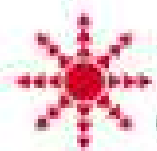


Das Grünstrom-Markt-Modell: Saubere Energie direkt zum Kunden

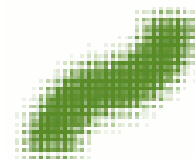
Die Weiterentwicklung des Modells



CLEAN ENERGY
SOURCING



MVV Energie



naturstrom
ENERGIE MIT ZUKUNFT

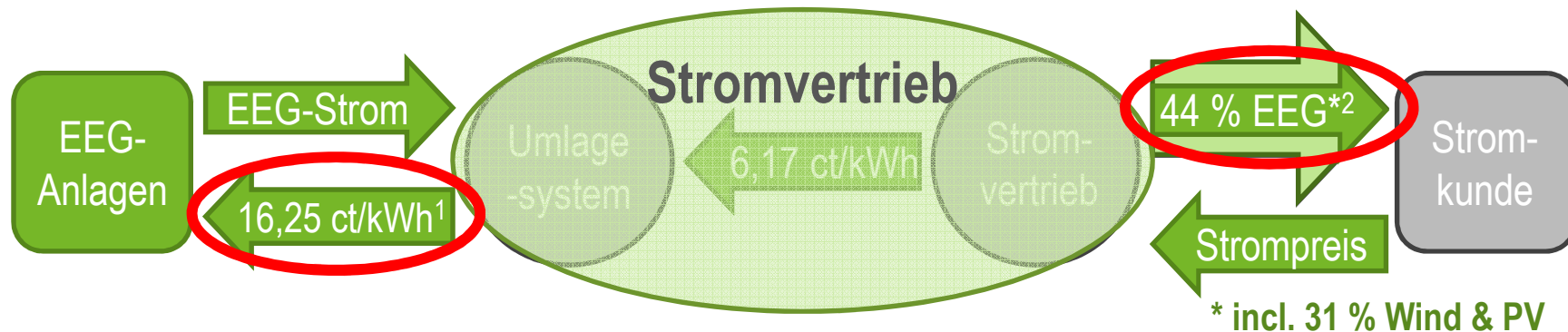
Weiterentwicklung und Optimierung des Modells auf Basis der kritischen Diskussion in der Fachwelt

- Das GMM hat in den vergangenen Monaten eine **große Aufmerksamkeit** erfahren und wurde **in der Fachwelt kritisch diskutiert**
- Diese Diskussion hat zu einer **Weiterentwicklung und Optimierung** des Modells geführt
- Im Folgenden werden die **einzelnen Punkte** der Weiterentwicklung im Detail erläutert
 - **Liquiditätsreserve**, Kontostand des EEG-Konto am 30.9. („**Nachholung**“) und Strompreiseffekt
 - **Vermiedene Netzentgelte**
 - Sonstige Kosten, die durch das EEG-Konto getragen werden (**Profilservicekosten**, Kosten der Handelsanbindung der ÜNB, Zinsen)
- Weiterhin wird auf die Kritik, dass es im Rahmen des Modells möglich sei, durch eine „**Marktwertoptimierung**“ des Portfolios Mitnahmeeffekte zu erzielen, eingegangen
- Zum Schluss folgen einige Ausführungen zur **Abwicklung des Modells** und zum **Aufwand der Netzbetreiber**, der dabei zu erwarten ist

Das Grünstrom-Markt-Modell: (Direkt-) Vermarktung von EEG-Strom über Vertriebsbilanzkreise

- Prinzip des Modells: Ein **Vertrieb kann sich entscheiden**, ob er EE durch die **Zahlung der EEG-Umlage** oder durch den **direkten Stromeinkauf bei EEG-Anlagen**, und zwar im gleichen Umfang hinsichtlich Kosten und Anteilen wie im EEG-System, fördern möchte
- Also: Ein Stromversorger, der **Strom ohne weitere Förderung direkt von EEG-Anlagen kauft**
 - im gleichen Umfang¹ (2015: **44,23 % insgesamt und 31,31 % aus Wind und Sonne**) und
 - zu den gleichen Durchschnittskosten (2015: **16,25 ct/kWh**),

wie EEG-Strom in Deutschland insgesamt erzeugt wird,
darf diesen **Strom als Grünstrom verkaufen** und muss für den gesamten Absatz **keine EEG-Umlage** zahlen, weil er die gleiche Last trägt, wie wenn er EEG-Umlage zahlen würde.



¹ durchschnittliche Kosten des EEG-Stroms

² bezogen auf den umlagepflichtigen Letztverbrauch

Liquiditätsreserve, Nachholung (EEG-Kontostand) und Strompreiseffekt

▪ Ursprüngliches Konzept

- Keine Berücksichtigung von Liquiditätsreserve und Nachholung, weil die reinen Förderkosten sind Maßstab für die Kostenneutralität
- Grundsätzlich wäre dabei die Kostenneutralität gewahrt, weil sich die Auswirkungen von Liquiditätsreserve und Nachholung über die Jahre ausgleichen, wenn das Modell kontinuierlich in Anspruch genommen wird

▪ Problem/Kritik

- **Gefahr von Mitnahmeeffekten** in Jahren, in denen die Liquiditätsvorsorge und die Nachholung (stark) erhöhend auf die EEG-Umlage wirken (z.B. 2014: 1,09 ct/kWh von 6,24 ct/kWh)

▪ Weiterentwicklung/Lösung des Problems

- **Berücksichtigung der Liquiditätsreserve und der Nachholung** (Kontostand des EEG-Kontos am 30.9.) korrigiert um den Strompreiseffekt bei der Berechnung der **Kosten des EEG-Stroms**

Korrektur der Nachholung um den Strompreiseffekt

- **Korrektur** der Nachholung (des EEG-Kontostands) **um den Strompreiseffekt**
 - Differenz zwischen dem bei der Berechnung der EEG-Umlage angenommenen Strompreis und dem tatsächlichen Verkaufspreis des EEG-Stroms
 - also: EEG-Erzeugungslastgang x (kalkulierter Strompreis – EPEX-Day-ahead-Preis)
- **Begründung** für die Strompreiskorrektur:
 - GMM-Vertriebe haben den **Strom zu den tatsächlichen Marktkonditionen** veräußert und im Gegensatz zur Marktprämienvermarktung **keinen nachträglichen Ausgleich** für die Änderung des Marktpreises bekommen; sie haben den Strompreiseffekt schon mitgenommen
 - Wenn die Nachholung nicht um den Strompreiseffekt korrigiert würde, müssten die GMM-Vertriebe den **Strompreiseffekt doppelt bezahlen** (bzw. von ihm doppelt profitieren, wenn der tatsächliche Preis höher als der angenommene wäre)
 - **Mengenabweichung** zwischen Prognose und tatsächlicher Erzeugung wird durch die Strompreiskorrektur nicht ausgeglichen und somit **auch von den GMM-Vertreibern nachgeholt**

Vermiedene Netzentgelte

- **Ursprüngliches Konzept**
 - Für Strom, der zur Erfüllung der Mindestanteile angerechnet wird, dürfen die **anlagenspezifischen Netznutzungsentgelte** in Anspruch genommen werden
 - Damit werden die vermiedenen Netzentgelte, die kostensenkend in die Berechnung der EEG-Umlage eingehen, auch im GMM berücksichtigt
- **Problem/Kritik**
 - **Gefahr von Mitnahmeeffekten** durch Optimierung des zur Erfüllung der Mindestanteile genutzten Anlagenportfolios hinsichtlich der Höhe der vermiedenen Netzentgelte
- **Weiterentwicklung/Lösung des Problems**
 - **Pauschale Berücksichtigung** der vermiedenen Netzentgelte (0,47 ct je kWh EEG-Strom) bei der Berechnung der **Kosten des EEG-Stroms**
 - Im Gegenzug dürfen (genauso wie in der Marktprämienvermarktung) **keine vermiedenen Netzentgelte in Anspruch genommen** werden
 - Die vNNE dieser Anlagen werden vom VNB **an das EEG-Konto** erstattet
 - Anlagen in der sonstigen DV, die nicht für das GMM genutzt werden, dürfen weiterhin vNNE in Anspruch nehmen

Sonstige Kosten, die vom EEG-Konto getragen werden

- **Ursprüngliches Konzept**
 - **Keine Berücksichtigung** von Profilservicekosten (Ausgleichsenergiekosten für Strom, der durch die ÜNB vermarktet wird), der Kosten der ÜNB für die Handelsanbindung und der Zinsen (Soll- und Haben-Zinsen)
- **Problem/Kritik**
 - Durch die **Berücksichtigung der Managementprämie** beim anzulegenden Wert, mit dem der Strom auf die Mindestanteile angerechnet werden kann, werden die Kosten des GMM-Vertriebs für Ausgleichsenergie und Handelsanbindung in der gleichen Höhe wie bei der Marktprämienvermarktung berücksichtigt
 - **GMM-Vertriebe** müssen sich daher genauso wie Zahler der EEG-Umlage an der **Finanzierung dieser Kosten beteiligen**
- **Weiterentwicklung/Lösung des Problems**
 - **Berücksichtigung** der Profilservicekosten, der Kosten der ÜNB für die Handelsanbindung und der Zinsen (Soll- und Haben-Zinsen) bei der Berechnung der **Kosten des EEG-Stroms**

Kostenneutralität ist sichergestellt

Berechnung der EEG-Umlage	Berücksichtigung im Grünstrom-Markt-Modell
Ausgaben	
EEG-Vergütungen	werden in Höhe der anzulegenden Werte werden wie in der geförderten DV bei den Kosten des EEG-Stroms berücksichtigt
Ausgleichsenergiekosten („Profilservicekosten“)	werden bei den Kosten des EEG-Stroms berücksichtigt
Kosten für Börsenzulassung und Handelsanbindung	werden bei den Kosten des EEG-Stroms berücksichtigt
EEG-Bonus	bezieht sich nur auf den durch die ÜNB vermarkteten Strom, daher keine Berücksichtigung
Einnahmen	
EEG-Umlage	im GMM wird keine Umlage fällig
vermiedene Netzentgelte	werden bei den Kosten des EEG-Stroms in Abzug gebracht
Vermarktung des Stroms	steht den GMM-Vertrieben zu
Kapazitätsversteigerungen offshore	werden bei den Kosten des EEG-Stroms in Abzug gebracht
Einnahmen aus der EEG-Umlage auf Eigenverbrauch	werden bei den Kosten des EEG-Stroms in Abzug gebracht
Sonstiges	
Liquiditätsreserve und (Soll- und Haben-) Zinsen	werden bei den Kosten des EEG-Stroms berücksichtigt
Kontostand des EEG-Kontos am 30.9.	wird bereinigt um den „Strompreiseffekt“ bei den Kosten des EEG-Stroms berücksichtigt

Berechnung der Kosten des EEG-Stroms 2014

	Anteil	MWh	Mio. €	ct/kWh
Vergütungen¹	38,68 %	148.949.164	24.956	16,75
Wasserkraft	1,61 %	6.088.190	513	8,42
Gase	0,48 %	1.802.180	121	6,73
Bioenergie	9,25 %	34.943.495	6.207	17,76
Geothermie	0,03 %	130.407	31	24,03
Wind an Land	16,40 %	61.992.347	5.966	9,62
Wind auf See	1,96 %	7.397.958	1.413	19,11
Photovoltaik ²	8,95 %	36.594.587	10.704	29,25
Profilservice und Handelsanbindung			170	0,11
Liquiditätsreserve und Zinsen			1.941	1,30
Kontostand am 30.11.2013			2.197	1,47
Strompreiseffekt			-1.443	-0,97
Summe			27.821	18,68

¹ anzulegende Werte abzüglich vermiedener Netzentgelte

² incl. geförderter PV-Eigenverbrauch (EEG 2009) und Kosten der 50,2 Hz-Umrüstung

Berechnung des Strompreiseffekts in der EEG-Umlage 2014

	Erzeugung 10/2012-9/2013	Marktwert gem. EEG-Uml. 2013	tatsächlicher Marktwert	Strompreis- effekt
Wind an Land	42.494 GWh	1.943 Mio. €	1.413 Mio. €	- 530 Mio. €
Wind auf See	721 GWh	37 Mio. €	26 Mio. €	- 11 Mio. €
Photovoltaik	29.266 GWh	1.479 Mio. €	1.096 Mio. €	- 383 Mio. €
Wasser, Bioenergie, Gase, Geothermie	41.467 GWh	2.125 Mio. €	1.607 Mio. €	- 519 Mio. €
Summe	113.948 GWh	5.584 Mio. €	4.141 Mio. €	- 1.443 Mio. €

Erläuterungen

- Erzeugung Wind und PV: Menge und Lastgang gem. Online-Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung durch die ÜNB
- Erzeugung Sonstige: Menge gem. Prognose für die EEG-Umlage 2013, da keine tatsächlichen Erzeugungsdaten veröffentlicht werden, Lastgang aus Umrechnung der Erzeugungsmenge in einen Base-Lastgang
- Angenommener Marktwert auf Basis Preisprognose EEG-Uml. 2013: 51,15 €/MWh x Marktwertfaktor x Erzeugungsmenge
- Tatsächlicher Marktwert: Erzeugungslastgang x EPEX-Day-ahead-Preis
- Strompreiseffekt: Tatsächlicher Marktwert - angenommener Marktwert
- Quellen: Online-Hochrechnung: <http://www.netztransparenz.de/de/Marktpr%C3%A4mie.htm>
Berechnung der EEG-Umlagen: <http://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage.htm>

Berechnung der Kosten des EEG-Stroms 2015

	Anteil	MWh	Mio. €	ct/kWh
Vergütungen¹	44,23 %	160.487.582	26.452	16,48
Wasserkraft	1,70 %	6.091.853	523	8,59
Gase	0,47 %	1.678.570	110	6,53
Bioenergie	10,71 %	38.357.604	6.920	18,04
Geothermie	0,04 %	158.705	39	24,30
Wind an Land	18,66 %	66.872.688	6.126	9,16
Wind auf See ²	3,13 %	11.231.204	2.094	18,64
Photovoltaik ³	9,51 %	36.096.958	10.641	29,48
Profilservice und Handelsanbindung			196	0,12
Liquiditätsreserve und Zinsen			2.136	1,33
Kontostand am 30.11.2014			-1.383	-0,86
Strompreiseffekt			-1.317	-0,82
Summe			26.084	16,25

¹ anzulegende Werte abzüglich vermiedener Netzentgelte

² incl. Einnahmen aus der Offshore-Versteigerung

³ incl. geförderter PV-Eigenverbrauch (EEG 2009)

Berechnung des Strompreiseffekts in der EEG-Umlage 2015

	Erzeugung 10/2013-9/2014	Marktwert gem. EEG-Uml. 2014	tatsächlicher Marktwert	Strompreis- effekt
Wind an Land	50.813 GWh	1.966 Mio. €	1.453 Mio. €	- 513 Mio. €
Wind auf See	923 GWh	38 Mio. €	29 Mio. €	- 9 Mio. €
Photovoltaik	32.956 GWh	1.410 Mio. €	1.068 Mio. €	- 341 Mio. €
Wasser, Bioenergie, Gase, Geothermie	43.388 GWh	1.906 Mio. €	1.453 Mio. €	- 454 Mio. €
Summe	128.080 GWh	5.320 Mio. €	4.003 Mio. €	- 1.317 Mio. €

Erläuterungen

- Erzeugung Wind und PV: Menge und Lastgang gem. Online-Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung durch die ÜNB
- Erzeugung Sonstige: Menge gem. Prognose für die EEG-Umlage 2014, da keine tatsächlichen Erzeugungsdaten veröffentlicht werden, Lastgang aus Umrechnung der Erzeugungsmenge in einen Base-Lastgang
- Angenommener Marktwert auf Basis Preisprognose EEG-Uml. 2014: 41,45 €/MWh x Marktwertfaktor x Erzeugungsmenge
- Tatsächlicher Marktwert: Erzeugungslastgang x EPEX-Day-ahead-Preis
- Strompreiseffekt: Tatsächlicher Marktwert - angenommener Marktwert
- Quellen: Online-Hochrechnung: <http://www.netztransparenz.de/de/Marktpr%C3%A4mie.htm>
Berechnung der EEG-Umlagen: <http://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage.htm>

Vergleich der Attraktivität des Grünstrom-Markt-Modells

Lieferjahr 2014	Klassische Beschaffung	GMM alt	GMM neu
Stromeinkauf EEG	-	38,68 % x 17,22 ct/kWh	38,68 % x 18,68 ct/kWh
Stromeinkauf Markt	100 % x 3,8 ct/kWh	61,32 % x 3,8 ct/kWh	61,32 % x 3,8 ct/kWh
EEG-Umlage	6,24 ct/kWh	-	-
Summe	10,04 ct/kWh	8,99 ct/kWh	9,56 ct/kWh
Differenz ¹	-	1,05 ct/kWh	0,48 ct/kWh

Lieferjahr 2015	Klassische Beschaffung	GMM alt	GMM neu
Stromeinkauf EEG	-	44,23 % x 16,95 ct/kWh	44,23 % x 16,25 ct/kWh
Stromeinkauf Markt	100 % x 3,5 ct/kWh	55,77 % x 3,5 ct/kWh	55,77 % x 3,5 ct/kWh
EEG-Umlage	6,17 ct/kWh	-	-
Summe	9,67 ct/kWh	9,45 ct/kWh	9,14 ct/kWh
Differenz ¹	-	0,22 ct/kWh	0,53 ct/kWh

¹ abzüglich Kosten für Strukturierung (Marktwert), Prognoseabweichung (Ausgleichsenergie), Integrationsabgabe und Übererfüllung der Mindestanteile, beim GMM alt zzgl. vermiedene Netzentgelte

Berücksichtigung von Liquiditätsreserve und EEG-Kontostand macht das GMM stabiler und verhindert Mitnahmeeffekte

- Statt starken Schwankungen zu unterliegen bleibt die **Attraktivität des GMM stabil**, weil sich Liquiditätsreserve und Kontostand im gleichen Jahr „auf beiden Seiten“ auswirken
 - Liquiditätsreserve → erhöht EEG-Umlage **und** EEG-Kosten
 - negativer EEG-Kontostand → erhöht EEG-Umlage **und** EEG-Kosten
 - positiver EEG-Kontostand → senkt EEG-Umlage **und** EEG-Kosten
- Damit gibt es **keinen Anreiz** mehr, **jährlich** zwischen Inanspruchnahme des Modells und normaler Beschaffung **zu wechseln**
 - Damit wird das Risiko, dass im GMM **Mitnahmeeffekte** entstehen, **beseitigt**
- Nur der **Strompreiseffekt** führt noch zu geringen **Verschiebungen zwischen den Jahren**, weil sich der reale Strompreis beim GMM-Vertrieb im Jahr der Vermarktung, bei der EEG-Umlage jedoch erst im Folgejahr niederschlägt
 - Die **Auswirkungen** auf die Attraktivität des Modells sind jedoch **gering**
 - Außerdem wird der **Strompreiseffekt** (in €/MWh) **abnehmen**, weil beim heutigen Markt-preisniveau für Abweichungen bei den Vermarktungserlösen im bisherigen Ausmaß von 10 €/MWh und mehr nach unten keine Luft mehr ist

Integrationsabgabe und Verfügbarkeit von PV-Anlagen begrenzen Marktwertoptimierung (1/3)

- **Problem/Kritik**
 - Risiko von Mitnahmeeffekten durch die Marktwertoptimierung des Portfolios
 - durch die bevorzugte Vermarktung von PV-Anlagen mit hohem Marktwert und
 - durch die bevorzugte Vermarktung in den Wintermonaten mit hohen Marktwerten
- Hintergrund sind die zwischen den Monaten und Technologien stark schwankenden Marktwerte

Monat (2014)	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Marktwert-EPEX	3,587	3,359	3,105	3,158	3,063	3,152	3,188	2,793	3,479	3,523	3,637	3,289
Marktwert Wind Onshore	3,066	2,925	2,324	2,703	2,713	2,907	3,115	2,264	3,379	3,066	3,273	2,433
Marktwert Wind Offshore	3,606	3,200	2,638	2,819	2,912	2,914	3,132	2,520	3,410	3,275	3,397	2,950
Marktwert Solar	3,872	3,311	2,902	3,096	3,039	3,258	3,311	2,749	3,618	3,572	3,720	3,553
Marktwert steuerbar	3,587	3,359	3,105	3,158	3,063	3,152	3,188	2,793	3,479	3,523	3,637	3,289

Studie zur Marktwertoptimierung von Energy Brainpool belegt sogar für Ex-post-Optimierung geringe Auswirkungen

Zusammenfassung der Ergebnisse

- Der höhere Marktwert von PV **begünstigt** wie erwartet **Portfolien mit hohem PV-Anteil**
- Die unterjährige **Optimierung wird durch die Integrationsabgabe begrenzt**, dieser Effekt verstärkt sich künftig durch die weiter zunehmende (f)EE-Quote
- Der **theoretische, maximale Kostenvorteil** beträgt für 2015 auf Basis einer monatlichen **Ex-post-Optimierung 0,125 ct/kWh** bezogen auf den Stromabsatz
 - Mit den in der Direktvermarktung verfügbaren PV-Anlagen (6.243 MW im März 2015) ist diese theoretische Optimierung **nur für maximal 5,75 TWh GMM-Stromabsatz möglich**
 - In diesem Fall würden dem EEG-Konto **theoretisch Kosten von maximal 7,2 Mio. €** oder 0,03 % des Umlagebetrags von 21,8 Mrd. € entstehen
- Die Erfüllung des fEE-Mindestanteils durch **Windstrom** führt zu einer (ebenso geringen) **Entlastung des EEG-Kontos**

Reale Möglichkeiten zur Marktwertoptimierung stark sind begrenzt, weil Anlagen zwei Monate im Voraus angemeldet werden müssen

- Die Studie basiert auf einer **Ex-post-Optimierung**, das heißt, dass die monatliche Zusammensetzung des Portfolios **im Nachhinein unter Kenntnis der tatsächlichen Erzeugungslastgänge und Preisverläufe** optimiert wurde
- Tatsächlich** müssen die Anlagen jedoch **einen Monat vor Beginn des betreffenden Monats** angemeldet werden
 - Die **starken, nicht vorhersehbaren Schwankungen der Marktwerte** zwischen jahreszeitlich ähnlichen Monaten machen die **theoretische Ex-post-Optimierung in der Realität unmöglich**

Monat (2014)	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Marktwert-EPEX	3,587	3,359	3,105	3,158	3,063	3,152	3,188	2,793	3,479	3,523	3,637	3,289
Marktwert Wind Onshore	3,066	2,925	2,324	2,703	2,713	2,907	3,115	2,264	3,379	3,066	3,273	2,433
Marktwert Wind Offshore	3,606	3,200	2,638	2,819	2,912	2,914	3,132	2,520	3,410	3,275	3,397	2,950
Marktwert Solar	3,872	3,311	2,902	3,096	3,039	3,258	3,311	2,749	3,618	3,572	3,720	3,553
Marktwert steuerbar	3,587	3,359	3,105	3,158	3,063	3,152	3,188	2,793	3,479	3,523	3,637	3,289

Verfügbarkeit und Kosten von Bürgschaften begrenzt PV-Anteil in den GMM-Portfolien zusätzlich

- Im GMM muss im Gegensatz zur Marktprämie, in der nur der Marktwert besichert werden muss, die **gesamte Vergütungshöhe mit Bürgschaften abgesichert** werden, es wird daher bei Wind onshore etwa das dreifache und bei PV das mindestens **vier- bis sechsfache Bürgschaftsvolumen** benötigt
- Die **begrenzte Verfügbarkeit von Bürgschaften** insbesondere bei mittelständischen Akteuren und die **Kosten für diese Bürgschaften**, die einen spürbaren Anteil an den Vermarktungskosten ausmachen, begrenzen die Möglichkeiten, PV-Strom in das Modell einzubeziehen, zusätzlich
- Ein **einseitiger Fokus auf PV-Strom** mit hohem Marktwert (über die Gesamtheit aller GMM-Akteure hinweg) ist auch aus diesen Gründen **nicht realistisch**
- In der Praxis wird die **Optimierung** der GMM-Vertriebe daher eher die **sichere Erfüllung der Mindestanteile** und weniger die Marktwertoptimierung zum Ziel haben
- Ein – wenn auch begrenzter – **Anreiz des GMM, PV-Anlagen**, die derzeit in der Einspeisevergütung sind, **direkt zu vermarkten** und dazu mit einer Fernsteuerung auszustatten, wäre außerdem **positiv** zu bewerten

Die administrative Abwicklung des Modells verursacht keinen zusätzlichen Aufwand für die Netzbetreiber (1/2)

Abwicklung zwischen Anlagenbetreiber/Vermarkter und Verteilnetzbetreiber

- Anlagen, deren Strom auf die Mindestanteile des GMM angerechnet werden soll, müssen vom Vermarkter in die **sonstige Direktvermarktung** gemeldet werden
- Zusätzlich muss der Betreiber gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber den **Verzicht** auf die Inanspruchnahme der **vermiedenen Netzentgelte** erklären
- Der Netzbetreiber erstattet die vermiedenen Netznutzungsentgelte ebenso wie im Falle der Marktprämienvermarktung **an das EEG-Konto**
- Auf Antrag des Betreibers **bescheinigt der Netzbetreiber** den **anzulegenden Wert** der Anlage, der Grundlage für die Berechnung der Marktprämie wäre, und dass alle Voraussetzungen für die Auszahlung der Marktprämie mit Ausnahme der Meldung in die geförderte Direktvermarktung vorliegen
- Für den Netzbetreiber entsteht dadurch **kein Mehraufwand** gegenüber der Abwicklung der Marktprämie

Die administrative Abwicklung des Modells verursacht keinen zusätzlichen Aufwand für die Netzbetreiber (1/2)

Abwicklung zwischen GMM-Vertrieb und Übertragungsnetzbetreiber

- Der **GMM-Vertrieb** meldet monatlich an den ÜNB
 - die angerechneten Strommengen einschließlich ihres **anzulegenden Werts**, und die Anteile, die davon den Lastgang der versorgten Kunden überschritten haben
 - den **umlagepflichtigen Letztverbraucherabsatz**
 - die **Berechnung der Differenz** zwischen dem anzulegenden Wert und den Kosten des EEG-Stroms sowie der angefallenen **Integrationsabgabe**
- Die **Bezahlung** bzw. Erstattung der Differenz und die Bezahlung der Integrationsabgabe erfolgt monatlich mit der **gleichen Frist**, mit der die **EEG-Umlage** zu bezahlen wäre
- Nach **Abschluss des Jahres** erfolgt eine **Endabrechnung**
- Die **korrekte Berechnung** der Differenz und der Integrationsabgabe sowie das Vorliegen der Bescheinigungen über die anzulegenden Werte der angerechneten Anlagen sind durch ein **Wirtschaftsprüfertestat** nachzuweisen
- Für die ÜNB entsteht damit ein **vergleichbarer Aufwand** wie bei der Abrechnung der EEG-Umlage

Die Regelungen des Grünstrom-Markt-Modells im Detail

Die Regelungen des GMM im Detail: Einzuhaltende Anteile und deren Berechnung (1/2)

- Ein EVU, das **Strom aus EEG-Anlagen ohne Förderung einkauft**, braucht **keine EEG-Umlage** für seine Letztverbraucherbelieferung abzuführen, wenn es in seinem Portfolio auf Jahresbasis
 - keinen kleineren **Anteil an Strom aus EEG-Anlagen** und
 - keinen kleineren **Anteil an Strom aus „volatilen EEG-Anlagen“** (PV, Wind) aufweist
 - als die **entsprechenden Anteile an EEG-Strom am voll EEG-umlagepflichtigen Letztverbraucherabsatz**
- Bei der Berechnung des Anteils an EEG-Strom am umlagepflichtigen Stromverbrauch
 - sind **alle Strommengen** aus EEG-Anlagen zu berücksichtigen, **die eine Förderung erhalten**: Einspeisevergütung, geförderte Direktvermarktung (Marktprämie) und geförderter PV-Eigenverbrauch (EEG 2009)
 - Strommengen, die im Rahmen des GMM angerechnet werden, sind bei der Prognose wie Strommengen, die im Rahmen der geförderten Direktvermarktung vermarktet werden, zu behandeln (damit sie bei der Berechnung der durchschnittlichen Kosten des EEG-Stroms berücksichtigt werden)

Die Regelungen des GMM im Detail: Einzuhaltende Anteile und deren Berechnung (2/2)

- **Anrechenbar zur Erfüllung** der einzuhaltenden Mindestanteile ist Strom aus EEG-Anlagen,
 - der **grundsätzlich vergütungsfähig** ist; das heißt, dass der Betreiber alle Pflichten erfüllt, die Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Marktprämie sind (z.B. Fernsteuerung, Einsatzstofftagebuch, Umweltgutachter-Bescheinigungen etc.), und
 - der im Rahmen der **sonstigen Direktvermarktung vermarktet** wird
- Die Anteile beziehen sich jeweils auf den (fiktiven) voll **umlagepflichtigen Stromabsatz** an Letztverbraucher
 - Strom, der unter die BesAR fällt wird mit dem Anteil, der für diesen Strom zu zahlenden EEG-Umlage im Verhältnis zur vollen EEG-Umlage entspricht, berücksichtigt

Die Regelungen des GMM im Detail: Sicherstellung der Kostenneutralität

- Zur **Sicherstellung der Kostenneutralität** gegenüber dem EEG-Konto muss
 - der zur Erfüllung der Mindestanteile angerechnete Strom einen **durchschnittlichen EEG-Vergütungsanspruch** (anzulegender Wert wie bei der geförderten Direktvermarktung) in Höhe
 - der **durchschnittlichen Kosten des Stroms**, der nach der ÜNB-Prognose für das Folgejahr insgesamt nach dem EEG gefördert wird, aufweisen
- Das wird grundsätzlich dadurch erreicht, dass das EVU ein Portfolio mit entsprechendem Vergütungsanspruch vermarktet
- Zur **Vereinfachung** der Umsetzung erfolgt eine **Verrechnung der Differenz** zwischen
 - dem durchschnittlichen EEG-Vergütungsanspruch des angerechneten Stroms und
 - den durchschnittlichen Kosten des gesamten EEG-Stromsmit dem EEG-Konto
- Dabei ist nur der Strom zu berücksichtigen, der zur Erfüllung der Mindestanteile angerechnet wird. Nicht dagegen darüber hinausgehende Strommengen, auch wenn sie aus Anlagen stammen, deren Strom teilweise auf die Mindestanteile angerechnet wird.

Die Regelungen des GMM im Detail: Durchschnittliche EEG-Kosten und durchschnittlicher anzulegender Wert des Portfolios

- In die Berechnung der **durchschnittlichen Kosten des EEG-Stroms** werden einbezogen:
 - **Vergütungsanspruch** einschl. aller Prämien (anzulegender Wert) **aller EEG Anlagen** in der geförderten DV sowie der Einspeisevergütung abzüglich der vermiedenen Netzentgelte
 - Kosten des **PV-Eigenverbrauchs** (EEG 2009) und der 50,2 Hz-Umrüstung
 - **Liquiditätsvorsorge** und **Kontostand des EEG-Konto** am 30.9. korrigiert um den **Strompreiseffekt** (Betrag, der aus der Abweichung der tatsächlichen Preise am Spotmarkt von den bei der Berechnung der EEG-Umlage angenommenen Preisen resultiert)
 - Profilservicekosten, Handelsanbindung und Zinsen
 - Erlöse aus der **EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom** sowie aus der **Offshore-Versteigerung**
- Diese Kosten sind zu beziehen auf die **insgesamt nach dem EEG geförderte Strommenge** (Einspeisevergütung, geförderte Direktvermarktung einschließlich Strom, der im Rahmen des GMM angerechnet wird, und PV-Eigenverbrauch)
- Beim angerechneten Strom wird der **anzulegende Wert in der bei der geförderten Direktvermarktung geltenden Höhe** (also einschl. Anspruch auf Prämien und Boni wie „Management-“, Flexibilitätsprämie, Flexibilitätszuschlag) berücksichtigt
- Die Verrechnung erfolgt monatlich mit einer kalenderjährlichen Endabrechnung

Die Regelungen des GMM im Detail: Integrationsanreiz, vermiedene Netzentgelte, Nachweis

- **Integrationsabgabe:** Für zur Erfüllung der Mindestanteile angerechneter Strom, der auf **1/4 h-Basis den Lastgang** des versorgten, umlagepflichtigen Letztverbrauchs **übersteigt**, ist eine Integrationsabgabe in Höhe **von 2 ct/kWh an das EEG-Konto** zu zahlen
- Für Strom, der zur Erfüllung der Mindestanteile eingesetzt wird, dürfen **Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien** ausgestellt werden.
- Für Anlagen, deren Strom auf die Mindestanteile angerechnet wird, dürfen **keine vermiedenen Netzentgelte** in Anspruch genommen werden.
 - Die vermiedenen Netznutzungsentgelte aus diesen Anlagen sind vom Netzbetreiber an das EEG-Konto zu erstatten.
- Die Einhaltung der Mindestanteile, die Berechnung des Ausgleichs mit dem EEG-Konto sowie die zu zahlende Integrationsabgabe sind gegenüber dem ÜNB **durch ein Wirtschaftsprüfertestat nachzuweisen**

Die Unterstützer des Grünstrom-Markt-Modells



Ansprechpartner



**CLEAN ENERGY
SOURCING**

Clean Energy Sourcing AG, Daniel Hölder
Katharinenstraße 6 , 04109 Leipzig
Tel. 0341 308606 15, daniel.hoelder@clens.eu
www.clens.eu



ElektrizitätsWerke Schönau
Friedrichstraße 53/55, 79677 Schönau
Tel. 07673 8885 0, info@ews-schoenau.de
www.ews-schoenau.de



Greenpeace Energy eG, Christoph Rasch
Hongkongstraße 10, 20457 Hamburg
Tel. 040 808110 658, presse@greenpeace-energy.de
www.greenpeace-energy.de



MVV Energie AG, Bernd Hofmann
Luisenring 49, 68159 Mannheim
Tel. 0621 290 3196, b.hofmann@mvv.de
www.mvv.de



Naturstrom AG, Ronald Heinemann
Reinhardtstraße 23, 10117 Berlin
Tel. 030 683 281940, ronald.heinemann@naturstrom.de
www.naturstrom.de