

TECHNISCHER UND WIRTSCHAFTLICHER EINSATZ NEUER KRAFTWERKSTECHNOLOGIEN IN INDUSTRIE UND GEWERBE

DI Michael Josef Jank*

JANK GmbH Turbinen- und Stahlwasserbau, 5225 Jeging,
Telefon/ Fax: +43/ 77 44/ 62 43/ 9, michael@jank.net, www.jank.net

Dr. Wolfgang Summer

FH Campus Wien, 1100 Wien,
Telefon/ Fax: +43/ 22 62/ 60 354, office@w-summer.at, www.w-summer.at

Kurzfassung: Die politischen Entscheidungen zur Energiewende verursachen überhöhte Strompreise, welche im Jahr 2014 noch immer am steigen sind. Neben den Unannehmlichkeiten für Privathaushalte, sind auch Unternehmen von der herrschenden Ökostrompolitik, betroffen.

In dieser Arbeit werden die Schwachstellen der derzeitigen Fördersysteme durchleuchtet und dazugehörige Lösungen, formuliert. Zudem werden betriebliche Konzepte zur Dämpfung von steigenden Energiepreisen erörtert, ehe dann im dritten Teil, Rentabilitätstabellen für einige Stromerzeugungs- und Speichertechnologien für betriebliche Zwecke vorgestellt werden.

Keywords: Ökostrom, Energiekosten, Gewerbe, Industrie, Stromeigenproduktion, Förderung, Stromveredelung, Energiespeicher

1 Ausgangslage

1.1 Ökostrom-Förderung: Neben Licht – auch Schattenseiten?

In Deutschland und Österreich fanden beinahe zeitgleich die Bundestags- bzw. Nationalratswahlen statt. Fast zur selben Zeit wurden in beiden Ländern neue Regierungen angelobt. Für viele Österreicher bedeutete dies vor allem eines: Alter Wein in neuen Schläuchen.

Manche Herausforderungen für die kommenden Jahre der Legislaturperiode(n) sind bei unseren nördlichen Nachbarn, als auch bei uns, ähnlich.

Beispielhaft geht es um die Korrektur einer fehlgeleiteten Ökostrom-Förderungspolitik, deren Drama bereits vor mehr als zehn Jahren begann, als man anfang, sich von einer Marktwirtschaft beim Ökostromkauf gänzlich zu verabschieden und weitgehend zu planwirtschaftlichen Lösungen (überbeuerte Abnahmetarife) zu greifen. Starke Lobbisten setzten unter dem Deckmantel der Energiewende bei einer schwachen Politik überbeuerte Abnahmetarife durch. Ein durchaus profitables Geschäft, aber nur für Anlagenbetreiber von Biomasse, Biogas, Photovoltaik & Co. Dafür besteht zumindest bei der Windkraft und Kleinwasserkraft die große Chance, nach einigen Jahren Marktreife zu erlangen.

Die Kosten für diese verfehlte Politik tragen letztendlich alle Konsumenten, -Privatpersonen, als auch Unternehmen durch hohe Strompreise. Offensichtlich konnten aber in Deutschland

viele Industriebetriebe der Politik bewusst machen, dass steigende Strompreise Industriestandorte gefährden, weshalb einige Betriebe von dieser Ökostromumlage befreit sind. Dies führt wiederum zur nächsten Marktverzerrung: nämlich im internationalen, wie auch im nationalen Wettbewerb. Beschwerden und Streit sind vorprogrammiert.

Freilich: Besonders in Österreich, aber auch in Deutschland gibt es einen sehr breiten Konsens, auf die Energieerzeugung aus Kernkraft zu verzichten. Es ist anzunehmen, dass dieser Konsens auch von einer Mehrheit der Bevölkerung getragen wird.

Deshalb hat die Energiewende mit dem Einsatz erneuerbarer Energieträger durchaus ihre Berechtigung, allerdings mit dem Leitsatz: „Alles mit Maß und Ziel“.

Erfreulicherweise gibt es in beiden Ländern bereits ein Umdenken: Beide Regierungen wollen die Ökostromförderung marktgerechter gestalten. Wobei man der deutschen Bundesregierung mehr Reformeifer attestieren muss.

1.2 Ziele der vorliegenden Arbeit

Neben den privaten Verbrauchern (Haushalte) leiden besonders stromintensive Gewerbe- und Industriebetriebe unter hohen Strompreisen. Arbeitsplätze sind dadurch gefährdet.

Ziel dieser Arbeit war die Klärung folgender Fragen:

- Wie können Gewerbe und Industrie steigenden Strompreisen durch technisch, wirtschaftlich und umweltfreundlich sinnvolle Innovationen im Ökostrombereich entgegenwirken, um wettbewerbsfähig zu bleiben?
- Welche politischen Rahmenbedingungen und Förderungen könnten derartige Innovationen effizient und möglichst adäquat unterstützen?
- Wie können Rentabilitätsanalysen für konkrete betriebliche Investitionsplanungen erstellt werden?

2 Fördersysteme in Deutschland und Österreich

2.1 Eine Bestandsaufnahme in Deutschland

In Deutschland bildet das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (kurz: EEG) die rechtliche Grundlage für die bevorzugte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu garantierten Abnahmetarifen. Es enthält auch Ausbauziele. Das oberste Ziel ist die Übernahme der Stromversorgung durch „Erneuerbare“ mit 35% im Jahr 2020, mit 50% im Jahr 2030 und mit 80% im Jahr 2050.

Folgende Energiequellen sollen demnach gefördert werden: Wasserkraft, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Biomasse und Biogas. Die Vergütung ist grundsätzlich abhängig von der Höhe der Engpassleistung und ist auf eine bestimmte Anzahl von Jahren begrenzt, wobei auch eine leichte Degression berücksichtigt wird. Ziel ist es, dass nach Ablauf dieser Förderjahre die betroffenen Anlagen marktreife erreicht haben.

Eine genaue Auflistung der einzelnen EEG- Vergütungen unterbleibt aus Platzgründen, reichten aber im Jahr 2013 bei der Biomasse bis zu 18ct/KWh, bei der Photovoltaik bis knapp 16ct/KWh. Der Marktpreis einer Kilowattstunde lag um die 5ct/KWh.

Zur Information: Der Industrie kostete im Jahr 2013 eine KWh über 17ct, den Gewerbetreibenden über 26ct und den Haushaltskunden über 30ct. Über 5ct machte die Umlage der EEG- Vergütung aus. Tendenz steigend.

Bei den wichtigsten Branchen wie der Windenergie, Biomasse und Photovoltaik, sollen nun ab 2014 die jährlichen Zubauquoten gedeckelt werden. Der Windkraft werden weiters die Förderungssätze um bis zu 20% gekürzt. Ökostromanlagen über 5MW sollen künftig ab 2017 ihren Strom selber vermarkten. Einzig und allein die Förderungssätze der Wasserkraft werden nicht angegriffen. Wobei deren Förderungssätze bisher auch die niedrigsten waren.

Gewerbe- und Industriebetriebe, welche im internationalen Wettbewerb stehen, haben die Möglichkeit, eine Befreiung von der EEG- Umlage zu erwirken.

2.2 Eine Bestandsaufnahme in Österreich

Die rechtliche Grundlage für den Ökostrom in Österreich ist das Bundesgesetz über „die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern“, kurz bezeichnet: Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012).

Drei Ziele, welche auch konkrete Zahlen beinhalten, springen ins Auge:

- Die Erzeugung von Ökostrom soll sich bis zum Jahr 2015 auf 15% erhöhen.
- Die bilanzielle Beseitigung der Abhängigkeit von Kernenergie bis zum Jahr 2015.
- Der Ausbau der Wasser- und Windkraft zu jeweils 700MW, sowie der Photovoltaik zu 500MW und der Biomasse/ Biogas zu 100MW.

Die Finanzierung durch den Endkunden (Verbraucher) sieht einen Ökostromförderbeitrag (ähnlich der EEG- Umlage in Deutschland) und eine Ökostrompauschale von 11 € vor.

Während der Ökostromförderbeitrag laut dem Ökostrombericht 2013 für Industriekunden knapp 0,6ct/KWh ausmachte, betrug dieser Beitrag für private Haushalte knapp 2,5ct/KWh. Zuzüglich der Ökostrompauschale noch immer weniger als in Deutschland.

Insgesamt zahlten im Jahr 2013 private Haushalte rund 21ct/KWh und Industriekunden rund 14 ct/KWh, also deutlich weniger als in Deutschland.

Gemäß dem Ökostrombericht 2013 betragen die durchschnittlichen Einspeisetarife von Photovoltaik etwas mehr als 36ct/KWh, jene von Biomasse knapp 14ct/KWh und jene von Windkraft knapp 8ct/KWh. Die Einspeisetarife waren bei der Wasserkraft mit 5,23ct/KWh am geringsten, wobei den Betreibern von kleinen Wasserkraften oder Photovoltaikanlagen die Wahl zwischen den geförderten Einspeisetarife oder einem Investitionszuschuss gewährt wird. So wird für eine WKW-Anlage mit <500KW Engpassleistung ein Zuschuss von maximal 1.500€/KW geboten. Kürzungen bei den Abnahmetarifen wie in Deutschland, sind bis 2015 nur im geringen Umfang vorgesehen. Eine Deckelung für alle Förderungen ist vorhanden.

Der Marktpreis von einer KWh war im Jahr 2013 bei knapp 5ct, ähnlich wie in Deutschland.

Eine Streichung der Ökostrompauschale ist für Sozialhilfe- u. Ausgleichszulagenbezieher möglich, allerdings nicht für im internationalen Wettbewerb stehende Unternehmen.

2.3 Ein besorgniserregender Befund...

Positiv sei erwähnt, dass in beiden Ländern bereits ein Prozess des Umdenkens, von der quasi-planwirtschaftlich zum marktwirtschaftlich orientierten Aufbau der Ökostromproduktion, stattfindet. Vor allem dürfte sich nun auf politischer Ebene das Verständnis verbreiten, dass eine völlige Marktentkoppelung der erneuerbaren Energieträger, finanziell ein Fass ohne Boden ist.

Als die sechs größten Fehler bzw. Probleme der derzeitigen Ökostromsituation seien genannt:

1)

Diese „völlige Marktentkoppelung“ auf über 13 Jahren ist der größte Kritikpunkt, wenngleich bei bestimmten Energieträgern wie der Wind- und Wasserkraft, welche rohstoffunabhängig sind, die Möglichkeit besteht, Marktreife zu erlangen. Bei Biogas- und Biomasseanlagen ist dies meist nicht der Fall. Beide Technologien sind rohstoffabhängig, was schlicht bedeutet, dass die Höhe der Stromgestehungskosten abhängig von der Entwicklung des Rohstoffpreises ist. Es ist daher sehr wahrscheinlich, dass ein Großteil der betroffenen Anlagen mit einer Förderzeit von 13 Jahren nicht auskommen werden, sondern in der gesamten Nutzungsdauer von einem Fördertarif abhängig sind, da die Anlagen nicht wirtschaftlich betrieben werden können. –Trotz der Tatsache, dass Kraft-Wärme-Kopplungen heutzutage durchaus gute Wirkungsgrade erzielen. Unverständlich erscheint es daher, wenn die Betreiber geförderter Biomassekraftwerke, Renditen von bis zu 10% erzielen.

2)

Ein zweiter wesentlicher Kritikpunkt ist, dass der Marktpreis für Strom in den letzten Jahren zwar sank, dies allerdings besonders in Deutschland zu keiner Kostenreduktion für Konsumenten führte. Erhöhte Umlagen, Steuern und Abgaben fraßen alles wieder auf.

3)

Der dritte Aspekt betrifft die gesetzlich geregelte Tatsache, dass der Strom von erneuerbaren Energieträgern, bei der Netzeinspeisung gegenüber konventionell erzeugtem Strom, Vorrang hat. Dies führt dazu, dass Gas- und Kohlekraftwerke reihenweise unrentabel werden, welche aber für die Sicherung der Grund- und Mittellast wichtig sind, da eben nicht immer der Wind für die Erzeugung von Windkraft weht, bzw. die Sonne für die Photovoltaik nicht immer ausreichend scheint. Einige EVU's beginnen daher schon mit großen Abschreibungen ihrer Anlagen, was letztlich auch dauerhaft die Steuereinnahmen schmälert. Am Strommarkt kann sich bei einem Überangebot an Strom aus Windkraft und Photovoltaik, theoretisch ein negativer Strompreis einstellen. Ein Indiz dafür, dass der Ausbau zu schnell voran geht.

4)

Der vierte Kritikpunkt betrifft die in Deutschland gegebene Situation, dass durch die Befreiung mancher stromintensiver Unternehmen von den EEG- Umlagen, welche am internationalen Markt konkurrenzfähig bleiben müssen, es zu einer weiteren Marktverzerrung kommt. Manche Betriebe sind befreit, andere wiederum nicht. Wo zieht man hier eine gerechte Grenze?

5)

Die fünfte „Fessel“ könnte noch zu einem viel heikleren Problem führen: Ganze Industriestandorte sind dadurch in Gefahr, dass Energie- und Lohnkosten immer teurer werdende Kostenfaktoren sind. Gleichzeitig sind sie aber unverzichtbar.

6)

Letztlich soll nicht unerwähnt bleiben, dass vor allem die Photovoltaik und Windkraft, einen umfassenden Ausbau bestehender Stromnetze und Energiespeichertechnologien, erfordern. Der Netzausbau müsste aber synchron einhergehen. Neben beherrschbarer, technischer Gründe, bedeuten langwierige Behördenverfahren und viele Bürgerinitiativen, jahrelange Ausbauverzögerung.

2.4 Eine Genesung ist möglich!

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich vor allem mit der Problemlösung für Gewerbe- und Industriebetriebe: Wie können steigende Strompreise gedämpft werden? Indirekt sollen mögliche Auswege auch den privaten Haushalten zugute kommen.

Folgende Aspekte eines Maßnahmenkataloges könnte Entspannung bringen:

- Zeitliche Reduktion der Ausbauziele für „Erneuerbare“: Dadurch könnte der notwendige Netzausbau leichter einhergehen. EVU's müssten dann auch nicht unverzichtbare Grund- und Mittellastkraftwerke abschreiben.
- Überdenken der Zweckmäßigkeit mancher Ökostromanlagen: Photovoltaikanlagen sollten keine reinen Produzenten für den gesamten Strommarkt sein, sondern fast ausschließlich nur für den Eigengebrauch, bzw. mit regionaler Begrenzung. Gleiches gilt für Biogas- und Biomasseanlagen: Hier sollte aber besonders die sinnvolle Verwertung von Abfallprodukten, welche an einem Betriebsstandort anfallen, berücksichtigt werden.
- Änderung der Fördermodelle: Bereits jetzt bietet das EEG in Deutschland die Möglichkeit, den Ökostrom durch Direktvermarktung auf dem Strommarkt zu verkaufen. Eine eigene Prämie soll dies lukrativ machen. Gewisse Anlagen will man nun sogar zur Direktvermarktung zwingen. Eine Marktannäherung könnten auch Ausschreibungsmodelle bringen: Welche Ökostromanlage kann am günstigsten gebaut werden? Die Entwicklung solcher Modelle bietet Stoff für viele Dissertationen. Generell wäre es dringend notwendig, von geförderten Einspeisetarifen zu Investitionsförderungen überzugehen. Anlagenbetreiber sind dadurch gezwungen, die tatsächlichen Kosten offenzulegen.
- Deckelung der Förderungen: Dies geschieht bereits in Österreich. Die Kosten für die Energiewende bleiben dadurch kalkulierbarer.
- Optimieren der Energieeffizienzförderungen: Zweifellos wird hier besonders in Österreich viel getan. So existieren bereits zahlreiche Förderprogramme für Gewerbe und Industrie. Möglicherweise konnten diese Förderungen größere Schäden aufgrund steigender Strompreise verhindern.
- Erleichterung von Genehmigungsverfahren: Der Ausbau der Windkraft wird beispielsweise in Deutschland und Österreich in manchen Bundesländern immer schwieriger, obwohl sich Anrainer oft dafür aussprechen würden. In manchen neuen

deutschen Bundesländern ist auch die Wasserkraft von höchsten politischen Stellen als „unerwünscht“ erklärt worden. Schikanen für Projektentwickler sind die Folge.

- Mehr Forschungsunterstützung bei der technologischen Entwicklung bekannter, aber gering genutzter Energiequellen: Die Geothermie könnte beispielsweise theoretisch ganz Deutschland mit Strom versorgen, -vorausgesetzt es kommen eines Tages Technologien auf den Markt, welche das Erschließen tausender Meter tiefe Schichten rentabel machen.

3 Konkrete betriebliche Lösungen

Im voran gegangenen Kapitel wurden Korrekturen zu den gesetzlichen Rahmenbedingungen erläutert. In Diesem Kapitel sollen Lösungen von betrieblicher Seite dargelegt werden.

3.1 Energieeffizienz

Schaffung von Energieeffizienz in Gewerbe und Industrie ist eine wesentliche Säule zur Dämpfung hoher Energiekosten.

Dies betrifft ein breites Spektrum an Potentialen: Klima- und Kühlgerätewechsel, Umstieg auf LED- Systeme, thermische Sanierungen, effiziente Neubauten, intelligente Steuerungen für eine Verbrauchsminimierung, Umbau oder Wechsel bestehender Werkzeugmaschinen, etc.

Aus diesem Grund werden bereits seit einigen Jahren Energie-Effizienz- Schecks für Klein- und Mittelbetriebe, sowie für Land- und Forstwirtschaft vergeben. Ziel ist es, durch Betriebsevaluierungen Energieeinsparpotentiale zu ermitteln.

In Deutschland und Österreich wird dafür bereits sehr viel angeboten, weshalb in dieser Arbeit nicht mehr näher darauf eingegangen wird.

Ein Kritikpunkt sei aber auch hier angebracht: Hohe Investitionsförderungen vermeiden, dafür Steuern senken oder zumindest Steuerfreibeträge erhöhen. Weniger ist oft mehr!

3.2 Stromeigenproduktion und eigene Stromveredelung

Eine wesentliche Lösung für stromintensive Gewerbe- und Industriebetriebe könnten eigene Kraftwerksanlagen mit Kraftwerksmanagement, in manchen Fällen sogar mit intelligenten Energiespeichersystemen, sein.

In Österreich und Süddeutschland etwa, hat die Nutzung betriebseigener Wasserkräfte für die (zumindest teilweise) Deckung des Eigenstromverbrauches eine lange Tradition (historische Betriebsansiedlungen), auch wenn nur ein überschaubarer Teil der Betriebe sich in der glücklichen Lage befindet, ein entsprechendes Gewässer mit Gefälle quasi „neben der Haustüre“ vorzufinden.

In manchen Betrieben ist auch die Nutzung der Bremsenergie großer Maschinen mittels Drehmassespeicher (etwa bei großen Portalkränen), um wiederum den benötigten Stromverbrauch beim Anfahren der Maschinen zu minimieren, interessant.

Bereits jetzt gebrauchen manche Betriebe eigene Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen für die thermische Verwertung von Abfallprodukten aus den eigenen Produktionsprozessen. Dadurch sind auch die Kosten für den Primärenergieträger im Normalfall gering.

4 Betriebliche Fallbeispiele

4.1 Wirtschaftlichkeit betriebseigener Stromproduktion/ Stromveredelung

Auch wenn die Nutzung der Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik, Biomasse und die Potentiale der Geometrie als umweltfreundlich und erneuerbar eingestuft werden, so müssen diese Technologien zumindest zu einem wesentlichen Teil konkurrenzfähig zu anderen Kraftwerksarten (Kohle, Erdgas usw.) bleiben, wenn man wirklich den Prinzipien der Marktwirtschaft treu bleiben möchte. Denn eine Energiewende auf Basis von Energieträgern aufzubauen, welche nur durch massive Förderungen als „rentabel“ erscheinen, ist in einem marktwirtschaftlichen Gesamtumfeld, langfristig nicht haltbar.

Die Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energiequellen für Betriebe wird daher von Einzelfall zu Einzelfall und weniger von Technologie zu Technologie gegeben sein. Je nach Größe, Art und Umfang des Betriebes können umweltfreundliche Stromproduktions- und Speichertechnologien unterschiedlich aussehen. Die Grenzen für betriebliche Innovationspotentiale sollen hier möglichst großzügig gesetzt werden. Ob nun die Entwicklung eines kompakten Druckluftspeicherkraftwerkes, die Nutzung von Speicherteichen von Beschneigungsanlagen für Kleinpumpspeicheranlagen, der Einsatz von Drehmassespeichern, die Verwendung vorhandener Wasserkräfte usw.

Kurzum: Die Förderung erneuerbarer Energien für gewerbliche und industrielle Zwecke soll klaren ökonomischen Kriterien entsprechen. Es muss absehbar sein, dass die Ökostromanlage eines bestimmten Betriebes (oder einer Kommune), nach einer gewissen Zeit ohne Förderungen auskommt.

Zu diesem Zweck wurden für insgesamt acht Stromerzeugungs- und Stromveredelungsanlagen (Energiespeicherung), Rentabilitätsanalysen erstellt.

4.2 Fallbeispiel Blockheizkraftwerk mit Biomasse

Ein Spannplattenerzeugungsunternehmen aus Tirol beabsichtigt die Anschaffung eines Blockheizkraftwerkes, um aus der thermischen Verwertung der Abfallprodukte (Holzreste,...), elektrische Energie für den Eigengebrauch zu gewinnen.

Für das Unternehmen stellen sich nun folgende Fragen:

- 1) Wie groß ist die Abfallmenge, welche als Primärenergieträger dient?
- 2) Ist der Erlös eines möglichen Verkaufes der Abfallmenge nicht höher?
- 3) Sinken die Stromgestehungskosten nach Ablauf einer Amortisationszeit von zehn Jahren unterhalb der voraussichtlichen Stromeinkaufskosten?
- 4) Ist die Nutzung der Abwärme möglich?

Kann die vierte Frage bejaht werden, so ist das in den Stromgestehungskosten, -oder besser: Energiegestehungskosten-, zu berücksichtigen.

Anhand der vorliegenden Tabelle werden im Fall 1 die Stromgestehungskosten für ein kWh errechnet. Dies entspricht der Einspeisung des Stromes in das öffentliche Netz.

Im Fall 2 werden von den Stromgestehungskosten pro kWh, die alternativen Stromverbrauchskosten, abgezogen. Damit sind jene Kosten gemeint, welche entstehen,

wenn der Betrieb die Investition nicht tätigt und stattdessen die ansonsten benötigte Strommenge einkaufen würde.

Fall 1: Stromgestehungskosten für eine KWh													
Amortisationszeit		Betriebsstunden pro Jahr (pro KWh)											
10 Jahre		2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000	7.500	8.000
Investitionskosten pro KW install. Leistung	1.500	0,192	0,178	0,169	0,161	0,156	0,151	0,148	0,145	0,142	0,140	0,138	0,136
	2.000	0,218	0,201	0,188	0,178	0,171	0,165	0,160	0,156	0,152	0,149	0,147	0,145
	2.500	0,245	0,223	0,207	0,195	0,186	0,178	0,172	0,167	0,163	0,159	0,156	0,153
	3.000	0,272	0,245	0,226	0,212	0,201	0,192	0,184	0,178	0,173	0,169	0,165	0,161
	3.500	0,299	0,268	0,245	0,229	0,216	0,205	0,197	0,189	0,183	0,178	0,174	0,170
	4.000	0,326	0,290	0,265	0,245	0,230	0,218	0,209	0,201	0,194	0,188	0,183	0,178
	4.500	0,353	0,313	0,284	0,262	0,245	0,232	0,221	0,212	0,204	0,197	0,192	0,187
	5.000	0,380	0,335	0,303	0,279	0,260	0,245	0,233	0,223	0,214	0,207	0,201	0,195
Eingangsparameter:													
3,000%	Verzinsung der Investitionskosten												
0,115 €	Kosten pro KWh für Gewerbe und Industrie im Jahr 0 bei alternativem Einkauf der benötigten Strommenge bei einem EVU												
2,500%	Erwartete Steigerung des Strompreises, Primärenergiepreises und der Betriebskosten pro Jahr												
0,009 €	Betriebskosten für eine KWh im Jahr 0												
0,042 €	Kosten für die Primärenergie für eine KWh im Jahr 0												
70,00%	Angenommener Anlagenwirkungsgrad (inkl. Nutzung der Abwärme)												
Abschätzung der künftigen Entwicklung des Strompreises:													
	Anlage arbeitet gewinnbringend												
	Mögliche Unterschreitung künftiger Strompreise im Jahr 2024 (rentabel)												
	Grenzfälle der Rentabilität, oder Amortisationszeiten verlängern (sofern technisch mögl.)												
	Auf die angegebene Amortisationszeit berechnet unrentabel!												
Fall 2: Stromgestehungskosten abzüglich alternativen Stromverbrauchskosten													
Amortisationszeit		Betriebsstunden pro Jahr (pro KWh)											
10 Jahre		2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000	7.500	8.000
Investitionskosten pro KW install. Leistung	1.500	0,044	0,031	0,021	0,014	0,009	0,004	0,000	-0,003	-0,005	-0,007	-0,009	-0,011
	2.000	0,071	0,053	0,041	0,031	0,024	0,018	0,013	0,009	0,005	0,002	0,000	-0,003
	2.500	0,098	0,076	0,060	0,048	0,038	0,031	0,025	0,020	0,015	0,012	0,009	0,006
	3.000	0,125	0,098	0,079	0,065	0,053	0,044	0,037	0,031	0,026	0,021	0,018	0,014
	3.500	0,152	0,121	0,098	0,081	0,068	0,058	0,049	0,042	0,036	0,031	0,026	0,023
	4.000	0,179	0,143	0,117	0,098	0,083	0,071	0,062	0,053	0,046	0,041	0,035	0,031
	4.500	0,206	0,165	0,137	0,115	0,098	0,085	0,074	0,065	0,057	0,050	0,044	0,039
	5.000	0,233	0,188	0,156	0,132	0,113	0,098	0,086	0,076	0,067	0,060	0,053	0,048

Tabelle 1: Rentabilitätsanalyse Blockheizkraftwerk mit Biomasse [1]

Die Stromgestehungskosten sind wesentlich von den Investitionskosten pro Kilowatt installierter Leistung, sowie von den Betriebsstunden pro Jahr abhängig.

Für den Betriebswirt des Spannplattenherstellers sind weiters noch die Betriebskosten der Anlage (inkl. Primärenergieträgerkosten), Anlagenwirkungsgrad, Verzinsung und eine erwartete Strompreissteigerung, interessant.

4.3 Fallbeispiel Kleinwasserkraftwerk

Eine Bäckerei aus dem Zentralraum Oberösterreich, plant die Wiederrichtung der bereits vierzig Jahre still liegenden Kleinwasserkraft. Es besteht die Möglichkeit, den eigenen Stromverbrauch zu zwei Drittel mit einer neuen, eigenen Kraftwerksanlage, abzudecken.

Stromgestehungskosten abzüglich der alternativen Stromverbrauchskosten													
Amortisationszeit		Betriebsstunden in KWh pro Jahr											
10 Jahre		5.000	5.300	5.700	6.000	6.300	6.700	7.000	7.300	7.700	8.000	8.300	8.700
Investitionskosten pro KW install. Leistung	2.000	-0,068	-0,071	-0,074	-0,077	-0,079	-0,081	-0,083	-0,085	-0,087	-0,088	-0,089	-0,091
	2.300	-0,060	-0,063	-0,067	-0,070	-0,073	-0,075	-0,077	-0,079	-0,081	-0,083	-0,084	-0,086
	2.600	-0,052	-0,056	-0,060	-0,063	-0,066	-0,069	-0,072	-0,074	-0,076	-0,078	-0,080	-0,081
	2.900	-0,044	-0,048	-0,053	-0,057	-0,060	-0,063	-0,066	-0,068	-0,071	-0,073	-0,075	-0,077
	3.200	-0,036	-0,040	-0,046	-0,050	-0,053	-0,057	-0,060	-0,063	-0,066	-0,068	-0,070	-0,072
	3.500	-0,028	-0,033	-0,039	-0,043	-0,047	-0,051	-0,054	-0,057	-0,061	-0,063	-0,065	-0,068
	3.800	-0,019	-0,025	-0,032	-0,036	-0,041	-0,045	-0,049	-0,052	-0,055	-0,058	-0,060	-0,063
	4.100	-0,011	-0,018	-0,025	-0,030	-0,034	-0,039	-0,043	-0,046	-0,050	-0,053	-0,055	-0,058
	4.400	-0,003	-0,010	-0,018	-0,023	-0,028	-0,033	-0,037	-0,041	-0,045	-0,048	-0,050	-0,054
	4.700	0,005	-0,002	-0,011	-0,016	-0,021	-0,027	-0,031	-0,035	-0,040	-0,043	-0,046	-0,049
	5.000	0,013	0,005	-0,004	-0,010	-0,015	-0,021	-0,026	-0,030	-0,034	-0,038	-0,041	-0,044
	5.300	0,021	0,013	0,003	-0,003	-0,009	-0,015	-0,020	-0,024	-0,029	-0,033	-0,036	-0,040
	5.600	0,029	0,020	0,010	0,004	-0,002	-0,009	-0,014	-0,019	-0,024	-0,028	-0,031	-0,035
	5.900	0,037	0,028	0,017	0,011	0,004	-0,003	-0,008	-0,013	-0,019	-0,022	-0,026	-0,030
	6.200	0,045	0,036	0,025	0,017	0,011	0,003	-0,003	-0,007	-0,013	-0,017	-0,021	-0,026
Stromgestehungskosten setzen sich weiters zusammen aus:													
3,000%	Verzinsung der Investitionskosten												
0,115 €	Kosten pro Kilowatt TAGSTROM für Gewerbe und Industrie im Jahr 0												
2,500%	Erwartete Steigung des Strompreises und der Betriebskosten pro Jahr												
0,020	KWh von 1,00 KWh als Betriebskosten												
Abschätzung der künftigen Entwicklung des Strompreises:													
	Anlage arbeitet gewinnbringend												
	Mögliche Unterschreitung künftiger Strompreise im Jahr 2024 (rentabel)												
	Grenzfälle der Rentabilität, oder Amortisationszeiten verlängern (sofern technisch mögl.)												
	Auf die angegebene Amortisationszeit berechnet unrentabel!												

Tabelle 2: Rentabilitätsanalyse Kleinwasserkraft [2]

Zu berücksichtigen ist, dass die Engpassleistung aufgrund des schwankenden Wasserdargebotes, nicht gleichmäßig abrufbar ist. Dies muss bei der Umlage der gesamten Investitionskosten auf ein Kilowatt installierte Engpassleistung, berücksichtigt werden.

4.4 Fallbeispiel Drehmassespeicher (Stromveredelung)

Ein Stahlbauunternehmen aus Bayern plant die Anschaffung von Drehmassespeichern, um das An- und Abbremsen von großen Portalkränen energetisch zu optimieren: Jene Energie, welche beim Abbremsen der Portalkräne frei wird, soll kurzfristig gespeichert werden, um den Stromverbrauch beim Anfahren der (schienengebundenen) Kräne, zu minimieren.

Wesentlich ist für diese Rentabilitätsanalyse, wie oft ein Ladezyklus des Drehmassespeichers, stattfindet.

Stromgestehungskosten abzüglich der alternativen Stromverbrauchskosten											
Amortisationszeit		Ladezyklen in [KWh] pro Jahr									
10 Jahre		10.000	20.000	30.000	40.000	50.000	60.000	70.000	80.000	90.000	100.000
Investitionskosten pro KWh Speicherkapazität	15.000	0,185	0,108	0,082	0,069	0,061	0,056	0,053	0,050	0,048	0,046
	17.500	0,211	0,121	0,091	0,076	0,067	0,061	0,056	0,053	0,051	0,048
	20.000	0,236	0,133	0,099	0,082	0,072	0,065	0,060	0,056	0,053	0,051
	22.500	0,262	0,146	0,108	0,088	0,077	0,069	0,064	0,059	0,056	0,054
	25.000	0,288	0,159	0,116	0,095	0,082	0,073	0,067	0,063	0,059	0,056
	27.500	0,314	0,172	0,125	0,101	0,087	0,078	0,071	0,066	0,062	0,059
	30.000	0,339	0,185	0,133	0,108	0,092	0,082	0,075	0,069	0,065	0,061
	32.500	0,365	0,198	0,142	0,114	0,097	0,086	0,078	0,072	0,068	0,064
	35.000	0,391	0,211	0,151	0,121	0,103	0,091	0,082	0,076	0,071	0,067
	37.500	0,417	0,224	0,159	0,127	0,108	0,095	0,086	0,079	0,073	0,069
	40.000	0,442	0,236	0,168	0,133	0,113	0,099	0,089	0,082	0,076	0,072
	42.500	0,468	0,249	0,176	0,140	0,118	0,103	0,093	0,085	0,079	0,074
	45.000	0,494	0,262	0,185	0,146	0,123	0,108	0,097	0,088	0,082	0,077
	47.500	0,520	0,275	0,194	0,153	0,128	0,112	0,100	0,092	0,085	0,079
	50.000	0,545	0,288	0,202	0,159	0,133	0,116	0,104	0,095	0,088	0,082
	52.500	0,571	0,301	0,211	0,166	0,139	0,121	0,108	0,098	0,091	0,085
	55.000	0,597	0,314	0,219	0,172	0,144	0,125	0,111	0,101	0,093	0,087
57.500	0,623	0,327	0,228	0,179	0,149	0,129	0,115	0,105	0,096	0,090	
60.000	0,648	0,339	0,236	0,185	0,154	0,133	0,119	0,108	0,099	0,092	
Stromgestehungskosten setzen sich weiters zusammen aus:											
3,000%	Verzinsung der Investitionskosten										
0,115 €	Kosten pro KWh TAGSTROM für Gewerbe und Industrie im Jahr 0										
2,500%	Erwartete Steigung des Strompreises und der Betriebskosten pro Jahr										
0,01 €	Betriebskosten bezogen auf die Kosten pro KWh für Gewerbe und Industrie										
1,200	Notwendige KWh zur Aufladung von 1,00 KWh (Wirkungsgrad 83%)										
Abschätzung der künftigen Entwicklung des Strompreises:											
	Mögliche Unterschreitung künftiger Strompreise im Jahr 2024 (rentabel)										
	Grenzfälle der Rentabilität (Detailliertere Analysen notwendig!)										
	Auf die angegebene Amortisationszeit berechnet unrentabel!										

Tabelle 3: Rentabilitätsanalyse Drehmassespeicher [3]

4.5 Fallbeispiel Pumpspeicherkraftwerk (Stromveredelung)

Ein Maschinenbauunternehmen aus Oberösterreich überlegt, vorhandenes steiles Gelände am Betriebsort zu nutzen, um mit einem Kleinpumpspeicherkraftwerk, Stromspitzen in der Produktion, in der Kombination mit den beiden bestehenden Kleinwasserkraftwerken, zu decken.

Wesentlich ist hier die Auswertung eines Stromlastprofils, um die Art und Höhe der Stromspitzen zu erfassen.

Ein wesentlicher Unsicherheitsfaktor in der Investitionsplanung für Pumpspeicherkraftwerke ist die Ermittlung der Ertragsseite: Diese ist stark von der täglichen, stündlichen, ja sogar minütlichen Entwicklung der Strompreise abhängig

Stromgestehungskosten abzüglich der alternativen Stromverbrauchskosten													
Amortisationszeit		Betriebsstunden bzw. Entladezeit in KWh pro Jahr											
10 Jahre		1.400	1.600	1.800	2.000	2.200	2.400	2.600	2.800	3.000	3.200	3.400	3.600
Investitionskost. pro KW install. Leistung	1.900	0,181	0,157	0,138	0,123	0,111	0,101	0,092	0,085	0,079	0,073	0,068	0,064
	2.100	0,201	0,174	0,154	0,137	0,124	0,113	0,103	0,095	0,088	0,082	0,076	0,072
	2.300	0,221	0,192	0,170	0,152	0,137	0,125	0,114	0,105	0,097	0,091	0,085	0,079
	2.500	0,241	0,210	0,185	0,166	0,150	0,136	0,125	0,115	0,107	0,100	0,093	0,087
	2.700	0,261	0,227	0,201	0,180	0,162	0,148	0,136	0,125	0,116	0,108	0,101	0,095
	2.900	0,282	0,245	0,217	0,194	0,175	0,160	0,147	0,135	0,126	0,117	0,110	0,103
	3.100	0,302	0,263	0,232	0,208	0,188	0,172	0,158	0,145	0,135	0,126	0,118	0,111
	3.300	0,322	0,280	0,248	0,222	0,201	0,183	0,168	0,156	0,144	0,135	0,126	0,119
	3.500	0,342	0,298	0,264	0,236	0,214	0,195	0,179	0,166	0,154	0,144	0,135	0,126
	3.700	0,362	0,316	0,279	0,250	0,227	0,207	0,190	0,176	0,163	0,152	0,143	0,134
	3.900	0,382	0,333	0,295	0,264	0,239	0,219	0,201	0,186	0,173	0,161	0,151	0,142
	4.100	0,402	0,351	0,311	0,278	0,252	0,230	0,212	0,196	0,182	0,170	0,159	0,150
	4.300	0,423	0,368	0,326	0,293	0,265	0,242	0,223	0,206	0,192	0,179	0,168	0,158
Stromgestehungskosten setzen sich weiters zusammen aus:													
3,500%	Verzinsung der Investitionskosten												
0,090 €	Kosten pro Kilowatt TAGSTROM für Gewerbe und Industrie im Jahr 0												
0,060 €	Kosten pro Kilowatt NACHTSTROM für Gewerbe und Industrie im Jahr 0												
2,800%	Erwartete Steigung des Strompreises und der Betriebskosten pro Jahr												
0,015	KWh von 1,00 KWh als Betriebskosten												
1,350	Notwendige KWh zur Aufladung von 1,00 KWh (Wirkungsgrad 74%)												
Abschätzung der künftigen Entwicklung des Strompreises:													
	Mögliche Unterschreitung künftiger Strompreise im Jahr 2024 (rentabel)												
	Grenzfälle der Rentabilität, oder Amortisationszeiten verlängern (sofern technisch mögl.)												
	Auf die angegebene Amortisationszeit berechnet unrentabel!												

Tabelle 4: Rentabilitätsanalyse Pumpspeicherkraftwerk [4]

5 Fazit

Korrekturen bei den Ökostrom-Fördersystemen sind dringend und noch viel umfangreicher als bisher geplant, notwendig.

Ein System mit hoch geförderten Strompreisen mit Laufzeiten von über 10 Jahren, läuft in Gefahr, für Staat, Konsumenten und Wirtschaft ein Fass ohne Boden zu werden. Dies ist vor allem dann gegeben, je stärker der Marktpreis von Strom großen Schwankungen ausgesetzt ist. So ist die Differenz zwischen dem geförderten Fixtarif und dem schwankenden Marktpreis, für welche der Kunde aufkommen muss, kaum kalkulierbar.

Andere Fördersysteme sind daher notwendig!

Es besteht für viele Gewerbe- und Industriebetriebe das Potential, zur Dämpfung der eigenen Energiekosten entscheidend beizutragen und dadurch konkurrenzfähig zu bleiben und Arbeitsplätze zu sichern.

Neben Maßnahmen zur Energieeffizienz (wo fast in jedem Unternehmen Potential besteht), könnte auch die Stromeigenproduktion und Stromveredelung (Stromspeicherung) interessant sein.

6 Literatur

- [1] bis [4] Jank Michael Josef: „Technischer und wirtschaftlicher Einsatz neuer Klein-(Pump-) Speicherkraftwerke“, Eigenverlag, 2012