

Methoden und Kriterien für die Bewertung von Investitionen in Strom- und Gasinfrastrukturvorhaben (Art. 13 (6) Infrastruktur-VO¹)

¹ Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur – kurz Infrastruktur-VO.



Inhaltsverzeichnis

Einleitung	3
Investitionsbewertung im Übertragungs- bzw Fernleitungsnetz.....	3
Methode	4
Genehmigung (Kriterien)	5
Risikoabdeckung durch Regulierungssystematik (Strom)	6
Risikoabdeckung durch Regulierungssystematik (Gas)	6
Evaluierung vorhabenspezifischer Risiken von Investitionen in Strom- und Gasinfrastrukturvorhaben von gemeinsamem Interesse.....	7
Kriterien für Risikoevaluierung	8
Methode der Risikoevaluierung.....	8

Einleitung

Die Infrastruktur-VO erleichtert die rechtzeitige Umsetzung von Vorhaben von gemeinsamem Interesse innerhalb der Europäischen Union. Es handelt sich dabei um grenzüberschreitende Projekte bzw Projekte mit erheblicher grenzüberschreitender Auswirkung, die mittels eines in der Verordnung festgelegten Auswahlprozesses ermittelt werden. Wurde ein Projekt als Vorhaben von gemeinsamem Interesse ausgewählt, so kann es von folgenden Vorteilen profitieren:

- beschleunigtes Genehmigungsverfahren,
- grenzüberschreitende Kostenaufteilungsentscheidung (auf Antrag),
- zusätzliche Anreize (falls erforderlich) und
- in ausgewählten Fällen Finanzierung durch die Connecting Europe Facility (kurz CEF²).

Gemäß Art. 13 (6) Infrastruktur-VO ist die Regulierungsbehörde verpflichtet die Methode und Kriterien, die für die Bewertung von Investitionen in Strom- und Gasinfrastrukturvorhaben und der bei ihnen eingegangenen Risiken verwendet werden, zu veröffentlichen. Die Evaluierung von Projekten wird nachfolgend anhand der Investitionsbewertung im Rahmen der Erstellung der Netzentwicklungspläne im Strom- und Gasbereich (kurz NEP bzw. KNEP³) dargestellt, da diese Vorgehensweise für sämtliche Projekte von übergeordnetem Interesse angewendet wird.

Investitionsbewertung im Übertragungs- bzw Fernleitungsnetz

§§ 37 bis 39 des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetzes (EIWOG) 2010 bzw. §§ 63 bis 66 des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG) 2011 regeln die Genehmigung der Netzentwicklungspläne durch die Regulierungsbehörde.⁴ Die Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber haben der Regulierungsbehörde jedes Jahr einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan für das Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetz zur Genehmigung vorzulegen. Dieser hat sich auf die aktuelle Lage und die Prognosen im Bereich von Nachfrage und Angebot zu stützen.

² Verordnung (EU) Nr. 1316/2013 zur Schaffung der Fazilität „Connecting Europe“.

³ Im Gasbereich: Koordinierter Netzentwicklungsplan – dieser wird gemäß § 63 GWG 2011 vom Marktgebietsmanager in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern erstellt.

⁴ Mit diesen Bestimmungen wurden insbesondere Art 22 der Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt sowie Art 22 der Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt in nationales Recht umgesetzt.

Genereller Zweck des Netzentwicklungsplanes ist es:

- den Marktteilnehmern Angaben darüber zu liefern, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren errichtet oder ausgebaut werden müssen,
- alle bereits beschlossenen Investitionen aufzulisten und die neuen Investitionen zu bestimmen, die in den nächsten Jahren (drei Jahre im Stromübertragungsbereich/zehn Jahre im Gasfernleitungsbereich) durchgeführt werden müssen, und
- einen Zeitplan für alle Investitionsprojekte vorzugeben.

Daraus resultiert die Umsetzung nachfolgender Ziele:

- Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur), und
- der Nachfrage nach Leitungskapazitäten zur Erreichung eines europäischen Binnenmarktes nachzukommen,
- im Gasbereich: Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr 994/2010.

Methode

Bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans sind angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, der Versorgung, des Verbrauchs und des Strom- bzw. Gasaustauschs mit anderen Ländern unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale Netze⁵ (für Gas auch Investitionspläne für Speicheranlagen) zugrunde zu legen. Der Netzentwicklungsplan hat wirksame Maßnahmen zur Gewährleistung der Angemessenheit des Netzes und der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Kapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur) zu enthalten.

Bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans sind die **technische und wirtschaftliche Zweckmäßigkeit**, die Interessen aller Marktteilnehmer sowie die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen. Vor Einbringung des Antrages

⁵ Siehe für den Strombereich Art. 12 Abs. 1 der Verordnung 714/2009/EG, für gemeinschaftsweite Netze Art. 8 Abs. 3 lit. b der Verordnung 714/2009/EG; für den Gasbereich siehe Art. 12 Abs. 1 der Verordnung 715/2009/EG, für gemeinschaftsweite Netze siehe Art. 8 Abs. 3 lit. b der Verordnung 715/2009/EG.

auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans hat der Übertragungsnetzbetreiber (Gas: Marktgebietsmanager) alle relevanten Marktteilnehmer zu konsultieren.

In der Begründung des Antrages auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans, insbesondere bei konkurrierenden Vorhaben zur Errichtung, Erweiterung, Änderung oder dem Betrieb von Leitungsanlagen, sind **die technischen und wirtschaftlichen Gründe für die Befürwortung oder Ablehnung einzelner Vorhaben darzustellen** und die Beseitigung von Netzengpässen anzustreben.

Alle Marktteilnehmer sind verpflichtet, auf schriftliches Verlangen des Übertragungsnetzbetreibers bzw Marktgebietsmanagers die für die Erstellung des Netzentwicklungsplans erforderlichen Daten, insbesondere Grundlagendaten, Verbrauchsprognosen, Änderungen der Netzkonfiguration, Messwerte und technische sowie sonstige relevante Projektunterlagen zu geplanten Anlagen, die errichtet, erweitert, geändert oder betrieben werden sollen, innerhalb angemessener Frist zur Verfügung zu stellen. Der Übertragungsnetzbetreiber bzw Marktgebietsmanager kann unabhängig davon zusätzlich andere Daten heranziehen, die für den Netzentwicklungsplan zweckmäßig sind.

Genehmigung (Kriterien)

Die Regulierungsbehörde genehmigt den Netzentwicklungsplan durch Bescheid. Voraussetzung für die Genehmigung ist der Nachweis, dass die Investitionen die nachfolgenden Kriterien erfüllen:

- technischen Notwendigkeit,
- Angemessenheit und
- Wirtschaftlichkeit

Die Genehmigung kann unter Vorschreibung von Auflagen und Bedingungen erteilt werden, soweit diese zur Erfüllung der gesetzlichen Zielsetzungen erforderlich sind.

Die Regulierungsbehörde führt vor Bescheiderlassung Konsultationen zum Netzentwicklungsplan mit den Interessenvertretungen der Netzbenutzer durch. Anschließend veröffentlicht sie das Ergebnis der Konsultationen und verweist insbesondere auf etwaigen Investitionsbedarf.

Die Regulierungsbehörde prüft insbesondere, **ob der Netzentwicklungsplan den gesamten im Zuge der Konsultationen ermittelten Investitionsbedarf erfasst** und ob die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan gewahrt ist.

Risikoabdeckung durch Regulierungssystematik (Strom)

Projekten, die im Rahmen des Netzentwicklungsplanes (NEP) genehmigt wurden, stehen folgende Instrumente zur Risikoabdeckung zur Verfügung:

- Gem § 38 Abs 4 EIWOG 2010 sind dem Grunde und der Höhe nach angemessene Kosten in Zusammenhang mit Netzentwicklungsplänen anzuerkennen.
- Gem § 38 Abs 4 EIWOG 2010 sind auch Vorfinanzierungskosten anzuerkennen.
- Gem § 59 Abs. 6 Z 1 EIWOG 2010 werden die Kosten in Zusammenhang mit Netzentwicklungsplänen als nicht beeinflussbar behandelt. Es können hierauf somit weder Auf- noch Abschläge wirken.

Stromübertragungsnetzbetreiber unterliegen aktuell einer „Cost-Plus“ Regulierungssystematik. Die Dauer der Regulierungsperiode beträgt ein Jahr. Die Kosten (OPEX und CAPEX) werden daher jährlich auf ihre Angemessenheit dem Grunde und der Höhe nach durch die Regulierungsbehörde überprüft, gemäß der Regulierungssystematik aktualisiert und mit Bescheid festgestellt. Die CAPEX setzen sich dabei grundsätzlich aus den Finanzierungskosten inklusive Abschreibungen sowie den Vorfinanzierungskosten für NEP-Projekte zusammen. Die gesetzlich determinierten Vorfinanzierungskosten vermeiden einen Zeitverzug und reduzieren das Liquiditätsrisiko. Mengenschwankungen werden im Regulierungskonto auf Basis der gesetzlichen Vorgaben erfasst und daraus resultierende Erlösdifferenzen nachträglich aufgerollt. Es wird dadurch jegliches Mengenrisiko für den Netzbetreiber vermieden.

Durch diese Maßnahmen weisen Investitionen in Zusammenhang mit NEP-Projekten ein geringeres Risiko als sonstige Investitionsmaßnahmen auf. Sofern Projekte von gemeinsamem Interesse im Rahmen des nationalen Netzentwicklungsplans genehmigt werden, sind diese Risikoabdeckungsmaßnahmen analog anwendbar.

Risikoabdeckung durch Regulierungssystematik (Gas)

Die Fernleitungsnetzbetreiber unterliegen der Anreizregulierung (Erlösobergrenze). Die aktuelle Regulierungsperiode dauert von 2013 bis 2016. Im Gegensatz zur Regulierungssystematik im



Stromübertragungsnetz wird für Fernleitungsnetzbetreiber die Methode für die Ermittlung der Kostenbasis festgelegt. Die Kosten setzen sich aus OPEX und CAPEX zusammen. Am Beginn der Regulierungsperiode erfolgt eine Hochrechnung der OPEX und CAPEX, basierend auf historischen Werten der vergangenen vier Jahre. Plankosten aus KNEP-Projekten finden Berücksichtigung in den CAPEX. Die Investitionskosten werden mittels WACC verzinst und nach Ablauf der vierjährigen Regulierungsperiode evaluiert, um Über-/Unterdeckungen zu kompensieren. Details zur [Methodengenehmigung_Gas](#) sind auf der Homepage der Fernleitungsnetzbetreiber sowie der E-Control veröffentlicht.⁶ Als wesentlicher Unterschied zu Risikoabdeckungsmaßnahmen im Strombereich ist anzuführen, dass Fernleitungsnetzbetreibern das generelle Risiko von sinkenden Mengen durch einen höheren Zinssatz und individuelle Risikobewertungen abgegolten wird.

Durch die beschriebenen Maßnahmen werden die wesentlichen Risiken für Vorhabenträger abgedeckt. Zudem werden im Rahmen der einzelnen Projektanträge neben dem Volumenrisiko für Gasinvestitionen auch rechtliche Risiken, Risiken im Zuge der Umsetzung, sowie soziale Akzeptanz evaluiert. Sollten in Zusammenhang mit Vorhaben von gemeinsamem Interesse Risiken bestehen, die über jene von vergleichbaren Projekten hinausgehen, so sind diese einzelfallbezogen vom Vorhabenträger nachzuweisen.

Evaluierung vorhabenspezifischer Risiken von Investitionen in Strom- und Gasinfrastrukturvorhaben von gemeinsamem Interesse

Geht ein Vorhabenträger im Vergleich zu den normalerweise mit einem vergleichbaren Infrastrukturvorhaben verbundenen Risiken mit der Entwicklung, dem Bau, dem Betrieb oder der Instandhaltung eines **Vorhabens von gemeinsamem Interesse höhere Risiken** ein, sind gemäß Art. 13 (1) der Infrastruktur-VO angemessene Anreize zu gewähren. Für eine Gewährung von Anreizen gemäß Artikel 13 sind jene Risiken relevant, die die Rentabilität eines Vorhabens signifikant mindern könnten und somit die Umsetzung eines Vorhabens von gemeinsamem Interesse verzögern oder verhindern könnten.

Vor diesem Hintergrund kommen für Vorhaben von gemeinsamem Interesse daher, über die oben dargestellten Methoden hinaus, die nachfolgenden Kriterien und die nachfolgende Methode zur Evaluierung von vorhabenspezifischen Risiken zur Anwendung.

⁶ Siehe <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/gas/netzentgelte/methodenbeschreibung>.

Kriterien für Risikoevaluierung

1. Qualifikation des Vorhabens gemäß Artikel 13 (1) der Infrastruktur-VO
Diese Methode kommt nur für Vorhaben von gemeinsamem Interesse zur Anwendung, die unter die in Anhang II Nummer 1 Buchstaben a, b und d und Anhang II Nummer 2 der Infrastruktur-VO genannten Kategorien fallen und für die keine der in Artikel 13 (1) der Infrastruktur-VO genannten Ausnahmen gelten.
2. Verfügbarkeit von Informationen zu den Projektrisiken
Eine Evaluierung von Risiken durch die E-Control setzt voraus, dass der Vorhabenträger sämtliche relevanten Informationen in nachvollziehbarer und quantifizierter Weise an die E-Control übermittelt. Durch den Vorhabenträger ist nachzuweisen, inwiefern ein potentiell Risiko tatsächlich zu einem höheren Kosten- bzw. Erlösrisiko führen kann und dieses durch den Projektwerber und nicht durch die Kunden getragen wird. Die zu übermittelnden Informationen umfassen unter anderem:
 - Nachweis über den Status als Vorhaben von gemeinsamem Interesse
 - Nachweis über einen ausreichenden Reifegrad des Vorhabens
 - Vorhabensspezifische Kosten-Nutzen-Analyse gemäß Art. 11 der Infrastruktur-VO
 - Beschreibung des Risikos, inklusive einer quantitativen Abschätzung der monetären Ausprägung und Eintrittswahrscheinlichkeit
 - Erläuterung, inwiefern das Risiko höher ist als das Risiko eines vergleichbaren Projektes und warum dieses nicht durch betriebliche Maßnahmen abdeckbar ist bzw. nicht durch regulatorische Maßnahmen abgedeckt wird (insbesondere die Darlegung des Nachweises hinsichtlich der Risikotragung des Projektwerbers bzw. dessen Eigentümers)

Methode der Risikoevaluierung

1. Identifikation der Risiken aus regulatorischer Sicht
Anhand der vom Vorhabenträger bereitgestellten Informationen wird geprüft, worin das vorhabenspezifische Risiko des Vorhabenträgers besteht und dieses von den üblichen Investitionsprojekten abweicht.
3. Maßnahmen der Vorhabenträger zur Risikobegrenzung
Es wird evaluiert, ob bestehende oder anwendbare Maßnahmen zur Risikobegrenzung im Sinne üblicher bzw. wirtschaftlicher Instrumente der Schadensbegrenzung durch den Vorhabenträger zur Verfügung stehen (z.B. vertragliche Vereinbarungen betreffend Pönale-



Zahlungen, Versicherungen, Hedging). In diesem Fall ist eine zusätzliche Anerkennung durch die E-Control ausgeschlossen.

4. Risikoabdeckung durch Risikokomponenten in der Kapitalverzinsung

Potentielle Auswirkungen von Risiken auf einen Vorhabenträger können nur im Kontext des bestehenden Regulierungssystems evaluiert werden. Es wird daher überprüft, ob das vorhabenspezifische Risiko im Rahmen der Festlegung der Kapitalverzinsung bereits berücksichtigt und somit abgedeckt wurde.

5. Maßnahmen zur Risikobegrenzung im Rahmen des Regulierungssystems

Ein Risiko ist weiters nicht relevant, soweit bereits entsprechende regulatorische Maßnahmen zur Risikobegrenzung vorhanden sind. Auf diese wurde bereits in den vorangegangenen Kapiteln „Risikoabdeckung durch Regulierungssystematik“ eingegangen.

6. Risikoquantifizierung

Ist ein Risiko nicht bereits durch betriebliche oder regulatorische Maßnahmen abgedeckt bzw. wird dieses nicht bereits durch die zukünftigen Benutzer der Anlage getragen, wird geprüft, ob die monetäre Ausprägung und Eintrittswahrscheinlichkeit des Risikos gegebenenfalls die Gewährung zusätzlicher Anreize rechtfertigen. Zusätzliche Anreize werden ausschließlich in Betracht gezogen, wenn das Risiko ohne deren Berücksichtigung als unzumutbar hoch angesehen wird. Hierfür ist durch den Vorhabenträger eine monetäre Abschätzung des Risikos unter Berücksichtigung der bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen auszuführen.

7. Vergleichbare Infrastrukturvorhaben

Des Weiteren wird evaluiert, ob das dargestellte Risiko für den Vorhabenträger höher ist als die Risiken eines vergleichbaren Vorhabens.

8. Rechtfertigung des Risikoprofils

Abschließend wird geprüft, ob das Risikoprofil des Vorhabens im Vergleich zu einer risikoärmeren Alternative gerechtfertigt ist. Dabei werden auch die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse berücksichtigt. Falls erforderlich, wird eine Minderung verbleibender Risiken durch adäquate Maßnahmen, die den speziellen Charakter des eingegangenen Risikos berücksichtigen, durch die E-Control in Betracht gezogen.