden ICP-Modells um Netzverluste eine zentrale methodische Lücke. Ziel ist es, Netzverluste erstmals systematisch in die interne CO<sub>2</sub>-Bewertung einzubeziehen und damit eine integrierte Betrachtung aller wesentlichen Emissionsquellen des Netzbetriebs zu ermöglichen.

#### **3.1 Charakteristika von Netzverlusten als Emissionsquelle**

Die methodische Integration von Netzverlusten unterscheidet sich grundlegend von der bisherigen Modellierung anderer Emissionsquellen. Während Maßnahmen im Fuhrpark oder im Gebäudebereich häufig unabhängig voneinander umgesetzt werden können, weisen Netzverluste eine starke technische Kopplung auf. Sie hängen sowohl von der Auslegung der Betriebsmittel als auch vom aktuellen Netzbetrieb ab und variieren zeitlich in Abhängigkeit von beispielsweise Einspeisestrukturen und Spannungsebenen.

Darüber hinaus sind Maßnahmen zur Verlustminderung häufig langfristig gebunden. Der Austausch von Transformatoren oder Leitungen ist an die technische Lebensdauer der Betriebsmittel gekoppelt und erfordert in der Regel geplante Abschaltfenster sowie eine Einbindung in bestehende Instandhaltungs- und Ausbauzyklen. Im Gegensatz zu vielen betrieblichen Maßnahmen ist eine kurzfristige Skalierung daher nur eingeschränkt möglich.

Diese Eigenschaften machen deutlich, dass Netzverluste nicht als weitere „Maßnahme“ im bestehenden Maßnahmenkatalog behandelt werden können, sondern eine eigenständige methodische Erweiterung des Modells erfordern, die physikalische und organisatorische Restriktionen explizit berücksichtigt.

### **3.2 Erweiterung des Maßnahmenkatalogs**

Ausgehend vom bestehenden Maßnahmenkatalog wird dieser um spezifische Maßnahmen zur Minderung von Netzverlusten ergänzt. Die Maßnahmen lassen sich in drei übergeordnete Kategorien einteilen, die unterschiedliche Eingriffsebenen im Netzbetrieb adressieren.

Die erste Kategorie umfasst physisch-technische Maßnahmen, die unmittelbar an den Betriebsmitteln ansetzen. Dazu zählen insbesondere der Austausch von Transformatoren durch Modelle mit höheren Wirkungsgraden, der Einsatz verlustärmerer Leiterseile oder die Reduktion von Blindleistungsverlusten durch angepasste Betriebsmittelkonfigurationen. Diese Maßnahmen besitzen häufig ein hohes absolutes Einsparpotenzial, sind jedoch durch hohe Investitionskosten, lange Lebensdauern und begrenzte Skalierbarkeit gekennzeichnet.

Die zweite Kategorie beinhaltet planerisch-strukturelle Maßnahmen, die auf einer gezielten Optimierung der Netzarchitektur beruhen. Hierzu zählen unter anderem die Anpassung von Netzstrukturen, die Optimierung von Spannungsebenen oder die gezielte Entlastung hoch belasteter Netzabschnitte. Solche Maßnahmen wirken mittel- bis langfristig und entfalten ihre Wirkung häufig erst im Zusammenspiel mit weiteren Netzausbaumaßnahmen.

Die dritte Kategorie umfasst digitale und operative Maßnahmen, die auf einer verbesserten Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit des Netzes basieren. Beispiele hierfür sind der Einsatz digitaler Netzmodelle, adaptive Spannungsregelung oder die Nutzung netzdienlichen Verhaltens dezentraler Erzeuger und Verbraucher. Diese Maßnahmen zeichnen sich durch vergleichsweise geringe Investitionskosten und eine hohe Flexibilität aus, ihr Einsparpotenzial ist jedoch häufig stärker vom konkreten Netzbetrieb abhängig.

Durch diese Kategorisierung wird deutlich, dass Maßnahmen zur Verlustminderung unterschiedliche zeitliche Horizonte, Kostenstrukturen und Umsetzungsrestriktionen aufweisen und daher im ICP-Modell differenziert behandelt werden müssen.

Analog zu den bestehenden Maßnahmen werden auch verlustbezogene Maßnahmen hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit und ihres CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzials bewertet. Grundlage bildet dabei die Reduktion der elektrischen Verlustenergie, die durch eine Maßnahme erzielt wird. Diese Energieeinsparung wird mithilfe geeigneter Emissionsfaktoren in vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen überführt.

Die maßnahmenspezifischen Kosten werden wiederum als Annuität aus Investitions- und Betriebskosten berechnet und ins Verhältnis zur jährlichen CO<sub>2</sub>-Einsparung gesetzt. Auf diese Weise entstehen auch für Netzverluste vergleichbare maßnahmenspezifische Kosten in Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Methodisch bleibt die Bewertungslogik damit konsistent mit dem bestehenden ICP-Modell, während die besonderen Eigenschaften der Netzverluste über zusätzliche Nebenbedingungen berücksichtigt werden.

### **3.3 Erweiterung der Nebenbedingungen**

Die Integration von Netzverlusten erfordert eine Erweiterung der bestehenden Nebenbedingungen des Optimierungsproblems. Neben der bereits etablierten Budgetrestriktion und den Mindestumsetzungsanteilen sind insbesondere die folgenden Aspekte zu berücksichtigen.

Zum einen ist die Skalierbarkeit technischer Maßnahmen begrenzt. Der Austausch von Betriebsmitteln kann nicht beliebig beschleunigt werden und ist häufig an feste Erneuerungszyklen gebunden. Diese Restriktion wird im Modell durch maximale Umsetzungsgrade pro Maßnahmenblock abgebildet.

Zum anderen bestehen Abhängigkeiten zwischen einzelnen Maßnahmen. So kann der Effekt einer Spannungsoptimierung beispielsweise durch den gleichzeitigen Austausch von Transformatoren verstärkt oder abgeschwächt werden. Diese Interdependenzen erfordern eine Modellstruktur, die kombinierte Maßnahmenwirkungen berücksichtigt und additive Annahmen vermeidet.

Darüber hinaus sind betriebliche Abschaltfenster und Versorgungssicherheitsanforderungen zu berücksichtigen. Maßnahmen, die zu temporären Einschränkungen des Netzbetriebs führen, können nur begrenzt parallel umgesetzt werden. Auch diese Restriktionen fließen als Nebenbedingungen in das Optimierungsproblem ein.

### **3.4 Einbindung in das bestehende ICP-Modell**

Die erweiterten Maßnahmen und Nebenbedingungen werden in das bestehende ICP-Modell integriert, ohne dessen grundlegende Struktur zu verändern. Der interne CO<sub>2</sub>-Preis ergibt sich weiterhin als gewichteter Durchschnitt der maßnahmenspezifischen Kosten des optimierten Maßnahmenportfolios. Durch die zusätzliche Berücksichtigung der Netzverluste verschiebt sich jedoch sowohl die Zusammensetzung des Portfolios als auch die Höhe des resultierenden ICP.

Das Modell ermöglicht damit erstmals eine integrierte, emissionsbasierte Bewertung von Maßnahmen, die sowohl klassische betriebliche Emissionsquellen als auch die physikalisch bedingten Emissionen des Netzbetriebs umfasst. Auf diese Weise wird eine konsistente Entscheidungsgrundlage geschaffen, die technische, planerische und digitale Maßnahmen zur Verlustminderung systematisch in die strategische Klimaplanung von Netzbetreibern einbindet.

Die CO<sub>2</sub>-Bewertung der Netzverluste unterliegt Unsicherheiten, insbesondere im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung der Emissionsfaktoren sowie auf Prognosen der Verlustenergie. Diese Unsicherheiten werden im Modell nicht explizit probabilistisch abgebildet, sondern durch eine regelmäßige Aktualisierung des Maßnahmenkatalogs und der zugrunde liegenden Parameter adressiert. Die jährliche Überarbeitung des ICP-Modells ermöglicht es, veränderte Rahmenbedingungen oder neue technische Erkenntnisse sukzessive zu berücksichtigen und die Bewertung der Netzverluste fortlaufend anzupassen.

## **4 Diskussion**

Die Ergebnisse der Modellerweiterung zeigen, dass die systematische Integration von Netzverlusten in ein Internal-Carbon-Pricing-Modell einen substanziellen Einfluss auf die interne Emissionsbewertung von Netzbetreibern haben kann. Durch die Einbeziehung einer emissionsdominanten, bislang nicht bepreisten Quelle wird der Betrachtungsrahmen des ICP deutlich erweitert und näher an die tatsächliche Klimawirkung des Netzbetriebs herangeführt. Insbesondere wird sichtbar, dass Netzverluste im Vergleich zu klassischen betrieblichen

Emissionsquellen nicht nur einen erheblichen quantitativen Beitrag leisten, sondern auch qualitativ andere Anforderungen an die Modellierung stellen.

Ein wesentlicher Befund besteht in der veränderten relativen Effizienz einzelner Maßnahmen. Während das bestehende ICP-Modell primär Maßnahmen mit klar zuordenbarer Emissionsminderung und vergleichsweise hoher kurzfristiger Umsetzbarkeit priorisiert, führt die Integration von Netzverlusten zu einer stärkeren Berücksichtigung langfristig wirksamer, infrastruktureller Maßnahmen. Dies unterstreicht, dass die Bewertung von Klimaschutzmaßnahmen im Netzbetrieb nicht allein anhand kurzfristiger Kosteneffizienz erfolgen sollte, sondern eine langfristige Perspektive auf Investitionszyklen und Systemwirkungen erfordert.

Darüber hinaus zeigt sich, dass der resultierende interne CO<sub>2</sub>-Preis sensibel auf die Einbindung von Netzverlusten reagiert. Da der ICP als gewichteter Durchschnitt der maßnahmenspezifischen Kosten bestimmt wird, verändert die Aufnahme zusätzlicher Maßnahmen mit hohen absoluten Emissionswirkungen sowohl die Zusammensetzung des optimierten Maßnahmenportfolios als auch die Höhe des internen Preissignals. Der ICP entwickelt sich damit von einer rein betriebsbezogenen Kenngröße zu einem systemorientierten Indikator, der strukturelle Eigenschaften des Netzes widerspiegelt. Dies kann insbesondere für strategische Investitionsentscheidungen von Bedeutung sein, da Maßnahmen zur Verlustminderung häufig in frühen Planungsphasen bewertet werden müssen, obwohl ihre Emissionswirkung erst langfristig eintritt.

Die methodische Ausgestaltung des Modells bringt jedoch auch Einschränkungen mit sich. Die CO<sub>2</sub>-Bewertung der Netzverluste basiert auf aggregierten Annahmen hinsichtlich Emissionsfaktoren und Verlustenergie und bildet zeitliche und räumliche Veränderungen nur implizit ab. In Energiesystemen mit stark schwankender Erzeugungsstruktur könnten zeitvariable Emissionsfaktoren zu einer differenzierteren, aber auch deutlich komplexeren Bewertung führen. Ebenso erfordert die Modellierung von Interdependenzen zwischen verlustmindernden Maßnahmen vereinfachende Annahmen, da nichtlineare Effekte und betriebliche Wechselwirkungen im realen Netzbetrieb nur eingeschränkt analytisch abbildbar sind.

Vor diesem Hintergrund ist das erweiterte ICP-Modell als strategisches Entscheidungs- und Priorisierungsinstrument zu verstehen und nicht als detailliertes Betriebs- oder Simulationsmodell. Seine Stärke liegt in der konsistenten Vergleichbarkeit heterogener Maßnahmen unter einheitlichen Annahmen sowie in der Transparenz der resultierenden Bewertungsgrößen. Insbesondere im Kontext zunehmender klimapolitischer Berichtspflichten und einer möglichen zukünftigen regulatorischen Berücksichtigung von Netzverlusten kann das Modell Netzbetreibern helfen, Emissionswirkungen frühzeitig sichtbar zu machen und in langfristige Planungsprozesse zu integrieren.

Insgesamt verdeutlicht die Diskussion, dass die Integration von Netzverlusten in ein ICP-Modell nicht nur eine methodische Ergänzung darstellt, sondern zu einer veränderten Sichtweise auf die Klimarelevanz des Netzbetriebs führt. Sie legt nahe, dass eine emissionsbasierte Bewertung von Netzmaßnahmen ein geeignetes Instrument sein kann, um die Transformation der Verteilnetze im Spannungsfeld zwischen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Klimaschutz systematisch zu unterstützen.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

In diesem Beitrag wurde ein bestehendes Internal-Carbon-Pricing-Modell für Netzbetreiber methodisch erweitert, um Netzverluste als bislang nicht explizit berücksichtigte, emissionsdominante Quelle systematisch in die interne CO<sub>2</sub>-Bewertung zu integrieren. Die Erweiterung adressiert eine zentrale Lücke bisheriger ICP-Ansätze, die sich überwiegend auf klassische betriebliche Emissionsquellen konzentrieren und damit wesentliche Anteile der Klimawirkung des Netzbetriebs unberücksichtigt lassen.

Die vorgestellte Methodik ermöglicht eine konsistente Bewertung von Maßnahmen zur Reduktion von Netzverlusten in derselben monetären Einheit wie andere Emissionsminderungsoptionen. Durch die Einbindung in den bestehenden Merit-Order- und Optimierungsansatz können verlustmindernde Maßnahmen gleichberechtigt in die interne Priorisierung aufgenommen werden. Der resultierende interne CO<sub>2</sub>-Preis spiegelt damit nicht nur betriebliche Randbereiche, sondern die strukturelle Emissionswirkung des gesamten Netzbetriebs wider. Dies erweitert die Aussagekraft des ICP erheblich und stärkt seine Eignung als strategisches Entscheidungsinstrument für Netzbetreiber.

Darüber hinaus zeigt die Arbeit, dass Maßnahmen zur Verlustminderung nicht isoliert als rein technische Optimierungsaufgabe zu betrachten sind, sondern in einem engen Zusammenhang mit langfristigen Investitionszyklen, Netzstrukturentscheidungen und digitalen Betriebsstrategien stehen. Die Integration von Netzverlusten in das ICP-Modell schafft Transparenz über diese Zusammenhänge und ermöglicht eine frühzeitige Berücksichtigung von Klimawirkungen bereits in frühen Planungsphasen.

Für zukünftige Arbeiten ergeben sich mehrere Ansatzpunkte zur Weiterentwicklung des Modells. Eine naheliegende Erweiterung besteht in der Nutzung zeitvariabler Emissionsfaktoren, um die CO<sub>2</sub>-Wirkung von Netzverlusten differenzierter abzubilden. Darüber hinaus könnte die Modellierung von Interdependenzen zwischen Maßnahmen weiter verfeinert werden, etwa durch die Kopplung des ICP mit vereinfachten Netzberechnungs- oder Simulationsmodellen. Auch die Integration weiterer Nachhaltigkeitsdimensionen, beispielsweise Resilienz oder Versorgungssicherheit, bietet Potenzial für eine multidimensionale Bewertung von Netzmaßnahmen.

Nicht zuletzt kann das erweiterte ICP-Modell als vorbereitendes Instrument im Hinblick auf mögliche zukünftige regulatorische Anforderungen dienen. Angesichts steigender klimapolitischer Berichtspflichten und einer zunehmenden Berücksichtigung klimabezogener Kriterien in der Regulierung bietet der Ansatz Netzbetreibern die Möglichkeit, Emissionswirkungen systematisch zu erfassen und strategisch zu steuern, noch bevor entsprechende Verpflichtungen verbindlich werden.

## Referenzen

[1] M. Jendernalik et al., „Internal Carbon Pricing für Netzbetreiber“, 18. Symposium Energieinnovation, Februar 2024