

200924 ENERGYPEACE Grundlagen EAG Entwurf

3 Grundlagen: Begriffe, Annahmen, Wirkzusammenhänge, Analysen

Zum Entwurf des EAG Gesetzes

Das Erneuerbare Ausbaugesetz (EAG) behandelt eine komplexe Materie. Die Bewertung der Vorschläge erfordert Klarheit über Begriffe, Annahmen und Wirkzusammenhänge.

Inhaltsverzeichnis:

Begriffe.....	1
Annahmen.....	2
Analysen	
National bilanziell.....	3
Ern. Gas zur Speicherung von Energie....	4
Einsatz von Biogasanlagen.....	6
Biomasse als Stromspeicher.....	9
Power to gas versus Biomasse.....	12
Empfehlungen.....	14

BEGRIFFE und KENNZIFFERN:

Begriff: Anteil der erneuerbaren Energie an der Stromerzeugung

Dieser Anteil wird unterschiedlich berechnet, das führt zu Unklarheit. Dazu als Beispiel das Jahr 2018 und 2019.

Übersicht 1: Zur Definition des Begriffes Anteil erneuerbare Stromerzeugung, TWh

	2018 TWh	Anteil erneuerbar % 2018	2019 TWh	Anteil erneuerbar % 2019	Anmerkung
Bruttostromerzeugung	68,0	77,9	73,5	77,6	gesamte Erzeugung im Inland
Inlandsstromverbrauch (1)	76,9	68,9	76,6	74,4	gesamte Inlanderzg. + Import/Export saldiert
Inlandsstromverbrauch (2)	71,9	73,7	71,8	79,4	Verbrauch ohne Pumpspeicherung (PS)
Endverbrauch	66,6	79,6	66,4	85,8	Verbrauch ohne PS, Eigenverbrauch und Netzverluste
Erneuerbare Erzeugung	53,0		57,0		
Nettoimport	8,9		2,1		

Qu.: e-control. Betriebsstatistik, gesamte Stromversorgung

Zu den Begriffen: Die Bruttostromerzeugung ist die gesamte Stromerzeugung in Österreich, ohne Importe.

Der Inlandsstromverbrauch 1 ist der gesamte Stromverbrauch in Österreich; diese Größe muss die Basis für die Berechnung des Anteils der Erneuerbaren sein, egal ob der Anteil der Erneuerbaren für das ganze Jahr, das Winter- oder das Sommerhalbjahr gerechnet wird. Soweit dies international vorgesehen ist, können dazu auch Mehrjahresdurchschnitte verwendet werden.

Der Inlandsstromverbrauch 2 ist der Stromverbrauch ohne Pumpstrom, der Endverbrauch die Abgabe an die Kunden, also ohne Pumpstrom, Eigenverbrauch der Kraftwerke und Netzverluste.

2018: Je nach Berechnungsart ist der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung das eine Mal 68,9% , das andere Mal 79,6%; im Jahr 2019 schwankt dieser Wert von 74,4 bis 85,8%.

Bezieht man die erneuerbare Erzeugung auf die Bruttostromerzeugung im Inland so war das Jahr 2018 mit einem Anteil von 77,9% etwas besser als das Jahr 2019 mit 77,6%, obwohl im Jahr 2019 um 4TWh mehr Strom aus erneuerbaren Quellen kam. Das erklärt sich aus den hohen Importen im Jahre 2018 im Vergleich zu dem Jahr 2019. Die Bruttostromerzeugung als Bezugsgröße ist irreführend, weil sie in Jahren mit hohen Importen einen besonders hohen Anteil an erneuerbarem Strom ausweist, obwohl der importierte Strom überwiegend aus nicht erneuerbaren Quellen stammt.

Aber auch der Inlandsstromverbrauch 2 – Verbrauch ohne Pumpstrom - ist irreführend, weil ja der Pumpstrom gebraucht wird. Wird er aus fossilen Quellen bezogen so ist dies für das Klima genau so schädlich wie jede andere Verwendung. Die gleichen Argumente gelten gegen die Verwendung der Größe Endverbrauch als Bezug für die Berechnung des Anteils der Erneuerbaren.

Es wird daher vorgeschlagen, dass der Begriff Anteil der Erneuerbaren Stromerzeugung klar definiert wird als Anteil der inländischen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen am gesamten Inlandsstromverbrauch (Inlandsstromverbrauch 1)

Demnach war der Anteil der erneuerbaren Erzeugung im Jahre 2018 rund 68,9% und im Jahre 2019 rund 74,4%!

Im Entwurf heißt es dazu §4 (2) Zielbestimmung „den Gesamtstromverbrauch zu 100% (national bilanziell) aus erneuerbaren Quellen zu decken.“ Es ist jedoch nicht genau definiert, welcher Stromverbrauch damit gemeint ist.

Begriff national bilanziell: bedeutet, dass die Erzeugung aus erneuerbarem Strom so groß ist wie der Jahresstromverbrauch. Jahreszeitliche Unterschiede in Erzeugung und Nachfrage werden dabei nicht berücksichtigt. Die Ausrichtung auf dieses Ziel hat zur Folge, dass beachtlichen Überschüssen an erneuerbarem Strom im Sommer ebenso so große Fehlmengen an erneuerbarem Strom im Winter gegenüberstehen und daher trotz 100% erneuerbarem Stroms bilanziell weiter große Mengen an Strom im Winter fossil erzeugt werden.

Kennziffern:

1 Norm Kubikmeter Gas enthält 11,3 kWh daher

10 kWh entsprechen 0,88 Nm³ Gas

ANNAHMEN:

Zur genaueren Beurteilung der Vorschläge sind gewisse Annahmen notwendig. Die vorliegende Analyse basiert auf folgenden Zahlen, Koeffizienten.

Emissionen aus fossiler Stromerzeugung im Jahre 2019: 400g/kWh (In diesem Jahr wurde in den kalorischen Kraftwerken etwa 10% Kohle eingesetzt).

Emissionen aus fossilen Kraftwerken ab 2020: 370g/kWh (Ab diesem Jahr wird Strom fossil nur aus Gas erzeugt, der Kraftwerksbestand umfasst ältere und neuere Kraftwerke, daher werden die 370 g/kWh angenommen)

Wirkungsgrad Strom aus Gas: In einem Gaskraftwerk werden aus 1 Nm³ 5,5kWh Strom erzeugt.

Gesamter Stromverbrauch 2030:

Es wird angenommen, dass 2030 das Ziel 100% des Stroms erneuerbar (national bilanziell) zu erzeugen, erreicht wird.

Daraus ergibt sich der angenommene gesamte Stromverbrauch 2030 wie folgt:

Erneuerbare Erzeugung 2019 (57 TWh) + 27 TWh = 84 TWh als gesamter Stromverbrauch 2030 (Stromverbrauch 1)

Annahme zur jahreszeitlichen Verteilung von Erzeugung und Verbrauch

Sowohl der Stromverbrauch wie auch das Angebot an Strom aus erneuerbaren Quellen entwickeln sich über das Jahr ungleichmäßig. Untersuchungen dazu führen zu folgenden Ergebnis:

ÜBERSICHT 1: Stromverbrauch und Stromaufbringung der erneuerbaren Stromquellen nach Sommer- und Winter Halbjahren in Anteilen, 2019

	Gesamtjahr %	Sommerhalbjahr %	Winterhalbjahr %
Stromverbrauch	100	47	53%
Stromaufbringung			
Wasserkraft	100	59	41
Wind	100	41	59
Biomasse fest	100	50	50
Biogas	100	50	50
Photovoltaik	100	65	35
Anteil der 27 TWh	100	55,2	44,8

Der Stromverbrauch liegt demnach im Sommer mit einem Jahresanteil von 47% deutlich unter dem Verbrauch im Winter: 53%.

Von den 27TWh erneuerbaren Strom, der zusätzlich erzeugt wird, werden rund 14,9 TWh im Sommerhalbjahr und nur 12,1 TWh im Winterhalbjahr anfallen, weil Wasserkraft und PV deutlich mehr Strom im Sommerhalbjahr als im Winterhalbjahr liefern.

Annahme Verbrauch 2030: Ausgehend von einer Analyse vergangener Jahre wird davon ausgegangen, dass 2030 von den 84 TWh eine Menge von 39,5 TWh im Sommer (47%) und 44,5 TWh im Winter (53%) gebraucht werden wird.

ANALYSEN

1 100% erneuerbar national bilanziell, Emissionen, tatsächlicher Anteil der Erneuerbaren in 2030

Ausgehend von den aufgezeigten Zahlen, Zielen und Annahmen lassen sich für 2030 folgende Ergebnisse errechnen:

- 1 Erneuerbare Stromerzeugung 2030 nur 92,5%: Wegen der jahreszeitlichen Unterschiede wird der Anteil der Erneuerbaren an dem gesamten Inlandsstromverbrauch im Jahre 2030 nur 92,5% betragen, auch wenn bilanziell über das Jahr eben so viel Strom erneuerbar erzeugt wird wie verbraucht wird (national bilanziell 100%)
- 2 Winterlücke 6,8 TWh: Es wird im Sommer einen Stromüberschuss von 6,8 TWh geben und im Winter eine ebenso große Lücke, die durch fossile Erzeugung zu schließen ist.
- 3 CO2 Einsparung: nicht 8,9 sondern 3,6 Mio.t : Die Einsparung an Emissionen aus der Stromerzeugung bei dem geplanten Ausbau um 27 TWh **beträgt 3,6 Mio.t** im Vergleich zu 2019 und nicht 8,9 Mio.t wie in den EAG Unterlagen angegeben. Im Jahre 2030 werden die Emissionen aus der Stromerzeugung immer noch 2,5 Mio.t betragen, um 1,6 Mio.t höher als es dem vorgeschlagenen Zielwert „unter 1 Mio. t“ entspricht.

Übersicht 2: Auswirkungen des EAG auf das Stromaufkommen im Winter und Sommerhalbjahr 2030 und auf die CO2 Emissionen

	Gesamt TWh	Sommer TWh	Winter TWh	Co2 Emissionen Mio. t
2019 Erzg erneuerbar	57	31,4	25,6	6,1
zusätzlicher Strom erneuerbar bis 2030	27	14,9	12,1	
Summe Aufkommen Erneuerbar 2030	84	46,3	37,7	
Verbrauch an Strom 2030	84	39,5	44,5	
Überschuss		6,8		
Lücke			6,8	
fossile Erzeugung	6,8		6,8	2,5
Gesamtaufkommen2030	90,8	39,5	44,5	
Anteil erneuerbar %	92,5	117,2	84,7	

Quelle: e control, Betriebsstatistik, ganzjährige Versorgung. Berechnung ENERGYPEACE

Nach Umsetzung der Ziele des EAG wäre der tatsächliche Anteil der Erneuerbaren 92,5%, im Winter nur 84,7%, obwohl das Ziel 100% national bilanziell erreicht wäre. Um das vorgeschlagene Ziel, weniger als eine Mio. t Emissionen zu erreichen, sollten im Winterhalbjahr höchstens 2,5 TWh fossil erzeugt werden.

Ein zentrales Problem in der Reduktion der CO2 Emissionen aus der Stromerzeugung ist daher die langfristige Speicherung von erneuerbarer Energie vom Sommer für den Winter und damit verbunden die Integration der Energiesysteme.

2 Analyse: Langfristige Speicherung von Energie

In den begleitenden Texten zum EAG (Analyse der Zusammenhänge) heißt es dazu auf Seite 6

„In einem integrierten System spielen erneuerbares Gas und Wasserstoff eine tragende Rolle. Ein wesentlicher Teil von Erdgas soll in Zukunft durch erneuerbares Gas (i.e. Biomethan, erneuerbarer Wasserstoff, erneuerbares synthetisches Gas) ersetzt werden. Durch Nutzung der Gasinfrastruktur als Langzeitspeicher wird die Resilienz des Gesamtsystems an der Schnittstelle Gas- zu Stromsystem gesteigert.“

Und auf Seite 14, zu Ziel 13 (Netzbetreiber als Anlagenbetreiber zur Erzeugung von Wasserstoff und synthetischem Gas) heißt es weiter:

„Power-to-Gas stellt hier als wesentliche Technologie zur Langfristspeicherung von erneuerbarer den Kernpunkt einer effizienten und sektorintegrierten Energieversorgung dar“.

Ausgehend von diesen Überlegungen wird dann vorgeschlagen, dass die Betreiber von Verteiler und Übertragungsnetzen entsprechende Anlagen zur Wasserstoffherzeugung bis 2030 errichten und betreiben sollen. Allerdings wird kein Wort über die erwarteten Kapazitäten und die Kosten gesagt.

Daher im folgenden ein Blick auf diese Fragen:

Wasserstoff kann zu 1 bis 10 Volumenprozent in das Gasnetz eingespeist werden, synthetisches Gas unbegrenzt (Quelle Dt. Bundestag –Grenzwerte von Wasserstoff in der Erdgasinfrastruktur; WD8-3000-066/19). In Deutschland liegt derzeit der gesetzlich zulässige Anteil von Wasserstoff zum Erdgas bei 5% Volumenprozent, allerdings kann auch dieser Anteil zu Problemen in Gasspeichern und anderen Anwendungssektoren (Gas als Kraftstoff für Fahrzeuge) führen. Bei einer 1% Beimischung kann jeder Speicher genutzt werden und gibt es keine Probleme für verschiedene Anwender.

Synthetisches Gas (SNG –synthetic natural gas) als erneuerbarer Energiespeicher

SNG wird erzeugt

- aus Wasserstoff, der mit erneuerbarem Strom durch die Elektrolyse aus Wasser gewonnen wird
- und aus CO₂, das in Zukunft, wenn die kalorische Stromerzeugung im Sommer eingestellt ist, in erster Linie aus der Luft gewonnen wird. Auch Biomasse ist als CO₂ Lieferant denkbar, doch ist die Menge sehr beschränkt und kann Biomasse anderweitig mit mehr Effizienz im Energiesystem eingesetzt werden.

Mittlerweile gibt es erste Versuchsanlagen, um CO₂ aus der Luft zu filtern; die Technologie steht in den Kinderschuhen und ihre Nutzbarmachung erfordert viel Forschungsarbeit. Da in der Luft nur 0,04% CO₂ enthalten sind, müssen riesige Luftmengen durch große Filteranlagen gepumpt werden. Das erfordert große Mengen erneuerbaren Strom, genaue Angaben dazu sind schwer zu finden. Erste Versuchsanlagen mit dieser Technologie stehen in der Schweiz.

Man kann das CO₂ auch an Chemikalien anlagern (Amine) oder die Luft an Kaliumhydroxid vorbeiführen und Kaliumkarbonat (Pottasche) erzeugen, und daraus dann durch Erhitzen CO₂ gewinnen. Die bisherigen Versuchsanlagen mit diesen Technologien liefern nur einige Hundert Tonnen CO₂ pro Jahr.

Zur Gewinnung von Strom im Winter aus Überschussstrom im Sommer über die power to gas Technologie sind daher folgende Schritte notwendig:

- 1 Elektrolyse, um aus Wasser Wasserstoff (H₂) zu gewinnen
- 2 neue in Entwicklung befindliche Technologien, um aus Luft CO₂ zu extrahieren
- 3 Synthese von H₂ und CO₂ zu Methan (CH₄)
- 4 Einpumpen des synthetischen Methans in einen Erdgasspeicher
- 5 Verwendung des Methans in einem Gaskraftwerk zur Stromerzeugung

Zur Erzeugung von synthetischem Gas sind die Schritte 1-4 notwendig. Eine vorsichtige Abschätzung der Wirkungsgrade führt zu dem Ergebnis, dass, um eine kWh im Gas zu speichern, zumindest 2,5 kWh Strom notwendig sind, also 28,2 kWh je Kubikmeter Gas. Nimmt man an, dass die Kosten für eine kWh Strom im Sommer (Erzeugung plus Leitungsentgelt) bei 6 Cent liegen, so betragen die Energiekosten je Kubikmeter synthetischem Gas etwa 1,70 Euro ohne ein Entgelt für den Betrieb

und die Investitionen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die hohen Investitionen in diese Anlagen nur wenige Monate im Jahre genutzt werden können, nur dann, wenn genügend Überschussstrom aus erneuerbaren Quellen vorhanden ist. Unter Berücksichtigung dieser Umstände kann man davon ausgehen, dass die Kosten für die Herstellung von einem Kubikmeter synthet. Gas unter Einrechnung der Investitions- und Betriebskosten der Anlagen in der Größe von 2 Euro/m³ liegen, das sind pro kWh 17,7 Cent. **Vergleicht man diesen Wert mit den internationalen Preisen für Erdgas in der Höhe von 10 Cent/m³, so ist synthet. Gas 20 mal so teuer wie fossiles Gas.**

Wenn aus diesem Gas dann in einem Kraftwerk Strom erzeugt wird, so fallen etwa zur Hälfte Strom und zur Hälfte Wärme an neben den unvermeidlichen Verlusten. Das ergibt inklusive der anteiligen Anlagen und Betriebsausgaben **Erzeugungskosten je kWh Strom aus synthetischen Gas von etwa 37 Cent.**

Zusammengefasst: Aus fünf kWh Strom im Sommer können nur eine kWh Strom im Winter zu Kosten in der Größenordnung von 35 – 40 Cent je kWh erzeugt werden.

Ergebnis dieser Analyse: Im Jahre 2030 könnte man mit dem Überschuss von 6,8 TWh im Sommer mit power to gas etwa 239 Mio. m³ erneuerbares Gas liefern, das sind 2,78% des gesamten Gasbedarfs.

Wird diese Gasmenge zur Stromerzeugung verwendet, so können damit 1,36 TWh Strom erzeugt werden, 20% der Winterstromlücke , zu Kosten von etwa 37 Cent je kWh Strom!

6

3 Analyse: neuer Einsatz der bestehenden Biogasanlagen

Dem EAP ist zu entnehmen, dass Biogasanlagen, die in der Nähe von Gasleitungen sind, ihre Stromproduktion einstellen und Biomethan in das Netz einspeichern.

Zu den Zahlen:

Im Jahre 2019 lieferten Biogasanlagen 561 GWh Strom ins Netz, davon ca 280 GWh im Winterhalbjahr.

Die Biogasmenge zur Erzeugung dieser 561 GWh liegt bei 140 Mio m³ Biomethan. Nimmt man an, dass 75% davon in der Nähe von Gasleitungen liegen, dann würden 105 Mio m³ Biomethan in das Gasnetz eingespeist, gleichzeitig würde die Winterstromproduktion um 210 GWh kleiner werden.

Der Gasverbrauch in Österreich lag 2019 bei 8.765 Mio Nm³ Erdgas, davon wurden 13 Mio. Nm³ (1,4 Promille) biogen eingespeist. Die 105 Mio. m³ Biomethan entsprechen daher 1,2% des Gasverbrauchs oder 1,18 TWh Primärenergie. (Quelle: e-control, Gasstatistik)

Die bestehenden Biogasanlagen liefern etwa gleich viel Wärme und Strom, die Wärme in der Regel in kommunale Nahwärmenetze – im Sommer nicht zur Gänze. Der Ausfall der Biogasanlagen würde bedeuten, dass etwa 400 GWh Wärme neu aufgebracht werden müssen. Angesichts der tiefen Gaspreise ist es naheliegend, dass viele Gemeinden die Abwärme aus Biogasanlagen mit Wärme aus Erdgas ersetzen. Tritt das ein, so steigen die CO₂ Emissionen allein aus dieser Umstellung um etwa 60.000 t.

Es ist unklar, was die Erdgaswirtschaft mit dem Biomethan macht. Nützt sie es weiter zur Werbung für Grünes Gas im Wärmemarkt, obwohl der Anteil von Grünem Gas im Mix weiter unter 1,5% bliebe, dann wird der fossile Gasabsatz so wie in den letzten Jahren weiter steigen. Seit dem Pariser

Klimaabkommen von 2015 ist der Gasabsatz um 9,5% gestiegen, ebenso die Emissionen der Erdgasverwendung. Sie erreichten 2019 knapp 16Mio.t CO₂.

Wird das Biomethan, wie im Regierungsprogramm vorgesehen nur für höherwertige Zwecke verwendet wie die Stromerzeugung so führt dies zur Frage der Kosten.

Zur Analyse der Kosten: Biogas enthält etwa 60% Biomethan und wird als Biogas in den landwirtschaftlichen Anlagen in speziellen Gasmotoren direkt zur Stromerzeugung und Wärmelieferung verbrannt.

Wird Biogas in das Netz eingespeist, so muss es zuerst gereinigt und auf knapp 100% Biomethan aufbereitet werden (upgrading) dann komprimiert und in das Netz gepumpt – das alles ist teuer und energieaufwendig.

Ein Kubikmeter Biomethan ins Netz geliefert hat Produktionskosten von circa 118 Cent/m³ (Quelle: Anfrage Fachverband) und liefert in modernen Gaskraftwerken etwa 5,5kWh Strom.

Die Energiekosten für die Erzeugung liegen daher bei 21,5 Cent je kWh (16,3 bei 90 cent Kosten), mit den Kosten für Gastransport, Gasspeicherung, den Anlagen- und Betriebskosten für die Kraftwerke von angenommenen 3,5 Cent **ergibt das Kosten je kWh von 25 Cent.**

Im Vergleich dazu kostet Erdgas für Großabnehmer 10 Cent/m³ und die Stromerzeugungskosten in modernen Gaskraftwerken mit Erdgas unter 5 Cent/kWh. Die Einspeistarife für Strom aus Biogasanlagen liegen derzeit bei 18,6 Cent/kWh.

Ergebnis:

Wird das Biomethan von bestehenden Biogasanlagen mit Kraft-Wärmenutzung in das Gasnetz eingespeist, so treten folgende Effekte ein:

- **die Winterstromlücke wird größer**
- **neue Absatzmärkte für fossiles Gas im Wärmebereich, höhere CO₂ Emissionen**
- **die dezentrale Sicherung der Stromversorgung wird geschwächt.**

Wird aus dem Biomethan Strom in Gaskraftwerken erzeugt so sind die Kosten um 30% höher als die aktuellen Einspeistarife für Strom aus Biogasanlagen.

Und wenn Biomethan zur Wärmenutzung eingesetzt wird so sind die Kosten je kWh etwa doppelt so hoch wie die Wärmekosten aus Biomasseheizwerken!

Daher: Sowohl aus Kosten wie aus Klimagründen ist die dezentrale Wärme und Stromerzeugung in Biogasanlagen günstiger als die Einspeisung von Biomethan in das Netz

Da in den Unterlagen zum EAG Wasserstoff und synthet. Gas als so wichtig für das künftige Energiesystem beschreiben werden, wird hier in Übersicht 3 zusammengestellt, um welche Mengen und Kosten es geht, wenn der erwartete Überschuss an Strom in Sommer zur Erzeugung von synthet. Gas verwendet wird und ein Großteil der Biogasanlagen Biomethan in das Netz einspeisen. Zur bisherigen Einspeisung von biogenem Gas im Umfang von 13 Mio. m³ kämen noch 105 Mio. m³ vom Biomethan und 239 Mio. m³ synthet. Gas hinzu, das ergäbe 357 Mio. m³ (rund 4 TWh).

Die folgende Übersicht zeigt, unter diesen Annahme, können die erneuerbaren Gase 4,1% Anteil am gasaufkommen im Jahre 2030 errichten.

Übersicht 3: Mengen und Kosteneffekte von Biomethan und synthet. Gas

	Einheit	Volumina Mio m ³	Kosten Cent/m ³
biogene Gaseinspeisung 2019	Mio m ³	13	
Biomethan von bestehenden Biogasanlagen	Mio. m ³	105	118
Synthetisches Gas aus verfügbaren Sommerstrom 2030	Mio. m ³	239	200
Summe	Mio. m ³	357	
fossiles Erdgasverbrauch 2019	Mio. m ³	8 752	10
Anteil erneuerbares Gas 2030	%	4,1	

Und nun zur Kostenfrage:

Eine Kostenüberstellung zeigt folgendes Bild:

Bisher: 8.752 Mio. m³ Erdgas à 10 Cent = 875,2 Mio Euro

13 Mio m³ biogen. Gas à 118 Cent = 15,3 Mio Euro

Summe: 8.765 Mio. m³ zu Gesamtkosten von **890,5 Mio euro**

Mit zusätzlicher Einspeisung von 344 Mio. m³ erneuerbaren Gas

8408 Mio. m³ Erdgas à 10 Cent = 840,8 Mio Euro

13 Mio. biogenes Gas wie bishe =r 15,3 Mio Euro

105 Mio. m³ Biomethan à 118 Cent = 123,9 Mio Euro

239 Mio. Mio m³ synthet. Gas à 200 Cent = 478,0 Mio euro

Summe 8.765 Mio. m³ zu Gessamtkosten von **1.458,00 Mio. Euro**

Durch diese Beimischung von rund 4% erneuerbare Gase (Biomethan und sysnthe . Gas) erhöht sich der durchschnittliche Gaspreis um 64%!

Zusammenfassung:

Wenn alle Biogasanlagen in der Nähe von Gasleitungen zur Umstellung von Strom- und Wärmeproduktion zur Einlieferung in ein Gasnetz gedrängt werden, wenn der erwartete Überschuss an erneuerbaren Strom im Sommer zur Gänze für die Erzeugung von synthetischen Gas verwendet wird, dann könnten zusätzlich 344 Millionen m³ erneuerbares Gas in das Netz geliefert werden, das entspricht 4,0% des aktuellen Gasverbrauchs.

Die Kosten für diese Menge von 344 Mio. m³ liegen bei 601,9 Mio. Euro.

Die Ergebnisse dieser Analyse muss man den euphorischen Erklärungen in den Begleittexten zum EAG gegenüberstellen – hier nochmals zitiert:

„In einem integrierten System spielen erneuerbares Gas und Wasserstoff eine tragende Rolle. Ein wesentlicher Teil von Erdgas soll in Zukunft durch erneuerbares Gas (i.e. Biomethan, erneuerbarer Wasserstoff, erneuerbares synthetisches Gas) ersetzt werden. Durch Nutzung des Gasinfrastruktur als

Langzeitspeicher wird die Resilienz des Gesamtsystems an der Schnittstelle Gas- zu Stromsystem gesteigert.“

„Power-to-Gas stellt hier als wesentliche Technologie zur Langfristspeicherung von erneuerbarer den Kernpunkt einer effizienten und sektorintegrierten Energieversorgung dar“.

Die Fakten zeigen; diese Aussagen sind Wunschdenken, dessen praktische Umsetzung sehr teuer kommt und im großen Stil bis 2030 nicht möglich ist! Das sind Themen für die Forschung und bis 2030, der klimapolitisch entscheidenden Periode, keine Konzepte zur wirksamen Senkung der Emissionen. Nach entsprechenden technischen Fortschritten kann sich dies nach 2030 ändern.

4 Analyse: Biomasse als Stromspeicher

Oft wird übersehen, dass Biomasse, seien es nun Holz, Pellets oder Abfälle, die mit großem Abstand billigsten Energiespeicher sind. Die Lagerkosten für Biomasse im Vergleich zu ihrem Energieinhalt sind minimal; Biomasse kann man dann zur Stromerzeugung einsetzen, wenn man den Strom benötigt.

Auf diese Weise lässt sich mit Biomasse auf sehr einfache Weise Energie vom Sommer für den Winter speichern. **Das bedeutet, dass man mit Biomasse keinen Strom im Sommerhalbjahr erzeugt aber dafür die doppelte Menge im Winterhalbjahr. So verkleinert man den Überschuss an Strom aus erneuerbaren Quellen im Sommer und reduziert gleichzeitig die Winterstromlücke.**

Als Konsequenz sind die Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse nicht das ganze Jahr über im Einsatz sondern nur etwa 4000 Stunden im Jahr. Die Kapazität der Anlagen muss verdoppelt werden, um in Summe die gleiche Menge Strom pro Jahr zu liefern wie bisher. Die verkürzte Betriebsdauer der Anlagen bedingt, aus betriebswirtschaftlicher Sicht verständlich, höhere Erzeugungskosten für Strom

Dabei ist besonders zu beachten, dass Biogasanlagen durch die Lagerung von Rohstoffen (Erntegut von Energiekulturen in Silos, Gülle in Güllegruben) nicht nur zur Speicherung von Energie vom Sommer für den Winter dienen können sondern auch kurzfristig viel flexibler eingesetzt werden können, um Engpässe innerhalb von 24 oder 48 Stunden zu kompensieren als Anlagen für feste Biomasse.

Um diese Überlegung zu konkretisieren, ein Blick auf die Situation im Jahre 2018. Im Jahre 2018 wurden 2 582 GWh (2,58 Milliarden kWh) Ökostrom aus fester Biomasse und Biogas erzeugt, davon etwa die Hälfte im Sommerhalbjahr und die Hälfte im Winterhalbjahr. Die installierte Leistung lag bei 388 MW. (Quelle: e-control, Ökostromstatistik).

Die Gesamtmenge an Strom aus Biomasse/Biogas war allerdings deutlich höher und erreichte 2018 einen Wert von **4 616 GWh**. Denn es wird auch außerhalb der Ökostromregelung Strom aus biogenen Rohstoffen erzeugt, etwa aus Ablauge der Papierindustrie. Die Zusammensetzung dieser Menge von 4 616 GWh wird in Übersicht präsentiert.

Übersicht 4: Strom aus Biomasse/Biogas 2018, TWh

	Strommenge GWh 2018	Sommer Halbjahr GWh	Winter Halbjahr GWh
feste Biomasse	2 591	1 295	1 296
Biogas	589	294	295
Klärgas	29	15	14
Summe biogene Brennstoffe	3209	1 604	1605
sonstige Biogene	1407	704	703
Gesamtsumme biogene	4616	2308	2308

Qu.: e-control, Betriebsstatistik, gesamte Stromversorgung in Österreich

Biomasse als Energiespeicher für erneuerbaren Strom im Winterhalbjahr:

Um die Möglichkeiten der Biomasse Energie aus dem Sommer für den Winter zu speichern, zu erklären, wird folgendes gedankliches Experiment präsentiert:

Die zusätzlichen 1000 GWh Strom aus Biomasse, die laut EAG vorgesehen sind, werden aliquot auf die Erzeugung von Strom aus Biomasse und Biogas umgelegt, also 800 GWh mehr für feste Biomasse und 200 GWh mehr für Biogas. Das ergibt dann für feste Biomasse 3 391 (2591 + 800) und für Biogas 789 (589 + 200) GWh, in Summe inklusive Klärgas 4209 GWh, mit den sonstigen biogenen Rohstoffen sind das dann gerundet **5 600 GWh**. Die Anlagen erhalten nur im Winterhalbjahr einen geförderten Tarif und ihre Kapazität wird so vergrößert, dass im Winterhalbjahr 5 600 GWh Ökostrom geliefert werden können.

Die Biogasanlagen mit Wärmenutzung liefern weiter Strom und Wärme und werden nicht an das Gasnetz angeschlossen.

Gleichzeitig wird berücksichtigt, dass Kläranlagen, Biogasanlagen und Anlagen für sonstige Biogene Rohstoffe ihre Produktion im Sommerhalbjahr nicht zur Gänze einstellen können – teils aus biologischen Gründen, teils aus Gründen der Rohstofflagermöglichkeit. Daher wird angenommen, dass die Biomasse/Biogasanlagen 5200 GWh im Winter und 420 GWh im Sommerhalbjahr liefern.

Wurden bisher im Winter 2308 TWh geliefert, so sind es nach diesem Konzept 5200 TWh , also um 2892 TWh mehr im Winter.

Die Details dazu sind in Übersicht 5 zusammengefasst.

Übersicht 5: Biomasse als Energiespeicher eingesetzt – Strommengen Sommer-Winter GWh

	GWh 2018	Aufstockung gemäß EAG GWh	2030 GWh gerundet	2030 Sommer GWh	2030 Winter GWh	install leistung 31.12.2018	notwendige install. Leistung 2030 MW
feste Biomasse	2 591	800	3 400	0	3400	302,4	850 (1050)*
Biogas	589	200	790	160	630	85,9	160 (200)*
Klärgas	29		30	10	20		
sonstige Biogene	1 407		1 400	250	1150		
Summe	4 616	1 000	5 620	420	5200		

*Feste BM: 850 MW bei 4000 Betriebsstunden und Zusätzlich für Biomasse und Biogas 1 TWh, 1050 bei zusätzlich 2 TWh, detto für Biogas auf Basis 5000 Stunden.

Man kann die gleichen Berechnungen für den Vorschlag im EAG machen. Diese Berechnung ist im nächsten Absatz „Berechnungen“ dargestellt.

Die Ergebnisse dieser Überlegungen sind in Übersicht 6 zusammengefasst. Sie besagen, mit dem Vorschlag im EAG werden im Jahre 2030 mit Biomasse/Biogas nur um 132 GWh mehr Strom im Winter geliefert als 2018. Dies ist einfach zu erklären: die Stromerzeugung aus Biogas soll stark gekürzt werden und jene aus fester Biomasse wird zwar im Winter um 500 GWh erweitert, doch zu dem Wert von 2020, der deutlich geringer ist als 2018, daher ergibt unter dem Strich nur ein Plus von 132 GWh.

Übersicht 6: Erneuerbarer Strom aus Biomasse/Biogas im Winterhalbjahr

	2018 GWh	2030 EAG GWh	2030 Biomasse als Energiespeicher GWh
Summe Biomasse	2 308	2 440	5 200
Differenz zu 2018		132	2 892
Differenz zu EAG 2030			2 760

Wird dagegen der Vorschlag realisiert, wie er oben unter dem Titel „Biomasse als Energiespeicher für erneuerbaren Strom im Winterhalbjahr“ präsentiert wurde, so wird das Stromangebot im Winter um 2 760 GWh (2,76 Milliarden Kilowattstunden) größer als gemäß dem Konzept des EAG; der Stromüberschuss im Sommer wird um 2 020 GWh kleiner. Die Zahlen dazu in Übersicht 6.

Berechnungen zum EAG Vorschlag:

Wird der Vorschlag umgesetzt, wie er derzeit in dem EAG vorgesehen ist, so errechnen sich folgende Werte: Es kommen zusätzlich 1000 GWh aus fester Biomasse, allerdings zusätzlich zu den Werten von 2020 und nicht von 2018. Wegen der Unsicherheiten ist die Stromproduktion aus fester Biomasse 2019 schon deutlich geringer als 2018 und daher wird angenommen, dass die 2020 nur 2 300 GWh beträgt. Außerdem wird die Stromerzeugung aus Biogas stark zurückgehen, hier angenommen nur mehr 140 GWh in 2030 statt 589 GWh im Jahre 2018. Durch diese Effekte kann man erwarten, dass die biogene Stromerzeugung 2030 bei 4880 GWh liegen wird, nur um 264 GWh höher als 2018; im Winter daher 2 440 GWh.

Übersicht 7: Regierungsvorschlag für biogene Stromerzeugung

	2018 GWh	2020 GWh Annahme*	Aufstockung GWh	2030 GWh	Sommer Halbjahr GWh	Winter Halbjahr GWh
feste Biomasse	2 591	2300	1000	3300	1650	1650
Biogas	589	550		140	70	70
Klärgas	29	30		30	15	15
sonstige Biogene	1 407	1 410		1410	705	705
Summe	4 616	4 290		4880	2 440	2 440

Quelle: eigene Berechnungen

*Wegen der Kürzungen im Biogasbereich steigt die biogene Stromerzeugung nur um 524 GWh auf insgesamt 5140 GWh, je zur Hälfte im Sommer und im Winter.

Kostenaspekte:

Gemäß Ökostromstatistik war der Marktpreis im Schnitt der letzten 4 Quartale (4. Qu. 2019 – 3. Qu. 2020) bei 4,19 Cent/kWh (41,9 Euro/MWh)

Die Einspeisvergütung für Strom aus fester Biomasse liegt bei 12,5 Cent/kWh und für Strom aus Biogas bei 18,6 Cent/kWh.

Um die Vorschläge des EAG und „Biomasse als Stromspeicher“ finanziell vergleichbar zu machen, wird angenommen, der Marktpreis 2030 bleibt gleich also bei 42 Euro/MWh und ebenso die Preise für Strom aus fester Biomasse und Biogas.

Die Durchrechnung beider Vorschläge – siehe nächster Absatz – zeigt, Mehrkosten 2030 gegenüber Marktpreis beim EAG Vorschlag: 319 Mio.

Winterstrom 2440 GWh, das ergibt 13,3 Cent je kWh im Winter

Mehrkosten 2030 gegenüber Marktpreis bei „Biomasse als Winterspeicher“: 574 Mio. Euro

Winterstrom 5200 GWh, das ergibt 11 Cent je kWh = 110 Mio Euro je TWh

Die Vorschläge „Biomasse als Energiespeicher“ kosten um 574 Mio. Euro mehr als Strom zum Marktpreis. Auf der Habenseite stehen dagegen 5200 GWh Strom im Winter, das entspricht einer Reduktion der CO₂ Emissionen um knapp zwei Millionen Tonnen. .

Legt man die Mehrkosten der 5200 GWh Winterstrom auf eine TWh Winterstrom um, so ergeben sich Mehrkosten von 110 Millionen Euro je TWh gegenüber dem Marktpreis.

12

Berechnungen:

Berechnung Kosten EAG Vorschlag: Basis Tab 6 , in der 3600 TWh Strom aus fester Biomasse ausgewiesen werden, gesamter Zuschuss als Differenz zwischen Marktpreis und Einspeistarif

2030 Zuschuss für Strom aus fester Biomasse = $(12,5 - 4,2) * 3,6 * 10^7 = 298,8$ Mio. Euro

2030 Zuschuss für Strom aus Biogas = $(18,6 - 4,2) * 0,14 * 10^6 = 20,2$ Mio Euro

In Summe 319 Mio Euro.

Berechnung Vorschlag Biomasse als Energiespeicher, Daten siehe Tab. 5:

Da die Anlagen nur 4000 Stunden laufen werden generell um 5 Cent/kWh höhere Einspeistarife angenommen, diese höheren Tarife gelten nur für Strom, der im Winterhalbjahr geliefert wird.

Die angenommenen Tarife für Strom aus fester Biomasse sind daher 17,5 Cent und für Strom aus Biogas 23,6 Cent/kWh.

2030 Zuschuss für Strom aus fester Biomasse = $(17,5 - 4,2) * 3,4 * 10^7 = 452,2$ Mio Euro

2030 Zuschuss für Strom aus Biogas = $(23,6 - 4,2) * 0,63 * 10^7 = 122,2$ Mio Euro

Summe = 574,4 Mio Euro

Differenz zum Vorschlag EAG: $574,4 - 319,0 = 255$ Mio Euro

5 Analyse: power to gas to power im Vergleich zu Biomasse als Stromspeicher

Kosten:

Im Abschnitt vorher wurde versucht, die Kosten von Strom im Winter auf der Basis der Technologie power to gas to power zu ermitteln. Dabei wurden durchschnittliche Erzeugungskosten von 37 Cent/kWh ermittelt. Diese Kosten werden ebenfalls dem angenommenen Marktpreis von 4,2 Cent/kWh gegenübergestellt. Das ergibt Mehrkosten je kWh von 32,8 Cent oder umgelegt auf eine TWh von 328 Mio. Euro. Die Zusatzkosten liegen damit um 218 Mio. Euro je TWh höher als jene der Option Biomasse als Stromspeicher.

Zusatzkosten je TWh Strom im Winter Vergleich zum Marktpreis Mio Euro

	power to gas	Biomasse als Speicher
Zusatzkosten	328	110

In anderen Worten: Die Speicherung von Strom aus dem Sommer für den Winter mit synthet. Gas ist um 200% teurer als über Biomasse.

Wenn man die 5,2 TWh Strom im Winter, die Biomasse bereitstellt mit synthetischen Gas erzeugen wollte, so wären die Mehrkosten gegenüber dem Marktpreis nicht 574 Mio. Euro sondern 1,7 Milliarden Euro, ganz abgesehen davon, dass diese Menge aus Kapazitätsgründen 2030 gar nicht lieferbar ist

Mengen:

Im Abschnitt vorher wurde dargestellt, dass mit der Technologie power to gas to power im Rahmen der Vorschläge des EAG Pakets höchstens 1,36 TWh zusätzliche im Winter geliefert werden können, weil wegen der schlechten Wirkungsgrade mit dem erwartetem Stromüberschuss von 6,8 TWh im Sommer eine höhere Produktion mangels erneuerbaren Stroms nicht möglich ist.

Mit dem Konzept Biomasse als Stromspeicher können dagegen im Rahmen der Mengenvorgaben des EAG (27 TWh ern. Strom zusätzlich) 5,2 TWh Strom im Winter bereitgestellt werden.

13

CO2 Emissionen

Dazu kommt, dass Biomasse/Biogasanlagen ebenso viel Abwärme liefern wie Strom also eine TWh Abwärme je TWh Strom. Mit einer TWh Abwärme können 88 Mio m³ Gas in der Fernwärme ersetzt werden und auf diese Weise 170.000 t CO₂ (170 Mio kg CO₂) eingespart werden.

CO2 Einsparung je TWh in Mio t

	Power to gas Mio t	Biomasse als Speicher Mio t
Strom	0,37	0,37
Wärme	0	0,17
Summe	0,37	0,54

Mit der Option Biomasse können um 170.000t CO₂ je TWh Strom mehr eingespart werden als mit der power to gas Technologie.

Der Vergleich power to gas versus Biomasse als Speicher

Die bisherigen Überlegungen führen zu einem Gesamtvergleich der beiden Konzepte „power to gas to power“ und Biomasse als Energiespeicher für den Winter im Rahmen der Eckpunkte des EAG Konzeptes (27 TWh ern. Strom zusätzlich).

Das Konzept Biomasse als Stromspeicher schneidet gemessen an allen wichtigen Kriterien wesentlich besser ab als die power to gas to power Technologie:

- es kann mit der Biomasseoption fast doppelt so viel Strom im Winter zusätzlich bereitgestellt werden als mit der Gasoption
- es kann fast drei Mal soviel an CO₂ eingespart werden, weil bei der Biomasseoption auch eine große Menge Abwärme für Fernwärmenetze anfällt
- die Kosten je TWh Strom im Winter liegen bei der Biomasseoption um 60% tiefer
- die Kosten je Million Tonne eingespartes CO₂ liegen weit unter jenen der Gasoption

Anmerkung: mit 2,7 TWh synthet. Gas lassen sich eine Mio T CO₂ einsparen, Kosten auf CO₂ Einsparung umgelegt 680 Mio Euro; mit 1,85 TWh Strom aus Biomasse lassen sich auch eine Mio. t CO₂ einsparen, Kosten 203 Mio. Euro!

Schlussfolgerungen aus diesen Analysen:

Um die Emissionen aus der Stromerzeugung auf deutlich unter 1 Mio.t CO₂ bis 2030 zu senken muss die Winterstromlücke auf unter 2,5 TWh reduziert werden. Dies ist mit folgenden Schritten möglich:

- 1 Biomasse nicht um eine sondern um 2 TWh erhöhen bis 2030
- 2 Biomasse im Sinne des Konzeptes Biomasse als Winterspeicher einsetzen – feste Biomasse Im Winter verstromen
- 3 zusätzlich eine TWh mehr Strom aus Wind, bringt ca 0,6 TWh mehr im Winter
- 4 Umsetzung von Forschungsprojekten power to gas to power mit 0,4 TWh im Winter.

Mit diesen Schritten würde die Winterstromlücke durch Biomasse um 3,6 TWh, durch Wind um 0,6 und durch power to gas to power um 0,4 TWh in Summe also um 4,6 TWh auf 2,2TWh gesenkt werden, das ergäbe dann 0,8 Mio. t CO₂.

Empfehlungen aufgrund der bisherigen Analyse

Immer mit dem Blick auf dringende Notwendigkeit in Österreich bis 2030 die Emissionen insgesamt um zumindest 50% und daher jene aus der Stromerzeugung auf unter eine Mio. t zu senken, wird folgender Vorschlag gemacht:

1. Die bestehende Stromerzeugung aus Biomasse/Biogas soll schrittweise auf das Winterhalbjahr verlegt werden.
2. Die Stromerzeugung aus Biomasse/Biogas soll bis 2030 um 2 TWh und nicht, wie aktuell vorgeschlagen, nur um eine TWh ausgeweitet werden. Auch diese neuen Kapazitäten sollen nur im Winter Strom liefern.
3. Der Ausbau der Windenergie soll 11 TWh betragen statt 10 TWh
4. Biogas aus bestehenden Anlagen soll weiter überwiegend zur Stromerzeugung und lokalen Wärmeversorgung eingesetzt werden
5. Die Power to gas Technologie soll 0,5 TWh Strom liefern

Dieser Vorschlag führt zu folgender Struktur im Stromaufkommen im Jahre 2030:

**Übersicht 8: Stromaufkommen 2030, TWh, Empfehlung ENERGYPEACE
Wind plus 11 TWh
Biomasse als Stromspeicher und plus 2TWh
Power to gas to power: 0,5 TWh**

Power to gas to power: 0,5 TWh	Gesamt jahr	Sommer	Winter	CO2 Emiss. Mio. t
Wasser	49,2	29,0	20,2	-
Biomasse/Biogas	6,6	0,4	6,2	-
Wind 1)	19,0	7,8	11,2	-
PV	12,0	7,8	4,2	-
power to gas Erzg.			0,5	-
power to gas Bedarf	-2,5	-2,5		
Summe Erneuerbar	84,8	42,5	42,3	
Verbrauch 2030	84,0	39,5	44,5	
Überschuss	0,8	3,0		
Lücke			2,2	
fossile Erzg.	2,2		2,2	0,8
Import saldiert	0		0	
Summe fossil +Import	2,2	0	2,2	
Summe Aufbringung	87,0	42,5	44,5	0,8
Export saldiert	2,2	2,2	0	
Anteil Erneuerbar %	97,5	108	95	

- 1) Windstrom 2018: 6,02 TWh, 2019 7,42 TWh, 2020 Annahme 8;00 TWh und Bezugsbasis plus 11 TWh = 19,00, bei PV für 2020 wurden 1 TWh angenommen

Die gesamte Stromaufbringung wäre zu 97,5% erneuerbar, die Stromlieferung im Winter zu 95%, im Sommer gäbe es einen Überschuss von 8% an erneuerbaren Strom. Die CO2 Emissionen würden nur 0,8 Mio. t betragen.

Natürlich verursacht diese Strategie auch zusätzliche Kosten. Die Kapazitäten der Biomasse- und Biogasanlagen müssten mehr als verdoppelt werden.

Feste Biomasse: Ende 2018 waren ca 300 MW Leistung in Anlagen für feste Biomasse im Rahmen der Ökostromförderung in Betrieb. Wegen der Unsicherheiten ging diese Zahl 2019 deutlich zurück. Um die Stromerzeugung aus fester Biomasse im Winterhalbjahr im Sinne dieser Vorschläge zu erhöhen, müsste die installierte Leistung in den kommenden Jahren auf über 1000 MW erhöht werden. Dazu käme dann noch die installierte Leistung in den biogenen Anlagen außerhalb des Ökostromregimes.

Biogas: Ende 2019 waren 86 MW in Biogasanlagen installiert. Diese Kapazitäten müssen auf über 220 MW erhöht werden, um den Beitrag zur Stromversorgung im Winter wie hier vorgeschlagen zu

liefern. Doch diese Kosten sind wesentlich geringer als ein verstärktes Setzen auf erneuerbares Gas als Stromquelle wie vorhin gezeigt wurde.

Dieses Konzept bedeutet, dass praktisch alle Paragraphen im EAG, die sich auf Strom aus Biomasse und Biogas beziehen, entsprechend dieser Strategie, geändert werden müssen. Doch dieser Einsatz lohnt sich: *Dadurch könnten die CO2 Emissionen aus der Stromerzeugung, die 2019 bei 6 Mio.t lagen, und nach dem aktuellen EAG Entwurf 2030 bis 2-3 Mio. t sein würden, auf unter eine Mio.t gesenkt werden und damit im Stromsektor die Vorgaben des Paris Abkommens erfüllt werden.*

Zur einfacheren Beurteilung dieses Vorschlages wird hier nochmals Übersicht 2 präsentiert und die Unterschiede kurz erklärt.

Übersicht 2: Stromaufkommen 2030 TWh, gemäß EAG Vorschlag,

	Gesamt TWh	Sommer TWh	Winter TWh	Co2 Emiss. Mio. t
2019 Erzg erneuerbar	57	31,4	25,6	6,1
zusätzlicher Strom erneuerbar bis 2030	27	14,9	12,1	
Summe Aufkommen Erneuerbar 2030	84	46,3	37,7	
Verbrauch an Strom 2030	84	39,5	44,5	
Überschuss		6,8		
Lücke			6,8	
fossile Erzeugung	6,8		6,8	2,5
Gesamtaufkommen2030	90,8	39,5	44,5	
Anteil erneuerbar %	92,5	117,2	84,7	

Quelle: e control, Betriebsstatistik, ganzjährige Versorgung.

Nach dem EAG Vorschlag wäre die Winterstromlücke errechnete 6,8 TWh mit 2,5 Mio. t CO2 Emissionen, nach dem neuen Vorschlag nur 2,2 TWh mit 0,8 Mi.t CO2. Das Stromaufkommen im Winter wäre 42,3 TWh und nicht 37,7 TWh, der Stromüberschuss im Sommer nur 3 TWh, weil die Biomasse im Sommer kaum Strom liefern würde und außerdem 2,5 TWh für die Erzeugung von synthetischem Gas zur Stromerzeugung im Winter eingesetzt werden.

Mit diesem Konzept würde es gelingen, die Stromerzeugung in Österreich bis 2030 weitgehend auf erneuerbare Quellen umzustellen und so den Klimazielen zu entsprechen. Das erfordert allerdings ein großes Umdenken in allen Sparten der Stromwirtschaft. Mit einem solchen Umdenken und entsprechendem Handeln ist es möglich, der Welt zu zeigen, wie ein hochindustrialisiertes Land den Schlüsselsektor Elektrizität binnen zehn Jahren fast zur Gänze auf erneuerbare Energiequellen umstellen kann.