



German Economic Team

Policy Paper [PP/01/2011]

Erneuerbare-Energie-Tarife: Ansatzpunkte für Belarus

Frank Meißner, Jürgen Schenk

Berlin/Minsk, Mai 2011

German Economic Team Belarus

Das "German Economic Team Belarus" (GET Belarus) führt seit 2003 eine unabhängige wirtschaftspolitische Beratung von belarussischen Regierungsinstitutionen durch. Dieser Dialog zu wirtschaftlichen Fragen soll den Transformationsprozess der belarussischen Volkswirtschaft begleiten, u.a. durch Heranziehung deutscher und internationaler Erfahrungen.

Im Rahmen seiner Beratungstätigkeit steht GET Belarus dabei auch in einem engen Dialog mit Akteuren der Zivilgesellschaft sowie mit internationalen Organisationen.

Darüber hinaus unterstützt GET Belarus mit seinem gesammelten Know-How und detaillierter Kenntnis der wirtschaftlichen Zusammenhänge des Landes deutsche Institutionen aus Politik, Verwaltung und Wirtschaft.

German Economic Team

c/o Berlin Economics

Schillerstr. 59

D-10627 Berlin

Tel: +49 30 / 20 61 34 64 0

Fax: +49 30 / 20 61 34 64 9

E-Mail: info@get-belarus.de

www.get-belarus.de

Zusammenfassung

Die Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien liegen heute i.d.R. über denen fossiler Energieträger. Damit werden Investitionen nur dann generiert werden können, wenn durch staatliche finanzielle und administrative Unterstützungen die Rentabilität von Investitionen gesichert werden kann. Im Allgemeinen geht es darum das unternehmerische Risiko zu reduzieren und damit Investitionen zu veranlassen. Die Summe der staatlichen finanziellen Unterstützung über die Nutzungszeit der Anlage wird somit zum entscheidenden Faktor, wobei die Höhe der Zahlung je erzeugter Energieeinheit (€/kWh) und die Dauer der Gewähr relevant sind.

Daneben wirkt die Ausgestaltung administrativer Rahmenbedingungen (Landerwerb, Investitionssicherheit, makroökonomische Rahmenbedingungen) ebenfalls auf das Risiko einer Investition, so dass Anstrengungen, das allgemeine Investitionsumfeld zu verbessern, Investitionsentscheidungen positiv beeinflussen können.

Mit In-Kraft-Treten des Gesetzes „Über erneuerbarer Energiequellen“ im Juli 2011 werden die Tarifzahlungen festgeschrieben. Da ausgehend von den bisherigen uns bekannten Vorstellungen dies aus unserer Sicht langfristig ineffizient ist und Investitionen verhindern kann, schlagen wir folgende Empfehlungen vor:

1. Entkopplung der Tarife für erneuerbare Energien vom Industriestrompreis ohne kurzfristige Änderungen in der Tarifhöhe
2. Reduktion des Währungsrisikos durch Berücksichtigung von Wechselkursänderungen im Tarif
3. Ausweitung der Tarifgewähr auf 20 Jahre
4. Unterbindung bilateraler Vereinbarungen
5. Bestimmung des langfristig makroökonomisch effizienten und finanzierbaren Umfangs erneuerbarer Energien in Belarus
6. Aufbau eines Monitoring-Prozesses für die Bestimmung differenzierter Tarife und der Tarifdegression
7. Einführung differenzierter Tarife in etwa 5 bis 8 Jahren
8. Einführung der Tarifdegression

Autoren

Dr. Frank Meißner	meissner@berlin-economics.com	+49 30 / 20 61 34 64 0
Dr. Jürgen Schenk	juergen.schenk@cimonline.de	+375 29 / 707 6647

Inhalt

1 Einleitung	4
2 Determinanten der Rentabilität.....	5
2.1 Investitionen in Anlagen	5
2.2 Laufende operative Kosten im Betrieb der Anlage.....	6
2.3 Monetäre Erträge.....	7
3 Exemplarische Rentabilitätsrechnungen	9
3.1 Biogasanlagen.....	9
3.2 Windenergieanlagen (WEA).....	13
3.3 Zusammenfassung der Ergebnisse	16
4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....	18
4.1 Bestimmung des langfristig ökonomisch effizienten Umfangs erneuerbarer Energien	18
4.2 Tarifhöhe und Industriestrom	18
4.3 Dauer der Tarifgewähr.....	18
4.4 Tarifhöhe und Differenziertheit der Tarife	19
4.5 Monitoring	19
4.7 Degression der Tarife	20
4.8 Bilaterale Vereinbarungen	20
Literatur	21

1 Einleitung

Mit der Zielstellung den Ausbau erneuerbarer Energien in Belarus durch geeignete Förderungen zu unterstützen, begibt sich Belarus auf den Weg, die Abhängigkeit von Energieimporten langfristig zu reduzieren und einen Beitrag zum internationalen Klimaschutz zu leisten. Bisher sind erneuerbare Energien in einem freien Markt nur bedingt konkurrenzfähig. Hieraus resultiert die Notwendigkeit einer staatlichen finanziellen Unterstützung für Investoren und Anlagenbetreiber. Die Ausgestaltung solch einer Unterstützung hat dabei entscheidende Einflüsse auf den Umfang der Investitionen im Sektor aber auch auf staatliche Budgets. Zu geringe Förderungen verhindern Investitionen und zu hohe Förderungen sind makroökonomisch ineffizient. Die Entwicklung in Westeuropa hat gezeigt, dass eine langfristige konsistente Förderung zu einem signifikanten Ausbau erneuerbarer Energien führen kann.

Die dabei gewählten Förderungen unterscheiden sich in Europa. Für Belarus wird es wichtig jene Struktur von Förderung zu finden, die eine langfristige positive Entwicklung des Sektors ermöglicht. Die bisherige Gewähr von Tarifen über einen fixen Aufschlag auf den gültigen Industriestrompreis ist aus unserer Sicht langfristig ineffizient und daher zu überdenken.

Wir argumentieren in vorliegendem Papier für eine differenziertere Ausgestaltung der Tarife und eine Tarifgestaltung unabhängig der Preise konventionell erzeugter Energien.

Das Papier ist wie folgt aufgebaut: Im zweiten Abschnitt werden zunächst allgemeine Determinanten der Rentabilität erläutert. Im dritten Abschnitt werden dann exemplarische Rentabilitätsrechnungen für Biogas- und Windkraftanlagen vorgestellt bzw. spezifische Stromgestehungskosten abgeleitet. Dabei soll weniger eine abschließende Berechnung und Bewertung vorgenommen werden, sondern vielmehr gezeigt werden, welche Variabilität in den

Gestehungskosten durch die Anlagengröße und weitere technologische und ökonomische Parameter zu erwarten ist. Eine Berücksichtigung von Steuern erfolgt in diesen Berechnungen nicht.

Das vorliegende Beraterpapier soll Diskussionsgrundlage und Ausgangspunkt für weiterführende Berechnungen sein. Im vierten und letzten Abschnitt leiten wir für diese Diskussion entscheidende Empfehlungen ab.

2 Determinanten der Rentabilität

Für Investoren stellt die Rentabilität das hauptsächliche Entscheidungskriterium für oder gegen eine spezifische Investition dar. Die Rentabilität einer Investition ist dabei der Quotient aus den diskontierten **monetären Rückflüssen** einer Investition und dem **getätigten Eigenkapitaleinsatz**. Je höher dieser, desto lohnender ist unter Berücksichtigung des eingegangenen **Risikos** eine Investition.

Der monetäre Rückfluss einer Investition erfolgt über mehrere Jahre. Das bedeutet, dass mehrere Zeitperioden (Jahre) für die Berechnung der Rentabilität berücksichtigt werden müssen. Für zukünftige Perioden bzw. Ereignisse (Einzahlungen, Auszahlungen, Zinshöhe etc.) können dabei durch den Investor nur Erwartungen gebildet werden. Die Entscheidung für oder gegen eine geplante Investition erfolgt somit unter **Risiko** und auf Basis einer **erwarteten Rentabilität**.

Je geringer die Risiken sind, desto höher ist (ceteris paribus – „unter sonst gleichen Annahmen“) die **erwartete Rentabilität über den Planungszeitraum** einer Investition und desto attraktiver ist die Investition für den risikoaversen Investor.

Die erwartete Rentabilität einer Investition wird durch eine Vielzahl technologischer, mikro- und makroökonomischer und administrativer Determinanten bestimmt. Staatliche Politik kann die Ausprägung dieser Determinanten beeinflussen und hat damit Einfluss auf die Risikoeinschätzung zu einer Investition und somit auf die erwartete Rentabilität.

Staatliche Unterstützung bei der Etablierung erneuerbarer Energien kann somit neben der direkten oder indirekten finanziellen Unterstützung auch darin bestehen, weitere Risiken zu reduzieren.

Im Folgenden sollen verschiedene ökonomische Determinanten diskutiert werden, die Einfluss auf die Rentabilität einer Investition im Bereich erneuerbare Energien haben.

2.1 Investitionen in Anlagen

Investitionen in eine Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energie erfolgen i.d.R. einmalig vor Aufnahme der Produktion (und ggf. bei Ersatzinvestitionen oder Reparaturen). Ihre Finanzierung erfolgt meist über Fremd- und Eigenkapital eines Investors. Durch beide Kapitalarten wird ein Zinsfluss generiert. Bei der Fremdkapitalfinanzierung an eine Bank bzw. Fremdkapitalgeber und bei der Eigenkapitalfinanzierung als kalkulatorischer Zins bzw. geforderte Eigenkapitalrendite an den Investor. Bei der Fremdkapitalaufnahme kommen zu den Zinszahlungen Tilgungen hinzu. Die Höhe der Investition in eine Anlage wird wiederum durch weitere Größen bestimmt:

2.1.1 Anlagenpreis

Anlagenpreise werden durch die **Art der Anlage** (nach Energiequelle Wind/Biogas/Solar und entsprechender Technologie), der **spezifischen Leistung der Anlage** (deren Größe) und deren **Qualität** mitbestimmt. Allgemeine Angaben der Form Preis/kW sind nur eingeschränkt möglich bzw. wenig aussagekräftig.

2.1.2 Installation der Anlage

Die Aufwendungen für die Anlageninstallation sind in einem großem Umfang variabel und werden (1) durch die **Wahl des Standortes** bestimmt. Hierbei zu berücksichtigen sind Kosten für etwaige Grundstückskäufe, die Entfernung zur Produktionsstätte der Anlage, die zu Transportkosten führt, etwaige Erschließungen der Ortslage durch Strom, Wasser, Abwasser etc. und die Untergrundgegebenheiten, die zu weiteren Kosten der Erschließung führen. Weiterhin sind (2) Kosten für den **Netzanschluss** in Abhängigkeit der Entfernung zum nächstgelegenen Einspeisepunkt und (3) etwaige **weitere Kosten** für z.B. die Nutzung von Abwärme bei Biogasanlagen zu berücksichtigen. (4) **Administrative Kosten** sind darüber hinaus solche Kosten, die in der Planungs- und Beantragungs- bzw. Genehmigungsphase anfallen. Diese Kosten werden primär durch die vorhandenen rechtlichen und administrativen Rahmenbedingungen bestimmt. Hierunter fallen (a) Kosten für Rechtsberatung, (b) Kosten für Büroräume in der Planungsphase bei räumlicher Entfernung von Geschäftssitz und Installationsstandort und (c) Kosten für notwendige Lizensierungen und administrative Zahlungen an staatliche Stellen.

2.1.3 Finanzierungskosten

Finanzierungskosten entstehen bei der Aufnahme von Fremdkapital zur Finanzierung einer Investition. Dabei sind der **Zinssatz** und die **Kreditlaufzeit** entscheidende Größen. Das langfristige Zinsniveau ist relevant, da Zinsfestschreibungen i.d.R. nicht über den gesamten Zeitraum der Kreditrückzahlung erfolgen.

Das zukünftige Zinsniveau wird durch **Inflations-** und **Wechselkursänderungen** mitbestimmt, welche von inländischen und internationalen makroökonomischen Entwicklungen berührt werden. Somit stellen (in gewissem Umfang) globale ökonomische Entwicklungen wie auch die nationalen politischen und rechtlichen Bedingungen und Regelungsmechanismen Risiken für Investitionsobjekte dar.

Weiterhin bestimmen der Anteil des Eigenkapitals an der Finanzierung und die Höhe der Eigenkapitalverzinsung die Finanzierungskosten.

2.2 Laufende operative Kosten im Betrieb der Anlage

Zu den laufenden Kosten des Betriebes einer Anlage gehören Aufwendungen für **Personal**, **Hilfs-** und **Verbrauchsstoffe** und ggf. wiederkehrende **Wartungsaufwendungen**. Diese Kosten sind i.d.R. fix bzw. im allgemeinen Betrieb einer Anlage wenig variabel.

Variable Kosten entstehen z.B. durch den laufenden, aber in Höhe und Preis variierenden Substrateinkauf bei Biogasanlagen. Diese Kosten richten sich nach der Art des verwendeten Substrates, der Entfernung zum Substratproduzenten (Transportkosten) und können in einer „freien Marktsituation“ durch Änderungen von Angebot und Nachfrage schwanken.

Versicherungskosten zählen weiterhin zu den (fixen) Kosten. Sie werden üblicherweise durch die Art der betriebenen Anlage und deren Investitionshöhe bestimmt.

2.3 Monetäre Erträge

Monetäre Erträge einer Anlage zur Erzeugung erneuerbarer Energien sind das Produkt aus **Energieertrag** und **Preis der Energieeinheit**.

Bei Solar PV und Windkraftanlagen liegt die erzeugte Energie als elektrische Energie (Strom) vor. Bei Biogasanlagen kann die Energie als Primärenergieträger (Methan) oder als elektrische Energie plus thermische Energie (Abwärme bei Verstromung) vorliegen. Für die belarussischen Gegebenheiten – es ist bis dato kein Anschluss an vorhandene Gasnetzte vorgesehen – sind damit die elektrische und die thermische Energie entscheidend. Bei Geothermie- und Solar-Thermie-Anlagen steht die umgewandelte Energie thermisch zur Verfügung.

Die monetären Erträge werden weiter über die zu erzielenden Abnahmepreise in Geldeinheit je kWh determiniert. Diese können (theoretisch) über eine Angebots-Nachfrage-Beziehung am Markt gebildet werden oder aber durch garantierte Einspeisevergütungen (Tarife).

2.3.1 Energieertrag

Der Energieertrag einer Anlage gibt an, wie hoch der innerhalb eines Jahres zu erzielende Ertrag an elektrischer und/oder thermischer Energie einer Anlage ist. Der maximal zu erzielende Energieertrag wird durch das spezifische Leistungsvermögen einer Anlage (deren technische Auslegung) in MW oder kW mitbestimmt.

Die zu erzielende Energieausbeute bei Betrieb von erneuerbaren Energieanlagen ist gegenüber konventionellen Anlagen (Kohle, Gas, Nuklear) zeitlich variabel und unterliegt zum Beispiel bei der Windkraftnutzung natürlichen Schwankungen. Dies stellt damit ein Risiko dar. Für Biogasanlagen und Windenergieanlagen (WEA) werden die bestimmenden Faktoren im Folgenden exemplarisch aufgeführt.

Biogasanlagen

Bei Biogasanlagen hängt die Energieausbeute primär von den verwendeten Substrateinträgen und der Effizienz ab, wie eine Vergärung im Fermenter stattfindet. Darüber hinaus bestimmt die Anzahl zu fahrender Volllaststunden eines Jahres die Energieausbeute. Notwendige Reparaturen oder der Abriss der Substratversorgung führen zu einer Reduktion der zu erzielenden Ausbeute.

Als Bezugsgröße für den energetischen Ertrag einer Biogasanlage sind Kubikmeter je Tonne Frischmasse ($\text{m}^3/\text{t FM}$) oder Liter (l) bzw. Kubikmeter je Kilogramm organische Trockenmasse ($\text{m}^3/\text{kg oTS}$) (IE) geeignet. Dabei ist die Qualität des Biogases vom Methangehalt abhängig. Bei der Vergärung von Rindergülle ergeben sich Methangehalte von ca. 55%. Durch Zugabe von Geflügelkot lässt sich der Methangehalt steigern, während bei der Zugabe von großen Mengen an Stroh oder Maissilage der Methangehalt auf ca. 50% sinkt, wobei sich jedoch gleichzeitig die Ausbeute an Gasertrag ändert. Die Substratwahl und die Substratzusammensetzung ist somit für die Energieausbeute einer Biogasanlage und damit deren Rentabilität eine entscheidende Größe. Bei einer Anlage die mit dem Eintrag von 10% Feststoffen und 90% Gülle gefahren wird, entfallen z.B. 3/4 der Energieausbeute auf die Feststoffe und nur 1/4 auf den Gülleanteil. Für den Eintrag an Feststoffen eignen sich Silageabfälle, die in der Tierproduktion ggf. anfallen. Die ökonomische und ökologische Effizienz ist dabei im Einzelfall zu hinterfragen.

Windkraftanlagen

Entscheidende Bezugsgröße für die Energieausbeute bei Windkraftanlagen ist die Anzahl zu fahrender Volllaststunden¹ pro Jahr. Diese geben an, zu wie vielen Stunden im Jahr die spezifische Leistung (in kW oder MW) einer Anlage vollständig genutzt werden kann. Die herrschenden Windgeschwindigkeiten und die Wahl des Standortes sowie andere Bedingungen sind hierfür entscheidend.

Für die Ausbeute an Energie einer Windenergieanlage ist auch deren Höhe maßgeblich. Die Ausbeute steigt je Höhenmeter um ca. 1%. Bei der Installation mehrerer Anlagen in einem Park ist die relative Positionierung der Anlagen zueinander ebenfalls bedeutsam, da durch Verwirbelungen der Luft und entstehende Windschatten Beeinträchtigungen möglich werden.

2.3.2 Tarifgestaltung

Über die Tarifgestaltung determiniert sich für Betreiber von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien welche aggregierten Einnahmen über die Laufzeit des Anlagenbetriebes erwirtschaftet werden können. Dabei entscheidend sind die **Tarifhöhe**, die **Laufzeit** der Tarifgewähr, die **Währung** und weitere **administrativer** Ausgestaltungen.

Tarifhöhe

Die für die Vergütung erzeugter Energie gewährte Tarifhöhe ist das entscheidende ökonomische Kriterium bei der Frage um Tarifgestaltung. Ein sicherer, langfristiger Zahlungsfluss reduziert Investitionsrisiken maßgeblich. Dabei muss die Tarifhöhe aber über den Stromgestehungskosten liegen, anderenfalls resultieren Verluste für den Anlagenbetreiber.

Zeitraum

Die Investitionen in Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien erfolgt für eine langfristige Nutzung. Eine Amortisation der Anlage ist in der Regel (in Abhängigkeit der finanziellen Rahmenbedingungen) erst nach 10 Jahren und mehr zu erwarten. Damit wird der Zeitraum, in dem Tarife gewährt werden, für die langfristige Rentabilität einer Anlage zur entscheidenden Größe. Hier gilt, wie bei der Höhe der Tarife, einen Ausgleich zwischen den Interessen eines Investors und des Tarifzahlers zu finden. Im Allgemeinen ist zu empfehlen, Tarife für den Gesamtzeitraum der Anlagennutzung beziehungsweise bis zum Ende der Abschreibungszeit zu gewähren.

Währung

Währungsrisiken sind immer dann zu berücksichtigen wenn Investitionen für den Investor im Ausland stattfinden. Erfolgt die Tarifzahlung in der Währung des Landes in dem die Investitionen erfolgte, bedeutet die Abwertung dieser Währung für den Investor einen Verlust. Die langfristige Stabilität der nationalen Währung spielt daher eine sehr wichtige Rolle in diesem Zusammenhang. Im Kontext dazu stehen auch die zu berücksichtigenden Umtausch- und Transferkosten.

¹ Volllaststunden sind keine Betriebsstunden. Betriebsstunden geben an, in welcher Zeit eine Anlage auch mit geringeren Leistungen als ihrer eigenen spezifischen gefahren werden kann.

Ausgestaltung

Unter der administrativen Ausgestaltung werden jene rechtlichen oder administrativen Gegebenheiten verstanden die die Vornahme der Tarifzahlungen bzw. die Einspeisung regeln. Hierzu zählen Fragen hinsichtlich der Periodizität von Auszahlungen, der Abwicklung der Zahlungen als auch Regelungen für gegebenenfalls auftretende Konflikte in der Abwicklung. Je transparenter und verlässlicher diese Ausgestaltung erfolgt, desto geringer sind die administrativen Aufwendungen des Investors. Dies ist gleichbedeutend mit der Reduktion langfristiger Risiken.

3 Exemplarische Rentabilitätsrechnungen

Im Folgenden werden exemplarisch für fünf Biogas- und eine Windkraftanlage Rechnungen vorgestellt. Dabei werden folgende Größen berechnet:

- **Barwert** der Investition² bei geltendem Einspeisetarif
- Jährlicher **Gewinn/Verlust** bei geltendem Einspeisetarif und
- die **Stromgestehungskosten**.

3.1 Biogasanlagen

Die zu Grunde liegenden Basisdaten für die Berechnungen sind Untersuchungen über in **Betrieb befindlichen deutschen Biogasanlagen** entnommen und soweit möglich an die Bedingungen in Belarus angepasst.

Die Erträge an Biogas und damit an elektrischer und thermischer Energie sind für die optimale Nutzung der Anlagen maßgeblich. Es wird daher unterstellt, dass ein optimaler Betrieb der Anlage erfolgt.

3.1.1 Investitionen

Die Schwankungsbreite bei den Investitionen bei Anlagen ist sehr hoch. So liegen Investitionen in Deutschland für 500 kW Anlagen zwischen 2.500 und 5.000 Euro/kW. Über die Größenklassen hinweg und in Abhängigkeit von den Substraten ist die Schwankungsbreite ebenfalls signifikant.

Die Anlagennutzung wird hier mit 20 Jahren angesetzt, wobei dies ein theoretischer Wert ist, da nur begrenzt Erfahrungen über diesen Zeitraum in der Nutzung vorliegen. In der Praxis zeigt sich, dass die Nutzungsdauer der Einzelkomponenten der Anlage variieren. Bauliche Anlagen können dabei länger genutzt werden, als Komponenten wie Rührwerk und Pumpen, die bereits nach 5 bis 8 Jahren ausgetauscht werden müssen. Der Ersatzinvestition für das BHKW wird i.d.R. nach 8 bis 10 Jahren notwendig, kann durch intensive Wartung aber auf 16 Jahre hinausgezögert werden.

In der vorliegenden Betrachtung wird eine Ersatzinvestition der installierten Technik (BHKW, Rührwerk) in Höhe von 25% der Gesamtinvestition nach 10 Jahren durchgeführt.

Die Anschaffung der Anlage erfolgt über Fremdkapital (Kredit) und Eigenkapital. Das Fremd-/Eigenkapitalverhältnis wird mit 70/30 angegeben.

² Der Barwert einer Investition ist der auf den Entscheidungszeitpunkt (Installation der Anlage) diskontierte monetäre Strom aus Ein- und Auszahlungen.

Für das **Eigenkapital** wird ein kalkulatorischer Zins von 10% angenommen. Weiterhin erfolgt ein Projektrisikoaufschlag von 5%, der sich aus den bestehenden Risiken hinsichtlich langfristiger Investitionssicherheit in Belarus und noch bestehender administrativer Hemmnisse bei ausländischen Direktinvestitionen ergibt. Weiterhin wird ein Wechselkursrisikoaufschlag von 5% berücksichtigt. Da Tarifauszahlungen in Rubel erfolgen, der Investor jedoch im westeuropäischen Ausland ansässig ist, muss eine Konvertierung der Währung erfolgen. Bestehende Risiken hinsichtlich der langfristigen Wechselkursentwicklung müssen somit berücksichtigt werden. Der kalkulatorische Eigenkapitalzins wird somit mit 20% angenommen.

Für den **Fremdkapitalanteil** unterstellen wir eine Rückzahlung über 20 Jahre, wobei eine jeweils 10 jährige Zinsbindung gilt. Das Zinsniveau wird mit 10% festgelegt.

Durch uns wird geschätzt, dass sich die Investitionen in Belarus durch Durchführungskosten um 10% gegenüber einer Investition in Deutschland erhöhen. Dies wird bedingt durch höhere Aufwände in der Planung, administrativen Genehmigung und des Vorhaltens ausländischer Spezialisten vor Ort (vergleiche zum Anteil der Planungs- und Genehmigungskosten in Deutschland FNR Seite 179 ff).

3.1.2 Kosten

Substratkosten

Substratkosten fallen bei der Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) wie Mais an. Hierbei wird für Belarus unterstellt, dass diese Kosten bei 20% der in Deutschland anfallenden Kosten liegen.

Für die Bereitstellung von Gülle wird unterstellt, dass keine Kosten anfallen bzw. diese vernachlässigt werden können.

Reparatur und Wartung

Wartungskosten fallen primär für das BHKW an. Durch IE wird angegeben, dass die Wartungskosten in Deutschland etwa 0,35 ct/kWh betragen.

Für Belarus werden diese Kosten mit einem Aufschlag von 20% auf die in Deutschland angesetzten Kosten versehen, da unterstellt wird, dass umfangreichere Wartungsarbeiten durch ausländisches Personal erfolgen.

Arbeitskosten

Für den laufenden Betrieb der Anlagen werden kalkulatorische Arbeitsaufwendungen von unter 8 Stunden pro Tag veranschlagt. Der Stundensatz ist mit 4 Euro angesetzt.

Versicherung

Kosten für die Versicherung der Anlage liegen in Deutschland zw. 0.5 und 1,5% der Investitionssumme pro Jahr. Für die folgenden Rechnungen sind die in den zugrunde liegenden Veröffentlichungen unterstellten Versicherungskosten verwendet worden.

Energiekosten

Energiekosten für den Betrieb der Anlagen werden durch einen 10%igen Abzug der erzeugten elektrischen und thermischen Energie pauschal berücksichtigt.

3.1.3 Erträge

Aus der Stromerzeugung

Für Erträge aus dem Verkauf des produzierten Stroms wird für die folgende Berechnung der Barwerte unterstellt, dass die Vergütung – wie im Gesetz verankert – 30% über dem Industriestrom liegt und für 10 Jahre gezahlt wird bzw. diese für die Jahre 11 bis 20 nur 85% des Industriestroms beträgt. Für den Preis des Industriestroms wird unterstellt, dass er konstant bleibt. Weiterhin wird der Wechselkurs als konstant mit 4443 Rubel/Euro angenommen, entsprechend dem aktuellen offiziellen Wechselkurs der Nationalbank (Stand Ende April 2011). Hierin liegt ein entscheidendes Risiko für den Investor³. Wie beschrieben erfolgt ein Risikoaufschlag von 5% auf die Finanzierungskosten.

Aus der Wärmeerzeugung

Die Nutzung der anfallenden Abwärme bei der Biogasproduktion lässt die energetische und ökonomische Effizienz der Anlage steigen. Ein konsistentes Wärmekonzept ist daher maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit des Betriebs. Ein Teil der Wärme wird prozessbedingt durch die Anlage selbst genutzt. Die Restwärme kann in der Umgebung der Anlage eingesetzt werden. Es wird im Folgenden von kalkulatorischen Einnahmen von 0.01 Euro/kWh Wärme ausgegangen unabhängig davon ob diese an Dritte verkauft wird oder die Substitution anderer Energieträger durch den Anlagenbetreiber erfolgt.

Dünger

Durch den Verkauf von Düngern sind weitere Einnahmen möglich. Hier wird von einem Preis von 5 Euro je Tonne ausgegangen, obgleich sich dieser erst nach Etablierung eines Marktes für organische Düngemittel aus dieser Produktion mittelfristig einstellen kann.

Tabelle 1, Spezifikation der exemplarischen Anlagen

Parameter	Anlage A	Anlage B	Anlage C	Anlage D	Anlage E
Installierte Leistung in kW	150	350	500	330	850
Substrat	30% Gülle / 70% NawaRo	30% Gülle / 70% NawaRo	100% Bioabfälle	100% Gülle	100% NawaRo
Stromertrag netto in MWh/a	1.080	2.500	7.200	2.400	5.500
Wärmeertrag netto in MWh/a	1.260	3.050	4.000	2.900	6.000
Investitionen in Euro	830.000	1.500.000	2.400.000	1.500.000	2.200.000
Spezifische Investitionen in Euro/kW	5.533	4.280	4.800	4.545	2.588
Substratkosten in	20.000	45.000	0	0	1.000.000

³ Die gegenwärtige Abwertung des Rubels wird in den hier vorliegenden Berechnungen durch Szenarienrechnungen berücksichtigt.

Euro/a					
Betriebsstoffe in Euro/a	20.000	30.000	60.000	30.000	30.000
Reparatur/Wartung in Euro/a	25.000	65.000	90.000	30.000	70.000
Arbeit in h/a	1.200	2.200	2.300	2.200	2.500
Arbeit in Euro/a	4.800	8.800	9.200	8.800	10.000
Versicherung in Euro/a	4.000	7.000	9.000	20.000	10.000
Düngererlöse in Euro/a	15.000	30.000	40.000	40.000	50.000

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis FNR (Anlage A, B und C) und ETI (Anlagen D und E)

3.1.5 Sensitivitätsanalyse

Für Anlage D sollen im Folgenden einige Angaben zur Sensitivität der Ergebnisse gemacht werden. Damit kann gezeigt werden, wie die Ergebnisse auf die Änderung einzelner Parameter reagieren.

Tabelle 2, Sensitivitätsanalyse zu Anlage D

	Anlage D	40% Abwertung	Keine Wärmevergütung	Kein Wärme- und kein Düngerertrag
Stromgestehungskosten in Euro-Cent	12,1	12,1	14,1	16
Barwert der Investition bei aktueller Tarifgestaltung in 1.000 Euro	-410	-1.130	-621	-940
Barwert der Investition bei 20 Jahren Tarifgewähr mit dem Faktor 1,3	230	-730	-30	-285

Quelle: Eigene Berechnung

Die Stromgestehungskosten werden durch mögliche Wärme- und Düngernutzung reduziert. Wie in Tabelle 3 zu sehen, erhöhen sich die Stromgestehungskosten auf 0,16 Euro wenn kein Wärme- und kein Düngerverkauf erfolgt.

Eine Abwertung des Rubels um 40% führt über die Gesamtlaufzeit betrachtet zu einem Barwert, der auch bei einer 20-jährigen Tarifgewähr negativ ist. Die Investition würde somit nicht rentabel sein und unterbleiben. Die gegenwärtige Unsicherheit hinsichtlich der Wechselkursentwicklung ist somit für angestrebte Investitionen im Bereich erneuerbarer Energien sehr gefährlich.

3.2 Windenergieanlagen (WEA)

Zu den wichtigsten Elementen der Wirtschaftlichkeit von WEA gehören die Investitionen, die Investitionsnebenkosten sowie Betriebskosten im Kontext zu den erzielten Erlösen aus dem Verkauf des eingespeisten Stroms. Die Erlöse setzen sich dabei aus der Menge des produzierten Stroms und dem Abnahmepreis (Tarif) zusammen.

Die Zusammensetzung und Höhe der Kosten unterscheidet sich dabei je nach Standort und technischer Auslegung (Anzahl der Anlagen und technische Charakteristik).

In Abhängigkeit von den jeweiligen technischen und wirtschaftlichen Kennwerten und der Anzahl der WEA unterliegt die Kostenverteilung auch den natürlichen Gegebenheiten (z.B. Gebirge, Binnenland, Küste, See) und infrastrukturellen Bedingungen des Territoriums (z.B. Verkehrswege und Versorgungstrassen, Energienetze).

In den nächsten Jahren hat man sich in der Republik Belarus im Bereich Windenergie ehrgeizige Ziele gesetzt. So sollen bis zum Jahre 2015 Windparks mit einer Nennleistung von insgesamt 300 MW entstehen.

Dieses Ziel ist nur durch ausländische Investitionen zu erreichen. Insofern sind bei der Investitionsbeurteilung hinsichtlich der Stabilität des Cash-Flow das jeweilige Rechts- und Regulierungsumfeld zu berücksichtigen, in diesem Fall das der Republik Belarus.

3.2.1 Investitionen

Die Investitionen bestehen aus dem Anlagenpreise an sich und den Investitionsnebenkosten (z.B. Planung, Genehmigung, Zertifizierungen/Gutachten, Netzanschluss, Gelände- und Standorterschließung, Steuer- und Rechtsberatung, Steuerung und Überwachung, Finanzierungskosten). Die Investitionsnebenkosten sind all die Kosten, die neben dem Anlagenpreis für die Realisierung des Projektes bis zu seiner Inbetriebnahme anfallen. Aufgrund von Erfahrungen kann man davon ausgehen, dass die Investitionsnebenkosten etwa zwischen 20 bis 40% der Anlagenpreise liegen (Tobias).

Gesicherte Aussagen zu den möglichen Investitionsbeträgen je Anlage können bisher nicht gegeben werden, da aufgrund der noch geringen Investitionserfahrungen bei Windenergieanlagen in der Republik Belarus kaum Datenmaterial vorliegt.

Zu verweisen sei darauf, dass der Aufbau von Windparks mit einem hohen Finanzierungsaufwand verbunden ist.

Im Positionspapier des Bundesverbandes WindEnergie e.V. (BWE e.V.) zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (2010) wird dazu festgestellt: "Windparks sind kapitalintensive Investitionen, weshalb anfänglich rund zwei Drittel der Einnahmen eines Windparks für Kapitaldienstleistungen (Zinsen und Tilgung) benötigt werden.

Der Kapitaldienstanteil sinkt zwar während der Finanzierungslaufzeit (in der Regel 15–20 Jahre) geringfügig aufgrund des degressiven Verlaufs der Zinsbelastung. Diese Entlastung wird jedoch zum großen Teil durch steigende Betriebskosten kompensiert. Angesichts dieser Relationen sind die Auswirkungen der Kapitalkosten auf die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in WEA offensichtlich."(WindEnergie, S.12).

Die Anschaffung der Anlage erfolgt über Fremdkapital (Kredit) und Eigenkapital. Das Fremd/Eigenkapitalverhältnis wird in der Beispielkalkulation mit 70/30 festgelegt.

Für das **Eigenkapital** wird ein kalkulatorischer Zins von 10% angenommen. Zusätzlich erfolgen, wie bereits in der Berechnung für Biogasanlagen dargestellt, ein Projektrisikoaufschlag von 5% und ein Währungsrisikoaufschlag von ebenfalls 5%.

Für den **Fremdkapitalanteil** unterstellen wir eine Rückzahlung über die Nutzungsdauer der Anlage und gehen von einem annuitätischen Darlehen aus. Der Kreditzinssatz wird mit 10% festgelegt.

3.2.2 Kosten

Die Betriebskosten setzen sich u.a. aus den Aufwendungen für die technische Betriebsführung, die Wartung und Instandhaltung, Versicherung sowie die Pacht für die Standorte zusammen. Es wurden durchschnittliche jährliche Betriebskosten von 1,5% bezogen auf die Gesamtinvestitionssumme zuzüglich der Pachtkosten der Kalkulation zugrunde gelegt.

3.2.3 Erträge

Den größten Einfluss auf die Stromgestehungskosten und damit die zu erzielenden Erträge haben die Volllaststunden – und damit das standortspezifische Jahresmittel der Windgeschwindigkeit. Mit sinkender mittlerer Windgeschwindigkeit nehmen die Stromgestehungskosten deutlich zu. Um belastbare Werte für die Tarifgestaltung zu ermitteln sind somit standortbezogene Windmessungen (mindestens über den Zeitraum von einem Jahr) unabdingbar.

In Deutschland liegt die Windgeschwindigkeit an typischen Anlagestandorten zwischen 5,5 und 6,5 m/s (bezogen auf 50 m Höhe über Grund). Diese wurden auch der Kalkulation für die Anlagen in Belarus zugrunde gelegt.

Für den Basisfall (Anlage A) werden 3.300 Volllaststunden unterstellt, was sich am oberen Rand der real erzielbaren Volllaststunden bewegen dürfte. Von der zu erzielenden Bruttoenergiemenge werden 22% an Verluste auf Grund Parkens der Anlage, Wartungszeiten und elektrische Verluste abgezogen.

Tabelle 3, Spezifikation der exemplarischen Anlage

Parameter	Anlage A
Anzahl der WEA	30
Nennleistung	1,8 MW
Jahresenergieertrag Netto	140.421 MWh/a
Investitionen	146.041.848 Euro
Betriebskosten [Euro/a]	2.205.628 Euro

Quelle: Eigene Berechnungen

Für Erträge aus dem Verkauf des produzierten Stroms sei auch in diesem Fall unterstellt, dass die Vergütung – wie im Gesetz verankert – 30% über dem Industriestrom liegt und für 10 Jahre gezahlt wird bzw. für die Jahre 11 bis 20 nur 85% des Industriestroms beträgt. Für den Preis des Industriestroms wird unterstellt, dass dieser konstant bleibt. Weiterhin wird der Wechselkurs mit 4443 Rubel/Euro als konstant angenommen.

3.2.4 Ergebnisse der Berechnungen

Für die gewählte Anlagenspezifikation zeigt sich deutlich, dass eine Investition unter den gegebenen Bedingungen als nicht rentabel einzustufen ist. Mit ca. 15 Euro-Cent liegen die Stromgestehungskosten weit über den gegenwärtig gewährten Tarifen. Der Barwert der Investition ist somit negativ. Selbst bei einer unterstellten Gewähr des Aufschlags von 30% auf den Industriestrom über die Gesamtnutzungsdauer der Anlage von 20 Jahren ist der Barwert mit -500.000 Euro negativ.

Tabelle 4, Ergebnisse der Berechnungen

	Anlage A
Stromgestehungskosten in Euro-Cent	14,9
Barwert der Investition bei aktueller Tarifgestaltung in 1.000 Euro	-50.000
Barwert der Investition bei 20 Jahren Tarifgewähr mit dem Faktor 1,3 in 1.000 Euro	-7.000

Quelle: Eigene Berechnungen

3.2.5 Sensitivitätsanalyse

Für Windkraftanlagen sollen im Folgenden einige Angaben zur Sensitivität der Ergebnisse gemacht werden. Hierzu werden sowohl geringere Volllaststunden, auf Grund geringerer Windgeschwindigkeiten oder längerer Ausfallzeiten, als auch Wirkungen einer Währungsabwertung untersucht.

Weiterhin wird angegeben, welche Ergebnisse zu erwarten wären, könnte der Kreditzins auf 9% reduziert und Risikoaufschläge vermieden werden.

Tabelle 5, Sensitivitätsanalyse zu Anlage D

	Anlage A	40% Abwertung	Reduktion Volllaststunden 20%	Zinssatz 9%
Stromgestehungskosten in Euro-Cent	14,9	14,9	18,6	11
Barwert der Investition bei aktueller Tarifgestaltung in 1.000 Euro	-50.000	-96.000	-73.000	-1.000
Barwert der Investition bei 20 Jahren Tarifgewähr mit dem Faktor 1,3 Euro in 1.000 Euro	-7.000	-70.000	-40.000	3.800

Quelle: Eigene Berechnung

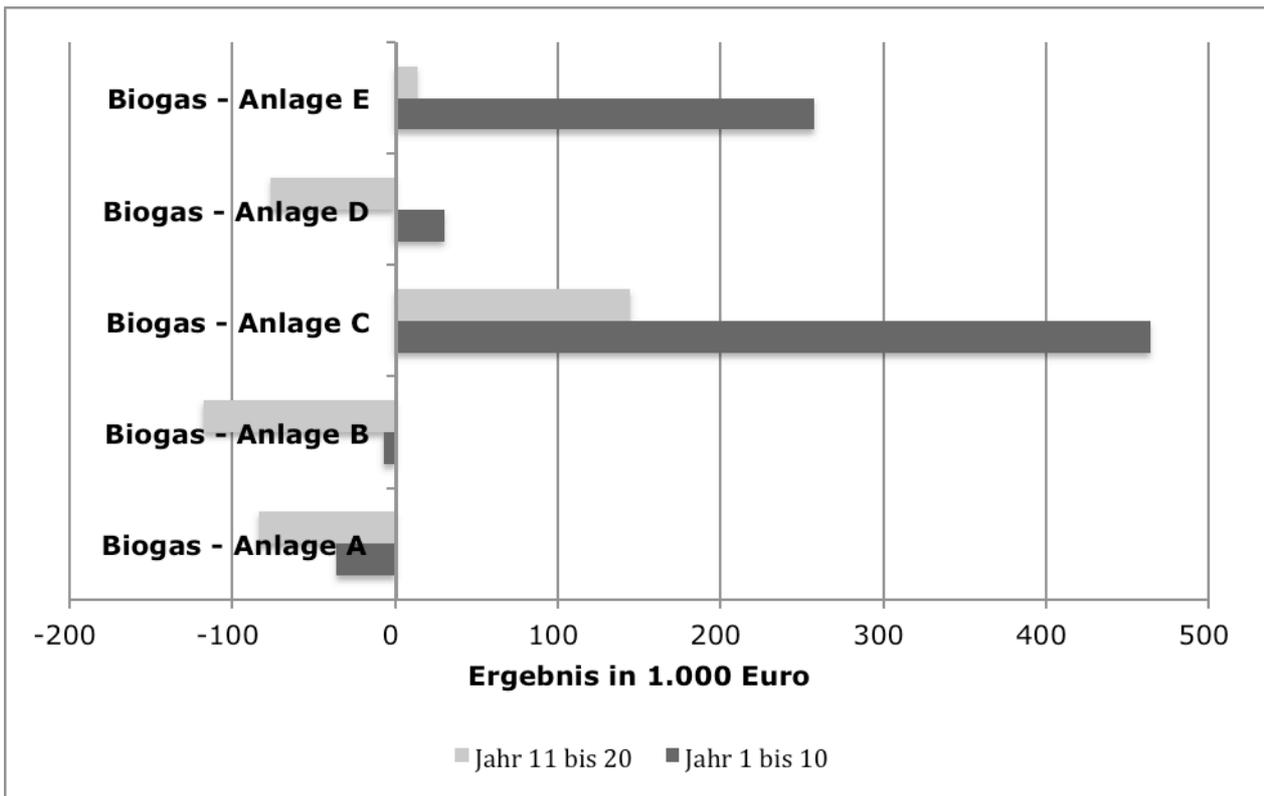
Wie auch bei der Betrachtung der Sensitivität für die Rentabilität der Biogasanlage D zeigt sich, dass eine Abwertung des Rubels entscheidend negativen Einfluss auf die Ergebnisse der Windkraftanlage hat. Die diskontierten Verluste (nach Eigenkapitalverzinsung) betragen hier

96 Mio. Euro, was 65% der Investitionssumme ausmacht. Ebenfalls massive negative Wirkungen hat eine Reduktion der zu erreichenden Volllaststunden. Da hier auf Grund der unzureichenden Messungen in Belarus keine ausreichend gute Datenbasis vorliegt, ist diesem Punkt besonderes Augenmerk zu schenken.

3.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

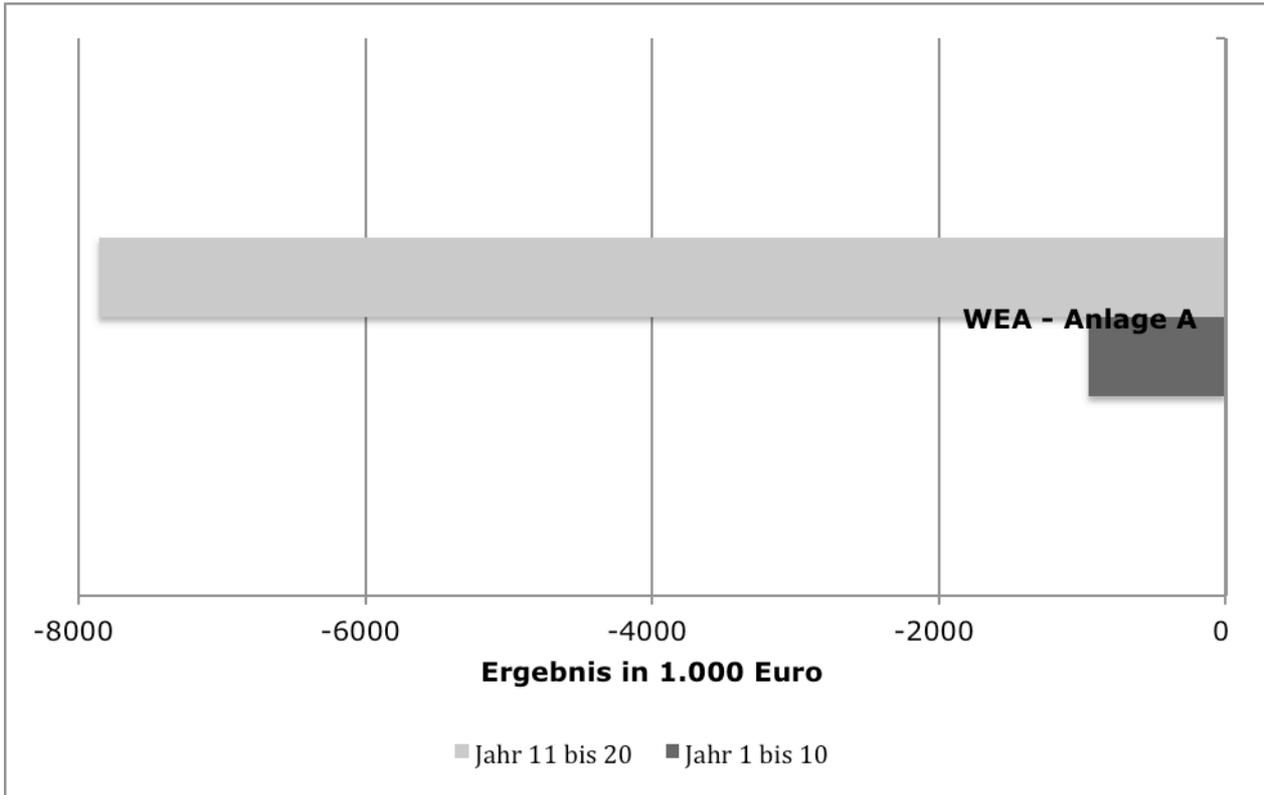
Abbildung 1 und 2 geben an, wie sich die jährlichen Überschüsse/Verluste der Biogasanlagen A bis E (links) und der Windkraftanlage A (rechts) in den Jahren 1 bis 10 – also während der Tarifgewähr – und ab Jahr 11 darstellen.

Abbildung 1, Jährlicher Überschuss / Verlust der Anlagen Biogas



Quelle: Eigene Darstellung

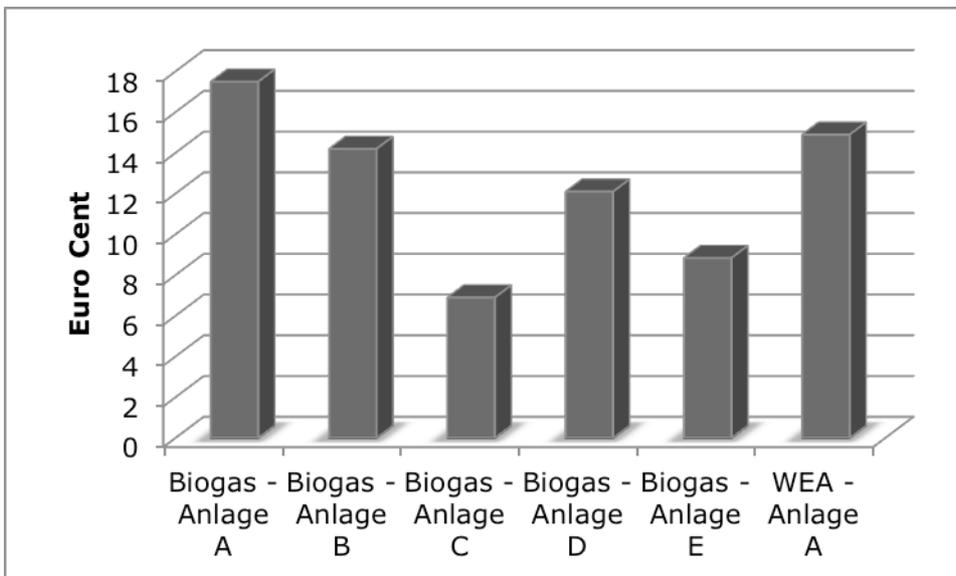
Abbildung 2, Jährlicher Überschuss / Verlust der WEA



Quelle: Eigene Darstellung

Mit Abbildung 3 werden noch einmal die Stromgestehungskosten der Anlagen abgebildet und gleichzeitig ersichtlich, dass hier eine große Bandbreite existiert.

Abbildung 3, Stromgestehungskosten der Anlagen



Quelle: Eigene Darstellung

Wie bereits erläutert sind diese Ergebnisse exemplarisch. Genaue Kenntnisse über Standorte, Substratqualitäten und -quantitäten, Windgeschwindigkeiten und administrative Aufwendungen sind für eine explizite Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Anlagen Voraussetzung. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass ein pauschalisiertes Herangehen an die Tarifbestimmung

ineffizient ist, da entweder Investitionen unterbleiben oder aufwendige bilaterale Zusatzvereinbarungen zu Tarifhöhe, Dauer der Gewähr und der Währungsfrage getroffen werden müssen.

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Für Belarus wird es zunächst wichtig sein zu bestimmen, welcher Ausbaupfad für erneuerbare Energien und damit welche Höhe staatlicher Unterstützung langfristig makroökonomisch effizient ist.

Im Folgenden werden konkrete Empfehlungen gegeben, wie aus unserer Sicht die Anreize für Investitionen in die Installation von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien erhöht werden können unabhängig davon, ob dies für Belarus ökonomisch tragfähig ist. Hierzu sind aus unserer Sicht weitere Untersuchungen notwendig.

4.1 Bestimmung des langfristig ökonomisch effizienten Umfangs erneuerbarer Energien

Die Zahlung Grüner Tarife ist für den belarussischen Staat mit Ausgaben verbunden. Ein wachsender Sektor erneuerbarer Energien lässt diese Ausgaben steigen. In welchem Umfang dies effizient ist und übergeordnete politische und ökonomische Ziele beeinflusst muss bei der Tarifgestaltung berücksichtigt werden. Gleichzeitig senkt die Nutzung erneuerbarer Energien die Kosten für notwendige Primärenergieimporte. Hierzu sind weitere Szenariorechnungen notwendig, die die langfristige ökonomische Effizienz berechnen.

Empfehlung 1: Zunächst muss Belarus entscheiden welcher Umfang erneuerbarer Energien für das Land wünschenswert und ökonomisch effizient ist. Weiterhin muss bestimmt werden, welche Belastungen aus Tarifzahlungen das Land in den kommenden Jahren ökonomisch tragen kann, bzw. tragen möchte, als auch welche Primärenergieimporte gleichzeitig entfallen könnten.

4.2 Tarifhöhe und Industriestrom

Eine Kopplung der Tarife an den staatlich regulierten Industriestrompreis ist aus unserer Sicht intransparent, unabhängig von der Tarifhöhe.

Empfehlung 2: Daher empfehlen wir zunächst eine Festschreibung der Tarife auf dem jetzigen Niveau sowie eine Entkopplung der Tarife für erneuerbare Energien vom Industriestromtarif.

4.3 Dauer der Tarifgewähr

Neben der Tarifhöhe ist die Dauer der Tarifgewähr für die Rentabilität einer Investition, deren Amortisation und damit für die Investitionsentscheidung maßgeblich. Für Biogasanlagen kann von einer Nutzungsdauer von 16 bis 20 Jahren ausgegangen werden, wobei wie gezeigt Ersatzinvestitionen im technischen Bereich zu erbringen sind. Windenergieanlagen haben eine durchschnittliche Nutzungsdauer von 20 Jahren.

Je länger eine Tarifgewähr erfolgt, desto geringer ist das unternehmerische Risiko einzuschätzen und die erwartete Rentabilität steigt. Dies fördert Investitionen.

Empfehlung 3: Wir empfehlen daher die Dauer der Tarifgewähr der Dauer der Anlagennutzung anzugleichen.

4.4 Tarifhöhe und Differenziertheit der Tarife

Gegenwärtig werden für alle Erzeugungsarten und Anlagengrößen einheitliche Tarife in Form eines prozentualen Aufschlags auf den Industriestrom gezahlt. Dies ist aus unserer Sicht (unabhängig von der eigentlichen Höhe) langfristig nicht zielführend.

Die Tarife müssen, wenn sie wirken sollen, über den Stromgestehungskosten der Anlagen liegen. Diese sind unterschiedlich.

Wie an den aufgeführten Beispielen gezeigt, ist die Wahl eines einheitlichen Tarifes für die Ausgestaltung der Subventionierung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien somit nicht geeignet die spezifischen Bedingungen dieser Anlagen zu berücksichtigen. Die Stromgestehungskosten der vorgestellten Anlagen sind stark unterschiedlich und liegen zwischen 7 und 17 Euro-Cent / kWh.

Einheitliche Tarife führen prinzipiell dazu, dass Anlagen, die zu geringeren Stromgestehungskosten als den gezahlten Tarifen Energie produzieren gegenüber solchen, die (technologisch bedingt) zu höheren Tarifen produzieren, bevorzugt werden.

Die Differenziertheit der Tarife gibt an, wie spezifische Parameter der Anlage in die Tarifgestaltung einfließen. So werden in Deutschland beispielsweise Tarife in der Weise differenziert, dass in Abhängigkeit des genutzten Energieträgers und der Anlagengröße Tarife definiert sind. Eine hohe Differenziertheit der Tarife führt auf der einen Seite zwar zu einer genaueren Berücksichtigung spezifischer Gegebenheiten einer Anlage, erhöht auf der anderen Seite aber den administrativen Aufwand.

Empfehlung 4: Wir empfehlen daher die Tarife mittelfristig dahingehend zu verändern, dass in Abhängigkeit von der Erzeugungsart und der Anlagengröße differenzierte Tarife gezahlt werden.

4.5 Monitoring

Die konkrete Ausgestaltung – also die Festlegung der Tarifhöhen – setzt voraus, dass die landesspezifischen Kosten und Energieerträge der einzelnen Erzeugungsarten und Anlagengrößen genau bekannt sind. Mit der Nutzung von exemplarischen Werten anderer europäischer Länder kann dies nur unzureichend gelingen.

Empfehlung 5: Es wird empfohlen, in einem Monitoring-Prozess für neu installierte Anlagen exakte Basisdaten für die Ableitung von Tarifen zu generieren um dann Tarife mittelfristig allgemeinverbindlich festzuschreiben. Hierbei sollte eine Phase des Monitorings von mindestens fünf Jahren gewählt werden, wobei vorauszusetzen ist, dass Anlagen in nennenswertem Umfang in dieser Zeit in Betrieb gehen. Eine dauerhafte Fortschreibung des Monitoring-Prozesses kann dann eingerichtet werden, um die langfristige Entwicklung zu begleiten.

4.6 Reduktion des Währungsrisikos

Aus Sicht internationaler Investoren wäre eine Auszahlung in Euro oder US-Dollar wünschenswert, da in diesen Währungen i.d.R. die Kreditgewähr erfolgt und somit das Währungsrisiko entfällt. Für Belarus ist dies mit seinen begrenzten Devisenreserven offensichtlich mit Budget- bzw. Zahlungsbilanzrisiken verbunden. Ein Ausgleich von Investoren- und staatlichen Interessen muss somit gefunden werden. Dieser könnte darin

bestehen, dass Auszahlungen in belarussischen Rubeln erfolgen, wobei Tarifierpassungen an Wechselkursänderungen in zu definierenden Umfängen erfolgen.

Empfehlung 6: Wir empfehlen die Berücksichtigung des Währungsrisikos in der Tarifierhöhe durch Anpassungen bei Ab- und Aufwertungen des Rubels oder durch Tarifiergewähr in Euro oder US-Dollar.

4.7 Degression der Tarifier

Neben den positiven Wirkungen der Risikoreduktion bei Investitionen durch staatliche Garantien (hier Tarifier) sind negative Wirkungen auf die dynamische Effizienz zu beobachten. Innovationen werden durch Risikoreduktion reduziert. Daher ist eine langfristige Degression der gewährten Tarifier für neu installierte Anlagen erforderlich. Das bedeutet, dass eine Anlage, die im Jahre 2015 installiert wird, über die gesamte Laufzeit einen geringeren Tarif gewährt bekommt, als eine (identische) Anlage, die 2013 errichtet wird. Wichtig dabei ist zu bestimmen, ab wann eine Anlage einen Anspruch für einen spezifischen jahresabhängigen Tarif erhält. Hier ist der Zeitpunkt der Inbetriebnahme optimal und nicht der etwaige Baubeginn.

Empfehlung 7: Die Bestimmung der Tarifierdegression sollte in Belarus erst mit Übergang zu differenzierten Tarifiern nach der ersten Monitoring-Phase erfolgen.

4.8 Bilaterale Vereinbarungen

In Belarus werden häufig bestehende rechtliche Bestimmungen zu Tarifierhöhe und Laufzeit durch bilaterale Vereinbarungen zwischen Investoren und dem Staat umgangen. Nur transparente und allgemein verbindliche Regulierungen schaffen Vertrauen für weitere, gerade kleinere Investoren. Des Weiteren werden bilaterale Tarifierabsprachen nicht hinsichtlich ihrer makroökonomischen Wirkungen geprüft. Dies bedeutet jedoch, dass die makroökonomische Effizienz nicht gegeben sein muss.

Empfehlung 8: Wir empfehlen eine strikte Unterbindung bilateraler Vereinbarungen. Dies stärkt das Vertrauen in die Rechtssicherheit bei ausländischen Investoren und reduziert administrative Aufwände.

Literatur

Bundesverband Windenergie e.V., Windpotenzial in Deutschland, ohne Datum, <http://www.wind-energie.de/de/themen/windpotenzial-deutschland/>, letzter Zugriff am 24.3.2011

ETI - Biogasinitiative der Brandenburgischen Energie Technologie Initiative, Biogas in der Landwirtschaft, Leitfaden für Landwirte und Investoren im Land Brandenburg, 2006

FNR, Leitfaden Biogas, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2010

IE, Biogasgewinnung aus Gülle, organischen Abfällen und aus angebaute Biomasse - Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse, Institut für Energetik und Umwelt, 2004

Tobias S., Investitionsrechnung von Projekten in Windkraftanlagen. Bewertungsbesonderheiten und Investitionscontrolling, Hamburg, Diplomatica GmbH, 2007

WindEnergie, Positionspapier des Bundesverbandes WindEnergie e.V. (BWE e.V.) zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, 2010