



NEWS **LETTER** November 2014

11/2014

*Abwarten oder Handeln? Strompreisrückblick: Oktober 2014
Agora stellt einen Vorschlag zur Neugestaltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vor
Mannheimer MVV Energie beteiligt sich mehrheitlich an juwi AG
Allianz übernimmt Wald-Windpark von PNE Wind
Ostwind verkauft oberfränkischen Windpark Tannberg-Lindenhardt
Erwerb eines 22,5 MW Windparks durch die 3U Holding AG in Sachsen-Anhalt
Einweihungsfeier des Windparks Brünnsstadt in Bayern
Online Plattform vergleicht Direktvermarkter
Schließung von 22 Atomreaktoren in Frankreich geplant
Hinkley Point C angeblich viel teurer als bisher bekannt*

Abwarten oder Handeln?

Wann ein vorzeitiges Repowering sinnvoll sein kann

von Alexandra Masherova und Matthias Pallutt

Windenergieanlagen sind grundsätzlich langlebige Wirtschaftsgüter, in die Investoren mit Sicht auf 20 Jahren oder auch länger investiert haben. Wie bei jedem langlebigen Wirtschaftsgut kann auch bei einem Windpark unterstellt werden, dass Betreiber ein Interesse daran haben, diesen Vermögenswert möglichst langfristig zu erhalten, da insbesondere nach vollständiger Tilgung der möglichen anfänglichen Darlehen jedes zusätzliche Betriebsjahr weitere Einnahmenüberschüsse für die Betreiber ermöglicht. Somit ist es aus der Sicht des Projektes grundsätzlich immer rational, solange es die Nutzungsverträge hergeben und die operativen Kosten geringer sind als die Einspeiseerlöse, den Windpark in Betrieb zu halten. Betrachtet man einen Stand-

ort jedoch aus der Perspektive eines Investors, der mehrere Investitionszyklen angehen möchte, ist dieser Ansatz zu simpel. Je näher ein Windpark seinem wirtschaftlichen Ende entgegen kommt, umso mehr rückt das Repowering des Windparks in den Blickpunkt. Für den Betreiber stellt sich damit unweigerlich die einfach klingende Frage, wann der optimale Zeitpunkt für ein Repowering gekommen ist. Die Beantwortung ist jedoch hochkomplex, weshalb hier nur die wichtigsten wirtschaftlichen Einflussfaktoren und ihre Wirkungsweise dargestellt werden sollen.

Für die nachfolgende Betrachtung wird daher unterstellt, dass einer Genehmigung eines Repowerings nichts im

Weg steht und der Betreiber des alten Windparks auf die für ein Repowering notwendigen Flächen weiterhin Zugriff hat und als erster mit den Flächeneigentümern verhandeln und Nutzungsverträge erneut, wenn auch zu ggf. anderen Konditionen, abschließen kann.

Unter diesen Bedingungen hat ein Betreiber jederzeit die Möglichkeit, den vorhandenen Windpark abzubauen und einen neuen Windpark an dessen Stelle zu errichten. Ökonomisch allgemein formuliert, ist ein Repowering in dem Moment sinnvoll durchzuführen, wenn die Opportunitätskosten des Weiterbetriebs geringer sind als der Gewinn, der sich bei einem Repowering ergibt. Sofern ein Betreiber einen immer noch betriebsbereiten und Cash-Flow-positiven Windpark abbaut, geht ihm ein wirtschaftliches Nutzungspotenzial verloren. Dieses wirtschaftliche Nutzungspotenzial lässt sich in Form des Barwertes der noch zu erwartenden Einnahmenüberschüsse/Ausschüttungen ermitteln. Dieser Wert repräsentiert den auf den Stichtag ermittelten „untergehenden Restwert“ des alten Windparks. Ein Repowering kann daher nur sinnvoll sein, wenn der Barwert des Repowering-Parks, mindestens um den Betrag des untergehenden Restwert-



tes höher ist als die auf den Stichtag ermittelten Investitionskosten des Repowering-Parks. Anders formuliert, der Gewinn aus dem Repowering sollte größer sein, als der aus der vorzeitigen Stilllegung des Windparks entstehende (Opportunitäts-)Verlust bzw. „Nichtgewinn“.

Somit kristallisieren sich zwei Hauptparameter zur Beurteilung dieser Entscheidung heraus: der untergehende Restwert des Altparks sowie die Differenz aus dem Barwert des Repowering-Parks und den dafür notwendigen Investitionskosten des Repoweringparks. Die Treiber dieser beiden Hauptparameter sollen daher noch näher erläutert werden.

Der untergehende Restwert ist insbesondere von der noch vorhandenen Laufzeit des Windparks und den in dieser Zeit erzielbaren Einnahmenüberschüssen sowie dem Diskontierungszinssatz abhängig. Er ist daher umso niedriger, je kürzer die Restlaufzeit des Altparks anzusetzen ist, je geringer die Vergütung innerhalb der Restlaufzeit ist (beispielsweise durch Reduzierung der erhöhten EEG-Vergütung auf die EEG-Grundvergütung oder durch ein konservatives Strompreisszenario, sofern von einer Betriebsdauer größer als 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr ausgegangen wird) und je höher die operativen Kosten in der restlichen Betriebsphase anzusetzen sind. Der Diskontierungszinssatz dient als Vergleichsindikator, mit dem auch der Barwert des Repoweringparks ermittelt wird. Je niedriger der untergehende Restwert des Altparks ist, umso eher fällt die Entscheidung zu Gunsten des Repowerings. Der untergehende Restwert stellt den Wert der Nulloption („Nichts tun“) dar. Getreu dem ökonomischen Prinzip: „There is no free lunch!“ hat eine solche

Entscheidung jedoch Opportunitätskosten. Ein Weiterbetrieb schließt die Möglichkeit, durch ein Repowering den Wert des Parks zu erhöhen, aus. Daher sollte analysiert werden, welches wirtschaftliche Potenzial durch ein Repowering gehoben werden kann, oder anders formuliert, welcher Gewinn durch ein unterlassenes Repowering dem Betreiber entgehen könnte.

Dies kann darüber erfolgen, dass der Barwert des „neuen Repoweringparks“ mit den stichtagsbezogenen Projektentwicklungskosten verglichen wird. Der Barwert wird auch hier wieder aus den in der Betriebsphase des Windparks erwarteten Einnahmenüberschüssen ermittelt. Über die Höhe des Diskontierungszinssatzes kann man sicher geteilter Ansicht sein. Sofern der Investor das Risiko im Falle eines Weiterbetriebs geringer einschätzt, als bei einem Repowering, wäre es konsequent, die Einnahmenüberschüsse des neuen Windparks mit einem höheren Zinssatz zu diskontieren. Dafür spräche die Tatsache, dass bei einem Altpark über viele Bewertungsparameter (Windertrag, operative Kosten, Finanzierungskosten) aus dem Betrieb heraus ein hohes Maß an Sicherheit besteht. Der Park dürfte darüber hinaus (weitgehend) entschuldigt sein. Andererseits steigt gegen Ende der Lebensdauer das technische Risiko der alten Anlagen an, für die zumeist auch kein Vollwartungsvertrag mehr besteht. Die Festlegung des Diskontierungszinssatzes erfordert daher eine einzelfallbezogene Abwägung. Besonders kritisch bei der Bewertung des neuen Repoweringparks ist neben der Windprognostik die möglichst genaue Schätzung der Einspeisevergütung, der neuen Pachtbedingungen sowie der Darlehensfinanzierung.

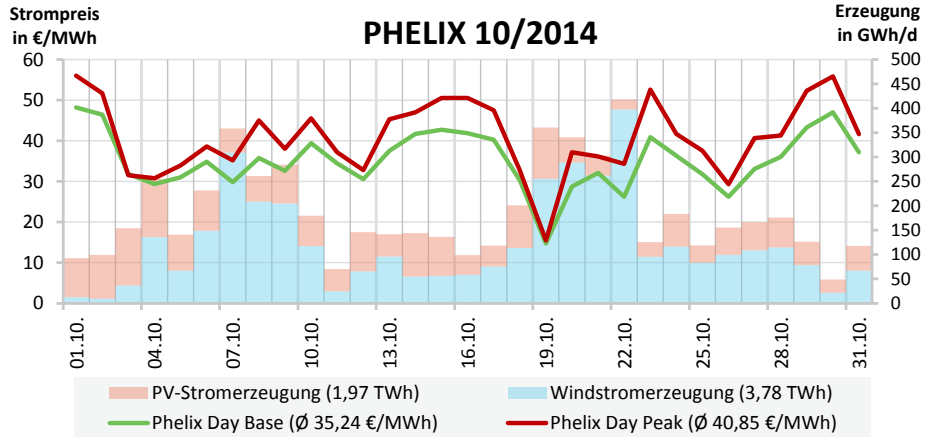
Die stichtagsbezogenen Projektent-

wicklungskosten sollten neben den offensichtlichen Kosten für Turbinen, Infrastruktur, Planung auch die Ausfallrisiken in der jeweiligen Phase sowie die Finanzierungskosten (nicht nur auf der Darlehensseite) berücksichtigen. Gegebenenfalls ist hier auch noch eine Vorfälligkeitsentschädigung einer noch nicht vollständig getilgten Finanzierung zu berücksichtigen. Andererseits könnten Erlöse für die abzubauenen Altanlagen, mit dem Investitionsbudget verrechnet werden.

Es zeigt sich, dass die Entscheidung über den Zeitpunkt eines Repowerings von einer Vielzahl von Variablen abhängig ist, die erstens teilweise nur geschätzt werden können und zweitens in ihrer Gesamtheit aufgrund vielfacher Interdependenzen nicht mehr einfach überblickt werden können. Wie oben dargestellt, fällt die Entscheidung zugunsten eines vorzeitigen Repowerings insbesondere dann, wenn wenig Restwert untergeht und möglichst ein hoher Neuwert geschaffen wird. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die erhöhte EEG-Vergütung des Altparks nicht 20 Jahre durch-, sondern bereits vorher ausläuft, wenn der neue Windpark eine deutliche Produktionssteigerung ggü. dem Altpark ermöglicht, die Finanzierungskosten günstig sind und eine hohe Schuldentragfähigkeit des neuen Projektes gegeben ist, möglichst keine große Pacht eskalation zu erwarten ist und die Turbinenpreise in Relation zum Windertrag möglichst gering bleiben oder zumindest Teile der bereits vor-

handenen Infrastruktur (Wege, Kabel, Umspannwerk) auch für das Repowering-Projekt genutzt werden können. Vor dem Hintergrund der anstehenden EEG-Reform ab dem Jahr 2017 gewinnt die Frage des Zeitpunktes des Repowerings für viele Anlagenbetreiber an Brisanz. Da das Vergütungsregime für diese Zeit noch nicht bekannt ist, könnte es, je nach Höhe der dann im Rahmen von Ausschreibungen zu ermittelnden Vergütungen, für ein Repowering am Standort nicht mehr reichen, wohingegen ein Repowering nach dem EEG 2014 dies noch zulassen würde.

Aufgrund der Komplexität des Bewertungsverfahrens und der jeweils einzelfallspezifischen Gegebenheiten empfiehlt es sich jedoch, eine solche Entscheidung gestützt auf ein Bewertungsmodell unter Erstellung verschiedener Szenarien zu treffen, durch die die Bandbreite der Bewertungsergebnisse aufgrund des komplexen Bündels von Einflussfaktoren und ihrer zeitlichen Dynamik deutlich wird. Nicht nur die planerische sondern auch die wirtschaftliche Umsetzung eines Repowerings kann daher zu Recht als Königsdisziplin der Projektentwicklung gelten.



Quelle: epexspot.com/de/marktdaten

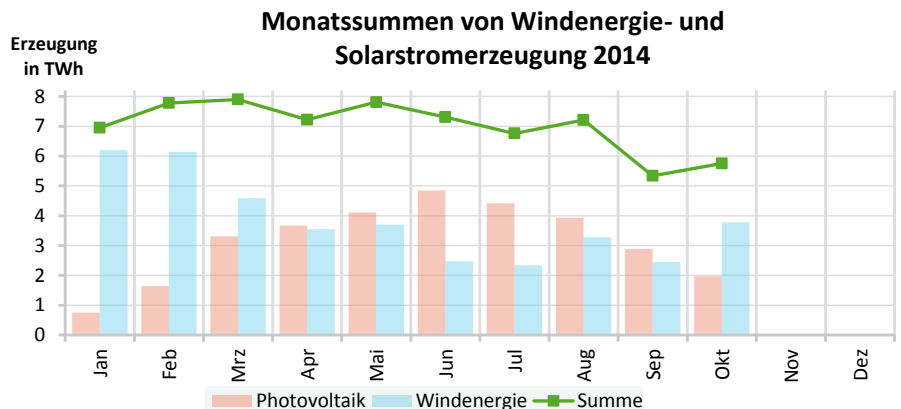
und wolkenreiche Wetter aus dem Vormonat setzte sich zunächst fort. So konnten in den ersten beiden Tagen lediglich etwa 500 MW elektrische Leistung aus Wind und 7 GW aus Sonne generiert werden. Dadurch bedingt lag der Preis je Megawattstunde des Physical Electricity Index (Phelix), mit dem die Großhandelsstrompreise für das Marktgebiet Deutschland und Österreich für den Folgetag bestimmt werden, bei vergleichsweise hohen 51 €/MWh. In den restlichen Tagen des Monats war der Strom hingegen günstiger zu erwerben. Am ersten Wochenende nahm das Windpotential in Deutschland zu, was in Verbindung mit der geringeren Stromnachfrage zu

einer Absenkung des Börsenpreises um 39% auf rund 31 €/MWh führte. Die Windstromproduktion erreichte mit eingespeisten 309,2 GWh den ersten Monatshochpunkt am Dienstag, den 07. Oktober. In der zweiten Woche verhielten sich der Grundlasttarif sowie Spitzenlasttarif im Mittel unauffällig. Trotz eines kontinuierlichen Sinkens der eingespeisten Windenergie fiel der Börsenstrompreis zum Wochenende für Grundlaststrom auf 30,55 €/MWh. Die höhere Nachfrage zwischen Montag und Freitag führte während der dritten Woche, vom 13. bis zum 17. Oktober, zunächst zu einer Strompreissteigerung auf 41,90 €/MWh zu Grundlastzeiten und 50,58 €/MWh zwischen 8 Uhr und

Strompreisrückblick: Oktober 2014

Schwache Stromeinspeisung der Erneuerbaren Energien und zunehmende Nachfrage lassen den Börsenstrompreis klettern

Der Monat Oktober begann mit einer niedrigen verfügbaren Leistung der beiden erneuerbaren Energien Photovoltaik und Wind. Das windarme



Quelle: <http://ise.fraunhofer.de/de/daten-zu-erneuerbaren-energien>

20 Uhr. Ein 67%iger Preissturz folgte, der am Sonntag, den 19. Oktober, sein Monatsminimum bei einem Preis von rund 15,12 €/MWh erreichte. Diese große Preisschwankung ist dadurch zu erklären, dass in vielen Bundesländern am 20. Oktober die Herbstferien begannen, sodass die Stromnachfrage besonders niedrig war. Auch die kumulierte Strommenge aus PV und Wind von 360,7 GWh, aufgrund von guten Windverhältnissen und durchschnittlicher Sonneneinstrahlung, trugen zum Preissturz bei. Drei Tage darauf, am 22. Oktober, folgte die monatshöchste Windleistung von 16,57 GW. In den darauffolgenden Tagen konnten PV- und Windstrom lediglich 10% der gesamten elektrischen Leistung liefern, welches zu einem weiteren Börsenstrompreisanstieg führte.

Der mittlere Börsenstrompreis belief sich im Oktober auf 35,24 €/MWh für Grundlaststrom und 40,85 €/MWh für Spitzenlaststrom. Dies stellt mit 0,45 €/MWh für Grundlastzeiten und 2,22 €/MWh für Spitzenlastzeiten eine geringe Preissteigerung zum Vormonat dar. Die Börsenpreise erreichten im Oktober den zweithöchsten Stand im Kalenderjahr 2014.

Lediglich an neun Tagen konnte die produzierte PV-Energie die Windenergie übertreffen, was für den Monat Oktober aber normal ist. Die generierte Windenergie erzielte jedoch mit 3,78 TWh 46% weniger Ertrag als im Vorjahr, aber 35% mehr als im September. Die eingespeiste elektrische Energie aus Photovoltaik hat im Vergleich zum Vormonat 46% abgenommen. Diese Abnahme ist insbesondere durch den niedrigeren Sonnenstand zu erklären.



Agora stellt einen Vorschlag zur Neugestaltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vor

Eine Kombination aus Strommarktpreisen und Kapazitätzahlungen sollen zukünftig den Ausbau der Erneuerbaren Energien finanzieren und für mehr Systemdienlichkeit sorgen

Agora Energiewende, eine gemeinsame Initiative der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation, stellte unlängst unter dem Titel „Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0 – Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign“¹ eine Studie zur Neugestaltung des EEG ab 2017 vor. Erstellt wurde die Studie durch das Freiburger Ökoinstitut.

Kernfrage der Studie ist, welche regulatorischen Veränderungen erforderlich sind, damit bei zunehmendem Anteil an erneuerbaren Energien das Zusammenspiel der einzelnen Stromerzeugungstechnologien besser aufeinander

abgestimmt werden kann und gleichzeitig bei Minimierung der Systemkosten ausreichende Vergütungen für die Betreiber ermöglicht werden, um die Investitionen in die Erzeugungskapazitäten zu finanzieren.

Danach soll die Vergütung für Anlagenbetreiber zukünftig aus zwei Komponenten bestehen. Den ersten Teil der Vergütung stellt demnach der Börsenstrompreis. Nach Ansicht von Agora sollen die Preissignale des Strommarktes zu den Anlagenbetreibern möglichst unverzerrt durchgereicht und eine intensive Auseinandersetzung mit der Strompreisentwicklung provoziert werden, da die Notwendigkeit einer detaillierten und langfristigen Prognose besteht. Allerdings geht auch die Studie davon aus, dass die am Strommarkt zu erzielenden Preise die Amortisation der Anlageninvestition und eine angemessene Eigenkapitalrendite nicht sicherstellen können. Der Grund dafür liegt darin, dass die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien zukünftig große Teile ihrer Produktion im Bereich von sehr niedrigen oder gar negativen Preisen einspeisen und damit die Marktpreise allein nicht ausreichen. Agora rechnet hierbei lediglich mit einem

¹ <http://www.agora-energiewende.de/themen/strommarkt-versorgungssicherheit/detailansicht/article/ein-konzept-fuer-ein-eeeg-30/>

Erlös von ca. 20-27 €/MWh am Strommarkt. Aus diesem Grund soll die Vergütung um eine für 20 Jahre garantierte, ex ante festzulegende und - sofern regulatorisch vorgegeben - im Rahmen einer Ausschreibung ermittelten Kapazitätsprämie ergänzt werden. Diese soll sich jedoch nicht an der Nennleistung sondern an der systemdienlichen Kapazität orientieren.

Hinsichtlich der Ermittlung der systemdienlichen Kapazität wird stark zwischen den einzelnen Technologien unterschieden. Bei Biomassekraftwerken wird die volle Nennleistung als systemdienliche Leistung angerechnet, wohingegen bei Photovoltaik und Windenergie nur eine anteilige Berücksichtigung erfolgt. Als Grundlage zur Ermittlung der systemdienlichen Leistung soll ein Auslastungsindikator verwendet werden. Hierbei sollen nicht die Volllaststunden herangezogen werden, sondern von allen Produktionsstunden das obere und untere Dezil entfernt werden. Im zweiten Schritt wird die durchschnittliche Kapazitätsauslastung in den verbleibenden acht mittleren Dezilen ermittelt. Die systemdienliche Anlagenleistung wird nun aus der Multiplikation dieses Auslastungsindikators mit der Anlagenleistung ermittelt. Auf diese Weise sollen Anreize geschaffen werden, Windenergieanlagen mit verhältnismäßig großem Rotor und geringer Generatorleistung zu errichten. Dies führe dazu, dass aufgrund der Verstärkung der Produktion tendenziell höherwertiger Strom erzeugt werde und Lastspitzen mit niedrigen bzw. sogar negativen Preisen abgemildert werden. Beispiel: Die in der Studie erwähnte Anlage (Nordex N117 2,4 MW auf 140m Nabenhöhe) am Standort Stade in Niedersachsen mit einem dort typischen Windprofil würde dabei zum



Beispiel bei 3.750 Volllaststunden auf einen Auslastungsindikatorbezogen auf die mittleren acht Dezile von 41% kommen, dies entspräche einer systemdienlichen Kapazität von ca. einem MW, 41% von 2,4 MW, wofür eine jährliche Kapazitätsprämie von 565 €/KW gezahlt werden würde. Für windschwächere Standorte (Beispiel Magdeburg in Sachsen-Anhalt) würde die Kapazitätsprämie hingegen bei 680 €/KW systemdienlicher Kapazität liegen.

Da die Investitionskosten in den einzelnen Technologien (Wind-onshore, Wind-offshore, Photovoltaik, Biomasse) sehr unterschiedlich sind, sollen die Kapazitätsprämien die unterschiedlichen Voraussetzungen, insbesondere Investitionskosten, berücksichtigen und beispielsweise Sonderzahlungen für Offshore-Windenergie ermöglichen. Weiteres Element des von Agora vorgestellten Modells ist die Einführung eines Risikobandbreitenmechanismus, der im Falle eines Anstiegs der Strommarktpreise die Vergütung ab einem noch zu definierenden Schwellenwert abschneiden und damit eine übermäßige Produzentenrente abschöpfen soll. Auf den ersten Blick weist der von Agora vorgestellte Ansatz damit in die richtige Richtung, die Auslegung der Anlagen

mehr an der Systemdienlichkeit für das Gesamtsystem zu orientieren und finanziell zu belohnen. Eine Auslegung von Windparks auf eine möglichst hohe Anzahl an Volllaststunden erscheint durchaus sinnvoll, wird aber schon mit der aktuellen EEG-Ausgestaltung motiviert.

Auf den zweiten Blick offenbaren sich weitere Widersprüche. Einerseits sollen Anreize zur Optimierung des Gesamtsystems durch Minimierung der Systemkosten gesetzt werden. Im Bereich der Vergütung aus den Marktpreisen gelingt dies auch, da die erneuerbaren Energien, die zu den Zeiten Strom einspeisen können, wenn er gebraucht wird, aufgrund der höheren Marktpreise besser abschneiden als die Anlagen, die nur rein dargebotsabhängig einspeisen können. Da jedoch der Großteil der Vergütung aus der Kapazitätsprämie erfolgen soll, ca. 75% bei Wind onshore, und diese technologiespezifisch unter Berücksichtigung an den Investitionskosten festgelegt werden, wird dieses Ziel bereits wieder aufgeweicht. So wird beispielsweise die Offshore Windenergie allein aufgrund der Tatsache, dass sie teurer ist, stärker gefördert als onshore-Windenergie.

U.a. fraglich bleibt außerdem die prak-

tische Umsetzung der Zahlung der Kapazitätsprämie. Sie soll zwar ex ante festgelegt werden, jedoch erst ex post gezahlt werden. Daraus ergeben sich negative Effekte bei der Finanzierung von Projektinvestitionen. Ein Windparkbetreiber hätte über das Jahr gesehen nur die vergleichsweise geringen Einnahmen aus dem Strommarkt, muss jedoch die gesamten operativen Kosten im laufenden Jahr vorfinanzieren, ehe er nach dem Ende der Abrechnungsperiode die Kapazitätsprämie vereinnahmen kann. Dies führt unweigerlich zu Erlösstrukturen, die die Einwerbung von Fremdkapital erschweren bzw. verteuern. Dies dürfte zu einer Verschiebung im Investorenkreis hin zu großen EVU's führen und damit die aktuelle Betreiberstruktur stark verändern.

Das vorgeschlagene Modell soll zunächst nur für Anlagen mit einer Leistung größer als 40 kW gelten. Betreiber von kleineren Anlagen sollen nach wie vor fixe Einspeisevergütungen erhalten. Die Spezifika von Bürgerenergiegenossenschaften sollen außerdem gesondert berücksichtigt werden. Für kleinere Projekte soll ein zusätzliches Segment geschaffen werden, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen müssen, jedoch einen nachträglichen Zugang zu den Ergebnissen der Ausschreibungen erhalten sollen.

Als einer der ersten fundierten Beiträge in der Diskussion um die Neugestaltung des EEG setzt Agora mit dem vorgestellten Modell eine Referenz. Insgesamt erscheint der Vorschlag jedoch inhaltlich nicht ausgereift. Das Modell geht zwar in die richtige Richtung, geht den eingeschlagenen Weg jedoch nicht konsequent zu Ende. Darüber hinaus bleibt trotz der detaillierten Darstellung des Modells die Umsetzung bzw. die Umsetzbarkeit im Vagen.

Mannheimer MVV Energie beteiligt sich mehrheitlich an juwi AG

In Kooperation bringen sie künftig den Ausbau der erneuerbaren Energie voran

Durch den Umsatzeinbruch in Höhe von 30% auf 710 Mio. € im Jahr 2013 und dem damit einhergehenden Verlust im mittleren zweistelligen Millionenbereich geriet die juwi AG in eine prekäre finanzielle Situation. So wurde im Sommer zusammen mit der Unternehmensberatung Roland Berger ein Sparprogramm entwickelt, das unter anderem zur Folge hatte, dass 300 Stellen abgebaut wurden. Aus diesen Gründen suchte die juwi AG schon seit einiger Zeit nach strategischen Investoren. Am 16. Oktober wurde durch Pressemitteilungen bestätigt, dass der Investor gefunden wurde: das Mannheimer Energieunternehmen MVV Energie AG. Dieses wird sich bis spätestens zum Ende des Jahres mehrheitlich mit 50,1% in Form einer Kapitalerhöhung an der juwi AG beteiligen. Der Beteiligungswert wird sich wohl auf mehr als

100 Mio. € belaufen. Um die Transaktion durchführen zu dürfen, bedarf es noch zusätzlich der Zustimmung des Bundeskartellamtes.

Allianz übernimmt Wald-Windpark von PNE Wind

Zweiter Bauabschnitt des Windparks Calau vom Versicherungskonzern Allianz übernommen

Der Versicherungskonzern Allianz hat den Windpark Calau II D in Brandenburg von PNE Wind erworben. Der 15 MW Windpark ist ein Teil des 15 WEA umfassenden 46 MW Windparks Calau II. Calau II D besteht aus fünf Vestas V112 3.0 MW mit einer Nabenhöhe von je 140 m. PNE Wind übernimmt die technische und kaufmännische Betriebsführung. Nach der Bekanntgabe der Transaktion stiegen die Aktien von PNE Wind um 1,8% (30.09.2014). Das Jahr 2014 verspricht zu einem Rekordjahr für den Projektierer zu werden. Dieser hat in diesem Jahr rund 186 MW fertig



gestellt bzw. derzeit noch im Bau. Das entspricht einem Investitionsvolumen von rund 325 Mio. €.

Ostwind verkauft oberfränkischen Windpark Tannberg-Lindenhardt

Bayrische Energieallianz bildet neue Beteiligungsgesellschaft

Der Windpark Tannberg-Lindenhardt liegt im oberfränkischen Landkreis Bayreuth und wurde auf den Flächen der Bayerischen Staatsforsten erbaut. Er umfasst vier Enercon E-101 Turbinen mit einer Nabenhöhe von 149 m, was einer Gesamtleistung von 12,2 MW entspricht. Diese Windkraftanlagen werden pro Jahr voraussichtlich rund 27 Mio. kWh Strom erzeugen. Diese Energiemenge reicht aus, um den Jahresbedarf von 8.000 Einfamilienhäusern zu decken. So werden über 14.000 t Kohlendioxid (CO₂) eingespart. Ende September wurde das letzte der vier Windräder an das Stromnetz angeschlossen.

Am 6. Oktober wurde der Kauf- und Übernahmevertrag von den beteiligten Energieversorgerunternehmen unterzeichnet. Die bayrische Energieallianz investiert mehr als 20 Mio. € und besteht aus der REWAG Regensburger Energie- und Wasserversorgung AG & Co. KG mit 70%, BEW Bayreuther Energie- und Wasserversorgung GmbH mit 20% und der Bayernwerk Natur GmbH mit 10% Beteiligung. Der Windpark wurde schlüsselfertig von der Regensburger Firma Ostwind errichtet.

Für die REWAG stellte der Kauf einen wichtigen Schritt in der Unterneh-

mensstrategie dar. Nun besitzen sie Windenergieprojekte, die erstmals ab 2015 insgesamt 50 Mio. kWh/a liefern werden. Bei der BEW sowie der Bayernwerk Natur GmbH, 100%ige Tochter der Bayernwerk AG, ist die Beteiligung am Windpark Tannberg-Lindenhardt der Einstieg in die Windenergie und vervollständigt so die Bandbreite der bis dato vorhandenen regenerativen Erzeugungsquellen, wie Kraft- Wärme-Kopplung oder Bioenergie. Letztere wird bis zum Ende des Jahres 150 dezentrale Erzeugungsanlagen in Bayern betreiben.

Erwerb eines 22,5 MW Windparks durch die 3U Holding AG in Sachsen-Anhalt

Nächster Meilenstein erreicht bei der Erweiterung des Geschäftsbereiches Erneuerbare Energien

Die Tochtergesellschaft der 3U HOLDING AG, die 3U ENERGY AG erwarb am 24. Oktober den Windpark Langendorf in Sachsen-Anhalt. Der Park besteht aus 15 Windkraftanlagen des Typs Enron/GE 1.5sl mit jeweils 1,5 MW Leistung, was einer Gesamtleistung von 22,5 MW entspricht und seit 2001 am Netz sind. Eine garantierte Einspeisevergütung nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz besitzt der Park bis 2021. Da die Anlagen an einem Standort mit sehr günstigen Windtragsaussichten gebaut wurden, steht das Repowering der Anlagen nach technischer Lebensdauer in Aussicht. Bis dahin wird der reibungslose Betrieb der Anlagen durch die Fortsetzung der

Service- und Wartungsverträge und einem erfahrenem Unternehmen für die technische Betriebsführung gewährleistet. Der Gesamtkaufpreis aller Gesellschaftsanteile lag bei 12,2 Mio. €, was sich auf 542 T€/MW beläuft. 73% des Windparks und damit 9 Mio. € sind fremdfinanziert. Dieser Betrag soll von einer renommierten deutschen Großbank getragen werden. Mit der Akquisition des Windparks erreicht die 3U HOLDING AG einen weiteren Meilenstein bei ihrem Ziel des Ausbaus des Geschäftsbereiches Erneuerbare Energien.

Einweihungsfeier des Windparks Brünnsstadt in Bayern

ABO Wind und Betreiber GGEW AG können weitere 9,6 MW in ihrem Track Record vermerken

Am 4. Oktober, drei Monate nach Inbetriebnahme, wurde die Einweihung des neuen Windparks Brünnsstadt vom Projektentwickler ABO Wind, dem Betreiber GGEW AG und rund 500 Besuchern gefeiert. Der Windpark steht nahe dem Ortsteil Brünnsstadt der Gemeinde Frankenwinheim in Bayern. Bestehend aus drei Senvion 3.2M114 Turbinen, mit einer Nabenhöhe von 143 m, hat der Park eine Gesamtleistung von 9,6 MW. Diese Leistung in Verbindung mit den günstigen Windbedingungen gene-

riert prognosegemäß genug Strom für 17.000 Menschen. In etwa so viele, wie in der Verwaltungsgemeinschaft Gerolzhofen leben, zu der auch Frankenwinheim gehört. Außerdem sollen so jährlich 15.000 t Kohlendioxid eingespart werden.

Online Plattform vergleicht Direktvermarkter

Mehr Transparenz für Windparkbetreiber

Eine Online-Auktionsplattform der Ispex AG erleichtert nun erstmals in der dargebotenen Form die Kommunikation zwischen Anlagenbetreibern und Direktvermarktern. Lediglich die zur Ummeldung sowie Preiskalkulation notwendigen Anlagendaten müssen auf der Webseite hinterlegt werden. Dann startet der Wettbewerb der Direktvermarkter, wobei die Anlagenbetreiber kostenlos auswählen dürfen, für wen sie sich entscheiden. Das wichtigste Kriterium der Windparkbesitzer für die Auswahl des Direktvermarkters wird das abgegebene Gebot der Vergütung

pro Kilowattstunde sein. Der Vorstandsvorsitzende der Ispex AG, Stefan Arnold, erhofft sich großen Zuspruch, denn vielen Anlagenbetreibern fehle das Know-how und die notwendigen Energiemengen, um den Strom selbst zu vermarkten. Das System wurde erstmals auf der Windenergy in Hamburg vorgestellt, wo Besucher das Portal direkt ausprobieren konnten. Mehr Transparenz wird außerdem geschaffen, da alle Direktvermarkter gleiche Musterverträge benutzen müssen und so die vertragliche Ausgestaltung, Leistung, Art und Vergütung klarer ersichtlich sind.

Schließung von 22 Atomreaktoren in Frankreich geplant

Investitionsmöglichkeiten bei verstärktem Ausbau der Erneuerbaren

In Frankreich werden derzeit insgesamt 58 Atommeiler betrieben. Damit gehört Frankreich zu den Ländern mit der höchsten Atomstromquote. Am 10. Oktober stimmte jedoch die fran-

zösische Nationalversammlung für die Senkung der Stromproduktion von derzeit 75% auf 50% aus nuklearen Quellen bis zum Jahr 2025 zu. Laut der French Nuclear Energy Society (SFEN) handele sich hierbei konkret um die Schließung von 22 Atomreaktoren, was selbst die Ambitionen der Bundesregierung übertreffen würde. Denn in Deutschland sollen bis Ende 2022 „nur“ 17 Atomkraftwerke abgeschaltet werden. In der Bundesrepublik sorgte diese umstrittene Stromquelle bis 2011 nur für rund 25% des deutschen Strombedarfs. Gleichzeitig mit der Schließung der Atomkraftwerke soll der Ausbau der Erneuerbaren beschleunigt werden. So will sich Frankreich bis 2020 mit 23% und bis 2030 mit 32% aus Erneuerbaren versorgen. Simultan soll der Anteil an fossilen Energieträgern bis 2030 um 30% gesenkt werden. Darüber hinaus soll der Energieverbrauch Frankreichs bis 2050 um 50% sinken, sowie der Ausstoß von Treibhausgasen bis 2030 im Vergleich zu 1990 um 40% reduziert werden. All diese Ziele sind in einem Gesetzespaket enthalten, das nun noch den Senat passieren muss.

Hinkley Point C angeblich viel teurer als bisher bekannt

Deutschland schweigt – Österreich klagt

Nach der erst kürzlich getroffenen Entscheidung der EU-Kommission, die Subventionen für das britische Atomkraftwerk Hinkley Point C zu genehmigen, wird nun bekannt, dass die Baukosten wohl vor einer wahren



ren Explosion stehen. Insgesamt 14 Mrd. Pfund (derzeit ca. 18 Mrd. €) sollten die beiden Atomkraftwerke laut britischen Angaben ursprünglich kosten. Inzwischen kursieren Angaben, wonach die Gesamtfinanzierung beider 1.600 MW-Blöcke 34 Mrd. Pfund (ca. 43 Mrd. €) und die Fremdfinanzierung davon 17 Mrd. Pfund (ca. 21,6 Mrd. €) betragen soll. Demnach müsste in etwa der gleiche Betrag als Eigenkapital aufgebracht werden. Nach den zuletzt gemachten Erfahrungen bei Projekten dieser Art, mag wohl bezweifelt werden, ob eine Kostenschätzung neun Jahre vor der geplanten Inbetriebnahme die am Ende erreichten Gesamtkosten bereits vollständig widerspiegelt.

Die Entscheidung der EU-Kommission erscheint jedoch aus mehreren Gründen fraglich. Zwar stellen die durch die britische Regierung getroffenen Maßnahmen Beihilfen dar, doch seien diese aus „Umweltschutzgründen“ gerechtfertigt. Das Risiko einer nuklearen Verstrahlung scheint hier wohl keine Bedeutung mehr zu haben. Doch selbst, wenn alle Umweltrisiken aus dem Betrieb und der Endlagerung der nuklearen Abfälle ignoriert werden und Umweltschutz lediglich auf die Vermeidung von Treibhausgasemissionen reduziert wird, mag man sich fragen, ob es nicht günstigere Optionen dafür gegeben hätte. Zum Vergleich: Hinkley-Point C soll eine garantierte, sogar ab 2012 indexierte Vergütung von mindestens 9,25 pence/kWh (entspricht ca. 11,82 €-ct/kWh) für eine Laufzeit von 35 Jahren erhalten. Demgegenüber erhalten Betreiber von Windenergieanlagen in Deutschland nach heutiger Rechtslage weniger als 9 ct/kWh für maximal 20 Jahre zzgl. des Inbetriebnahmejahres ohne Indexierung. Wenn es möglich ist, zu diesem Tarif in

Deutschland Windenergieanlagen wirtschaftlich zu betreiben, dann wird es auf den britischen Inseln aufgrund der tendenziell besseren Windhöffigkeit ebenso gelingen.

Die österreichische Bundesregierung will die Entscheidung der EU-Kommission anfechten. Für Österreich sei klar, dass alternative Energieformen förderungswürdig seien, nicht aber die Atomenergie. Die deutsche Bundesregierung, in ihrem Selbstverständnis doch Vorreiter der Erneuerbaren Energien, hält sich in dieser Frage jedoch auffällig zurück.

Pikant an der Entscheidung der EU-Kommission erscheint auch, dass eine wesentliche Begründung zur Abschaffung des EEG mit garantierten Einspeisetarifen europäisches Wettbewerbsrecht sei. Wie man das deutsche EEG allerdings kippen, im Gegenzug aber ohne ein Ausschreibungsverfahren eine solche Subvention freigeben kann, erscheint rätselhaft. In Deutschland mehren sich inzwischen die Anzeichen, dass die EEG-Umlage vermutlich nicht mehr weiter steigen wird. Sollten in Großbritannien über Hinkley Point hinaus wie geplant noch weitere Atomkraftwerke gebaut werden, erscheint eine „Nuklearumlage“ für die britischen Verbraucher, egal wie sie organisiert wird, wohl unausweichlich.

Haftungsausschluss & Copyright:

Sämtliche Informationen des 4initia Newsletters wurden mit höchster Sorgfalt erstellt. Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden. Alle Inhalte des 4initia Newsletters sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechts ist ohne Zustimmung von der 4initia GmbH unzulässig. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Speicherung in elektronischen Systemen und das Weiterleiten per E-Mail.