

**Berlin, den 19. Dezember 2014**

---

## **Stellungnahme zum Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“**

---

EFET Deutschland (EFET) begrüßt die Bereitschaft des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) zur konsequenten Weiterentwicklung des Energy Only Marktes (EOM).

Wie bereits in unserer Stellungnahme „Position von EFET Deutschland zur Diskussion über ein neues Marktdesign für Deutschland“ vom Oktober 2014 dargelegt, erachtet EFET eine konsequente Weiterentwicklung des EOM als erforderlich, um die effiziente Wirkung des Energiemarktes zu verbessern.

### **I. Zusammenfassung**

Insbesondere nachstehende, im Grünbuch aufgeführte Maßnahmen stärken aus Sicht von EFET den EOM:

- Vorantreiben der Marktkopplung
- Harmonisierung der Regelleistungsmärkte auf europäischer Ebene
- Anreize zur aktiven und ausgeglichenen Bewirtschaftung
- Realisierung der als erforderlich identifizierten und vom Gesetzgeber bestätigten Netzausbauvorhaben einschließlich Ausbau der Grenzkuppelstellen
- Enge Zusammenarbeit mit den Nachbarländern beim Thema Versorgungssicherheit
- Erhaltung der einheitlichen DE/AT-Preiszone
- Aufhebung des Mark-Up-Verbotes, um Preispeaks nicht zu konterkarieren, die für Investitionssignale essentiell sind

EFET erachtet alle preisverzerrenden Ansätze oder Maßnahmen kritisch. Anreize für den Abbau von Überkapazitäten oder für Investitionen in Flexibilität sowie in neue Erzeugung sollten ausschließlich über die Marktpreise gesetzt werden. Bestehende Hemmnisse für die Endverbraucher, am Markt teilzunehmen, sollten abgebaut werden. Separate Anreize wie beispielsweise ein flexibles Verhalten von Verbrauchern zu motivieren durch eine entsprechende Struktur der Netzentgelte oder einer dynamische EEG-Umlage müssen vermieden werden.

Ergänzend sollten aus Sicht von EFET nachstehende Punkte berücksichtigt werden:

- Direktvermarktungspflicht für alle EE-Neuanlagen ohne Größenangaben
- Einheitliche Regel zur Abregelung von Erneuerbaren Energien und konventionellen Erzeugungsanlagen
- Anhebung und europäische Harmonisierung der technischen Spotmarktgrenzen auf +/-10.000 EUR/MWh

Essentielle Bedingungen für einen funktionsfähigen EOM sind – wie auch im Grünbuch hervorgehoben<sup>1</sup> - die Akzeptanz volatiler Preise und hoher Preisspitzen, Versorgungsunterbrechungen (sog. brown-outs) und Stilllegung unwirtschaftlicher Kraftwerke ohne regulatorischen Eingriff. Insbesondere eine höhere Wahrscheinlichkeit für brown-outs im Vergleich zu heute bzw. zu einem Energiemarkt mit einem Kapazitätsmarkt müssen toleriert werden. Wie auch im Bericht „Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?“ von Frontier Economics dargelegt, kann ein EOM 2.0 partielle Versorgungsunterbrechungen nicht ausschließen.<sup>2</sup>

Wenn in Deutschland Systemstabilität und Versorgungssicherheit nur durch Ergänzung zum EOM gewährleistet werden können, dann sollte dies durch einen strikt marktwirtschaftlich orientierten Kapazitätsmarkt erfolgen.

Insgesamt greift das Grünbuch zu kurz, da es essentielle Bestandteile des Marktes nicht betrachtet. Die Integration der Erneuerbaren Energien wird vollständig offen gelassen. Die Erneuerbaren stellen bereits heute einen signifikanten Anteil bei der Erzeugung dar. Mit dem Ziel des weiteren Ausbaus ist es umso wichtiger, dass ein Ansatz zur vollständigen Integration in den Markt entwickelt bzw. betrachtet wird. Bereits heute sind rund 50% der Erzeugungskapazitäten im Bereich der erneuerbaren Energien. Die geplanten Stilllegungen von Kernkraftwerken und konventionellen Kraftwerken und die vorgesehenen Zuwächse im Bereich der erneuerbaren Energien werden dieses Verhältnis zugunsten der erneuerbaren Energien weiter verändern. Ein Elektrizitätsmarktdesign das mehr als 50% der Erzeugungskapazität unbetrachtet lässt, greift deshalb zu kurz. Die Subventionierung von aktuell 50% der installierten Kapazität und 30% der Erzeugung führt zu einer signifikanten Markt- und folglich Preisverzerrung. Inwieweit mit dem heutigen EEG klare Preissignale am Markt auftreten ist aus Sicht von EFET fraglich.

Des Weiteren wird das so genannte „Missing Money Problem“ des EOMs im Grünbuch nicht erwähnt. Ob Fixkosten (CAPEX) nachhaltig gedeckt werden können, insbesondere mit dem Nebenziel das aktuelle Niveau an Versorgungssicherheit zu erhalten, wird nicht ausreichend betrachtet.

---

<sup>1</sup> Seite 41ff

<sup>2</sup> Bericht „Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?“, der von Frontier Economics (S.179ff.).

## **II. Kommentierung der im Grünbuch handelsrelevanten Maßnahmen**

### ***1. Eine erschwerte Synchronisierung der konventionellen Mindesterzeugung liegt nicht vor.***

Der Strompreis sollte den Dispatch aller Erzeugungsanlagen und den Einsatz nachfrageseitiger Flexibilität steuern. Dazu ist ein unverzerrter Strompreis erforderlich, der für alle Erzeuger und Nachfrager die richtigen Anreize setzt. Das freie Spiel von Angebot und Nachfrage und die daraus resultierenden Preise steuern dann auch die Erschließung von Flexibilität. Bereits in den vergangenen Jahren haben der hohe Anteil erneuerbarer Energien und der dadurch entstehende Flexibilitätsbedarf dazu geführt, dass die Flexibilität konventioneller Kraftwerke von den Betreibern erhöht wurde. Zudem kann die Erschließung von Nachfrageflexibilität die Synchronisierung von Angebot und Nachfrage zusätzlich unterstützen. Ein weiterer Steuerungsbedarf für die konventionelle Mindestlast besteht daher nicht.

### ***2. Flexibilität entsteht im Wettbewerb.***

Der Titel des Kapitels „Flexibilität als eine Antwort“ scheint anzudeuten, dass Verbesserung oder Erhöhung der Flexibilität im System die Herausforderungen lösen kann. Das wäre aber ein Missverständnis. Der Strommarkt wird die Flexibilitätsanforderungen lösen, sowohl in einem EOM als auch in einem Strommarkt mit Energie- und Kapazitätsmarkt.

Grundsätzlich muss vermieden werden, dass bestimmte Flexibilitätsanbieter (z. B. neue Speicher oder Nachfrageflexibilität) mit Subventionen oder durch Bevorzugung gefördert werden, denn dies würde zur Verdrängung von günstigeren Flexibilitätsanbietern führen und damit zu Kostenerhöhungen. Jeder Anbieter (Erzeuger, Speicher oder Nachfrage) muss den gleichen Preissignalen ausgesetzt werden.

Eine Voraussetzung für den Wettbewerb und klarer Preissignale ist die Aufhebung des de facto Mark-up Verbots. Die Preisbildung darf nicht eingeschränkt werden.

### ***3. Vorantreiben der Marktkopplung der Spotmärkte, auch im Rahmen der Netzkodizes, ist notwendig.***

Die Marktkopplung hat in den vergangenen Jahren und insbesondere im Jahr 2014 spürbare Fortschritte gemacht. Über die NWE und Marktkopplungsinitiativen sind heute 75% des europäischen Stromverbrauchs bereits verbunden. Weitere Länder arbeiten daran, sich untereinander und schließlich mit NWE und SWE zu verbinden (Italien, Central Eastern Europe). Die Grenzkuppelstellen zwischen den beteiligten Ländern der jeweiligen Initiativen werden implizit und wohlfahrtsmaximierend bewirtschaftet. Zukünftig werden diese Übertragungskapazitäten zwischen diesen Ländern durch das Flow-Based Market Coupling noch effizienter genutzt werden.

Die umfassende Kopplung der Märkte erfordert eine Vereinheitlichung von Standards zwischen den beteiligten Märkten. Netzkodizes sind grundsätzlich dafür geeignet, einheitliche Strukturen zu schaffen, sollten jedoch den Markt nicht daran hindern, selber Lösungen zu entwickeln.

Die Netzkodizes bilden den künftigen Rahmen für den freien Austausch von Energie innerhalb der europäischen Union. Daher ist es wichtig einen möglichst hohen Grad an Harmonisierung zu erreichen.

Aus Sicht von EFET besteht hier noch ein deutliches Verbesserungspotenzial, da ein gemeinsames Zielmodell bis zum jetzigen Zeitpunkt nicht definiert ist. Beispielsweise die Bilanzierungsperiode ist ein elementares Element für einen gemeinsamen Markt. Hierzu gibt der entsprechende Netzkodex kein klares Zielbild vor.

#### ***4. Harmonisierung der Regelleistungsmärkte auf europäischer Ebene im Rahmen der Netzkodizes ist unerlässlich.***

Eine Harmonisierung der Märkte und Regeln für Regel- und Ausgleichsenergie ist zu erreichen, um die notwendigen Voraussetzungen zur Schaffung eines integrierten europäischen Strommarkts zu ermöglichen. Um gleiche Rahmenbedingungen für alle Marktteilnehmer zu schaffen, müssen grundlegende Prinzipien vereinheitlicht werden. Nationale Feinheiten in den Märkten für Regelenergie sind bedingt durch die jeweiligen Gegebenheiten an Kraftwerksportfolio, Netzausbau und Netzkunden. Solange über das jeweilige Regel-/Ausgleichsenergiesystem ausreichende Anreize für eine aktive Handelstätigkeit gesetzt werden (Inaktivität wird bestraft), kann ein grenzüberschreitender Handel vorangetrieben werden. Darüber hinaus sind der erwartete Nutzen von einzelnen Anpassungen den entstehenden Kosten und Risiken gegenüber zustellen.

Eine Kontrahierung und Reservierung von Kuppelkapazitäten durch die ÜNBs wird von EFET abgelehnt. Die vorhandene Kapazität muss dem Markt (Forward, Spot, Market Coupling und Intraday) zur Verfügung stehen, da sich jegliche Reduzierung negativ auf die Liquidität und die Wohlfahrt auswirkt. Außerdem sollten dem Händler (BKV) alle Möglichkeiten gegeben werden, sich auszugleichen. Wie bereits erwähnt, ist es für den EOM essentiell, dass Preissignale am Markt sich uneingeschränkt bilden. Daher muss vermieden werden, dass der Regelleistungsmarkt mit dem Handelsmarkt im Wettbewerb steht. Die ÜNB sollten daher alle nach dem Intraday-Markt verbleibenden Transportkapazitäten in einer gemeinsamen Merit Order berücksichtigen.

#### ***5. Überprüfung der Ausschreibungsbedingungen der Regelleistungsmärkte ist zu begrüßen.***

Grundsätzlich ist die Überprüfung der Ausschreibungsbedingungen der Regelleistungsmärkte zu begrüßen, um mögliche Markthemmnisse abzubauen und den Wettbewerb weiter zu stärken, u.a. durch eine starke Einbeziehung der Nachfrageseite. Gleichzeitig ist zu betonen, dass entsprechende Regeln technologieneutral auszugestalten sind, um ein level-playing-field zu gewährleisten. Dies gilt gleichermaßen für die Überprüfung der Präqualifikationsbedingungen. Auch hier sind technologieneutrale

Anforderungen zu definieren. Eine Auffächerung der Produkte (z. B. spezielle RE-Produkte für Erneuerbare) ist nicht zielführend. Gleichwohl wird ist darauf hinzuweisen, dass der Präqualifikationsprozess transparent und für alle ÜNB identisch sein muss.

Wie bereits in Ziffer 1 dargelegt ist aus Sicht von EFET kein weiterer Steuerungsbedarf für die konventionelle Mindestlast erforderlich. Mit der Verpflichtung zur Vorhaltung von Regelleistung kann eine Mindesterzeugung von konventionellen Kraftwerken notwendig sein. Um zu gewährleisten, dass diese Mindesterzeugung auch tatsächlich reduziert werden kann, muss diese Verpflichtung auch tatsächlich durch kurzfristige Beschaffung von Regelleistung abgelöst werden. Auch aus diesem Grund ist ein Sekundärmarkt für die Bereitstellung von Regelleistung einem kurzfristigen Arbeitsmarkt klar vorzuziehen.

#### ***6. Situationsbasierte Anpassung des Ausschreibungsvolumens von Regelleistung in Abhängigkeit der Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie steht EFET offen gegenüber.***

Einer Überprüfung der Möglichkeit einer situationsbasierten Anpassung des Ausschreibungsvolumens von Regelleistung z.B. in Abhängigkeit der prognostizierten Einspeisung von Wind und Photovoltaik steht EFET grundsätzlich offen gegenüber. So werden bereits heute die Ausschreibungsmengen situativ angepasst und z.B. über die Weihnachtszeit entsprechend erhöht.

Allerdings sieht EFET Überlegungen bzgl. einer situativen Anpassung der Ausschreibungszeitpunkte sehr kritisch. Für Marktteilnehmer ist Transparenz und eine ausreichende Planbarkeit unabdingbar.

#### ***7. Deutliche Anreize für eine aktive und ausgeglichene Bewirtschaftung sind wesentlich.***

Das aktuelle System der Bilanzkreisbewirtschaftung im deutschen Elektrizitätsmarkt setzt einen klaren Fokus auf die individuelle Zuständigkeit eines jeden BKV, für die korrekte Bewirtschaftung seines Bilanzkreises zu sorgen. Damit alle Marktteilnehmer ihre volle Verantwortung für ihren Bilanzkreis nachkommen können, ist es notwendig, sie auch mit den erforderlichen Instrumenten auszustatten. Diese Mittel sind zum einen die Möglichkeit, eine Änderung der Position bis kurz vor Erfüllung durchzuführen (aktuell 15 Minuten im OTC Markt), zum anderen insbesondere den bereits etablierten Intraday-Markt als Handelsplatz für kurzfristige Flexibilität zu stärken. Besonders der Zeitraum kurz vor Handelsschluss enthält auch heute schon die Viertelstunden mit der größten Handelsaktivität.

Im aktuellen Marktdesign für Regel- und Ausgleichsenergie bestehen Anreize für eine aktive Bewirtschaftung von Bilanzkreisen.

Sollte eine Anpassung zur Verstärkung der Anreize in Betracht gezogen werden, dann sollten zumindest folgende Kriterien berücksichtigt werden:

- Marktbasierter Ansatz

- Keine künstlichen oder willkürlichen Pönalen
- Ausreichende Transparenz

### ***8. Eine Prüfung des Arbeits- und Leistungspreissystems nach § 17 StromNEV ist sinnvoll.***

Strom wird zunehmend für den Eigenbedarf und dezentral erzeugt. Da auf die selbst verbrauchten Kilowattstunden keine Netzentgelte entfallen, sinkt der Beitrag, den Eigenerzeuger zur Finanzierung des Netzes leisten. Gleichzeitig steigt die Belastung der Verbraucher, die ihren Strom vollständig aus dem Netz beziehen. Angesichts der hohen Fixkosten der Netzinfrastruktur und der geringen variablen Kosten der Durchleitung ist daher fraglich, ob eine arbeitsbasierte Finanzierung des Netzes noch angemessen ist. Denn maßgeblich für die Kosten der Netzinfrastruktur sind nicht die jährlich bezogenen Volumina, sondern die Anschlussleistung. Es sollte geprüft werden, die Netze stärker leistungsorientiert zu finanzieren. Wichtig ist dabei, dass eine neue Netzentgeltsystematik die Preissignale für Verbraucher nicht abschwächt und eine zeitliche Verschiebung des Verbrauchs nicht hemmt.

### ***9. Die Struktur der Netzentgelte ist nicht das richtige Instrument, um eine effiziente Flexibilisierung von Erzeugern und Nachfragern über die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr zu erzielen.***

Das Zielmodell muss sicherstellen, dass effiziente Flexibilisierung nicht behindert wird. Denn die heutigen staatlich verursachten Preisbestandteile sind im Wesentlichen fix, zum Beispiel die EEG-Umlage oder die Netzentgelte. Die Höhe dieser Preisbestandteile hängt also nicht von der Höhe des Großhandelsstrompreises ab. Zudem ändern diese fixen Bestandteile nicht die Differenz zwischen hohen und niedrigen Preisen. Dadurch entstehen korrekte Anreize für flexible Lasten, ihren Strombezug an aktuellen Großhandelsstrompreisen zu orientieren.

Verzerrende Maßnahmen, wie beispielsweise eine Dynamisierung von Netzentgelten oder der EEG-Umlage, lehnt EFET Deutschland klar ab. Solche Maßnahmen verzerren die Differenz aus hohen und niedrigen Preisen und führen damit zu unterschiedlichen Anreizen zum Einsatz von Erzeugungsanlagen und Speichern sowie von nachfrageseitigen Ressourcen. Nicht zuletzt im Kontext der Schaffung eines effizienten europäischen Binnenmarktes ist eine händische Korrektur der Preisstruktur auf einem nationalen Markt nicht sinnvoll.

### ***10. Der Ausbau und die Optimierung der Stromnetze erhöhen die Flexibilität und die Versorgungssicherheit.***

EFET erachtet einen Netzausbau als eine effiziente Möglichkeit, die Flexibilität und insbesondere auch die Versorgungssicherheit nachhaltig zu erhöhen. Mit einem entsprechenden Netzausbau wird auch der steigenden Volatilität, die durch einen weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien entsteht, Rechnung getragen. Gleiches gilt auch für die Grenzkoppelpunkte zu anderen Preiszonen.

Aufgrund der hohen Dynamik bei der Änderung der Erzeugungsstruktur ist eine regelmäßige Überprüfung des Netzausbaubedarfs auf Übertragungsnetzebene erforderlich, um einen sachgerechten und zeitnahen Ausbau zu ermöglichen. Das Juncker-Programm stellt diesbezüglich eine hervorragende Basis dar, die europäische Integration der Energiemärkte nachhaltig zu stärken.

Redispatch wird vor allem in den Jahren, in denen der Netzausbau noch nicht vollendet ist, eine wichtige Rolle spielen. Im Grünbuch wird zu Recht darauf hingewiesen, dass eine Ungleichbehandlung zwischen Kraftwerken, die von Redispatch betroffen sind und denen, die nicht von Redispatch betroffen sind, vermieden werden muss. Das Problem ist jedoch, dass die heutige Festlegung der BNetzA zur Vergütung von Redispatch dazu führt, dass Kraftwerke, die von Redispatch-Maßnahmen betroffen sind, einen Nachteil haben. Grund hierfür ist die fehlende Anerkennung sämtlicher Kosten bei der Redispatchmaßnahme, inkl. Opportunitätskosten. Ein Lösungsansatz könnte eine marktbasierende anstelle einer kostenbasierten Redispatch-Vergütung sein.

EFET sieht es als erforderlich an, dass zum Erreichen eines level playing field gleiche Bedingung für alle Marktteilnehmer bestehen. Daher wird die differenzierte Regelung zur Kompensation bei der Abregelung von Erneuerbaren und konventionellen Erzeugern (Redispatch) kritisch gesehen.

### ***11. Einheitliche DE/AT Preiszone muss erhalten bleiben.***

EFET begrüßt den Erhalt der Preiszone. Eine Aufteilung der deutsch-österreichischen Preiszone bringt eine Vielzahl von Problemen mit sich: Verminderte Liquidität, erhöhte Marktkonzentration sowie hohe Transaktionskosten im Markt. Diese Effekte lassen sich gut am Beispiel von Schweden nach der Aufteilung in vier kleinere Preiszonen beobachten.

Stattdessen sollte der Netzengpass innerhalb Deutschlands zügig behoben werden, indem die im Gesetz verankerten Netzausbauvorhaben realisiert werden. Auch ein kompetitiver Retail-Markt würde durch eine Trennung leiden. Der theoretische Vorteil einer Aufteilung – namentlich regionale Preissignale für Erzeuger und Verbraucher – wird dagegen oft übertrieben und könnte sogar zu einer Verzögerung des Netzausbaus führen. Eine Aufteilung der Preiszone bringt keine Effizienzgewinne mit sich und behindert die Entwicklung des europäischen Binnenmarktes. Daneben sollte auch der Ausbau der Grenzkuppelstellen vorangetrieben werden.

### ***12. Erarbeitung gemeinsamer Regeln für den Umgang mit Situationen gleichzeitig hoher Strompreise mit Nachbarländern ist erforderlich.***

Grundsätzlich sollte der Energiefluss ein Ergebnis der aktuellen Großhandelsstrompreise sein. Um dies zu gewährleisten, müssen zumindest die Preisgrenzen an den Börsen identisch sein. So wird verhindert, dass der resultierende Fluss aufgrund von zu niedrigen und unterschiedlichen Preisgrenzen verzerrt wird.

### ***13. Klimaschutzziele können durch Stärkung des ETS erreicht werden.***

EFET unterstützt die Position der Bundesregierung, den Emissionshandel zu stärken und Überschüsse bei Zertifikaten zügig abzubauen. Der Emissionshandel sollte künftig wieder seine Lenkungsfunktion übernehmen können und das zentrale Instrument zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen sein. Dies setzt aber auch voraus, dass die Politik in die Lenkungswirkung des Emissionshandels vertraut und nicht über andere Maßnahmen konterkariert wird.

#### ***14. Ein Kapazitätsmarkt sollte strikt marktwirtschaftlich orientiert sein.***

EFET beobachtet, dass insbesondere eine enger werdende Erzeugungsbilanz nicht von der Politik und den verantwortlichen Behörden akzeptiert wird. Gerade weil die Gewährleistung der Versorgungssicherheit eines der obersten Ziele der Politik ist, besteht die Gefahr, dass zur Prävention von absehbaren Versorgungsengpässen durch ad-hoc-Maßnahmen zunehmend in den Erzeugungsbereich regulatorisch eingegriffen wird. Gleichzeitig werden jedoch echte Knappheitssignale durch solche Eingriffe unterdrückt.

Zudem werden Kapazitätsmechanismen in zunehmender Anzahl in den europäischen Mitgliedstaaten eingeführt bzw. ist dessen Einführung geplant. Eine überregionale Koordinierung erfolgt hier bisher nicht, so dass Verzerrungen im europäischen Binnenmarkt mittel- und langfristig die Folge sind.

EFET sieht den Übergang zu einem idealen EOM als wenig realistisch an, weil zum Beispiel durch die Kompensation für Erneuerbare Energien nach dem EEG das Preisniveau des Stromgroßhandelsmarktes nur gedämpft auf die Endverbraucherpreise Einfluss hat. Offenbar können offenbar in Deutschland, wie u.a. in den für das Bundeswirtschaftsministerium erstellten Gutachten beschrieben, Systemstabilität und Versorgungssicherheit im heute bekannten Maße nicht mehr durch den EOM allein gewährleistet werden.

Vor diesem Hintergrund sollte direkt und anstelle von späteren regulatorischen ad-hoc-Maßnahmen eine Ergänzung zum EOM in Form eines strikt marktwirtschaftlich orientierten Kapazitätsmarktes erfolgen, der nichtdiskriminierend für alle Anbieter gesicherter Leistung zugänglich ist. Das heißt, dass neue Kraftwerksprojekte, Bestandskraftwerke, ausländische Kraftwerke, Speicher und Maßnahmen auf der Nachfrageseite analog dem Energiemarkt gleichberechtigt in einem Kapazitätsmarkt teilnehmen sollten. Nur so kann die effizienteste Lösung durch den Markt bereitgestellt werden.

Folgende Voraussetzungen sollte dieser Markt aus Sicht von EFET erfüllen:

- Eine dezentrale Bestimmung des Kapazitätsbedarfs und des Kapazitätsangebots durch die Nachfrageseite auf Grundlage eines Zertifikatehandels verringert die staatliche Eingriffstiefe und lässt sich relativ einfach in die bestehende dezentrale Bilanzkreisstruktur integrieren.
- Die Preise des Kapazitätsmarktes sollten Nachfrage und Angebot widerspiegeln, d. h. bei einem Überangebot stellt sich ein Preis nahe Null sein.
- Der Kapazitätsmechanismus muss abgestimmt mit den Nachbarländern sein.

- Der Mechanismus muss langfristig und nachhaltig sein, um eine ausreichende Planungssicherheit zu ermöglichen.

Für Rückfragen und Diskussion steht Ihnen Barbara Lempp, Geschäftsführerin von EFET Deutschland, jederzeit gerne zur Verfügung.

**EFET Deutschland**

Tel.: +49 (0) 30 2655 7824

[b.lempp@efet.org](mailto:b.lempp@efet.org)