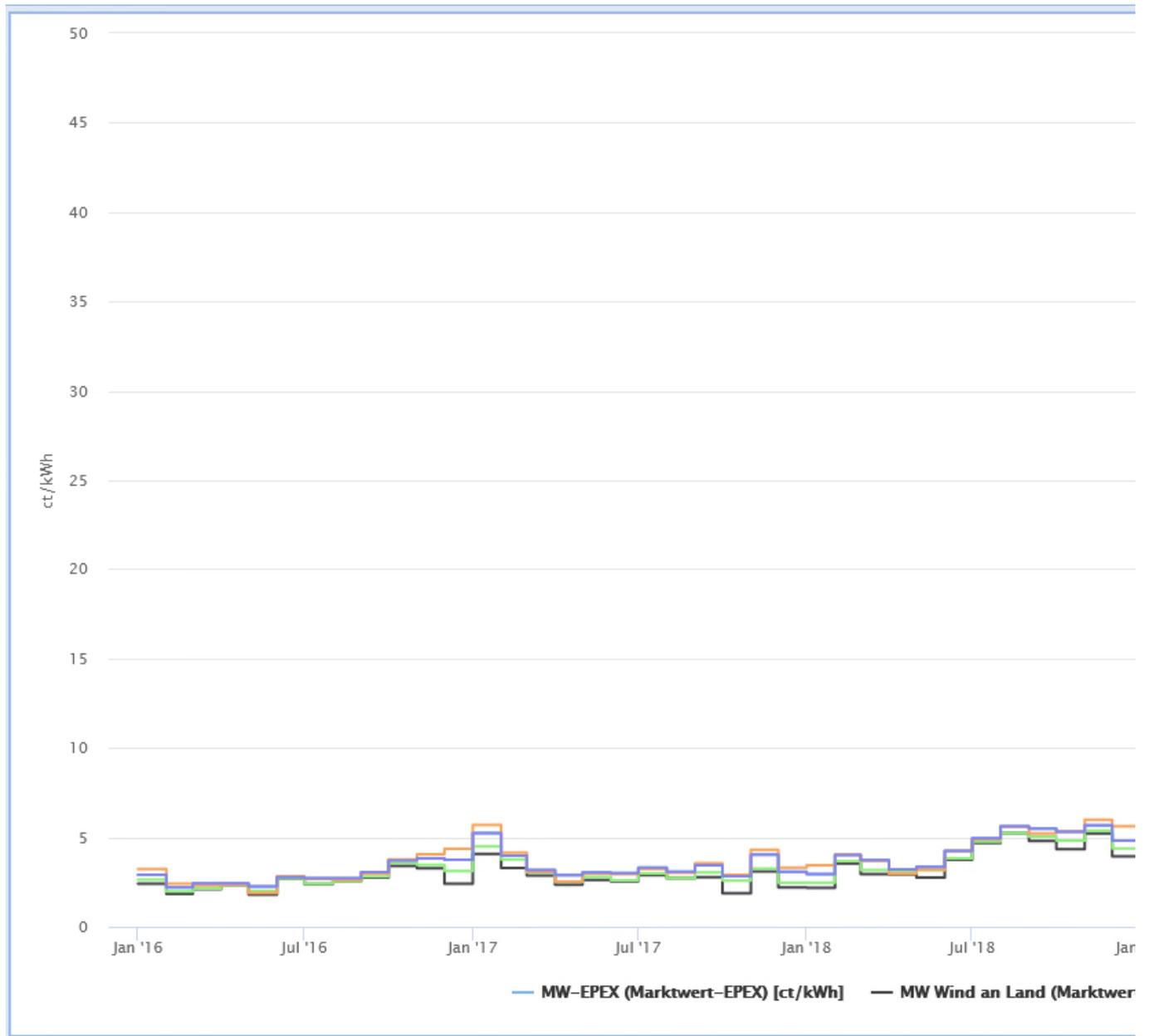
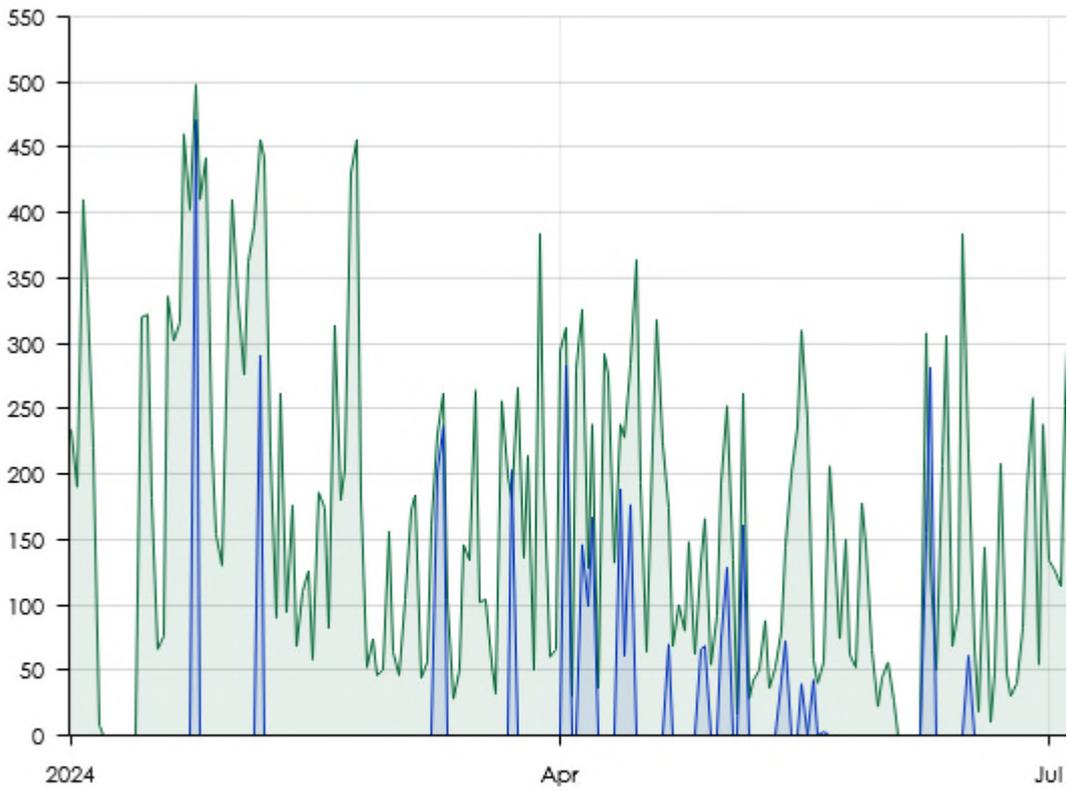


## BK6h

**Von:** daniel@wind-water-sun.eu  
**Gesendet:** Montag, 30. September 2024 10:42  
**An:** Poststelle-BK6  
**Betreff:** [signed INVALID] Stellungnahme zum Eckpunktepapier Redispatch

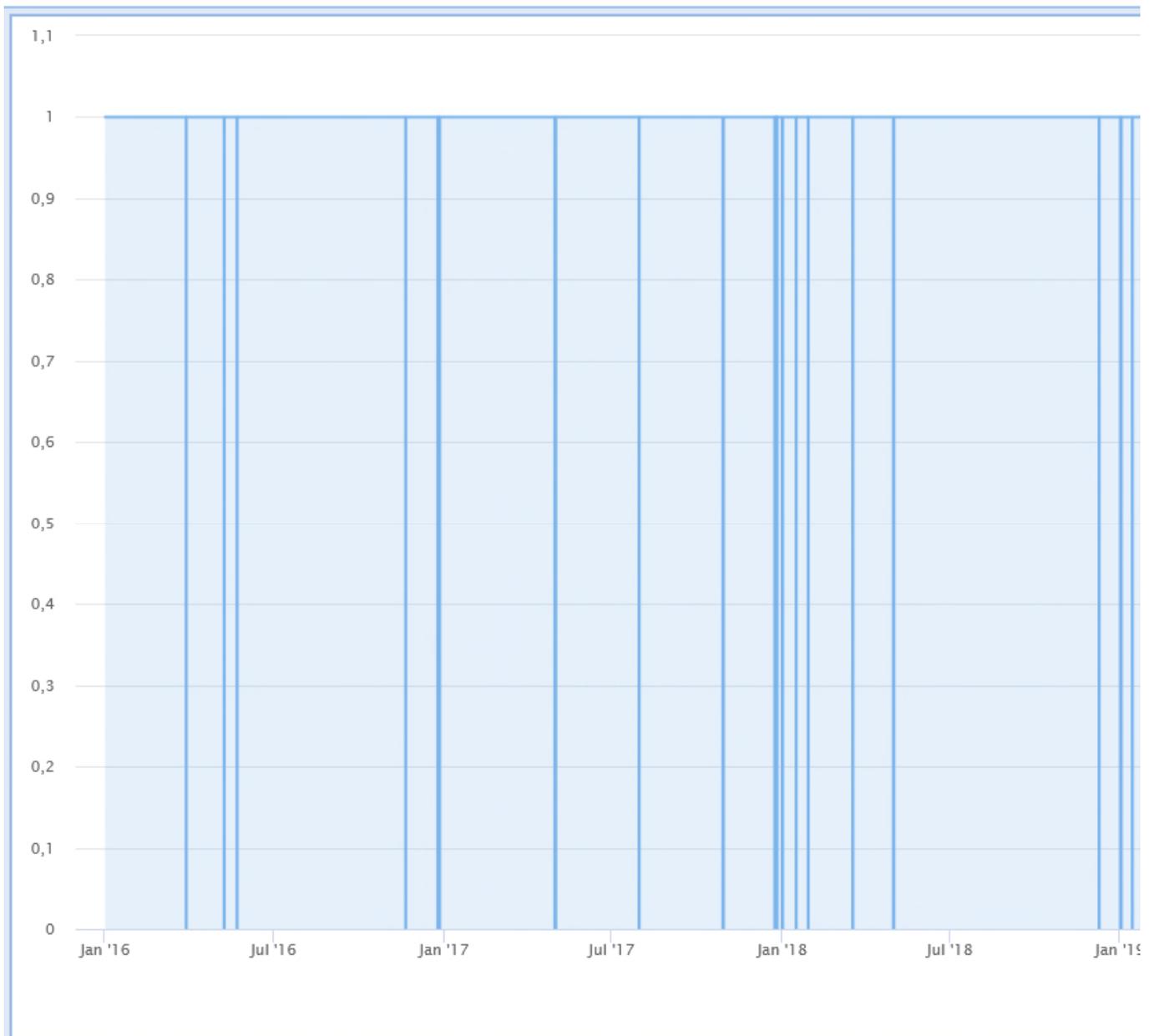
Sehr geehrte Damen und Herren der BNetzA,  
wir sind seit über Zwei Dekaden Marktteilnehmer und wir begrüßen es sehr, dass bei dem Thema Redispatch erneut Änderungen Einzug halten werden.  
Wir sehen bei diesem Thema seit 2016 folgende Entwicklung (Vergl. Grafiken).





- Reguläre Lastgangdaten – Lastgang für Abrechnungen (kW)      —
- Marktgetriebene Schaltungen – Lastgang für Abrechnungen (kW)      —
- Netzgetriebene Schaltungen – Lastgang für Abrechnungen (kW)      —





Eine sehr wichtige Grafik vom ANB Avacon Netz GmbH aus einer Präsentation von vor Zwei Wochen habe ich leider noch nicht vorliegen. Diese zeigt, wie viel GW an Leistung alleine im Avacon Netzgebiet plötzlich und unerwartet von Zeit zu Zeit fehlt, weil der Handel schlagartig mehrere dutzend GW Leistung aus dem Markt nimmt um den Spot Börsenpreis möglichst hoch zu halten.

Um die Ausgleichsenergie zur Verfügung stellen zu können werden daher E-on Kraftwerke (nicht EE) quasi im Leerlauf vorgehalten bei guten Wind- und Sonnentagen.

Herauszuheben ist die zweite Grafik von oben auf der deutlich zu sehen ist, dass es im wesentlichen inzwischen marktliche Eingriffe in das System sind und keine Netzbedingen.

Soviel zum Status Quo.

Zu den Punkten konkret (Alle die wir nicht unten benannte haben halten wir für sinnvoll):

1.2.1 Es ist die Rede von „aktuell oder absehbar relevant für das Netzengpassmanagement in den Übertragungsnetzen sind.“ Da wir aktuell insbesondere durch den PV-Zubau in der Niederspannungsebene eine Netzrelevante Größe erreicht haben, betrifft es alle Netzbereiche. Bezüglich dem Planwertmodell für EE-Anlagen ist es schwer zu realisieren, da die information über eine auftretende Störung im Betriebsablauf nicht geplant werden kann und auch Krankheit oder anderer Ausfall von Mitarbeitern, bzw. umpriorisierung aufgrund störungsbehafteter Anlagen dazu führt, dass angekündigte Wartungsarbeiten verschoben werden müssen.

1.2.2 Das Prognosemodell scheitert regelmäßig aufgrund des Umstandes, dass EE-Anlagen sich zu einem nicht irrelevanten Prozentsatz ungeplant verhalten. Des weiteren werden Wettermodelle von diversen Prognosedienstleistern verwendet, die

aufgrund mathematischer und Physikalischer Gesetzmäßigkeiten mehr oder weniger weit vom realen Anlagenverhalten entfernt sind. Des weiteren siehe Anmerkung bzgl. der Planbarkeit von Ereignissen zu Punkt 1.2.1

1.3.1 Das die Pauschalabrechnung entfällt begrüßen wir. Das die Spitz Light abrechnung an dessen stelle treten soll unterstützen wir nicht. Hintergrund: Die EE-Anlagen besitzen alle Meteorologischen Daten um eine Spitzabrechnung gem. Leitfaden zum Einspeisemanagement durchführen zu können. Das Spitz Light verfahren hat eine erneute unsicherheit gebracht, da es unterschiedlichste Methoden und Anbieter gibt. So ist die aktuelle Praxis, dass der ANB einen anderen Dienstleister einsetzt als der BKV und der Anlageneigentümer setzt gar keinen ein, da er die „echten“ Daten von der EZE hat. Die Datenübertragung von einem zum anderen ist ein wesentlicher Mangel in den bestehenden Redispatch Prozessen (Vergl. Gutachten) weshalb Wir daher der Auffassung sind, dass zukünftig ausschließlich das bisherige Spitz Abrechnungsverfahren auf Grundlage der Messdaten der EZE / EZA zur anwendung kommen sollte.

2.1.1 Es wurden an vielen Stellen für insgesamt mehrere Mio. € die Systeme ertüchtigt um eben genau diese von der BNetzA vorgegebenen Prozesse zu etablieren. Auf der Seite der EE-Anlageneigentümer / Betreiber funktionieren diese Prozesse idR. Inzwischen Reinigungslos, sowohl in deren Rolle als EIV oder BTR und insbesondere in Verbindung mit einem Data Provider (z.B. Connect +) Wir verstehen nicht, aus welchem Grund diese klaren und guten Vorgaben die jeder Marktteilnehmer auf Grundlage der Festlegungen gut umsetzen kann aufgeweicht werden soll. Anstatt die klaren Regelungen generell zu öffnen und somit (Wildwuchs) zu ermöglichen, sollte eine Regelung einzug halten, die es dem Anlageneigentümer ermöglicht den Kommunikationsprozess lesend kontrollieren zu können. Aktuell ist der Anlageneigentümer durch die Marktmacht der Direktvermarkter dazu gezwungen die Rollen EIV und BTR dort mit hin zu geben und bekommt somit keinen Einblick mehr was eigentlich passiert, da die Festlegungen der BNetzA bisher den Anlageneigentümer keine Rolle zugestehen. Die Direktvermarkter geben keinen Vermarktungsvertrag, wenn EIV und BTR nicht bei denen liegt. Daher wäre das einführen einer neuen Rolle „Anlageneigentümer zu kontrollzwecken“ sinnvoll.

2.1.2 Hierzu wäre es gut, wenn die Beschlusskammer eine Frist vorsieht bis wann sich die Marktteilnehmer bilateral zu einem Fall GEMEINSAM ins benehmen gesetzt haben müssen. Hierbei ist auch möglich, für diese Claeringfälle einen Prozess zu definieren der Zwischen den Teilnehmenden Parteien GEMEINSAM abgestimmt wurde. Das Gemeinsam ist hier ein wesentlicher Faktor. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass oftmals einseitig Prozesse vorgegeben worden sind die von der Gegenseite nicht erfüllbar waren.

2.2.1 Siehe 2.1.1 wobei wir die Festlegung auf den BKV der Einspeisestelle ausdrücklich unterstützen. Ungünstig wäre es, wenn es der BKV des Direktvermarkters wird, da damit der Anlageneigentümer einer EE-Anlagen nahezu vollständig seine Gesellschaftlichen Entscheidungen und seine Rolle als Betreiber nicht mehr wahrnehmen kann, da die Anlage dann nur noch aus marktlichen Gesichtspunkten der Vermarktung betrieben wird (Vergl. Grafik Zwei oben in der Mail)

2.2.2 Begrüßen wir.

2.2.3 Der Vorschlag klingt sinnvoll. Allerdings sind wir uns nicht sicher ob die Anwendung der MaLo so erfolgte, dass tatsächlich nur eine MaLo für eine EZA vergeben wurde. Wenn ANB´s evtl. mehrere MaLo´s (aufgrund unterschiedlicher Eigentumsverhältnisse) pro EZA vergeben haben, löst dieser Vorschlag das beschriebene Problem nicht. Alternativvorschlag (Sinngemäß): Sollten sich unterschiedliche Anlageneigentümer nicht binnen sechs Wochen auf einen Direktvermarkter an der SR einigen können, erfolgt die Vergütung des Eingespeisten Stroms auf Grundlage des Monatsmarktwertes und wird durch den ANB abgewickelt.

2.3 Das Marktstammdatenregister sollte um die zu Redispatch erforderlichen Daten ergänzt werden. Dieser Datenbereich sollte aus KRITIS Gründen zusätzlich geschützt und nicht für jeden exportierbar sein. Eine Schnittstelle wie z.B. REST könnte es den Marktteilnehmern ermöglichen dort die Daten herauszuladen. Eine übersendung von angereicherten Daten ohne das der Anlageneigentümer davon weiß ist nicht gut. Besser wäre es, wenn der Anlageneigentümer stets mit informiert wird das seine Daten (DSGVO) jetzt von Marktteilnehmer A an Marktteilnehmer B übermittelt worden sind. Das hätte den Vorteil, dass der Anlageneigentümer transparent erfährt welche Stammdaten zu seiner Anlagen hinterlegt worden sind. Generell gilt, dass in Deutschland viele Anlageneigentümer diese ganzen Themen nicht kennen aber dafür verantwortlich sind. Daher setzen sie oftmals Betriebsführer ein welche die Rolle als Anlagenbetreiber faktisch übernehmen, die aber nur dann ihr Potential ausschöpfen können, wenn sie im Informationsloop sind.

2.4. Wir melden bisher rolierend jeden Ausfall und jede wieder in Betriebsnahme. Wir können das nur zum Zeitpunkt des Ausfalls melden und haben keine Vorlaufzeit, da die Meldung in 90% der Fälle auf Grundlage einer unvorhersehbarkeit (Vergl. 1.2.1) erfolgt. Diese Meldungen sind für eine Netzführende Stelle ungenügend, da die Ausgleichsenergie sofort zur verfügung gestellt werden muss (Kirchhofsche Regel). Es ist aus jahrelanger Erfahrung von uns aus eindeutig zu sagen, dass eine verbesserung der Vorhersagequalität nicht möglich ist. Dies ist auch der Standpunkt vieler anderer Anlageneigentümer und Betriebsführer und entspricht den Erfahrungen diverser Netzleitstellen.

2.5. Lehnen wir vollständig ab. Es ist in über 90% der Fälle höhere Gewalt bzw. nicht in der Einflussphäre eines der Marktbedeidigten. Eine faktische Unmöglichkeit abzufordern und zu belohnen wenn man es möglich machen würde ist weltfremd. Unseres erachtens zeigt sich hier, dass mit der Brechstange versucht wird physik zugunsten von marktmechanismen auszuhebeln. Das kann nicht funktionieren.

4. Es wäre hilfreich wenn der Anlageneigentümer anspruch darauf hätte das einmal im Quartal auf seine Anforderung hin ein Testdurchlauf einer marktlichen redispatch Maßnahme oder einer netzdienlichen Redispatch Maßnahme durchgeführt werden müsste. Dieser Test soll die Anmeldung der Maßnahme, das technisch einwandfreihe zusammenspiel aller Komponenten und

die anschließende Abrechnung enthalten und könnte durch rot grün Kennzeichnung die einzelnen Prozessschritte als funktionierend bzw. nicht funktionierend kennzeichnen um bedarfsorientiert an der Stelle wo es gehakt hat maßnahmen einzuleiten.

Des weiteren wäre eine Vorgabe der BNetzA gut, die beinhaltet, dass Regelsysteme für Redispatch oder Netzdienstleistungen (in der Praxis idR. Ein und das selbe System) zukünftig ein elektromechanisches Bedienelement enthalten sollten, was es dem Eigentümer vor Ort ermöglicht einen Test der jeweiligen Funktion auszuführen. Damit wären zukünftig nicht funktionierenden Parkregler proaktiv auffindbar was die Netzstabilität positiv beeinflusst.

Unser gesamt Fazit: Solange sowohl der Stromhandel auf Grundlage von Marktoptimierung, als auch der Anschlussnetzbetreiber auf Grundlage von Versorgungssicherheit auf die Erzeugungskapazität zugreifen können haben wir einen Zielkonflikt im System der sich unseres Erachtens nicht lösen lassen wird.

Beste Grüße und weiterhin viel Erfolg

--

Wind-Water-Sun UG (Haftungsbeschränkt)

me. Daniel Schmitz

Sicherheitsmeister des Handwerks und Generalhandlungsbevollmächtigte verantwortliche Elektrofachkraft

Schulweg 2

27313 Dörverden

[daniel@wind-water-sun.eu](mailto:daniel@wind-water-sun.eu)

+49 4231 932935 / +49 179 9600990