



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

EE Direktvermarktung

Bestandsaufnahme und Entwicklungsperspektiven



Joachim Nick-Leptin
Berlin, 25. Mai 2012

Gliederung

1. Einleitung: Warum Direktvermarktung?
 2. Vermarktungswege / Instrumente
 - a) Marktprämie
 - b) Grünstromprivileg
 - c) Sonstige Direktvermarktung
 - d) Flexibilitätsprämie
 3. Eigenverbrauch
 4. Bisherige Erfahrungen
 5. Bewertung
 6. Fazit
-

Einleitung: Warum Direktvermarktung?

- **Kostensenkung**
 - EEG-Umlage und Kosten im Gesamtsystem begrenzen
 - **Markt- und Systemintegration**
 - Stromerzeugung soll aus dem System der Einspeisevergütung an den Strommarkt herangeführt werden: Entwicklung neuer Geschäfts- und Vermarktungskonzepte und sukzessive Übernahme von Verantwortung
 - EE-Stromerzeugung soll sich stärker an der Stromnachfrage orientieren
 - **Akzeptanz**, z.B. durch lokale / regionale Geschäftsmodelle
-

Direktvermarktung



Direkt-
vermarktung
§§ 33a ff. EEG

Feste Einspeise-
vergütung,
§§ 16 ff. EEG

Marktprämie,
§§ 33b Nr. 1, 33g
EEG

Grünstromprivileg
§§ 33b Nr. 2, 39
EEG

Sonstige Direkt-
vermarktung,
§ 33b Nr. 3 EEG

Finanzielle
Förderung?

ja

ja

ja, mittelbar

nein

Flankierung durch
Flexibilitätsprämie?

nein

ja

nein

ja

Kennzeichnung als
Strom aus
Erneuerbaren
Energien?

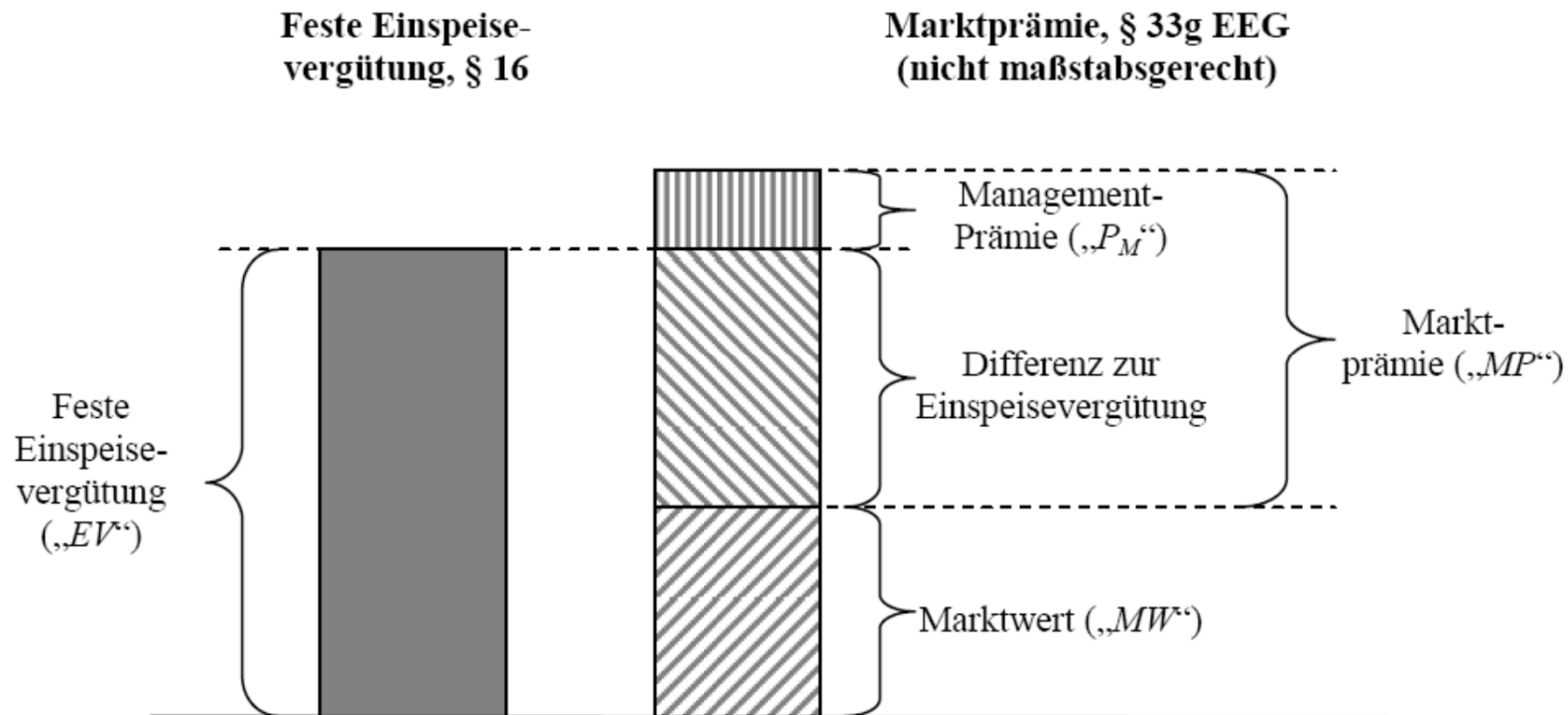
nein

nein

ja

ja

Vermarktungswege / Instrumente: Marktprämie



Vermarktungswege / Instrumente: Marktprämie

- optional (Ausnahme: neue große Biogasanlagen ab 2014)
 - Quadratur des Kreises: Lenkungswirkung des Marktpreissignals ermöglichen und gleichzeitig Investitionssicherheit des EEG erhalten
 - Ausgleich der Differenz zwischen (durchschnittlichem) Marktwert und (anlagenspezifischer) fester Einspeisevergütung
 - zusätzliche Gewährung einer Managementprämie z.B. für die Handelsanbindung und Fahrplanerfüllung
-

Vermarktungswege / Instrumente: Grünstromprivileg

- Grünstromprivileg im EEG 2012 deutlich gekürzt (zuvor vollständige Befreiung von der EEG-Umlage) und Anforderungen verschärft
 - EEG-Umlage wird für EVU um 2 ct/kWh reduziert, wenn
 - das Portfolio mindestens 50 Prozent EEG-fähigen Stroms und davon 20 Prozent Strom aus Sonne und Wind enthält und
 - diese Voraussetzung im Gesamtjahr sowie in mindestens 8 Monaten dieses Jahres erfüllt wird.
 - Befreiung von EEG-Umlage gilt auch für konventionellen Anteil des Portfolios
-

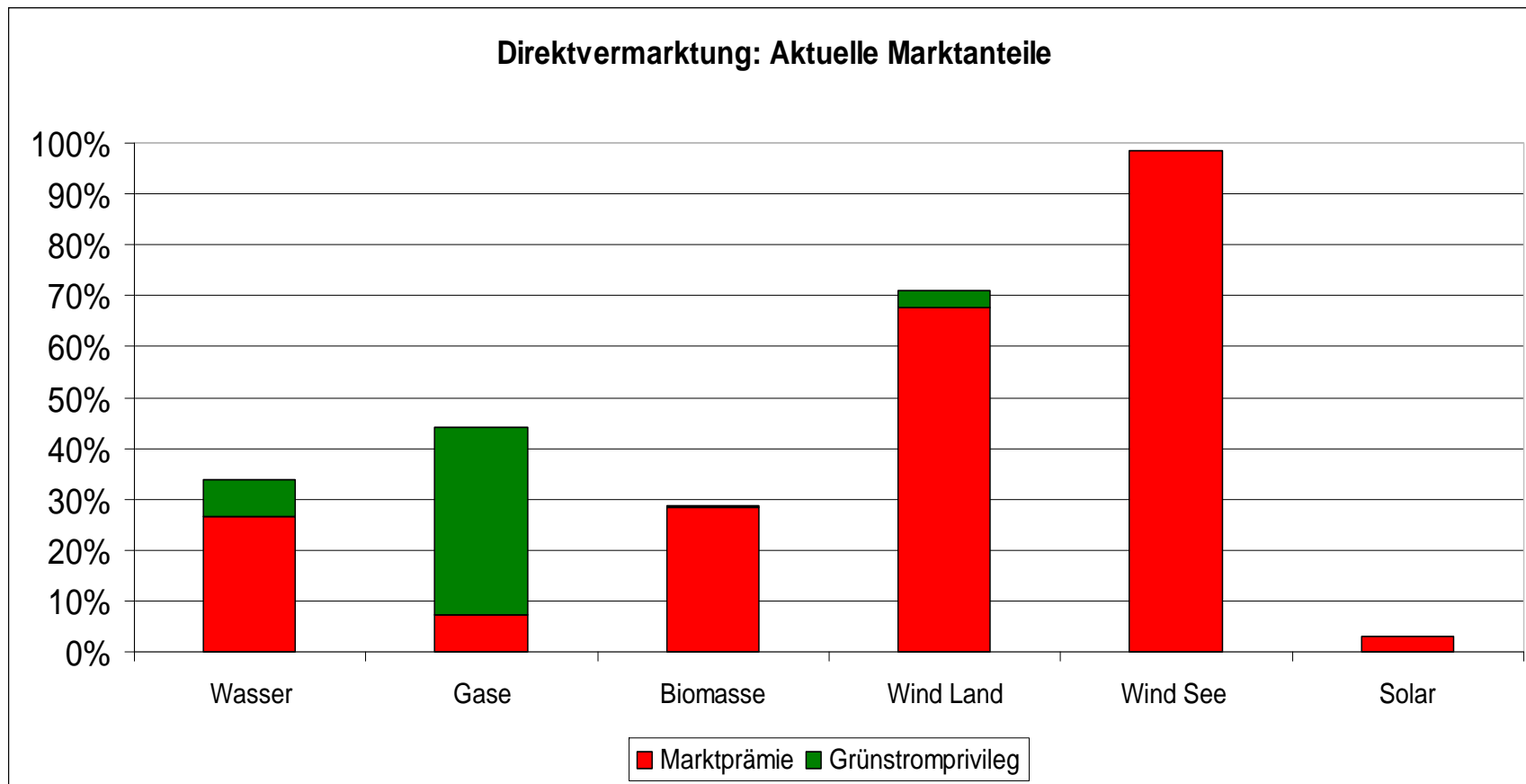
Vermarktungswege / Instrumente: Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen

- Stromerzeugung aus Biogas steuerbar, geeignet für Ausgleich von fluktuierender Einspeisung, aber kein Anreiz in der Festvergütung
 - Anreiz für marktorientierte Einspeisung durch Marktprämie
 - Förderung der erforderlichen Investitionen durch Flexibilitätsprämie (ähnlich dem Vorschlag für einen Speicherbonus im Kombi-Bonus-Modell)
 - Vergütung für tatsächlich zusätzlich bereitgestellte Stromerzeugungskapazität: 130 €/kW über max. 10 Jahre
 - Derzeit 16 Anlagen in der Flexibilitätsprämie
-

Eigenverbrauch

- keine Direktvermarktung im juristischen Sinn
 - aber: gleiche Zielsetzung: EE aus der Festvergütung herauslösen, Kostensenkung, Beitrag zu Integration / Netzentlastung, Akzeptanz
 - Bedeutung vor allem bei PV:
 - früher: Eigenverbrauchsbonus
 - künftig (VA?): Marktintegrationsmodell
 - auch ohne Marktintegrationsmodell von wachsender Bedeutung, da PV-Vergütung unter Haushaltsstrompreis (grid parity (?))
 - in diesem Zusammenhang auch mögliche Geschäftsmodelle in Richtung einer Belieferung von Dritten (z.B. Mieter, Nachbarn)
-

Bisherige Erfahrungen: Vermarktete Mengen



Bisherige Erfahrungen: Kosten Marktprämie

Mehrkosten der Marktprämie entstehen durch die Managementprämie:

	Wind & PV	Regelbare EE
2012	12 €/MWh (5,8 + 6,2)	3 €/MWh
2013	10 €/MWh (5,8 + 4,2)	2,75 €/MWh
2014	8,5 €/MWh (5,8 + 2,7)	2,5 €/MWh
2015	7 €/MWh (5,8 + 1,2)	2,25 €/MWh

Gesamtkosten 2012:

- FH-Isi: ~ 200 Mio. €
- ÜNB-Prognose: ~ 130 Mio. €
- aktuelle Erwartung: ~ 400-500 Mio. €

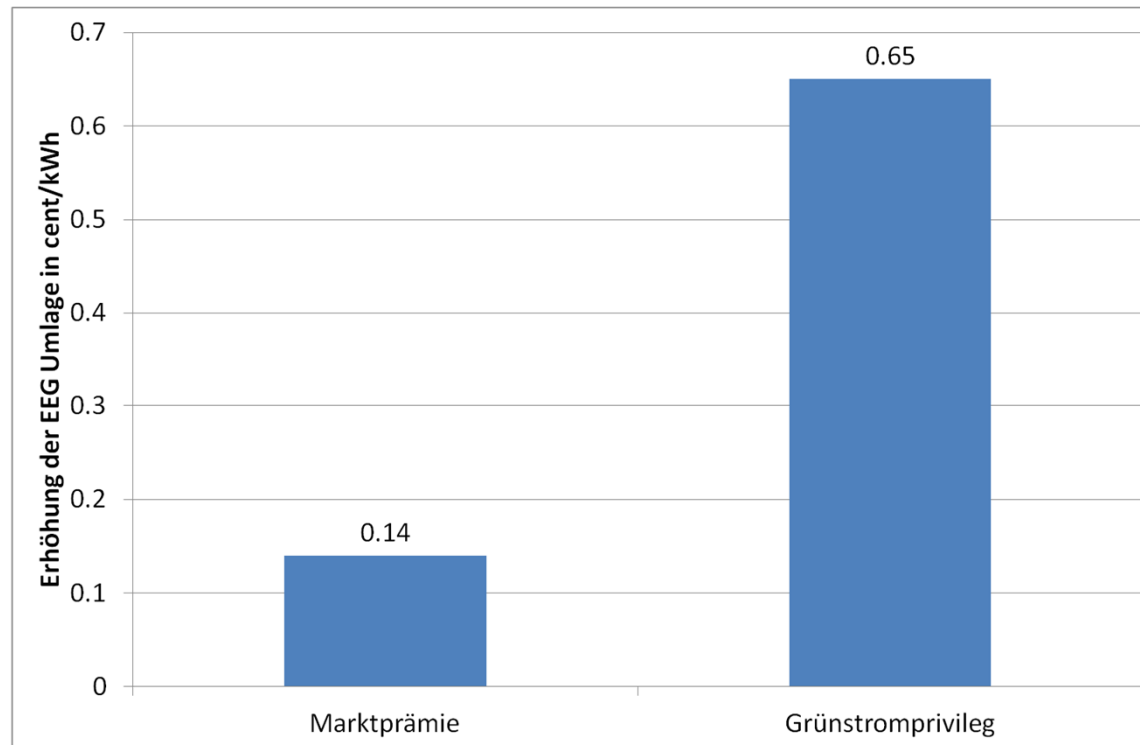
Bisherige Erfahrungen: Kosten Marktprämie

- Managementprämie offensichtlich zu hoch angesetzt. Eine Ursache:

Kostenprognosen der ÜNB für Profilservice für die Jahre 2010-2012			
	2010	2011	2012
Gesamtkosten	379,5 Mio. €	412,2 Mio. €	160 Mio. €
Spezifische Kosten	6,7 €/MWh	5,8 €/MWh	2,5 €/MWh

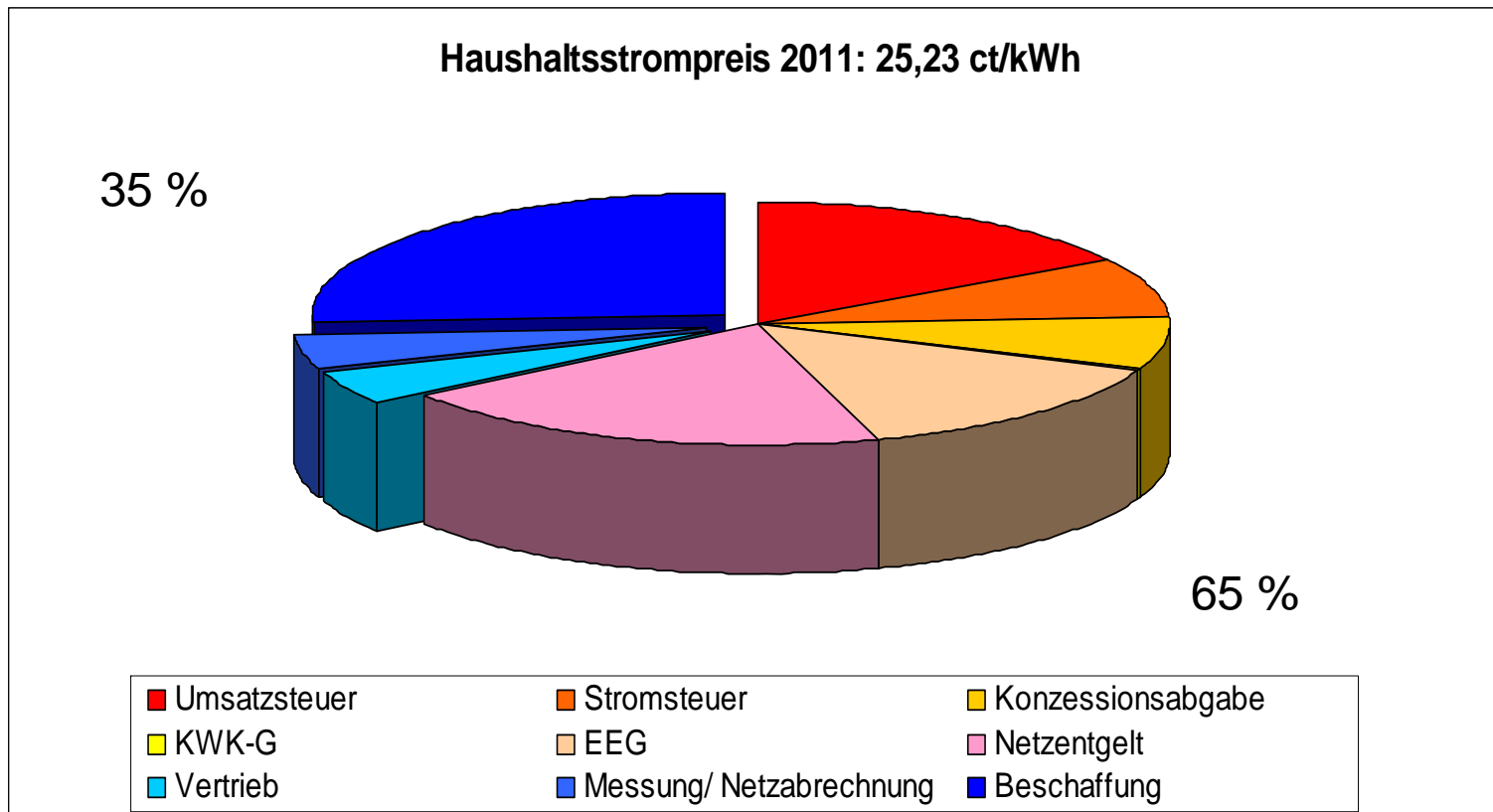
- Managementprämie sinkt für Wind/PV um ~16% pro Jahr.
- Degression gilt auch für Bestandsanlagen.
- Kurzfristige Anpassung durch Verordnung möglich.
- zu bedenken: Höhe Managementprämie \leftrightarrow Akteursvielfalt
- Managementprämie soll die zunächst erforderlichen Investitionen für Integrationsmaßnahmen abdecken, daher zunächst hoch + hohe Degression.

Bisherige Erfahrungen: Kosten Marktprämie ↔ Grünstromprivileg



Fiktiver Vergleich bezogen auf das theoretische Potenzial des Grünstromprivilegs
nach EEG 2009 in 2012 (67,5 TWh)

Bisherige Erfahrungen: Kosten Eigenverbrauch



Quelle: BDEW Strompreisanalyse Mai 2012

Bewertung: Marktprämie

Kosten

- derzeit spürbare Mehrkosten für die EEG-Umlage (~0,1 ct/kWh),
- jedoch deutliche Degression (inkl. Bestand!) im EEG verankert (16%/a)
- kurzfristige Kürzungsmöglichkeit durch Verordnung
- perspektivisch: Kosteneinsparung im Gesamtsystem (?)

Integration

- Marktprämie erst seit Jahresbeginn in Kraft
 - belastbare Bewertung der Wirkungen und ggf. Weiterentwicklung setzt einen deutlich längeren Beobachtungszeitraum voraus
 - ebenso: Flexibilitätsprämie
-

Bewertung: Grünstromprivileg

Kosten

- „Das Grünstromprivileg hatte in den letzten Jahren immer größere Strommengen aus der EEG-Umlage herausgeführt.“
- Tatsächlich: Nicht Entlastung, sondern Belastung und deutlich höhere spezifische Kosten als die Marktprämie

Integration

- klare Dominanz von stetigen EE (Wasserkraft, Gase)
 - Zwang zur kontinuierlichen („nur“ 8 von 12 Monaten) Integration fluktuierender EE im EEG 2012 wird als starkes Hemmnis angesehen
- ⇒ keine relevante Integration mit Blick auf Stromversorgung mit hohen EE-Anteilen

Akzeptanz

- ermöglicht lokale / regionale Geschäftsmodelle – allerdings basierend auf einer systematisch fragwürdigen Auszeichnung als „Öko-Strom“
-

Bewertung: Eigenverbrauch

Kosten

- derzeit Entlastung für EEG-Umlage
- aber massive „Quersubventionierung“
 - ⇒ **gesamtwirtschaftlich keine Kostenentlastung, sondern Mehrkosten**
- sobald (Netzentgelte + EEG-Umlage) > Differenzkosten auch innerhalb des Stromsektors Zusatzbelastung für andere Stromverbraucher

Integration

- keine Netzentlastung bzw. kein Integrationsbeitrag erkennbar
- auch Speicher zur Eigenverbrauchsoptimierung führen nicht zu Netzentlastung (BSW-Studie)

Akzeptanz: hoch

Fazit

- **Grünstromprivileg und Eigenverbrauch**
 - sind unter den Gesichtspunkten Kosten (beim Grünstromprivileg insbesondere auch perspektivisch: Wind onshore / offshore in der Grundvergütung!) und Integration keine geeigneten Instrumente
 - hohe Akzeptanz weil einerseits gut kommunizierbar (Politik, Geschäftsmodelle: „Öko-Strom“, dezentral, „Autarkie“, „kostenlos“) und andererseits fehlende Kostentransparenz
 - **Marktprämie:**
 - **Kosten** transparent, können ggf. über ohnehin hohe Degression hinaus kurzfristig durch VO gesenkt werden; perspektivisch Kostensenkungen im Gesamtsystem denkbar (?);
 - **Wirkung:** bisheriger Erfahrungszeitraum für belastbare Bewertung zu kurz ⇒ beobachten und ggf. weiterentwickeln
-

Weitere Informationen zu den erneuerbaren Energien auf der
BMU-Themenseite unter www.erneuerbare-energien.de



Vielen Dank für Ihre
Aufmerksamkeit!

Joachim Nick-Leptin

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Referat: KI III 1 - Allgemeine und grundsätzliche Angelegenheiten
der erneuerbaren Energien

Email: Joachim.Nick-Leptin@bmu.bund.de