

3. Sitzung des Plenums der Plattform Klimaneutrales Stromsystem

05.07.2023

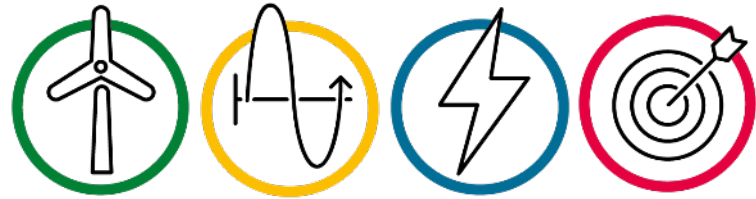
13:00 bis 17:00 Uhr

Agenda

Uhrzeit	Tagesordnungspunkt
13:00 – 13:30	Begrüßung & Eröffnung Dr. Philipp Nimmermann, Staatssekretär im BMWK Fr. Dr. Scheer (SPD), Fr. Dr. Nestle (Bündnis 90/ Die Grünen), Hr. Stockmeier (FDP)
13:30 – 13:50	EU-Strommarktreform: Aktueller Stand André Poschmann, UAL IIIA, BMWK
13:50 – 14:30	Vorstellung des Diskussionsstandes der Arbeitsgruppen der PKNS Dania Röpke, RL'in IIIB AS, BMWK Dr. Frauke Braun, RL'in IIIA4, BMWK Gemeinsam mit Vertreterinnen und Vertretern der Forschungsnehmer
14:30 – 15:00	Kaffeepause
15:00 – 16:10	Diskussion im Plenum Moderation: Dr. Volker Oschmann, AL III, BMWK
16:10 – 16:20	Zusammenfassung und Ausblick Dr. Volker Oschmann, AL III, BMWK
16:20 – 17:00	Ausklang



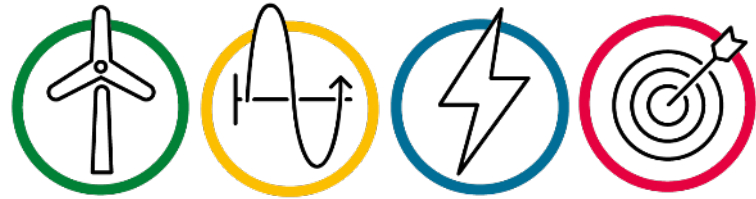
Begrüßung und Eröffnung



Staatssekretär Dr. Philipp Nimmermann



Begrüßung durch Koalitionsfraktionen



Dr. Nina Scheer, MdB, SPD

Dr. Ingrid Nestle, MdB, Bündnis 90 / Die Grünen

Konrad Stockmeier, MdB, FDP



EU-Strommarktreform

Bericht zum aktuellen Stand



André Poschmann
UAL IIIA, BMWK



Bitte stellen Sie Ihre
Rückfragen während
des Vortrags **via**
Mentimeter:



www.menti.com
Code: 3607 1936

Allgemeine Einschätzung

- **Hintergrund und Ziel:** Energiekrise 2022. Besserer Schutz von Verbraucher:innen vor Preisspitzen. Fragestellung im Hintergrund: „Entkoppelung von Gas- und Strompreisen“
- **Kernpunkte der Reform:** Langfristverträge (zweiseitige CfDs und PPAs), Flexibilität (z.B. Ziele) und Konsument:innenschutz (Energy Sharing, Tarife, Krisenmechanismus), sowie strengere Regeln für Versorger und bessere Marktbeobachtung.
- **Risiken:** nationale Sonderlösungen, Reduzierung der Flexibilität und der Liquidität im Strommarkt (trade-offs zsl. staatlicher Absicherungseingriffe).



Fragen per Mentimeter: www.menti.com → Code: 3607 1936

DE Grundposition

- **DEU Grundposition ist positiv: grundsätzliche Funktion des Marktes / Grenzkostenbepreisung** bleibt erhalten
- **Positiv:** über CfD, PPA und Energy Sharing Optionen schaffen/stärken, um günstige Erzeugungskosten der EE besser bei Verbrauchern ankommen zu lassen.
- Jedoch **Risiko** einer „Fragmentierung der Märkte“ und Überregulierung
- **Fokus auf No-regret Optionen**, da kein Impact Assessment. Grundlegende Reformen müssten besser vorbereitet werden.



Fragen per Mentimeter: www.menti.com → Code: 3607 1936

Verfahrensstand

Zügige Ratsverhandlungen unter SWE Präs:

- Vorschlag von Mitte März; Abschluss schon am 19.6. geplant
- Keine Einigung beim Energierat am 19. Juni: CfD-Verteilung und EPS
- Trilog und Abschluss: geplant bis Ende 2023 (ESP-Präs), sonst Anfang 2024 (BEL-Präs)

Parallelprozess im Europäischen Parlament

- Bericht von Berichterstatter Casares (ESP) vom 12.05
- Aktuell hohe Taktung von Verhandlungsrunden
- → Ziel einer **Positionierung bis zum September**



Fragen per Mentimeter: www.menti.com → Code: 3607 1936

Kernelemente der EMD-Reform (1)

- **CfDs:** verpflichtendes Förderinstrument für neue und bestehende EE und Atom und Rückverteilung der Einnahmen proportional zum Verbrauch → *grs.*
Unterstützung aber Rückverteilung der Einnahmen noch großes, ungelöstes Problem
- **PPAs:** Stärkung durch u.a. staatliche Garantien → *gut*
- **Energy sharing:** verbessertes Recht auf Energy sharing für HH und SME ohne Einfluss auf Entgelte, Umlagen und Abgaben → *gut*
- **Hedging-Pflicht:** Energieversorger müssen Stromverkäufe hedgen → *gut*



Kernelemente der EMD-Reform (2)

- **Flexibilisierung:** Flex-Analyse, indikatives nationales Flex-Ziel, Vorgaben für Flex-Förderungen → *Verbesserungen: auch Analyse von Flex-Barrieren; Ziel kann durch verschiedene Maßnahmen erreicht werden*
- **Offshore: Transmission Access Garantie:** Kompensation von Offshore Anlagen bei Abregelungen in Offshore Bidding Zones → *Verbesserung: wichtige Klarstellungen erreicht*
- **Virtual Hubs:** cross-zonal Plattform für Termingeschäfte soll mehr Flexibilität für Absicherung von Termingeschäften kleinerer Zonen bringen → *Verbesserung: vorher Impact Assessment erf. Problem: Einführung in jedem Fall vorgesehen. Lösung: Trilog*



Fragen per Mentimeter: www.menti.com → Code: 3607 1936

Kernelemente der EMD-Reform (3)

- **Krisenklausel:** Ausruf von Stromkrise durch EU-Kommission bei hohen Börsenstrompreisen für max 1 Jahr. Folge: regulierte Endkundenpreise → Verschlechterung: Auslöser gesunken und weiterer Druck im Trilog mit ESP Präs; zudem jetzt zsl. Revenue-Cap im EP
- **Grenzüberschreitender Handel:** Verkürzung der cross-border-gate closure times → Verbesserung: Reduktion auf 30 Minuten jetzt bereits Anfang 2026
- **Feste Verträge:** Jeder MS muss sicherstellen, dass künftig auch fixe Verträge angeboten werden (neben dynamischen Preisen) → kritisches Signal



Fragen per Mentimeter: www.menti.com → Code: 3607 1936

Offene Punkte für Einigung im Rat

1. CfD für **Laufzeitverlängerung von AKW-Bestandsanlagen**

- Risiko: für einzelne MS **sehr hohe Revenues** denkbar durch CfD über gesamte Kapazität trotz geringerer Nachrüstkosten (niedrige strike-prices) für große Teile des Bestandskraftwerksparks, die andere MS in liberalisierten Märkten nicht rückwirkend erreichen können
- Große Sorge bei vielen MS mit Blick auf **Level Playing field**

2. Die Verlängerung der **Fördermöglichkeit für Kohlekraftwerke** in Kapazitätsmärkten von bislang 2025 bis 2028

- **Bislang Breite Allianz** gegen Vorschläge (IT, DE, ES, BE, AT, NL, DK, LU, IE)
- **ESP-Präs:** Versuch schneller Einigung in den kommenden Wochen.



Fragen per Mentimeter: www.menti.com → Code: 3607 1936

Fragen?



Bitte stellen Sie Ihre
Rückfragen online:

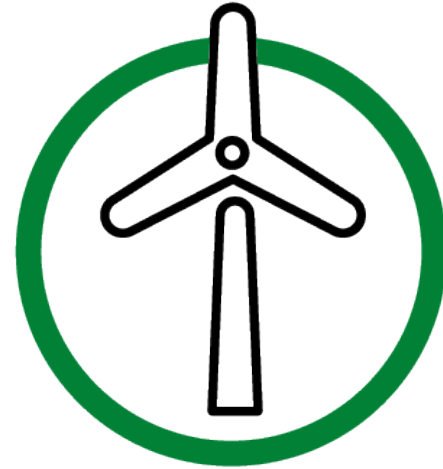


www.menti.com
Code: 3607 1936

Berichte zum Diskussionsstand der Arbeitsgruppen



AG 1: Finanzierung erneuerbare Energien



Dania Röpke

Referatsleiterin IIIB AS, BMWK



Ziel und Schwerpunkte der AG Finanzierung EE

- Zielkonformer Ausbau EE = zentrale Maßnahme für Klimaneutralität
- Wie bedarfsgerechten Ausbau und effizienten Betrieb der EE-Anlagen im THG-neutralen Stromsystem sicherstellen?
- Schwerpunkte der AG:
 - Treiber und Hemmnisse v.a. Kosten- und Marktwertentwicklung der EE
 - Investitionsrisiken und mögliche Absicherungsinstrumente
 - Anforderungen an Absicherungsinstrumente
 - Fokus bisher: CfDs und PPAs



Welche Sitzungen haben stattgefunden? – Überblick über die Arbeitspakete

25. April:

- AG-spezifische Systembeschreibung und Bewertungskriterien
- Handlungsbedarf für Finanzierung des zielgerechten Ausbaus

11. Mai:

- Handlungsoptionen und Analyse anhand der Bewertungskriterien
- Identifikation von Handlungsoptionen zur vertieften Diskussion

22. Juni:

- Fokus auf Contracts for Differences (CfD) und Power Purchase Agreements (PPA)
- Erste Einordnung anhand relevanter Bewertungskriterien



Wesentliche Ergebnisse der bisherigen Diskussion

- Kostenentwicklung und Marktwertentwicklung der EE unsicher (*Kostensenkung, Lieferengpässe, Kanibalisierungseffekt, wie schnell kommt Flex?*)
- Viele Risiken am Markt adressierbar \leftrightarrow aber begrenzt u.a. durch Bonität der Projektierer
- Daneben staatliche Absicherung notwendig wg. langfristiger Preisrisiken
- „So viel ungeförderter Ausbau wie möglich, so viel geförderter Ausbau wie nötig, um Ziele zu erreichen.“
- PPA-Markt mit wachsender Rolle, Zusammenspiel d. Instrumente wichtig



Wesentliche Ergebnisse der bisherigen Diskussion

- Anforderungen an mögliche Instrumente
 - Absicherung zielkonformer Zubau
 - Absicherung Preisrisiko
 - Schließen mögliche Wirtschaftslücke
 - Marktintegration
 - Komplexität d. Umsetzung/Systembrüche zu beachten
- CfDs
 - Möglichkeit, günstige Erzeugungskosten der EE an Letztverbraucher weiterzugeben
 - Können – je nach Ausgestaltungsvariante – grunds. o.g. Anforderungen erfüllen.

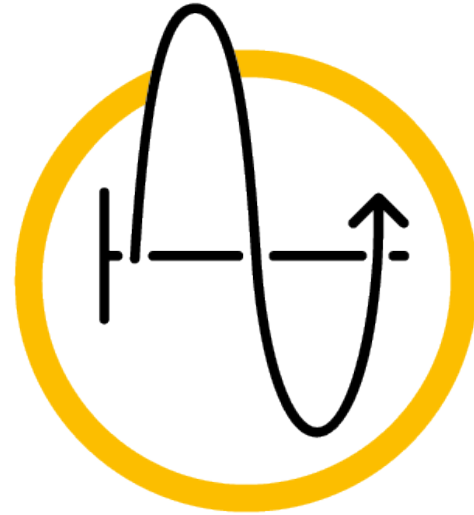


Ausblick

- Vertiefte Diskussion CfDs, PPAs sowie deren Wechselspiel
- Diskussion weiterer Instrument u.a. Kapazitätzahlungen



AG 2: Flexibilität



Dr. Frauke Braun

Referatsleiterin IIIA4, BMWK



Worum geht es? – Ziel der AG Flex

- In einem erneuerbaren Stromsystem muss Nachfrage flexibel auf das dargebotsabhängige Angebot reagieren, um:
 - EE-Spitzen optimal zu nutzen und dadurch Emissionen reduzieren
 - Preisvarianz durch Lastverschiebung zu glätten – erhöht auch EE-Marktwerte
 - Versorgungssicherheit durch Reduktion der Residuallast zu gewährleisten
- Paradigmenwechsel notwendig: „starrer“ Nachfrage → flexible Nachfrage
- Flexibilitätshemmnisse identifizieren und abbauen – Fokus lastseitige Flexibilitätsoptionen und Speicher



Welche Sitzungen haben stattgefunden?

26. April:

- Abschluss Leitbild und Bewertungskriterien
- Flex-Hemmnisse Überblick
- Themensammlung/ Themenabgrenzung AG2 und AG4

01. Juni:

- Netzentgeltsystematik als Hemmnis für Flexibilität
- Individuelle Netzentgelte
- Entgeltkomponenten und Flexibilität

21. Juni:

- Dynamische Tarife
- Grundsatzfrage Preisreaktion dezentraler Flexibilität
- Digitalisierung und Kommunikationsinfrastruktur



Schwerpunkte

- **Netzentgeltsystematik als Hemmnis für Flexibilität:** Wie müssten Netzentgeltkomponenten und Sonderregelungen gestaltet sein, um Flexibilität zu aktivieren und dabei die Refinanzierung der Netze zu gewährleisten?
- **Dezentrale Flexibilität:** Dynamische Tarife – wie kann die Preisreaktion dezentraler Nachfrager systemkompatibel umgesetzt werden?



Wesentliche Ergebnisse der bisherigen Diskussion

- **Digitalisierung:**
 - GNDEW wichtiger Meilenstein zur Beschleunigung der Digitalisierung
 - Aber: Smart Meter Rollout reicht allein nicht aus, um Grundvoraussetzungen für die Einbindung von Flexibilitätsoptionen zu schaffen.
- **Netzentgeltsystematik:**
 - Konsens zum übergeordneten gemeinsamen Ziel der Reformoptionen: Flexible Anpassung der Nachfrage an EE-Erzeugung muss möglich sein und darf nicht von Netzentgeltstruktur verhindert werden
 - Insbesondere Verbrauchsanreize über Individuelle Netzentgelte stellen Hemmnis dar.

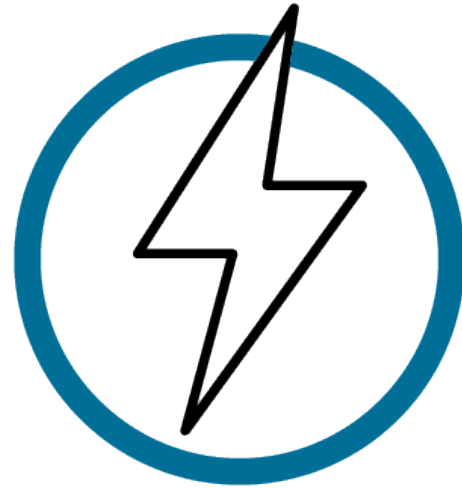


Ausblick auf weiteren Diskussionsbedarf

- **Netzentgeltsystematik:**
 - Unterschiedliche Stimmen zur Frage, ob im nächsten Schritt „große“ Strukturreform oder eher Optimierung des bestehenden Systems
 - *Grund:* Noch unklar, *wie* große Strukturreform konkret ausgestaltet sein müsste, um Flexibilität zu ermöglichen
- **Dynamische Tarife:** Reaktion dezentraler, flexibler Verbraucher wichtig
 - aber: Kein klares Bild, wie und wann die Preisreaktion und entsprechende Mengenanpassung dieser Verbraucher erfolgt.
 - Weitere Diskussionen zur Funktionsweise sowie zur Rolle von Lieferanten, Aggregatoren und auch Netzbetreibern notwendig.



AG 3: Steuerbare Kapazitäten



Dr. Frauke Braun
Referatsleiterin IIIA4, BMWK



Worum geht es? – Ziel der AG Steuerbare Kapazitäten

- Ziel: Versorgungssicherheit auch im klimaneutralen Stromsystem kosteneffizient gewährleisten
- System mit 100% EE verändert Anforderungen an steuerbaren Kapazitätsmix
 - U.a. Speicher und Lastflexibilitäten für kurzfristige Schwankungen
 - U.a. Kraftwerke für die Dunkelflaute
- Leistungsfähiges Marktdesign erreicht den effizienten Ausgleich von Angebot und Nachfrage und ausreichende Investitionsanreize



Welche Sitzungen haben stattgefunden?

03. Mai:

- Abschluss Systembeschreibung und Bewertungskriterien
- No-regret Maßnahmen
- erste Diskussion Marktdesignoptionen

31. Mai:

- Rolle und Förderbedarf H₂-Kraftwerke
- erste Diskussion dezentraler und zentraler Kapazitätsmarkt

7. Juni:

- weitere Diskussion dezentraler und zentraler Kapazitätsmarkt
- Diskussion EOM + Langfristverträge



Schwerpunkt der Diskussionen

- **Versorgungssicherheit in einem dekarbonisierten Stromsystem:** Welche Technologieoptionen gibt es und welche Bedeutung haben sie? Welche Rolle spielt Wasserstoff? Wie kann das zukünftige Marktdesign diese Technologieoptionen angemessen adressieren?
- **Marktdesignoption Kapazitätsmärkte:** Was sind die wesentlichen Unterschiede zwischen einem zentralen und einem dezentralen Kapazitätsmarkt? Wie können Kapazitätsmärkte die Transformation zu einem dekarbonisierten Stromsystem zu unterstützen?
- **Marktdesignoption Wettbewerblicher Strommarkt und Langfristverträge:** Was sind die Herausforderungen bei der Refinanzierung steuerbarer Kapazitäten im EOM? Welche Rolle können Langfristverträge spielen?



Wesentliche Ergebnisse der bisherigen Diskussion

- Ein breiter Technologiemix ist notwendig, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten: Kraftwerke für Langfrist-Bereich (Wochen, Saison), Speicher und Lastflexibilitäten für Kurzfrist-Bereich (Stunden, Tage).
- Der wettbewerbliche Großhandel ist in jedem Fall wichtig um ein effizientes Dispatchsignal zu senden.
- Dem EOM wird zugetraut, neue Produkte zur Absicherung zu generieren, jedoch fehlt aktuell die Nachfrage.
- Im Fall eines KapMarktes sollten keine Technologien ausgeschlossen werden und zumindest in der längeren Frist Bestands- und Neuanlagen teilnehmen können.



Ausblick auf weiteren Diskussionsbedarf

- Unterschiedliche Sichtweisen, ob im Falle eines KapMarktes eine dezentrale oder zentrale Ausgestaltung zu bevorzugen sei; abhängig von der jeweiligen Fragestellung (z.B. Investitionsanreize Neubau, Marktwerte EE, Beitrag zur Versorgungssicherheit, etc.).
- Zweifel an der ausreichenden Investitionssicherheit im EOM haben zugenommen; auf der anderen Seite hat Diskussion um Langfristverträge an Dynamik gewonnen (PPA, Absicherung), mögliche Rolle aber noch offen,
- Gesamtschau: noch zu vertiefen, inwieweit Investoren im wettbewerblichen Strommarkt bestimmte Transformationsrisiken selbst absichern können und welchen Beitrag der Staat leisten sollte.



AG 4: Lokale Signale



Dr. Frauke Braun
Referatsleiterin IIIA4, BMWK



Worum geht es? – Ziel der AG Lokale Signale

- Steigender Transportbedarf im deutschen Stromnetz durch sektorübergreifende Elektrifizierung, EE-Ausbau & internationalen Handel
- Massiver Netzausbau bleibt Priorität, aber nicht ausreichend, um Transportbedarf auf allen Netzebenen abzubilden
- Leitfrage AG 4: Welchen Beitrag können lokale Signale zur Vermeidung von Netzensperrungen leisten?
- Lokale Signale sind wirtschaftliche Anreize, die aus dem Stromgroßhandel oder aus Zusatzinstrumenten stammen und Investitions- oder Einsatzentscheidungen adressieren



Welche Sitzungen haben stattgefunden?

26. April:

- Abschluss Leitbild und Bewertungskriterien
- Konzeptionelle Grundlagen
- Themenabgrenzung AG2 und AG4

27./28. Juni:

- Konzeptionelle Grundlagen
- Nutzen statt Abregeln
- Zeitvariable Netzentgelte
- Redispatch mit dezentralen Kleinverbrauchern



Schwerpunkt der Diskussionen

- **Nutzen statt Abregeln:** EE-Strom, der aufgrund von Netzengpässen abgeregelt wird, kann genutzt werden können, um CO₂ zu sparen und grüne Wertschöpfung zu ermöglichen.
- **Zeitvariable Netzentgelte:** Netzentgelte können räumlich und zeitlich so gesteuert werden, dass für Lasten netzdienliche Flexibilisierungsanreize entstehen.
- **Dezentrale Kleinverbraucher im Engpassmanagement:** Pilotvorhaben zeigen, wie Wärmepumpen, E-Autos und PV-Speicher in den Redispatch einbezogen werden könnten.



Wesentliche Ergebnisse der bisherigen Diskussion

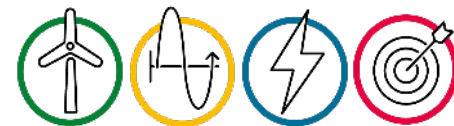
- Lastpotenziale stärker für netzdienliche Zwecke zu erschließen, wird von der Mehrheit der Stakeholder grundsätzlich begrüßt
- Aus dem Zusammenspiel von lokalen Signalen und zonalem Markt können ökonomische Fehlanreize entstehen (Inc-Dec-Gaming).
- Stakeholder begrüßen grs., dass das Thema „Nutzen-statt-Abregeln“ politisch adressiert wird; konkrete Umsetzungsvorschläge wurden konstruktiv aber auch kontrovers diskutiert; weiterer Klärungsbedarf besteht
- Zeitvariable Netzentgelte werden als grundsätzlich geeigneter Ansatz für lokale Signale bewertet; konkrete Instrumente (z.B. auch Teilnahmeprämie) bedürfen jedoch weiterer Diskussionen.



Ausblick auf weiteren Diskussionsbedarf

- Die Frage der optimalen räumlichen Auflösung des Stromgroßhandels (z.B. Gebotszonenteilung) blieb bislang ausgeklammert und soll im Herbst diskutiert werden.
- Weitere Ansätze zur Einführung von lokalen Signalen in den Strommarkt diskutieren und vertiefen.





Kaffeepause

Bis 15:00 Uhr

Mehr Informationen zur PKNS: www.bmwk.de/pkns

Diskussion im Plenum



Was war für Sie neu in der Diskussion in der PKNS?



Was sind Ihre persönlichen Key-Take-Aways?

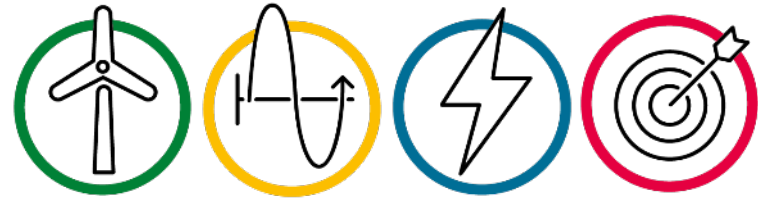


Beim Blick über die einzelnen AGs hinaus: Wo zeichnet sich für Sie ein größeres Bild ab?

Dr. Volker Oschmann
Abteilungsleiter III, BMWK



Zusammenfassung und Ausblick



Dr. Volker Oschmann
Abteilungsleiter III, BMWK



Wo stehen wir im Zeitplan?



Erster Bericht der PKNS

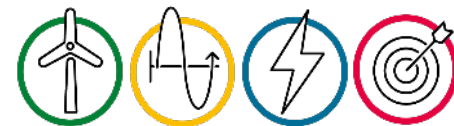
Was?

- **Erster Bericht** gibt **Stand der Diskussion** wieder.
- Beschreibender Ansatz: Kurzbeschreibung jeder Sitzung, Darstellung der **diskutierten Optionen** sowie Pros und Cons
- „Take-Aways“ als zentrales Ergebnis jeder Sitzung

Wann?

- Veröffentlichung im Sommer





Vielen Dank für Ihre Teilnahme!

Mehr Informationen zur PKNS: www.bmwk.de/pkns