

Power2Gas: Hype oder Schlüssel zur Energiewende?

Anika REGETT, Christoph PELLINGER, Sebastian ELLER

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Am Blütenanger 71, 80995 München, +49 89 158121-0, Fax: +49 89 158121-10, info@ffe.de, www.ffe.de

ZIELSETZUNG

Im Rahmen des Verbundforschungsprojekts 'Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030' werden die Einsatzoptionen von Power2Gas unter Berücksichtigung relevanter technoökonomischer Kennzahlen aus volks- und betriebswirtschaftlicher Sicht untersucht und bewertet.

METHODIK

1. Technisches Review
2. Ökonomisches Review
3. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Einsatzoptionen
4. Fazit und Ausblick

1. ERGEBNISSE: technisches Review

Eignung von Power2Gas-Systemen für den dynamischen Betrieb:

- Lastgradienten: dynamischer Betrieb im Sekundenbereich möglich, Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse besser geeignet als alkalische Elektrolyse
- Aktivierungszeiten: Notwendigkeit eines Standby-Betriebs, zusätzliches Methanisierungssystem nur mit Zwischenspeicher geeignet

Lebensdauer von Elektrolyse- und Methanisierungssystemen:

- Trotz langer Lebensdauer der Systeme regelmäßige Teilüberholung der Komponenten notwendig
- Gegenstand aktueller Forschung: Auswirkung der thermischen Beanspruchung des intermittierenden Betriebs auf die Lebensdauer

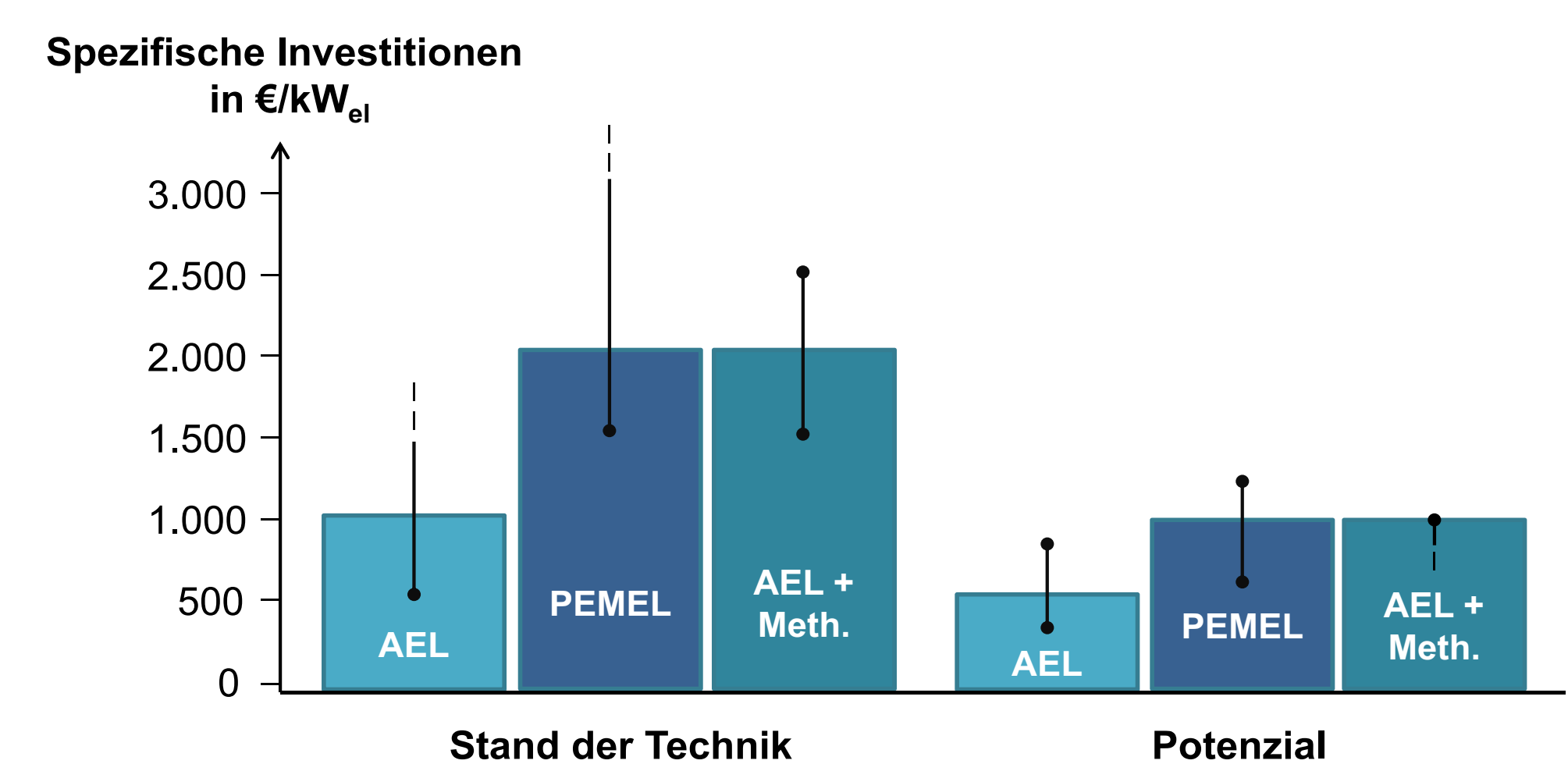
| | |
|--------------|--|
| AEL | alkalisches Elektrolysesystem |
| PEMEL | Protonen-Austausch-Membran-Elektrolysesystem |
| Meth. | Methanisierungssystem |

| Elektrolysesysteme | Stand der Technik | | 2020 | | 2030 | |
|--|--|-------|------|-------|------|-------|
| | AEL | PEMEL | AEL | PEMEL | AEL | PEMEL |
| Spez. Energiebedarf in kWh _{el} /Nm ³ H ₂ [1] | 5,8 | 6 | 5,2 | 4,9 | 5 | 4,5 |
| Wirkungsgrad in % [2] | 52 | 50 | 58 | 61 | 60 | 67 |
| Zelldruck in bar [1] | < 30 | < 30 | 60 | 60 | 60 | <100 |
| Minimale Teillast in % [1]-[3] | 20 | 0 | 10 | 0 | 10 | 0 |
| Überlast in % (Dauerbetrieb) [3], [4] | 150 | 200 | 150 | 250 | 150 | 300 |
| Lastgradient in %/s [5], [6], [7] | 1/3 | 10 | 1/3 | 10 | 1/3 | 10 |
| Aktivierungszeit [7] | Aus Standby: 30 s Aus Stillstand: 10 min | | | | | |
| Lebensdauer in a [1], [2] | 25 | 15 | 28 | 25 | 30 | 30 |
| Teilüberholung nach a [1], [2] | 11 | 6 | 16 | 8 | 20 | 10 |
| Verfügbarkeit in % [5]-[7], [1] | 98 | | | | | |
| Methanisierungssysteme [5] | | | | | | |
| Wirkungsgrad in % [7] | 80 | | | | | |
| Minimale Teillast in % [8] | 25 | | | | | |
| Lastgradient in %/h [7] | 10 | | | | | |
| Aktivierungszeit [6], [7] | Aus Standby: < 15 min Aus Stillstand: h - 1 d | | | | | |
| Lebensdauer in a [1], [7], [8] | 23 | | | | | |

Quellen: /NOW-01 11/ [1], /ENE-01 11/ [2], /DVGW-01 13/ [3], /FZJ-01 13/ [4], /ZSW-02 12 [5], /AUD-01 14/ [6], /EFZN-01 13/ [7], /IWES-06 09/ [8]
⁽¹⁾ Mittelwert aus Spannweite der Literaturdaten
⁽²⁾ Abgeleitet aus spez. Energiebedarf, bezogen auf den unteren Heizwert (LHV=3 kWh/Nm³ H₂)
⁽³⁾ Unterer Wert der Spannweite der Literaturdaten
⁽⁴⁾ Für AEL in [3] nur Wert für den Stand der Technik verfügbar, Annahme: Wert bleibt für zukünftige Jahre konstant; Potenzial für PEMEL in 2020 nach [4] bereits im Jahr 2015 erreichbar
⁽⁵⁾ Werte nur für den Stand der Technik verfügbar, Annahme: Werte bleiben für zukünftige Jahre konstant
⁽⁶⁾ Mittelwert aus Spannweite der Literaturdaten für Stand der Technik und 2030; Werte für 2020 durch lineare Interpolation
⁽⁷⁾ Verfügbarkeit nach [1] bezieht sich auf AEL; wird auch für PEMEL angenommen
⁽⁸⁾ Maximalwert nach [7]
⁽⁹⁾ Schätzung nach [7]

2. ERGEBNISSE: ökonomisches Review

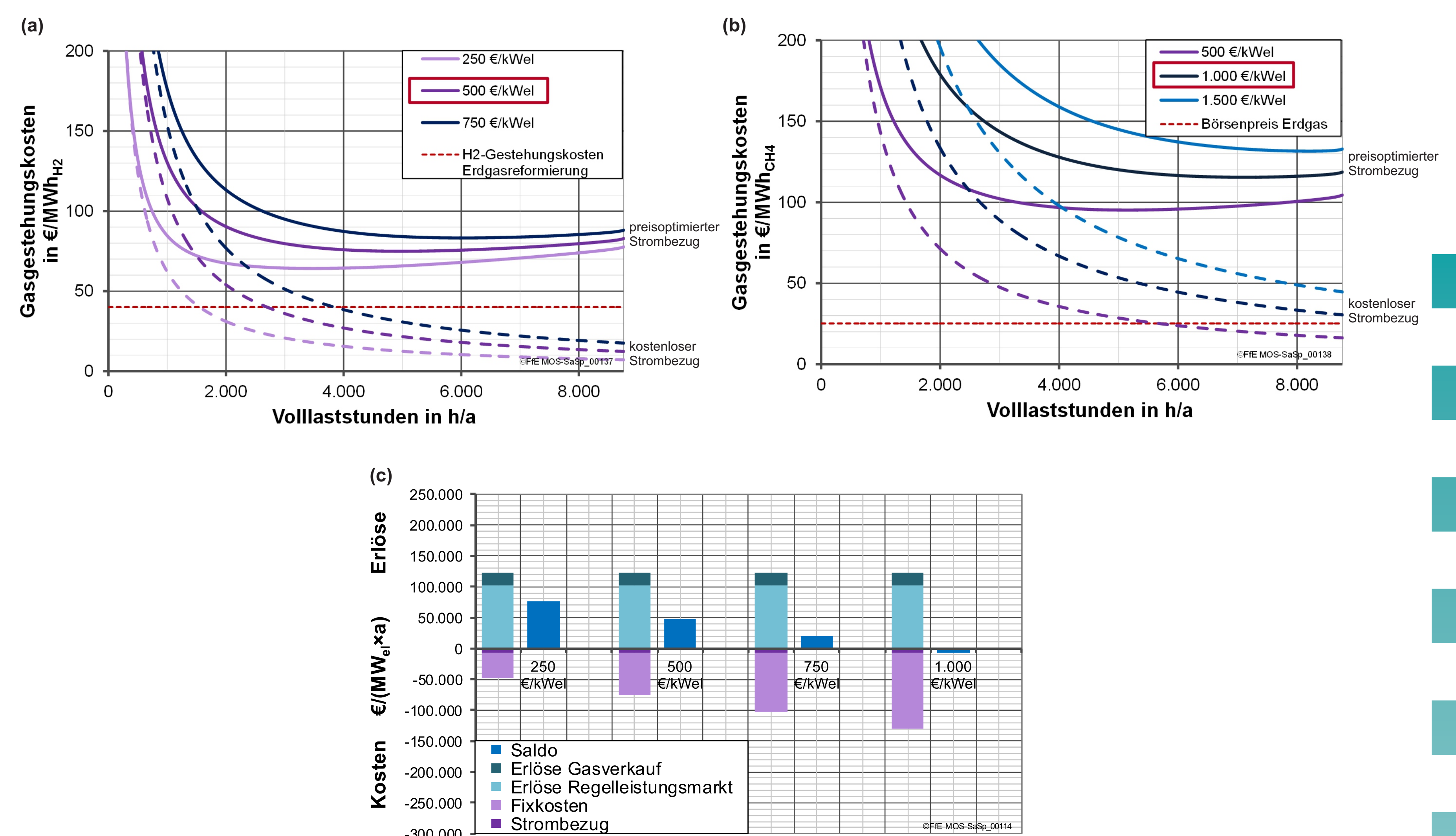
- Investitionskosten der peripheren Komponenten nahezu unabhängig von der Anlagengröße
- Große Spannweite der Werte: Variation der zugrunde liegenden Anlagengrößen
- Höhere Kosten der flexibleren PEMEL: teure Platinmetallkatalysatoren
- Weitere Kostenkomponenten: Gasnetzanschluss (ca. 225 €/kW_{CH4}), fixe Kosten für Wartung, Betrieb und Versicherung (3-4 % der spezifischen Investitionen pro Jahr), variable Kosten für u.a. Strombezug und Netzentgelte
- Kostenreduktionspotenziale: Verbesserung technischer Eigenschaften, Skalierung der Anlagengröße und Substitution von Platinmetallkatalysatoren



Quellen: /NOW-01 11/, /ENE-01 11/, /FZJ-01 13/, /IWES-06 09/, /ETOGAS-01 14/, /ZSW-01 12/, /ISI-01 13/

3. ERGEBNISSE: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

- Betrachtete Einsatzoptionen:
 - (a) 'saisonale' Speicherung ohne Methanisierung
 - (b) 'saisonale' Speicherung mit Methanisierung
 - (c) Regelleistungsbereitstellung ohne Methanisierung
- Szenarien für das Jahr 2030: Stunden negativer Residuallast <1.700 h
- Für erwartete spezifische Investitionskosten auch bei kostenlosem Strombezug keine Wirtschaftlichkeit gegeben
- Vorzugsweise direkter Absatz von Wasserstoff (z.B. für Industrie) oder direkte Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz
- Anbieten am negativen Regelleistungsmarkt erhöht die Wirtschaftlichkeit
- Aber bereits wirtschaftliche Konkurrenztechnologien: z.B. Power2Heat



4. FAZIT und AUSBLICK

- **Heute:** Hohe Investitionskosten, technische Unsicherheiten, bereits wirtschaftliche Konkurrenztechnologien → Hype
- **Bis 2030:** Ausschöpfung der Kostenreduktionspotenziale + politischer Wille → Industrie und Mobilität
- **Nach 2030:** Häufiges Auftreten großer negativer Residuallasten → Teil der Vision 100 % erneuerbare Erzeugung

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages
FKZ 03ESP110A