

Januar 2017: Energiewende am Ende

Befund

1. Während der Kaltwetterperiode der letzten Tage fiel die Leistungseinspeisung der Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen fast völlig aus.
2. Gerade die Kaltflaute zeigt, dass adäquate Speichertechnologien in der dann nötigen Größenordnung eine Utopie, wahrscheinlich gar eine Illusion darstellt.
3. Hinzu kommt das Umkehrproblem, dass die wachsenden Spitzen bei hohen Leistungseinspeisungen den minimalen Bedarf überschreiten und durch die wegbrechende Regelfähigkeit der konventionellen Anlagen die Netzstabilität extrem gefährdet wird. Der Blackout wird immer wahrscheinlicher!

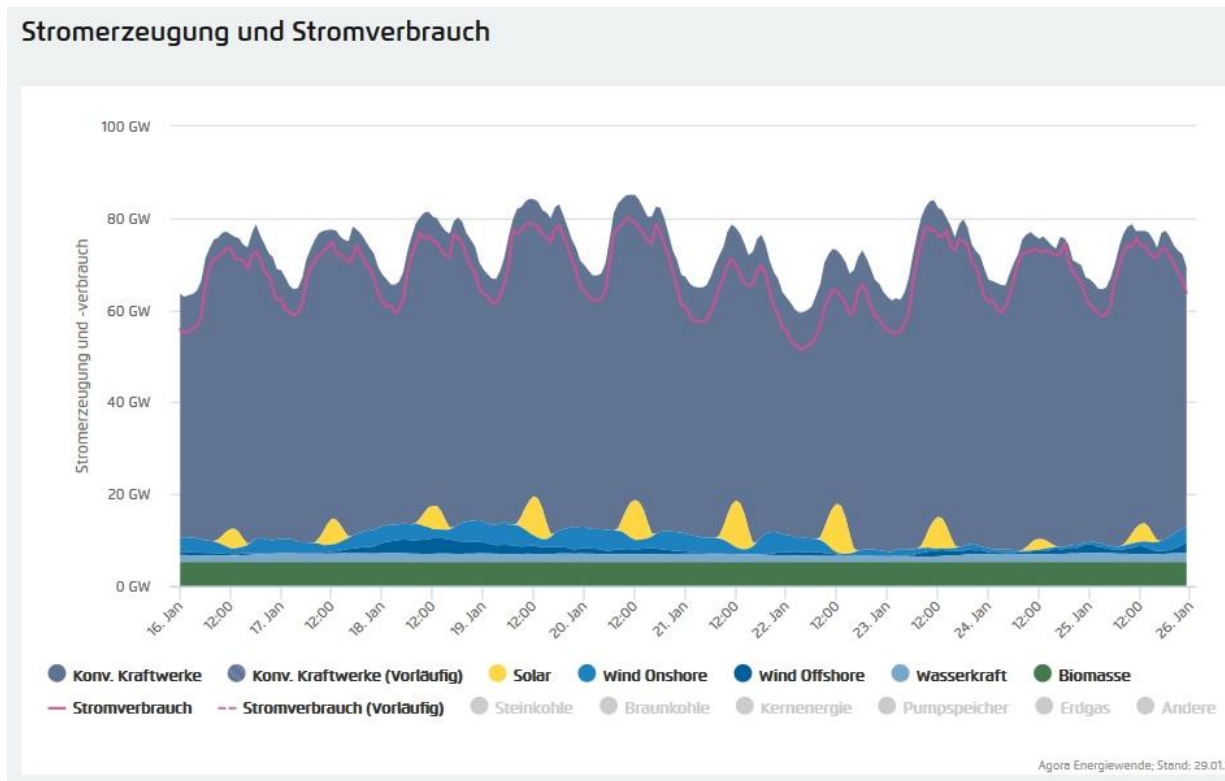
Tiefergehende Analyse

I. Leistungserzeugung im Zeitraum 16. bis 26. Januar 2017

In Deutschland sind aktuell mehr als **26 000 Windenergie-Anlagen** mit einer Nennleistung von **50 000 MW** und Fotovoltaik-Anlagen mit einer Nennleistung von ca. **41 000 MW** installiert. Damit hat die installierte Nennleistung der Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen mit zusammen **91 000 MW** die Größenordnung der Einspeiseleistung des Kraftwerksparks, die zur Sicherstellung einer stabilen Stromversorgung in Deutschland zeitgleich zum Verbrauch im Stromnetz in den letzten Tagen zur Verfügung stehen musste, weit überschritten.

Hinweise: Als **Nennleistung** einer Stromerzeugungsanlage wird die höchste Leistung definiert, die bei optimalen Betriebsbedingungen dauerhaft zur Verfügung gestellt werden kann. Windenergie-Anlagen erreichen beispielsweise ihre auf dem Typenschild angegebene Nennleistung erst bei Windgeschwindigkeiten ab 13 m/sec bis 15 m/sec, die bei starken bis stürmischen Windverhältnissen vorliegen und per Definition zu „Widerstand beim Gehen gegen den Wind“ führen. **Lastganglinien** bezeichnen den zeitlichen Verlauf der eingespeisten elektrischen Leistungen (kW, MW, GW) über eine zeitliche Periode (1 000 kW = 1 MW).

Bild 1: Stromverbrauch und Lastganglinien der Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen Januar 2017 (Quelle: Agora)

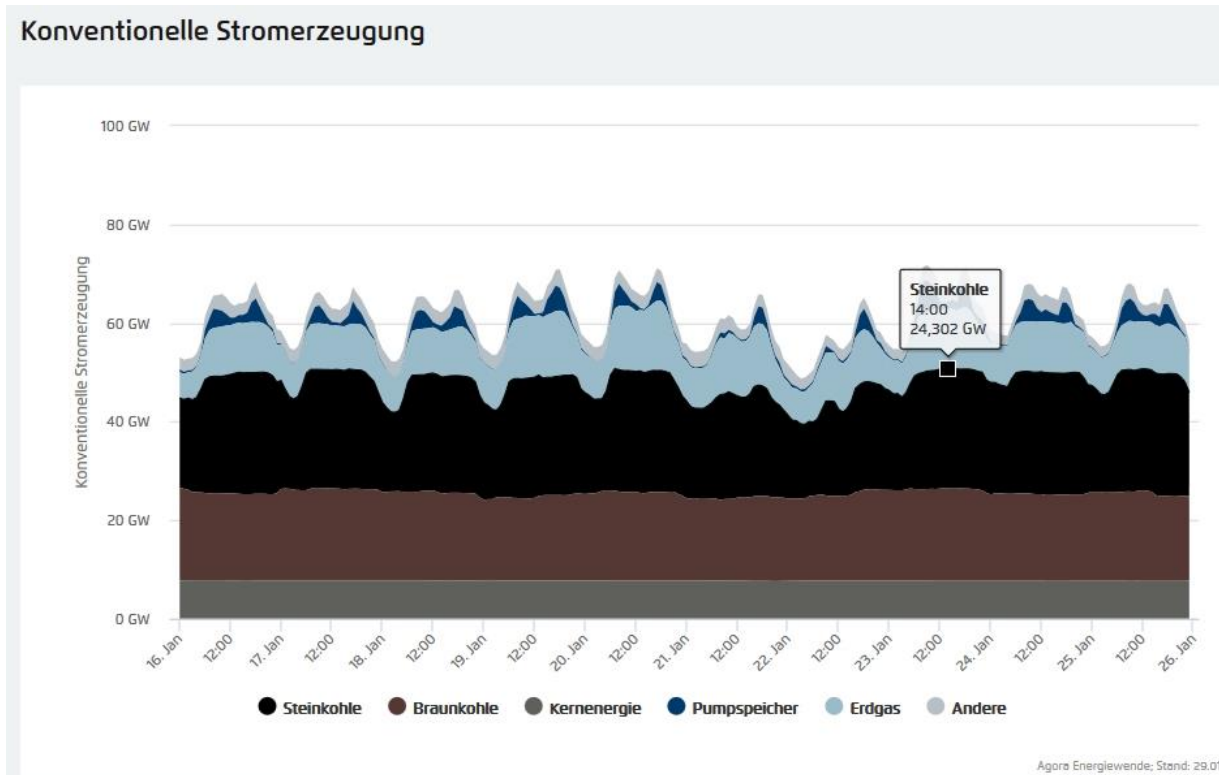


Im Bild 1, das ebenso wie weitere Bilder der Webseite von „Agora Energiewende“ entnommen wurde, ist der Stromverbrauch während der Frostwetterperiode im Januar 2017 (Stromverbrauch: rote Linie) mit fast 80 000 MW in den Tagesspitzen dokumentiert (80 GW = 80 000 MW). Die aufaddierten Beiträge der Leistungseinspeisungen aller deutschen Windenergie-Anlagen (onshore: hellblau, offshore: dunkelblau) und der Fotovoltaik-Anlagen (gelbe Leistungsspitzen) für den Zeitraum 16. bis 26. Januar 2017 variieren zwischen ca. 1 000 MW am 24.01.2017 in der Nacht und 12 000 MW in den Leistungsspitzen zur Mittagszeit. Die Maximalwerte der Fotovoltaik-Einspeisung lagen bei klarem Himmel aufgrund des Sonnenstandes in den Wintermonaten bei bis zu 10 000 MW. Über den gesamten Zeitraum von 10 Tagen bewegten sich die Leistungseinspeisungen aller Windenergie-Anlagen aufgrund der Großwetterlage in Europa auf sehr niedrigem Niveau bis zeitweise unter 1 % der installierten Nennleistung.

Die Differenz zwischen der im Stromnetz nachgefragten Leistung und der fluktuierenden Einspeisung von wetterabhängigen Erzeugern wie z. B. Windkraft- oder Photovoltaikanlagen wird als **Residuallast** bezeichnet, die durch konventionelle Anlagen bereitgestellt werden musste. Im Bild 2 sind die Beiträge der Kernenergie (grau) und der Braunkohle (braun) als breite Grundlastbänder mit zusammen ca. 25 000 MW Einspeiseleistung dokumentiert. Einen sehr großen Anteil an der Stromversorgung nahmen ebenfalls die Steinkohlekraft- und Gas/Ölkraftwerke mit zusammen bis zu 38 000 MW Einspeiseleistung ein, die in den Nächten und am Wochenende dem reduzierten Stromverbrauch nachregelten. Insgesamt wurden in Spitzenzeiten über 70 000 MW durch konventionelle Anlagen für die Stabilisierung der Stromversorgung bereitgestellt.

Während der höchsten Stromerzeugung, am 24.01.2017 um 9 Uhr, trugen sämtliche Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber im Gegensatz dazu nur etwa 2 000 MW an Leistungseinspeisung bei.

Bild 2: Leistungseinspeisung der konventionellen Stromerzeugungs-Anlagen Januar 2017 (Quelle: Agora)



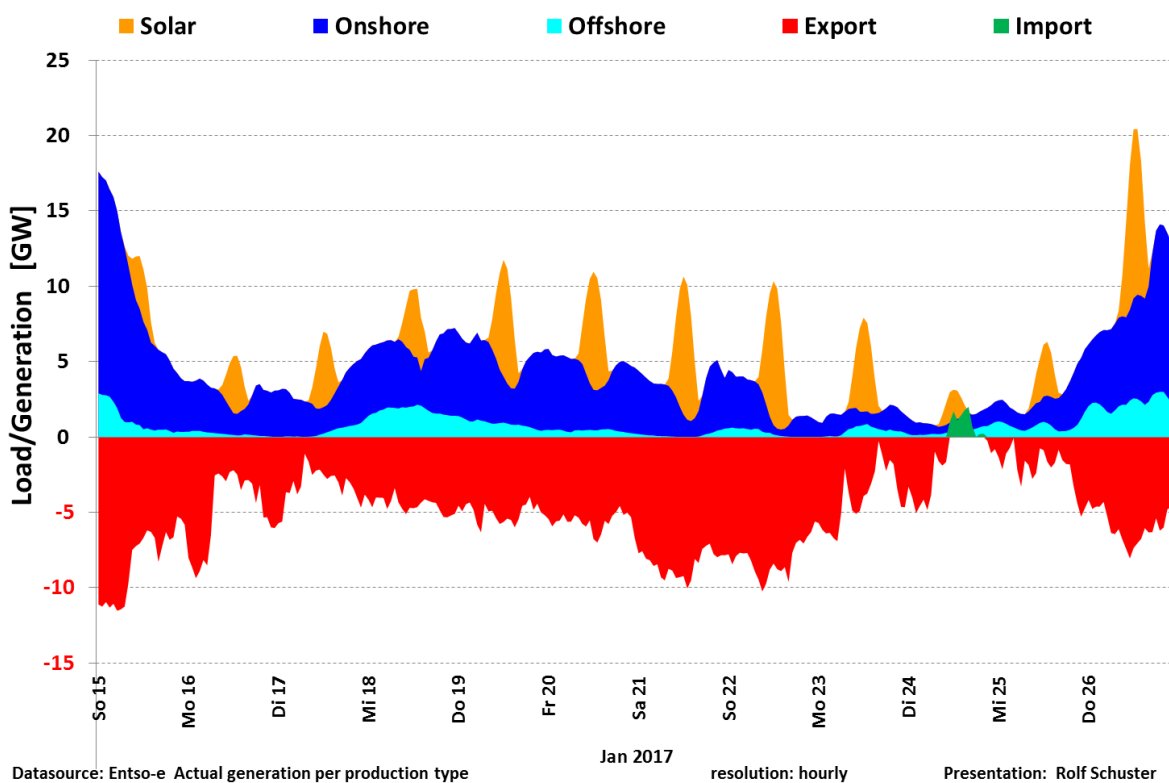
Zur Orientierung: Bei einem Jahresverbrauch von ca. 600 Milliarden kWh in Deutschland wird eine mittlere Einspeiseleistung (600 TWh/8760 h) des gesamten Kraftwerkparcs von rund **68 500 MW** benötigt. Auch die etwa 10 Tage andauernde Großwetterlage zwang die deutschen Stromproduzenten zum Einsatz aller verfügbaren konventionellen Anlagen, um die Netzstabilität aufrechterhalten zu können. Daumenregel: jedes zusätzliche Kältegrad bedingt den Einsatz eines weiteren 1 000 MW-Kraftwerks.

Die Lastganglinien der Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen sind durch eine ausgeprägte Stochastik charakterisiert, im Betrachtungszeitraum im Besonderen mit mittäglichen Leistungsspitzen über die Fotovoltaik-Anlagen und den langen Zeitraum minimaler Einspeiseleistung der Windenergie-Anlagen. Eine gesicherte Stromeinspeisung mit einem akzeptablen „Sockel“ an Einspeiseleistung ist nicht zu konstatieren. Daher bleibt die „gesicherte Minimalleistung“ aller 26 000 Windenergie-Anlagen und Fotovoltaik-Anlagen mit weit über 400 Millionen m² Kollektorfläche in Deutschland trotz des starken Zubaus der letzten Jahre insbesondere auch in den Wintermonaten mit höherem Stromverbrauch weiterhin nahezu Null: **Wenn kein Wind weht, sind alle Anlagen betroffen.** Gleiches gilt für die Fotovoltaik in der Nacht oder an trüben Wintertagen.

II. Export/Import von Strom und hohe Börsenpreise

In den letzten Jahren wird in verschiedenen Medien oftmals über hohe Exportüberschüsse der deutschen Stromproduzenten berichtet und in diesem Zusammenhang auf die hohen Einspeiseraten der Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen hingewiesen.

Bild 3: Korrelation Stromverbrauch und Lastganglinien der Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen im Zeitraum 15. bis 26. Januar 2017 mit Export/Import



Im Bild 3 wird der Verlauf der Leistungseinspeisung aller deutschen Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen im Betrachtungszeitraum und der Umfang des Exports und des Imports mit dem europäischen Ausland dargestellt. Im gesamten Zeitraum – bis auf den Stromengpass am 24.01.2017 - wurde Strom exportiert (rote Fläche), der in der Größenordnung des durch die Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen erzeugten Anteils lag. Dies bedeutet: Dieser Anteil trug im Wesentlichen nichts zur Deckung des eigenen Bedarfs sowie zur Stabilisierung des deutschen Stromnetzes bei, sondern „störte“ lediglich die Erzeugung der durch den konventionellen Kraftwerkspark punktgenau bereitgestellten Leistung!

Bild 4: Entwicklung der Großhandelspreise für Strom in Deutschland

Konventionelle Anlagen ohne Gewinnchancen



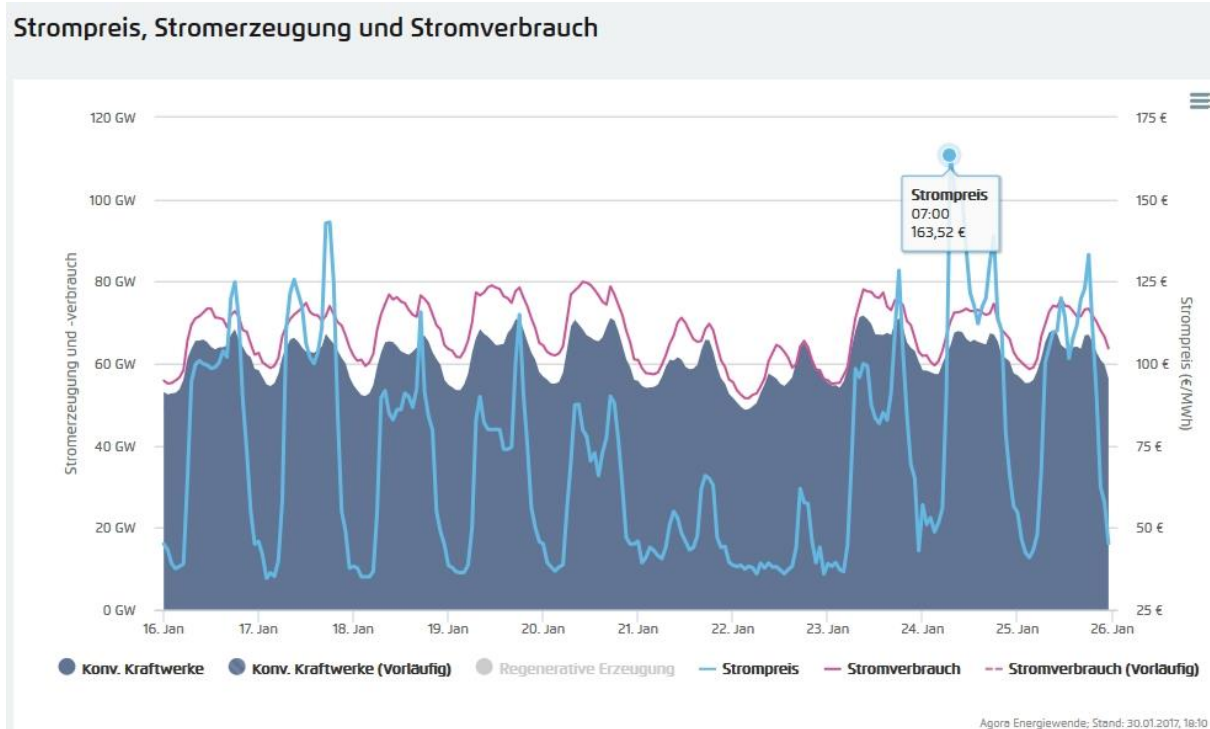
Die im Bild 4 dargestellten Großhandelspreise, die seit Jahren einem starken Abwärtstrend Richtung 2 Cent/kWh folgen und damit die etwa 1 000 Energieversorger an den Rand der Wirtschaftlichkeit ihrer konventionellen Anlagen treiben, lagen während der Kälteperiode auf dem Höchststand (Bild 5). So wurden an der Strombörse in Leipzig Spitzenwerte bis über 160 €/MWh (entsprechend 16 Cent/kWh) kurzzeitig erreicht.

Die Großwetterlage mit Tiefsttemperaturen in Europa und das Fehlen von Erzeugungskapazitäten im französischen Nuklearpark führten zu Engpässen in der Stromversorgung, die durch den Betrieb und die erweiterte Auslastung von Anlagen mit hohen Brennstoffkosten ausgeglichen wurden. Nach Bild 2 wurden Steinkohlekraftwerke und die mit Kostenanteilen bis 8 Cent/kWh belasteten Gaskraftwerke mit hohen Kapazitäten ans Netz gebracht. Der Börsenpreis erreichte ausgehend von 40 €/MWh Tageshöchstwerte zwischen 80 €/MWh bis über 160 €/MWh.

Bild 5 beschreibt die Gesamtsituation der Stromversorgung während der Kaltwetterperiode bezüglich des Stromverbrauchs und der konventionellen Stromversorgung (rote Linie). Die Differenz zwischen dem Stromverbrauch und der konventionellen Erzeugung wurde durch die regenerative Erzeugung bereitgestellt, hier vorwiegend über die Bioenergie.

Bild 5: Korrelation Stromverbrauch, Erzeugung der konventionellen Anlagen und Strombörse in Leipzig im Zeitraum 15. bis 26. Januar 2017

(Quelle: Agora)



Auffällig sind die hohen Börsenpreise Im Betrachtungszeitraum an den Werktagen, die sich am Wochenende und in der Nacht jeweils dem niedrigen Niveau von ca. 30 €/MWh wieder annähern. Die hohen Börsenpreise mit dem Spitzenwert von 163,5 €/MWh am 24.02.2017 sind Ausdruck der extremen Stromknappheit im europäischen Verbund während der Frostwetterperiode. Die minimalen Einspeisungen der Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen (siehe Bild 3) konterkarieren das extreme Wunschdenken bezüglich der Energiewende ohne Kernkraft- und Kohlekraftwerke.

III. Zwischenfazit

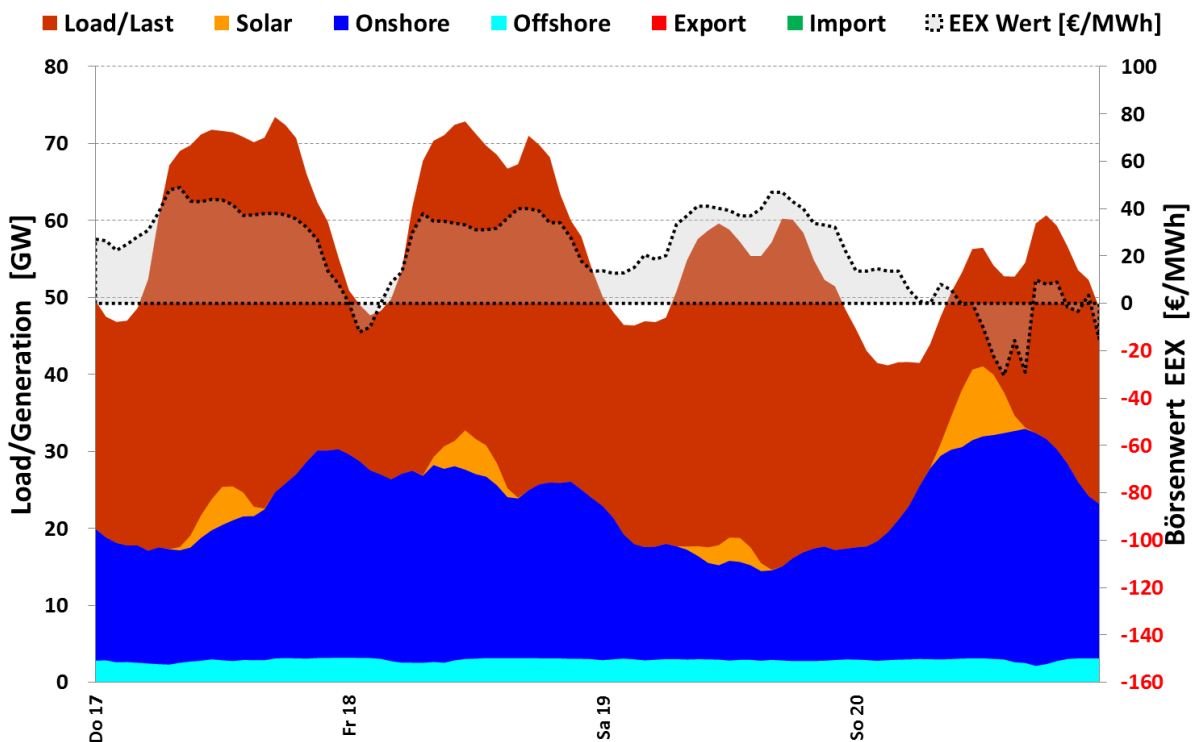
Während der Frostwetterperiode wurden im Zeitraum 16. bis 26. Januar 2017 von den über 26 000 Windenergie-Anlagen mit einer installierten Nennleistung von 50 000 MW nur minimale Leistungseinspeisungen für die Stromversorgung bereitgestellt. Die Kernenergie-, Kohle- und Gaskraftwerke übernahmen fast vollständig die Stromversorgung in Deutschland. Die hohen Börsenpreise in diesem Versorgungszeitraum sind ein deutliches Indiz für die Stromknappheit während dieses Zeitraums. Die „Stromspeicherung“ als Ausweg aus dem Dilemma der stochastischen Leistungseinspeisung fluktuierender, wetterabhängiger Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen erscheint illusorisch vor dem Hintergrund der Größenordnung des Stromverbrauchs. Im Zeitraum von 10 Tagen werden ca. 16 Milliarden kWh verbraucht, für die Investitionskosten über eine Batteriespeicherung von 16 Billionen € bereitzustellen wären. Die großtechnisch machbare Alternative über Pumpspeicherkraftwerke würde den Bau von 2800 Anlagen mit je 1000 MW Nennleistung bedingen.

In Deutschland ist zurzeit eine Pumpspeicherkapazität installiert, die 7 Anlagen von jeweils 1000 MW Nennleistung entspricht. Zudem besitzt Deutschland keine topologischen Voraussetzungen für den Bau ausreichend vieler Pumpspeicherkraftwerke, deren Baukosten sich ebenfalls im Bereich von Billionen € bewegen würden.

IV. Negative Strompreise bei hohen Windenergie-Leistungseinspeisungen

Die „Lupe“ in Bild 6 dokumentiert den zu minimalen Leistungseinspeisungen komplementären Vorgang der hohen Leistungseinspeisung bei minimalem Stromverbrauch am Sonntag, den 20. November 2016 und seine Auswirkungen auf den Strompreis an der Börse sehr deutlich. In diesem Bild ist der Börsenwert des Stroms (rechte Ordinate: Börsenwert EEX) in €/MWh schwarzgestrichelt nachgeführt. Der Wert einer kWh variiert innerhalb der vier Tage zwischen ca. 5 Cent/kWh und dem Minimalwert von **minus 3,04 Cent/kWh** am 20.11.2016 zwischen 14 Uhr bis 15 Uhr. Abnehmer erhalten eine Vergütung für die Abnahme von Strom, der im bundesdeutschen Stromnetz nicht adäquat verbraucht werden kann.

Bild 6: Stromverbrauch und Lastganglinien der Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen im Zeitraum 17. bis 20. November 2016



Datasource: Entso-e Actual generation per production type

resolution: hourly

Presentation: Rolf Schuster

In der nachstehenden Tabelle sind stundenweise die Anteile an elektrischer Arbeit aller deutschen Onshore-/Offshore Windenergie-Anlagen und Fotovoltaik-Anlagen für den 20.11.2016 aufgeführt. Zudem sind für diese drei „Regenerativen“ die in diesen 24 Stunden angefallenen EEG-Vergütungen und deren Summierung (Summe EEG) benannt.

Für die Fotovoltaik-Anlagen fallen pro MWh 325 € (32,5 Cent/kWh) im Mittel an EEG-Vergütung an, für Offshore-Kraftwerke 155 €/MWh (15,5 Cent/kWh), für Onshore 80 €/MWh (8 Cent/kWh). Die Summe der EEG-Vergütungen pro Stunde variierte am 20.11.2016 zwischen dem Stunden-Minimalwert von 1,697 Millionen € zwischen 0 Uhr und 1 Uhr und dem Stunden-Maximalwert von 5,664 Millionen € zwischen 12 Uhr und 13 Uhr. Der Maximalwert wurde durch die im Bild 6 sichtbare hohe Überlagerung der Fotovoltaik-Einspeisung (gepaart mit hoher mittlerer EEG-Vergütung von 32,5 Cent/kWh) in der Mittagszeit mit der korrespondierenden sehr hohen Einspeisung aller Windenergie-Anlagen in Deutschland zu diesem Zeitpunkt erreicht.

Tabelle: EEG-Vergütung für Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen in Verrechnung mit dem Börsenpreis

Datum	Uhr	Onshore [MWh/h]	Offshore [MWh/h]	Solar [MWh/h]	Solar EEG 325 €/MWh	Offshore EEG 155 €/MWh	Onshore EEG 80 €/MWh	Summe EEG	Börsenwert EEX €/MWh	Summe EEX
20.11.2016	0	14.574	2.962	0	0 €	459.110 €	1.238.790 €	1.697.900 €	13,66	239.542 €
20.11.2016	1	14.754	2.892	0	0 €	448.260 €	1.254.090 €	1.702.350 €	13,62	240.339 €
20.11.2016	2	15.542	2.791	0	0 €	432.605 €	1.321.070 €	1.753.675 €	14,66	268.762 €
20.11.2016	3	16.613	2.878	0	0 €	446.090 €	1.412.105 €	1.858.195 €	13,61	265.273 €
20.11.2016	4	18.160	2.946	0	0 €	456.630 €	1.543.600 €	2.000.230 €	13,64	287.886 €
20.11.2016	5	19.920	2.982	0	0 €	462.210 €	1.693.200 €	2.155.410 €	5,68	130.083 €
20.11.2016	6	22.486	3.028	0	0 €	469.340 €	1.911.310 €	2.380.650 €	1,00	25.514 €
20.11.2016	7	24.786	3.001	65	19.500 €	465.155 €	2.106.810 €	2.591.465 €	-0,01	-279 €
20.11.2016	8	26.458	2.974	1.580	474.000 €	460.970 €	2.248.930 €	3.183.900 €	8,04	249.336 €
20.11.2016	9	27.203	3.015	4.320	1.296.000 €	467.325 €	2.312.255 €	4.075.580 €	5,68	196.176 €
20.11.2016	10	27.454	3.090	7.430	2.229.000 €	478.950 €	2.333.590 €	5.041.540 €	-0,44	-16.709 €
20.11.2016	11	28.338	3.112	9.182	2.754.600 €	482.360 €	2.408.730 €	5.645.690 €	-0,04	-1.625 €
20.11.2016	12	28.830	3.124	9.100	2.730.000 €	484.220 €	2.450.550 €	5.664.770 €	-9,94	-408.077 €
20.11.2016	13	29.078	3.041	7.874	2.362.200 €	471.355 €	2.471.630 €	5.305.185 €	-22,17	-886.645 €
20.11.2016	14	29.408	2.970	5.275	1.582.500 €	460.350 €	2.499.680 €	4.542.530 €	-30,41	-1.145.028 €
20.11.2016	15	30.037	2.609	1.995	598.500 €	404.395 €	2.553.145 €	3.556.040 €	-15,68	-543.171 €
20.11.2016	16	30.417	2.515	167	50.100 €	389.825 €	2.585.445 €	3.025.370 €	-29,04	-961.195 €
20.11.2016	17	30.248	2.130	0	0 €	330.150 €	2.571.080 €	2.901.230 €	9,90	320.542 €
20.11.2016	18	29.247	2.366	0	0 €	366.730 €	2.485.995 €	2.852.725 €	8,06	254.801 €
20.11.2016	19	27.516	2.761	0	0 €	427.955 €	2.338.860 €	2.766.815 €	8,99	272.190 €
20.11.2016	20	25.366	3.037	0	0 €	470.735 €	2.156.110 €	2.626.845 €	-1,58	-44.877 €
20.11.2016	21	22.936	3.110	0	0 €	482.050 €	1.949.560 €	2.431.610 €	-3,35	-87.254 €
20.11.2016	22	21.094	3.116	0	0 €	482.980 €	1.792.990 €	2.275.970 €	3,45	83.525 €
20.11.2016	23	20.086	3.100	0	0 €	480.500 €	1.707.310 €	2.187.810 €	-14,91	-345.703 €
Summe des Tages		697.089 MWh			Summe des Tages		74.223.485 €			-1.606.594 €
Differenz wird über die EEG-Umlage gezahlt										-75.830.079 €

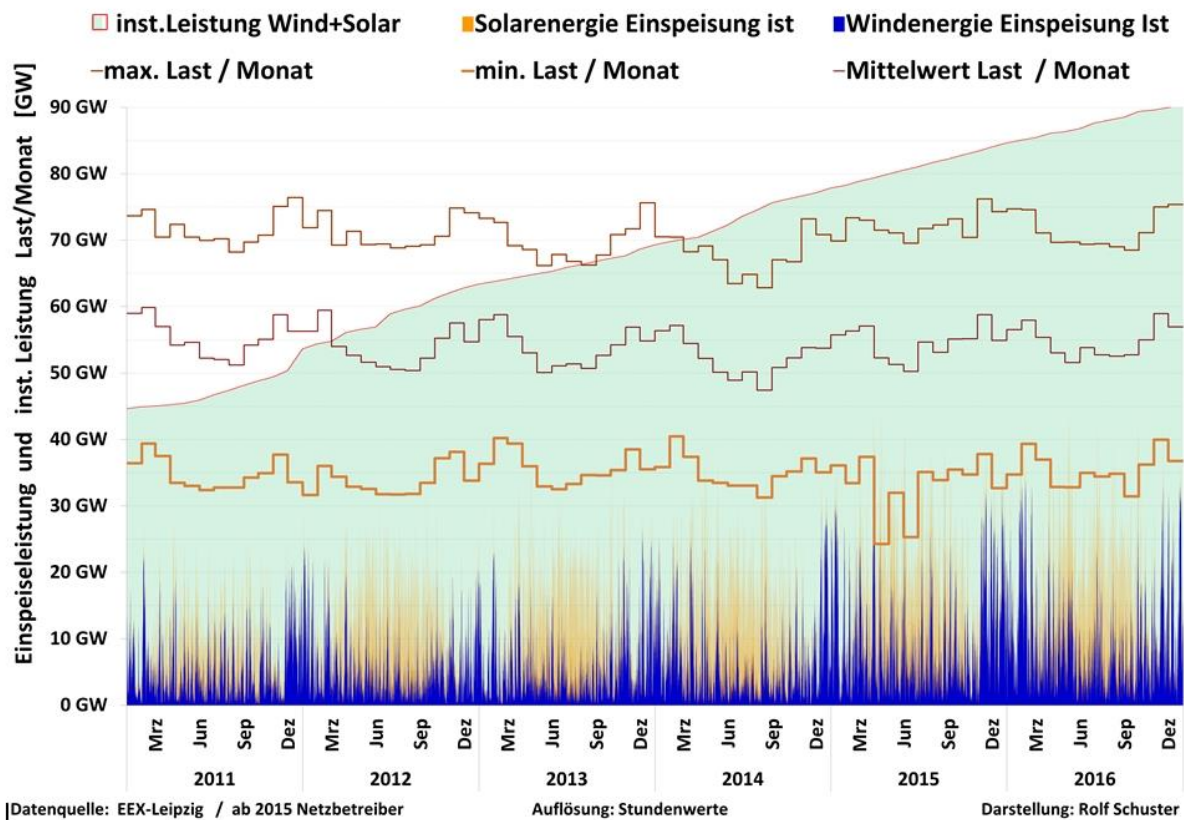
Quelle: Daten der Übertragungsnetzbetreiber

Der an die Betreiber der regenerativen Anlagen (Wind und Sonne) am 20.11.2016 ausbezahlten EEG-Vergütung von **74,223 Millionen €** (im Mittel 3,1 Millionen € pro Stunde) steht ein Börsenwert von **minus 1,606 Millionen €** gegenüber. Als Differenz zwischen der Ausgabe EEG-Vergütung und der Einnahme über den Börsenpreis hatten die Stromkunden über die Bundesnetzagentur daher insgesamt **75,830 Millionen €** an die Anlagen-Betreiber zu überweisen. Negative Strompreise sind in der Tabelle rot gekennzeichnet. Man kann sich also leicht ausrechnen, dass bereits ein rundes Dutzend solcher „guten“ Windtage den so zu errechnenden Gesamtpreis der stattgehabten EE-Stromerzeugung über die Milliardengrenze drücken würden!

V. Schwindende Netzstabilität

Das Bild 7 dokumentiert die gesamte Stromeinspeisung aller Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen in Deutschland im Zeitraum 2011 bis Dezember 2016 vor dem Hintergrund der rasant steigenden installierten Nennleistung auf aktuell 91 000 MW. Die „gesicherte Minimalleistung“ aller Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen in Deutschland bleibt aufgrund der Wetterabhängigkeit (Flauten und Zeiten ohne Sonneneinstrahlung) trotz des starken Zubaus der letzten Jahre im gesamten Zeitraum und insbesondere auch in den Wintermonaten mit höherem Stromverbrauch weiterhin nahezu Null. Eine Glättung der Einspeisung der Windenergie-Anlagen ist trotz weitreichender Verteilung der Anlagen im gesamten Bundesgebiet nicht erkennbar. Ganz offensichtlich wachsen die Ausschläge und Schwankungen mit dem Zubau an Erzeugungskapazitäten immer weiter an.

Bild 7: Lastganglinie der Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen in Deutschland im Zeitraum 2011 bis 2016 mit Darstellung der installierten Nennleistung dieser Anlagen (hellblau)

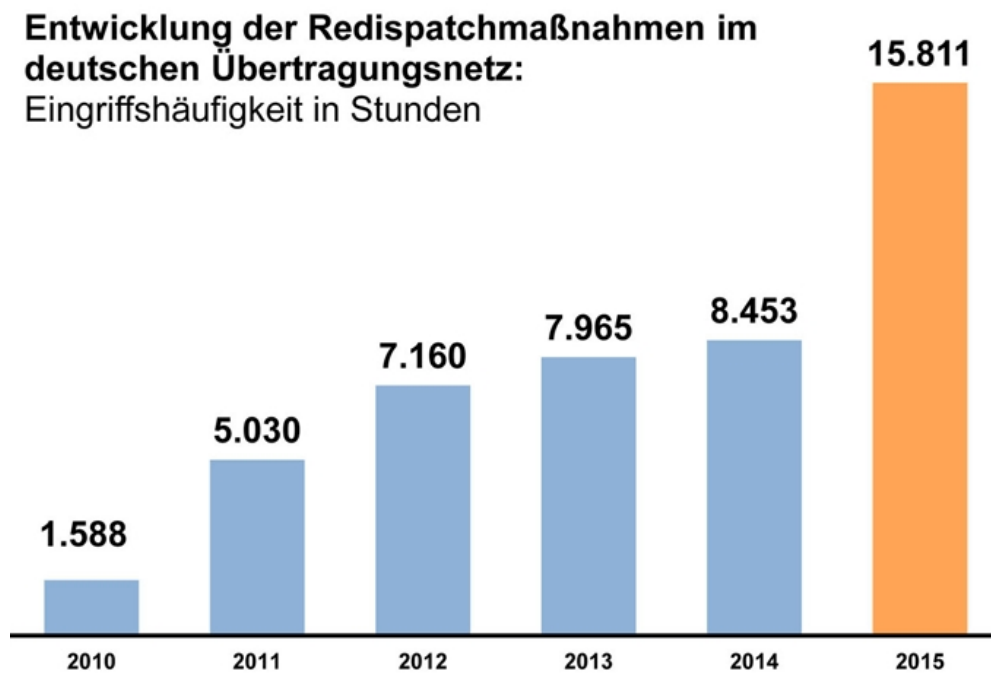


Im Bild 7 sind zudem die Verläufe des Stromverbrauchs (monatlich gerechnet mit roten Linien: minimaler, maximaler Stromverbrauch und monatlicher Mittelwert) angegeben, die über das Jahr relativ konstant sind. Der Stromverbrauch variiert sehr stark zwischen Tag und Nacht und zwischen den Arbeitstagen und den Wochenenden. Die wichtige Aussage ist der stark zunehmende Trend, dass die Stromspitzen der volatilen regenerativen Energien immer öfter die Minima des Stromverbrauchs treffen. Die dünne rote Linie (min. Last/Monat) schneidet die Maxima von „Wind und Sonne“ in zunehmendem Maße.

Die Situation, dass kein ausreichender Puffer zur Regelung der Netzstabilität durch konventionelle Anlagen mehr vorliegt und der nicht verwertbare Anteil nicht regelbarer Energie zu negativen Strompreisen führt, wird kein Einzelfall bleiben, sondern, wie in den letzten Jahren vermehrt feststellbar, die Regel werden. Viel schlimmer als die negativen Strompreise für wertlosen Strom, der teuer entsorgt werden muss ist für die bundesdeutsche Stromversorgung der bald nicht mehr vorhandene Regelpuffer mit konventionellen Kraftwerken, die den mit Vorrang einspeisenden regenerativen Energien nachregeln müssen, oftmals mit voller Ersatzleistung für Wind und Sonne.

Die Statistik der Bundesnetzagentur (**Bild 8**) dokumentiert die erwartungsgemäß starke Zunahme von Eingriffen in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, um Leistungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen. Da die Spitzen der Erzeugung von Sonne und Wind ein Maß erreicht haben, das sich seit geraumer Zeit sehr häufig mit dem Bereich des Verbrauchs schneidet, schwindet die Regelfähigkeit des Netzes aufgrund der schwindenden Flexibilität der Erzeugung massiv.

Bild 8: Eingriffshäufigkeit im deutschen Übertragungsnetz (BNetzA)



Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Entwicklung der Redispatchmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz

Die als Backup-Kraftwerke fungierenden konventionellen Kraftwerke können ihre Leistung maximal auf Null reduzieren. Bei weiterer Anpassung der Leistungserzeugung müssen EEG-Anlagen vom Netz genommen werden, deren nicht erzeugte kWh trotzdem nach EEG bereits jetzt mit hohen Millionenbeträgen vergütet werden müssen. Die negativen Strompreise tragen zur Erhöhung des Stromexports ins europäische Ausland bei, führen zu Zusatzkosten für die deutschen Stromkunden und unterminieren zudem auch im Ausland die Ertragslage der dortigen Versorger.

Die Bilder 7 und 8 dokumentieren die Korrelation zwischen Lastganglinien mit hohen Spitzen und niedrigem Stromverbrauch und der Gefährdung der Stromversorgung sehr anschaulich. Die wachsende Überschneidung des Minimalverbrauchs an Strom mit den Spitzen von Sonne und Wind ab 2015 führte zum massiven Anstieg der Redispatch-Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber und wurde 2016 weiter gesteigert. Die Zahl der Eingriffe zur Stabilisierung der Stromnetze mit Abfahren von Anlagen und schnellem Anfahren von Reserve-Anlagen außerhalb der Planung wird weiter exponentiell ansteigen, mit der Gefahr von Blackout-Situationen. Diese Einschätzungen beruhen nicht etwa auf Verschwörungstheorien, sondern auf leicht durchschaubaren Realitäten.

Abschließende Bemerkung: In der öffentlichen Diskussion der Regenerativen Energien werden gerne die Begriffe „Elektrische Leistung (kW)“ und „Elektrische Arbeit (kWh)“ miteinander vermischt. Die Zuwachsraten an installierter Nennleistung (1 MW = 1 000 kW) werden als Beleg für den Erfolg der regenerativen Stromerzeugung gewertet, obwohl diese nur den Zuwachs an möglichem Potential bei optimalem Angebot an Windgeschwindigkeit und Sonneneinstrahlung beschreiben. Zur Klarstellung sei nochmals dieses einfache Beispiel angefügt: Eine Windenergie-Anlage mit einer Nennleistung von 1 MW liefert, wenn sie über einen Tag ständig mit ihrer maximalen Leistung von 1 MW betrieben wurde, die elektrische Arbeit von 24 MWh (1 MW*24h=24 MWh). Bei Windgeschwindigkeiten unter 3 m/sec steht die Anlage still; die volle Leistung wird bei Sturmstärke erreicht. Die oft geübte Praxis der Verrechnung von Nennleistungen regenerativer Anlagen mit den Leistungen von „Atomkraftwerken“ ist entweder raffiniert angelegte Irreführung oder zeugt von völliger Unkenntnis der physikalischen Zusammenhänge.

V. Fazit:

Der weitere Zubau von Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen führt zu immer größeren Leistungsspitzen, die in zunehmendem Maß die Netzstabilität gefährden. Aus höheren Differenzkosten zwischen EEG-Vergütungen und Börsenerlösen resultieren höhere EEG-Umlagen. Die Ertragslage der 1 000 Energieversorger wird über fallende Börsenpreise weiter geschwächt werden. Andererseits treten Dunkelflauten (wie etwa die zehntägige Kälteperiode im Januar 2017) auf, die eindeutig beweisen, dass selbst ein vielfacher Zubau von Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen kein einziges konventionelles Kraftwerk ersetzen wird. Sie zeigen außerdem eindrucklich, dass das zur Überbrückung insbesondere der „Kaltflaute“ erforderliche Erneuerbare-Energie-Speichervolumen bereits nach wenigen Stunden, erst recht aber nach einigen Tagen ohne konventionelle Erzeugung z.B. über Kohlekraftwerke astronomische Ausmaße erreicht. Die zunehmende Überlappung der Leistungsspitzen von Windenergie- und Fotovoltaik-Anlagen und des minimalen Stromverbrauchs, welche die Sicherstellung der Netzstabilität über konventionelle Anlagen massiv einschränkt, wird der Knackpunkt der Energiewende sein.

Die subventionierte Vorrangspeisung der wetterabhängigen Anteile an der deutschen Stromversorgung läuft aufgrund physikalisch/technischer und wirtschaftlicher Randbedingungen absehbar ihrem Ende entgegen. Verantwortungsvolle Entscheidungsträger sind dringend aufgefordert, dieses Ende politisch zu besiegeln, bevor es durch einen Blackout erzwungen wird.