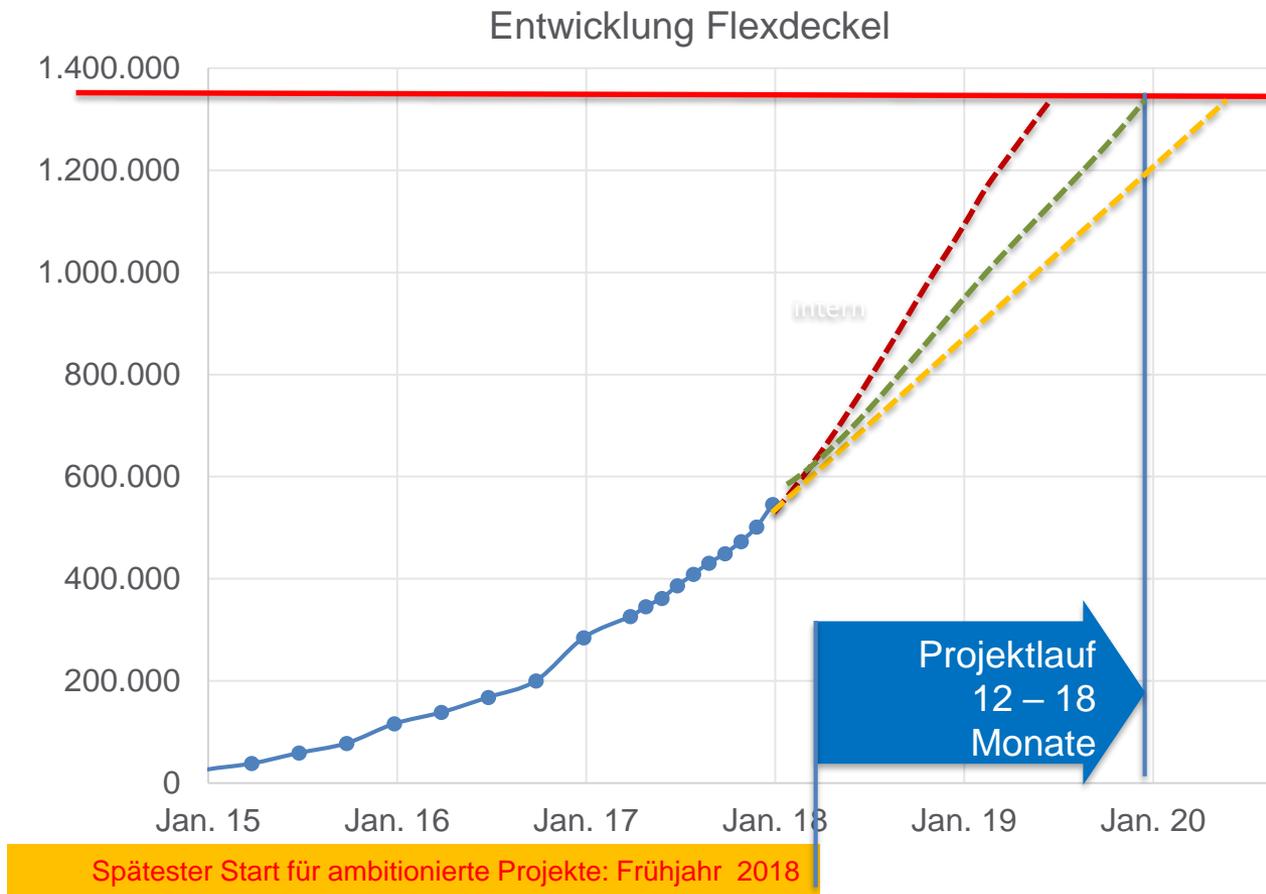


Biogas-Flexibilisierung: Fadenriss verhindern

21. März 2018
Dipl.-oec. Uwe Welteke-Fabricius

Problem 1 Unsicherheit durch Flexprämien-Deckel: Neu-Planungen brechen ab Frühjahr 2018 ein.

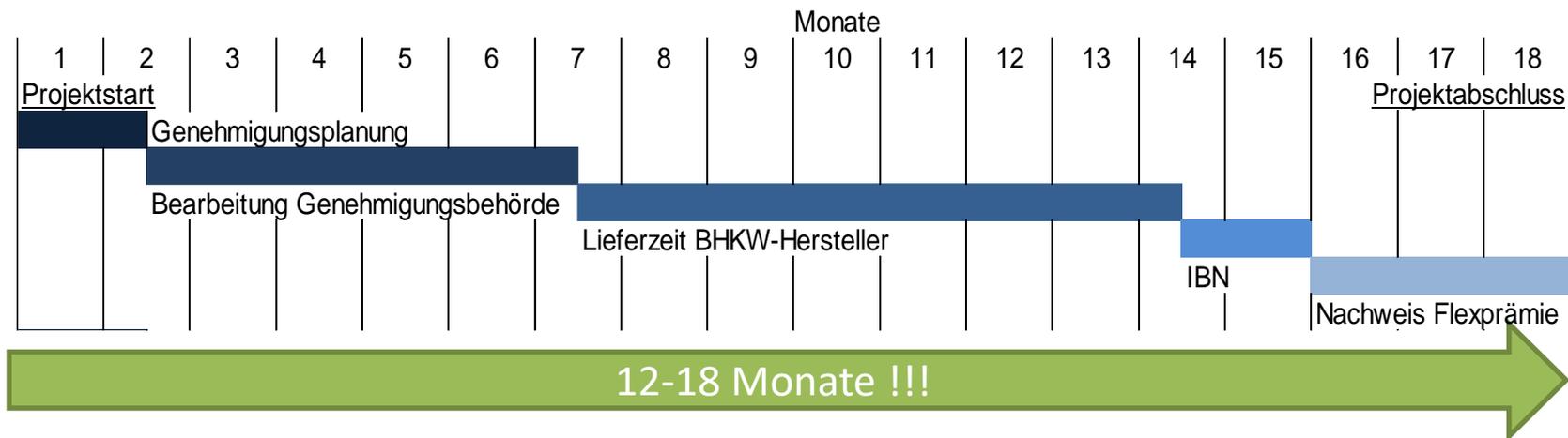


Problem 1

Projektlaufzeit für die Flexibilisierung

Das Zeitfenster schließt sich...

Besonders die erwünschten, ambitionierten Projekte können nicht mehr realisiert werden



Problem 1b:

Verlust von Fördermitteln droht

- Ambitionierte Projekte brauchen langen Vorlauf:
Planung, Genehmigung, Störfallverordnung, Finanzierung
- diese Projekte werden jetzt nicht mehr gestartet
- Vorwiegend „kleine“ Flexibilisierungen schöpfen
aber den übrigen Teil des Deckels aus,
obwohl sie energiepolitisch nicht effizient sind
- Bis 1.350 MW erreicht sind, betrifft das ca. 600 MW Zubau.
Je MW Zubau = 1,3 Mio. Flexprämie

**Drohender Verlust für EEG-Umlage (ca. 800 Mio. €)
kann durch rechtzeitigen Wegfall des Flex-Deckels vermieden werden.**

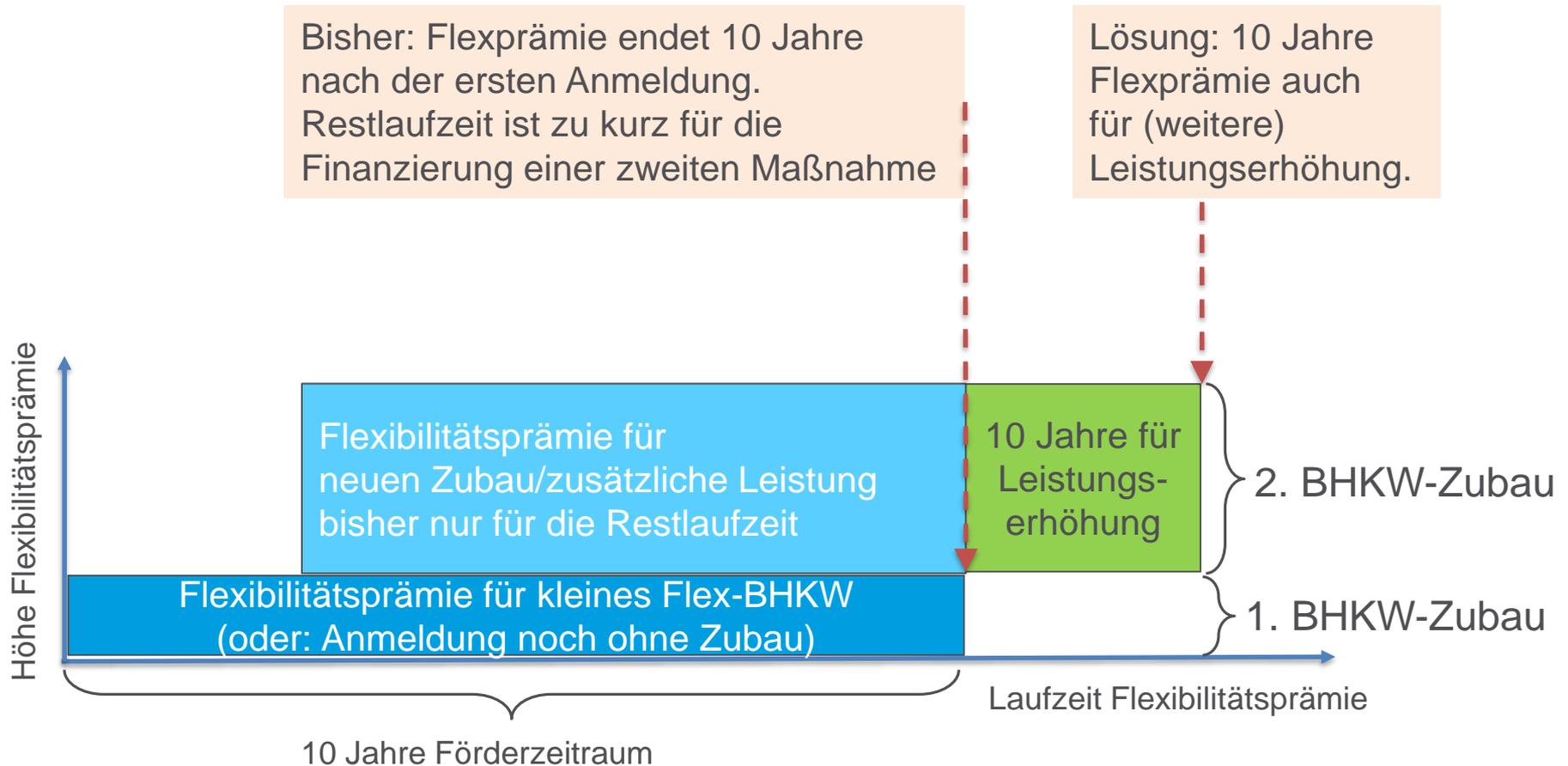
Problem 2:

Frühflexibilisierung – Nachbesserung erwünscht

- ca. 55 % der Biogasanlagen sind „in der Flexprämie“
- Davon haben über 80 % keinen oder zu geringen Zubau (wg. Rechtsrahmen, Verunsicherung, fehlenden Marktanreizen)
 - ca. 2.200 Anlagen mit 1,2 GW = 35 % des Anlagenbestands haben vor 1.8.2014 Flexprämie angemeldet, Zubau etwa 430 MW (+ 30 % im Mittel)
 - 1.321 Anlagen mit 0,7 GW = 20 % des Anlagenbestands haben seit 1.8.2014 (im Deckel) Zubau von 570 MW (+ 87 % im Mittel) davon 76 % bis Leistungsverdoppelung (Zubau < 1,2-fach)
- Erst seit EEG 2017 wurde die konsequente Flexibilisierung möglich und attraktiv, aber die Restlaufzeit reicht nicht mehr, weil die 10-Jahre-Förderperiode z.T. seit 2014 läuft
- Währenddessen nähert sich der Flexdeckel.

Für die Erschließung des kostengünstigen Flex-Potenzials der Biogas-BHKW sollten „Früh-Flexibilisierer“ eine zweite Chance bekommen

Problem 2 Unzureichende „early action“: Systemkonforme Lösung für die 2. Chance



Lösungsvorschlag von Fachverband Biogas und Netzwerk Fl(ex)perthen

Änderung des EEG in zwei Punkten:

1. **Deckel beseitigen**: EEG (2017) Anlage 3, Nummer I.5:
Satz entfällt
2. **Zweite Chance**: EEG (2017) Anlage 3, I.4:
„Die Flexibilitätsprämie ist für die Dauer von zehn Jahren zu zahlen. Beginn der Frist ist der erste Tag des zweiten auf die Meldung nach Nummer I.3 folgenden Kalendermonats.“
Wird ergänzt durch:
„**Bei zusätzlich installierter Leistung ist Beginn der Frist für jede Erhöhung der Leistung der erste Tag des zweiten auf die Einreichung der Bescheinigung nach Nummer I.1.d) folgenden Kalendermonats.**“

Warum nicht erst im nächsten EEG?

1. Flexdeckel später anheben:

- a) Der Biogasbranche droht Fadenriss, mehrere Tausend qualifizierte Arbeitsplätze im Inland würden abgebaut
- b) Die restliche Ausschöpfung des Deckel-Restes lenkt Flexprämie falsch: Wegen der Unsicherheit werden nur noch „kleine“ Flexibilisierungen umgesetzt – energiepolitisch ineffizient!

2. Chance später ermöglichen:

- a) Es wäre zu spät für den Anlagenbestand.
Fast alle Anlagen sind dann älter als 10 Jahre
Bei < 10 Jahre Restlaufzeit finanzieren die Banken nicht mehr
 - 2019 EEG-Novelle, dann 2020 in Kraft (evtl. ein Jahr später)
 - 2020 Start Planung = IBN 2021
 - Nur noch weniger als 10 Jahre Förderdauer für Flex-Invest
 - Investition in Flex-Zubau kann nicht finanziert werden

Deshalb: beide Änderungen ins EEG-100-Tage-Gesetz!

Warum ist Biogas bedroht?

Biogas

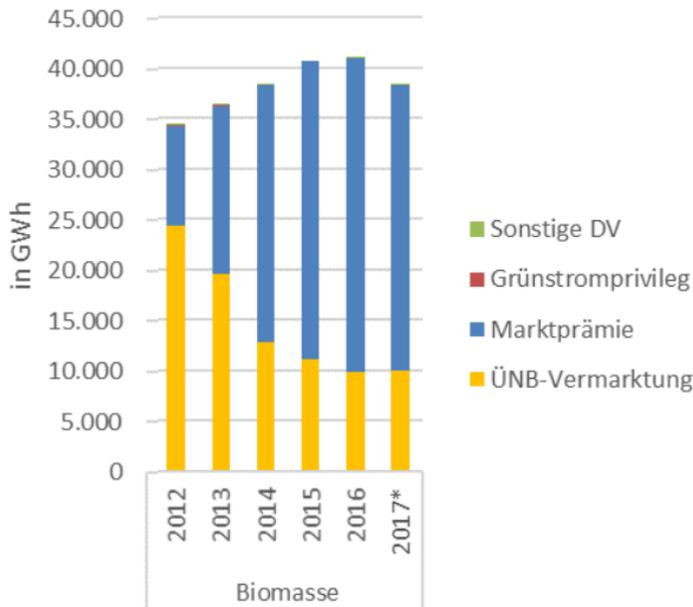
- trägt die Last der Fehlentwicklung „Strom für die Grundlast“
- braucht eine neue Legitimierung: Versorgungssicherheit – Lücken füllen
- kann zwar auch Kraftstoff sein und Erdgas ersetzen,
– aber es gibt dafür noch keine Geschäftsmodelle!
- Deshalb: Die Bestandsanlagen mit BHKW (90 %) müssen flexibel werden,
doch noch zahlt der Energy-only-Markt das nicht aus

Konsequenzen bei Abbruch der Flexibilisierung

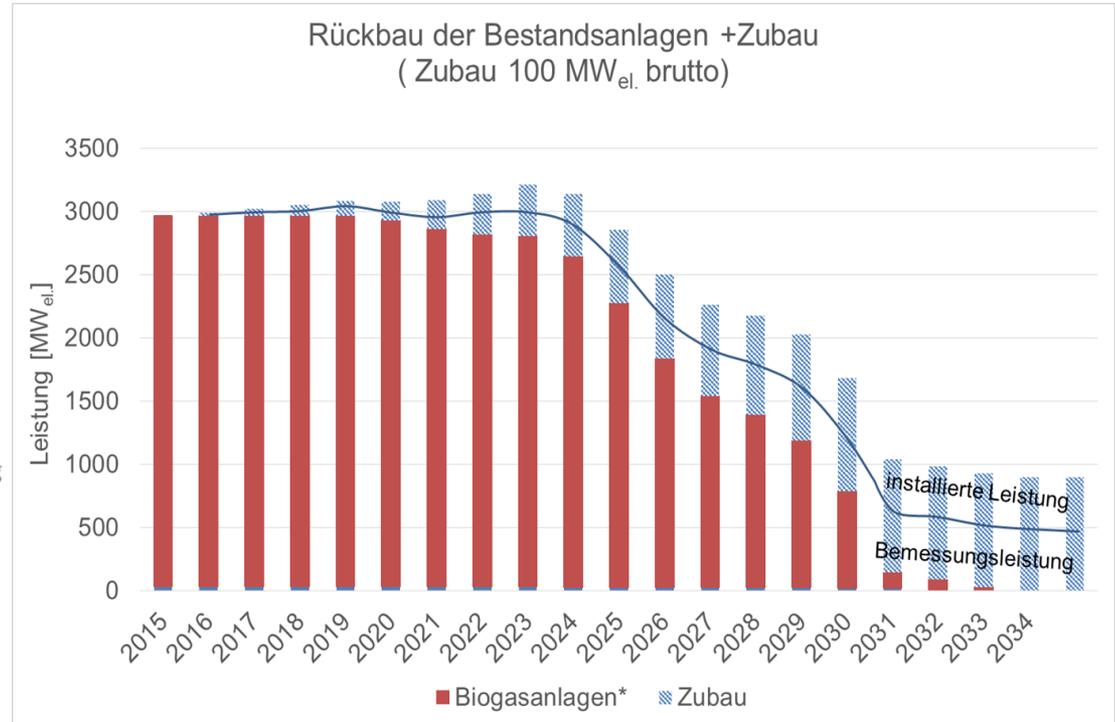
- ca. 3 GW_{el} Biogas werden Ende der 20erjahre stillgelegt
- > 10 Mrd. € Biogasinvestitionen werden „stranded investments“
- 1,2 Mio. ha LW-Flächen fallen in den Markt zurück
- eine kostengünstige Flexibilitätsoption geht verloren
- der Mittelstand verliert weiter an Boden in der Energiewende

Warum die Eile?

Schon jetzt geht die Biogaserzeugung zurück!



Quelle: Monitoring der Direktvermarktung
Quartalsbericht für das BMWi (12/2017)
FhISI, IKEM, FhIEE, THI



Quelle: IZES gGmbH (2018) Hochrechnung der
verbleibenden Bemessungsleistung von Biogas (blaue
Linie, maximal) bei aktuellem Ausschreibungsvolumen

Fragen der Politik an die Initiative

1. Sprechen die Verbände mit einer Stimme?
2. Welche Kosten entstehen durch die Vorschläge?
3. Gibt es günstigere Flexibilisierungsoptionen?
4. Wie sind die Kosten volkswirtschaftlich zu bewerten?
Wie entwickeln sich die Strom-Systemkosten?
5. Drohen ein Run oder unerwünschte Effekte?
6. Gibt es weniger aufwendige Zwischenlösungen,
mit denen man bis zur „großen“ EEG-Reform überbrücken kann?

1.1 Einheitliche Forderung?

Die Beseitigung des Flexdeckels empfehlen einhellig und dringend

- Verbände:
Fachverband Biogas, Biogasrat, AEE, BEE, BBE, Netzwerk Flexperten
- Bundesländer: Rheinland-Pfalz, Thüringen
- Empfehlung durch die Wissenschaft:
DBFZ, IKEM, THI, FhG IEE, RLI, IZES
- Energieagenturen: RLP, NRW, BW, TH
- Netzbetreiber: Westnetz, VKU,...

Das Konzept der zweiten Chance wird ebenfalls mit getragen, jedoch mit unterschiedlicher Priorität.

2. Kosten der Flexprämie bei Erweiterung des Deckels

Grundlagen:

- 457 Mrd. kWh/Jahr (2017) werden mit EEG-Umlage belastet
- 24 Mrd. € Summe EEG-Umlage = 6,88 Ct/kWh

Wie belastet die Flexprämie die EEG-Umlage?

- Bisher 68,7 Mio. € Flexprämie (2017), Umlage 0,020 Ct/kWh
- Flexdeckel 1.350 MW kosten ca. 0,045 Ct/kWh p.a.
- Flexdeckel auf 2.700 MW erhöhen kostet ca. 0,039 Ct/kWh*

Damit wird erst bei einem Deckel von etwa 2.400 MW **der Rahmen von 2014 für die Deckelung** erreicht (Koalitionsausschuss 2014: „0,07 Ct/kWh EEG-Umlage für die Flexibilisierung“)

Zu berücksichtigen: Entlastungseffekte bei Redispatch und Netzausbau

- Mit einer Treffsicherheit von 97 %** ruhen konsequent flexibilisierte BHKW zukünftig bei Netzüberlastung:
Kosten für Redispatch sinken.
- Die flexibilisierte Leistung steht zum Zuwachs an fluktuierenden EE zur Verfügung:
Kosten für Netzausbau sinken.

* berücksichtigt: Degression der Flexprämie bei größerem Zubau,
Kosten von 1.300 €/kW sinken bei größerer Überbauung auf min. 812,50 €/kW

** Forschungsprojekt RegioVK

3.1 Gibt es günstigere Flexibilisierungsoptionen?

- Biogasanlagen zählen zu den ökologisch wünschenswerten Flexibilitätsoptionen

Aufgrund ihrer hohen spezifischen CO₂-Emissionen finden sich fossil befeuerte Kraftwerke am Ende der ökologischen Rangfolge.

Tabelle 3-2: Ökologische Rangfolge für den Zubau zusätzlicher Flexibilitätsoptionen

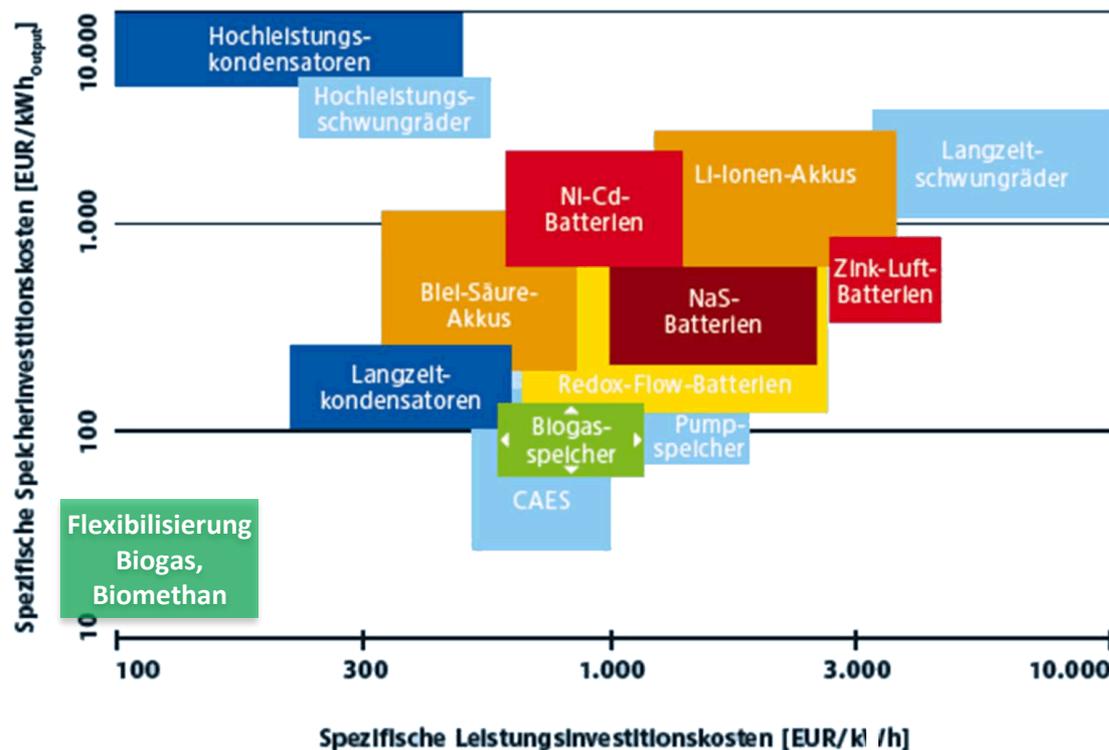
	Ökologische Rangfolge	Zubau [GW]	Potenzial [GWh]
Power to Gas als Langzeitspeicher	DSM Industrie & GHD & HH	7,6	30,4
	flexible Biogasanlagen	4,7	17,5
	Batterie Lithium-Ionen*	10,0	40,0
	Pumpspeicherwerke & Batterie Redox-Flow	10,0	67,5
	Pumpspeicherwerke & Batterie Blei-Säure	10,0	57,5
	Druckluftspeicher	0,8	1,6
	neues Gaskraftwerk	-	-
	neues Steinkohlekraftwerk	-	-
	neues Braunkohlekraftwerk	-	-

* Aufgrund sonstiger ökologischer Auswirkungen erfolgte eine Abwertung bei Lithium-Ionen Batterien im Vergleich zu Lastmanagementoptionen, die auf Wärmespeichern basieren.

Quelle: Öko-Institut e.V.

3.2 Kosten von Flexibilitätsoptionen (Speicher)

- Biogasanlagen zählen zu den kostengünstigsten Flexibilitätsoptionen



Potenzielle bestehender

- Biogasanlagen
3,5 GW → 10 – 15 GW
- KWK-Anlagen
→ 25 – 40 GW
- Vergleich:
Pumpspeicher
ca. 7 GW (4 – 8 h)

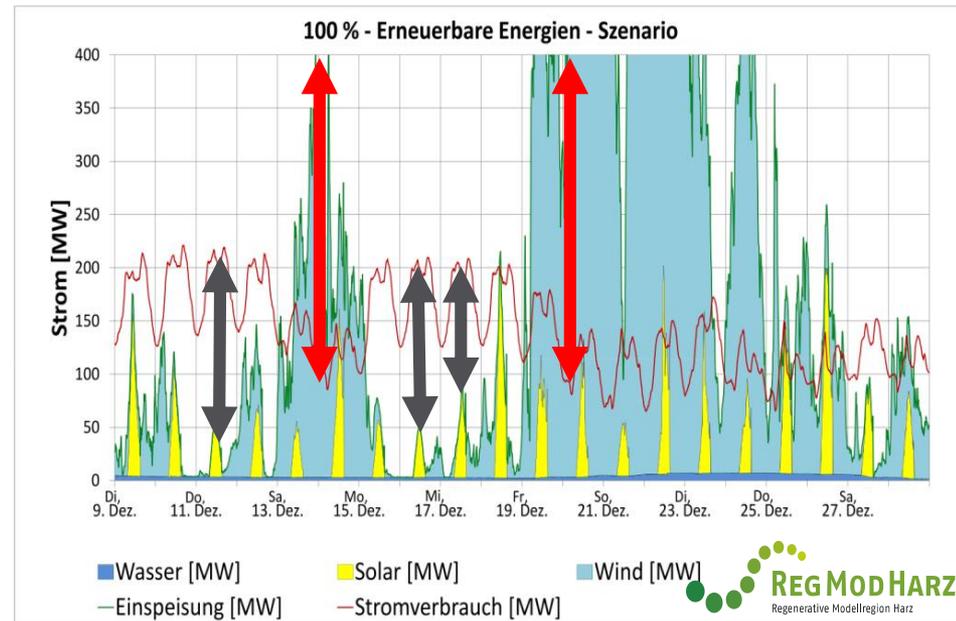
Quelle: BMWi-Projekt, *Netze für die Stromversorgung der Zukunft* & Farret 2006 und CUBE Engineering

3.3 Flexibilitätsoptionen: langsam, teuer – oder Biogas

Wind und Sonne erzeugen (regionale) Überschüsse, oder lassen Versorgungslücken

Flexibilitätsoptionen:

- Demand Side Management – nur begrenztes Potenzial
- Import/Export durch überregionale Netze – langfristiger Ausbaubedarf
- Speicher (Batterien) – begrenzte Kapazität



Ein Projekt gefördert durch das



Förderkennzeichen 0325090 I

regelbare Erzeuger werden Ende der Zwanzigerjahre vs. unverzichtbar

- Anstelle Kohle, flink, kostengünstig, dezentral: Kraft-Wärme-Kopplung
- regenerativ = Biogas – muss noch auf Residuallast umgestellt werden!
- bestehendes Potenzial: 10 - 15 GW_{el} Spitzenlast
- Zusatzvorteil: Brückentechnologie zu Power-to-Gas

4.1 Kosten und Rückzahlung im System

- Der Betreibernutzen währt länger als die erste EEG-Vergütungsperiode
- Folge: Die Kostenvorteile fließen in der Ausschreibung an den Markt zurück.

Beispiel:

- Betriebsjahr 8: Investition in konsequente Flexibilisierung und Modernisierung
- Betriebsjahr 9 - 19: Flexprämie 3,5 Ct/kWh (fließt in die Refinanzierung)
- Ertragsverbesserung insgesamt 7 – 8 Ct/kWh: Anreiz steigert Gewinn
- Betriebsjahr 20: Flexprämie entfällt, Refinanzierung ebenfalls. Übrige Kostenvorteile bleiben.
- Ausschreibung: Im Wettbewerb wird der Kostenvorteil von ca. 4 Ct/kWh eingepreist
- Betriebsjahre 20 – 30: Kostenvorteil von ca. 4 Ct/kWh entlastet Marktprämie - EEG

Zusätzlich:

- Weniger Reservekraftwerke – weniger Kosten für andere Flexibilitäten
- Preisbildung gedämpft (merit order-Preis sinkt in Hochpreisphasen)

Fazit: Die Nutzen im System werden die Kosten deutlich überwiegen

4.2 Vergleich Investition mit Flexprämie

Schätzungen in T€ (500 kW _{HBem}) Durchschnitt aus Expertenumfrage	500 kW o. Speicher	1.000 kW kl. Speicher	2.000 kW kl. Speicher	2.000 kW gr. Speicher
Planung und Abnahmen	15	22	27	27
BImSch-Antrag, Genehmigung	15	17	20	20
Störfallplan und Sicherheitstechnik		14	16	16
Netzanschluss, Anlagenzertifikat	26	30	35	35
BHKW mit Gehäuse	385	585	924	924
Trafo + Stromleitungen, SMR-Technik	96	127	177	177
Gasleitung, Verdichter	43	63	100	100
Gasspeicher 4.000 m ³		82	82	
Gasspeicher 15.000 m ³ (lt. Anbieter)				150
Wärmespeicher 150 m ³		105	105	
Wärmespeicher 1.000 m ³ (lt. Anbieter)				240
Summe	580	1.043	1.486	1.689
Vergleich: Flexibilitätsprämie gesamt	650	975	1.625	1.625
Differenz Schätzkosten/Flexprämie	+ 70	- 78	+ 139	- 64
EPEX-Zusatzerlöse (jährlich steigend)	./.	25	40	55
Wirkungsgradverbesserung, Lebenserwartung, geringere Wartungskosten kommen hinzu.				

4.3 Potenziale für Erlösverbesserungen durch konsequente Flexibilisierung (500 kW + 400%)

Potenziale und mögliche Größen	Wert	Preis/Anteil	Euro/Jahr
Flexibilitätsprämie * 10 Jahre	0,5 * 130 €/kW	65,00 €	162.500 €
Spotmarkt-Zusatzerlöse	> 1 ct/kWh	0,01 €	42.000 €
Wirkungsgradverbesserung (Substrat)	42/39 % = 8 %	0,12 €	40.320 €
Verbesserte Redundanz	2,50%	0,12 €	12.600 €
Aufbau stiller Reserven (Restwert)	300 T€	10%	30.000 €
Einsparung BHKW-Wartung	0,3 ct/kWh	0,005 €	21.000 €
zusätzlicher Wärmeverkauf + KWK-Bonus	5 Ct/kWhth	0,05 €	50.000 €
Aufwertung Wärme durch Sicherheit	1,5 Ct/kWhth	0,015 €	45.000 €
./.. EEG-Umlageprivileg Eigenstrom	3 ct/kWh	- 0,03 €	- 9.000 €
Startkosten	10 €/MW*Start	- 20,00 €	- 12.000 €
Summe			382.420 €

5. Welche politischen Risiken bestehen?

Kann ein unerwünschter „Erdrutsch“ ausgelöst werden?

- Nein. Schon bisher wird die konsequente Flexibilisierung nur zurückhaltend genutzt.

Nehmen einzelne Betreiber überdimensionierte Erträge mit?

- Die Investitionsrendite liegt (nach Förderung) bescheiden zwischen 5 und maximal 20 %.

Die Förderung wirkt nur für kurze Zeit, danach wird sie ein stranded investment

- Eine anspruchsvolle Flexibilisierung ist ein aufwendiges Projekt, das vom Betreiber mit langfristiger Perspektive angegangen wird. Nur diese Anlagen (mit echter Wärmenutzung) sind zukunftsfähig.

Werden zu teure Flexibilitäten gefördert?

- Die Förderung kostet zwischen 800 und 1.200 €/kW. Das ist eine kostengünstige Flexibilitätsoption.

Werden die Stromkunden durch die Förderung belastet?

- Kurzfristig mit bis zu 0,084 statt 0,045 St/kWh. Doch die Flexibilisierung senkt Kosten für Redispatch und den Netzausbau. Netto wird sich das die Waage halten.
- Sie werden mittelfristig entlastet! Die geförderte Leistung senkt die Kosten im Anlagenbetrieb über das EEG hinaus. In der zweiten Förderperiode wird die Förderung ausgeschrieben, der Kostenvorteil eingepreist und an den Markt zurückgegeben: mehr, als die Förderung gekostet hat!

Was kann man gegen ineffiziente Nutzung tun?

- Die Ausgestaltung kann nachgeschärft werden. Vorschlag: gut überlegt, auf Grundlage der Evaluierungen aus dem Monitoring, in der „großen“ EEG-Novelle.

6.1 Gibt es kurzfristig wirksame kleine Lösungen?

Deckel berechenbar machen, Rechtssicherheit

Hilft die frühere Rechtssicherheit der Flexprämienberechtigung?

- Ja, etwas.
Betreiber würden entlastet, wenn Flexprämie bei **Vorlegen der BImSch-Genehmigung** sicher wäre.
- Da Planung und Genehmigungsverfahren schon teuer sind, wäre Sicherheit bereits bei *Planungsbeginn* besser.
Problem: Rechtskompatible Abwicklung. Deshalb besser:

Lösungsvorschlag

- „Reservierung“ der Flexprämie mit Pönale: 10 €/kW
müssen bei Anmeldung hinterlegt werden.
Nachweis der Umsetzung innerhalb 20 Monaten.
Wenn nicht: Pönale verfällt.
- 1.350 MW werden aber trotzdem gleich schnell erreicht.
Das Grundsatzproblem wird damit nicht gelöst.
- Außerdem ist ein Run (Windhundprinzip) zu befürchten mit hektischer Konjunktur und anschließendem Einbruch - ineffizient.

6.2 Gibt es kurzfristig wirksame kleine Lösungen?

Deckel nicht ganz streichen, nur anheben.

Hilft die Anhebung des Deckels für die Flexprämie?

- Ja. Mit einer **Anhebung auf 2.700 MW** wäre ausreichend Zeit gewonnen bis zur EEG-Novelle
 - Entspricht dem 2014 bereits diskutierten Niveau (0,07 Ct/kWh Belastung für EEG-Umlage)
 - Evaluierung der bisherigen Entwicklung möglich
 - Fortsetzung kann ins EEG 2019 einfließen
 - Ausgestaltung/Effizienz kann nachgeschärft werden
- **Vorschlag:**
Kombination mit Rechtssicherheit durch pönalisierte Anmeldung der Flexprämie

6.3 Gibt es kurzfristig wirksame kleine Lösungen?

Zweite Chance später einführen?

2. Chance für Früh-Flexibilisierer? – dafür ist keine Alternative in Sicht.

Nach unglücklichen Anreizen, fehlenden rechtlichen Rahmenbedingungen und mageren Marktanreize sollte die Politik Rücksicht auf die Lernkurve der landwirtschaftlichen Betreiber nehmen und eine zweite Runde bei der Flexibilisierung nicht zusätzlich benachteiligen. Deshalb

10 Jahre Flexprämie auch für einen zweiten BHKW-Zubau.

Allenfalls kann der Zeitdruck genommen werden, wenn man das Konzept der 2. Chance erst in die EEG-Novelle 2020 aufnimmt und ergänzt:

Biogasanlagen, deren EEG-Laufzeit nur noch weniger als 10 Jahre beträgt, können zur Flexibilisierung ein Stauchungsmodell wählen: Die **Förderdauer** der Flexibilitätsprämie für weitere Leistungserhöhungen wird **auf sechs Jahre verkürzt, aber dafür in Höhe von 190 €/kW gezahlt.**

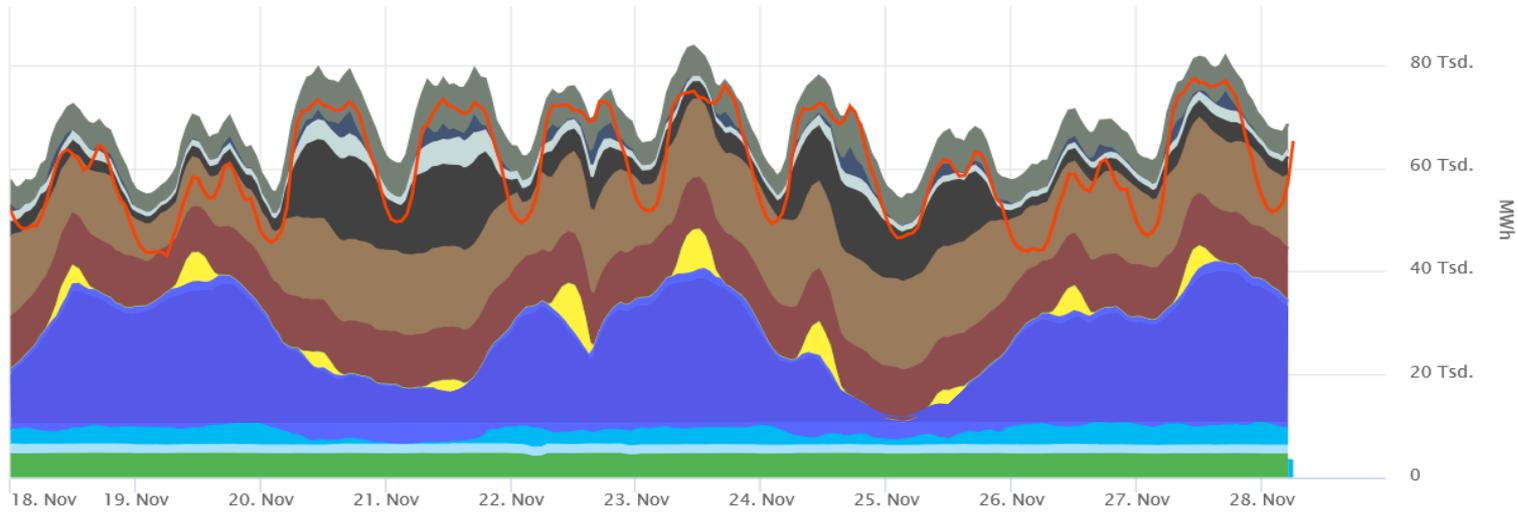
(Einsparung gegenüber der bisherigen Förderung = 12 %).“

Illustrationen

Im Folgenden finden sich weitere Visualisierungen:

- Strombedarfsschwankungen
- Kleine oder große Flexibilisierung
- Wirkung auf die Langlebigkeit der Anlagen
- Flexprämie: Degression bei großer Flexibilisierung
- Flex-Fahrplan mit geringem Speicherausbau
- Beispiel Rixdorf mit großem Gas- und Wärmespeicher
- Fahrplan jetzt und in Energiemarkt mit > 60 % EE
- EPEX-Preisteppich heute
- Zunahme Flexprämien-ausschöpfung

Residuallast heute: von Null bis 60 GW
in Zukunft: von -100 GW bis 45 GW



Stromerzeugung - Realisierte Erzeugung



Stromverbrauch - Realisierter Stromverbrauch



Kleine Flexibilisierungen (ca. 80 %) müssen nachgebessert werden

Gasspeicher

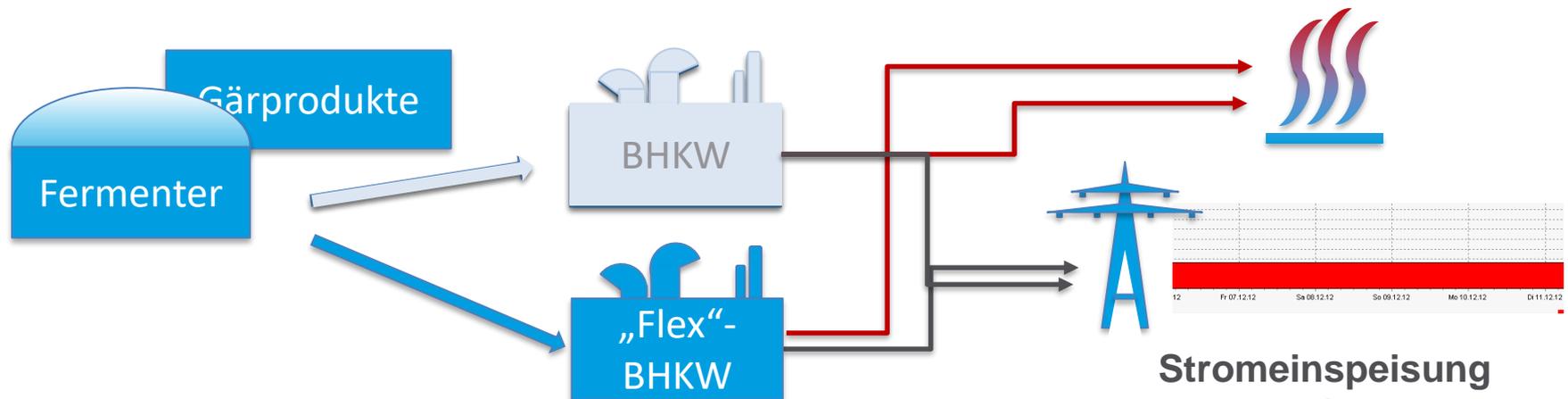
- bleibt meist
- Gashaube auf GPL

Zubau Flex-BHKW

- Gleich großes Modul
- Alt-BHKW im „Erhaltungsbetrieb“

Wärmenutzung

- Oft nur für KWK-Bonus
- Kleiner Wärmespeicher



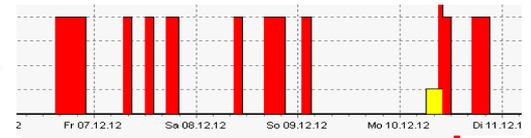
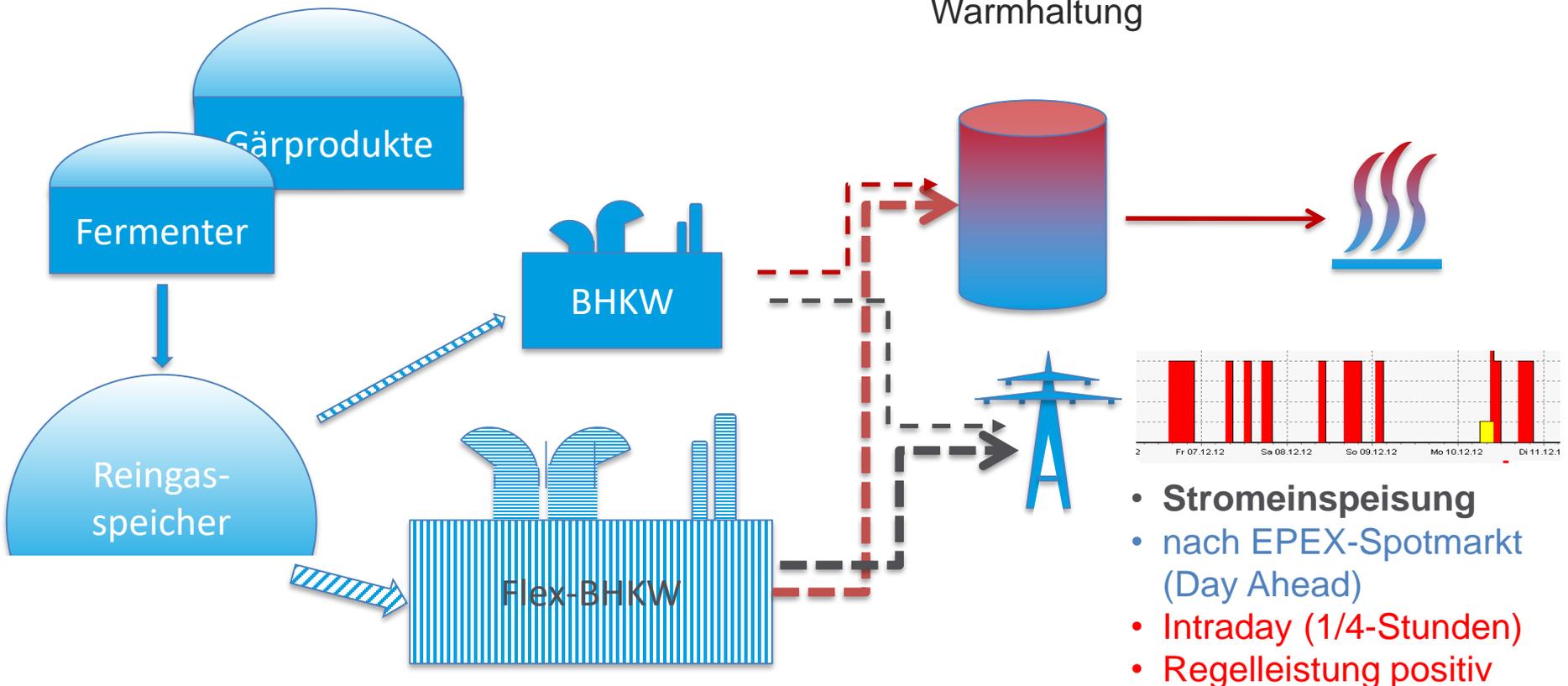
Stromeinspeisung

- Weiter Grundlast
- SRL neg. („Flex“-BHKW)
- SRL pos. (Alt-BHKW)
- Evt. HT/NT-Betrieb

Die flexible Biogasanlage

für bedarfsorientierten Fahrplanbetrieb

- **Gasspeicher**
 - für BHKW - Ruhe
 - voll - leer im Wechsel
- **Zubau Flex-BHKW**
 - Mehr Leistung
 - Start-Stopp-Betrieb
- **Wärmepuffer:**
 - Wärmeversorgung
 - BHKW-Warmhaltung
- **Wärmenutzung**
 - Nahwärmenetz
 - Trocknung



- **Stromeinspeisung**
- nach EPEX-Spotmarkt (Day Ahead)
- Intraday (1/4-Stunden)
- Regelleistung positiv

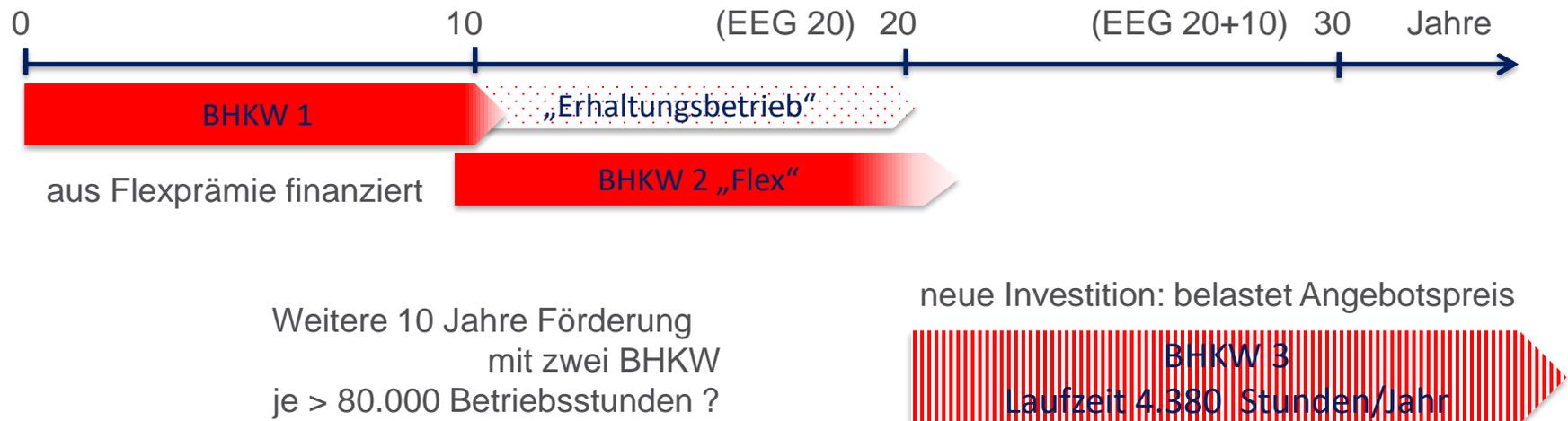
Neue Anschlussvergütung im EEG 2017: mit welchem BHKW?

Das Bestands-BHKW kommt in die Jahre.

Es wird „flexibilisiert“: **doppelt überbaut = Zubau von 100 %**

Folge: Das Flex-BHKW wird zum neuen Dauerläufer.

Es ist bis zum EEG 20-Ende ebenfalls verschlissen.



Konsequente Flexibilisierung hilft bei Anschlussvergütung

Variante B: **richtig flexibel.**

Ein großes Flex-BHKW läuft weniger, billiger, effizienter
bringt mehr Flexprämie, mehr Ertrag
arbeitet auch in der 2. Förderperiode (10 Jahre Verlängerung)



BHKW 2 „Flex – aber richtig“:
Leistungszubau **300 – 400 %**
Laufzeit 2.000 – 2.500 Stunden/Jahr

Die Flexibilitätsprämie nutzen solange es sie noch gibt!

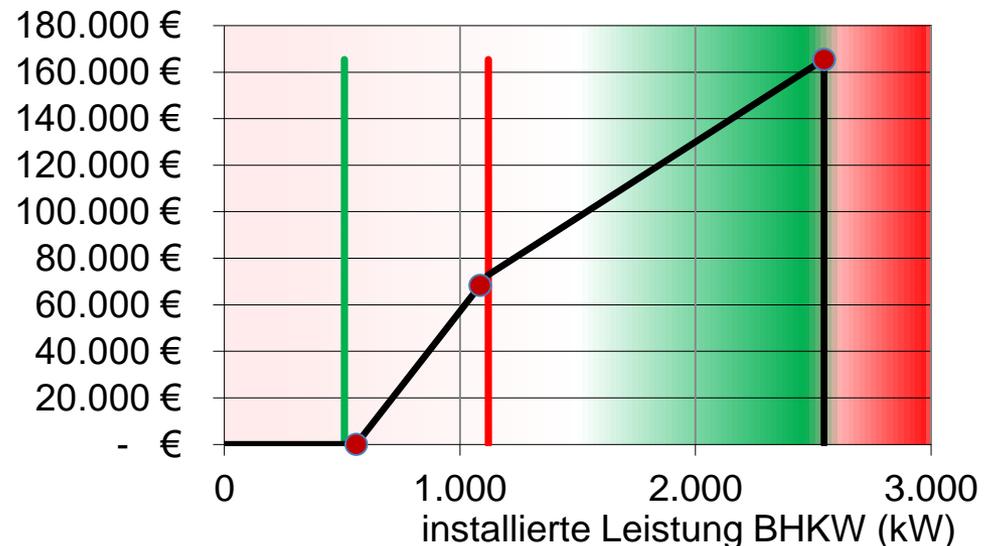
- Beispiel 536 kW Bestand, Bemessungsleistung = 509 kW
 - Üblich: Zubau von 550 kW => Flexprämie: 68 T€/Jahr = **680 T€**
 - Besser: max. Ausbau 2.546 kW => Zubau von 2.000 kW
= jährlich bis 165 T € x 10 Jahre, gleichbleibend = **1.650 T€**

Die Flexprämie finanziert etwa die Investition.

Zusätzlich genießen Sie

- ersparte Ersatzinvestitionen
- Höhere Markt-Erlöse
- Mehr Wärmeerlöse
- Besserer Wirkungsgrad
- Kostensenkung (Wartung)
- Wenn Verlängerung:
Flexzuschlag
ersparte Ersatzinvestitionen

jährliche Flexibilitätsprämie für Biogas-BHKW

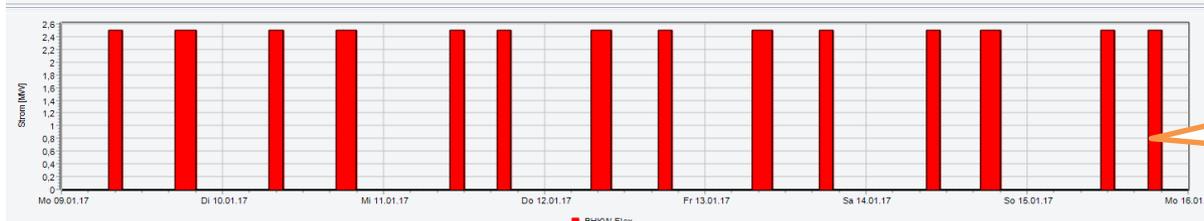


Flexible Fahrweise: Beispielwoche

- Klimajahr 2011, EPEX, 2.500 kW_inst / 500kW_Bemess
- 14 h Ruhe – Tages-Flex = 14 Starts/Woche
- Täglich zwei Preisspitzen, dazwischen „Solardelle“



Hochpreiszeit tagsüber, Spitzenpreise kurz



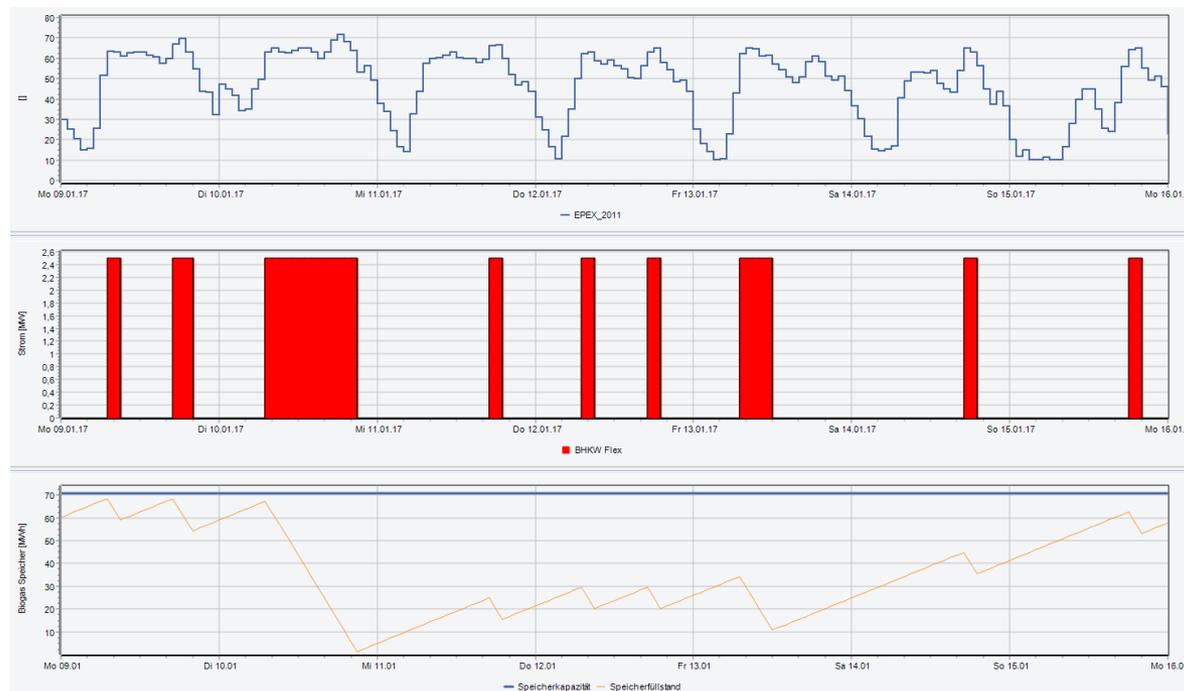
Bedarfsorientierter Betrieb je nach Flexibilisierungsgrad



Speicher: voll/leer im Tagesrhythmus

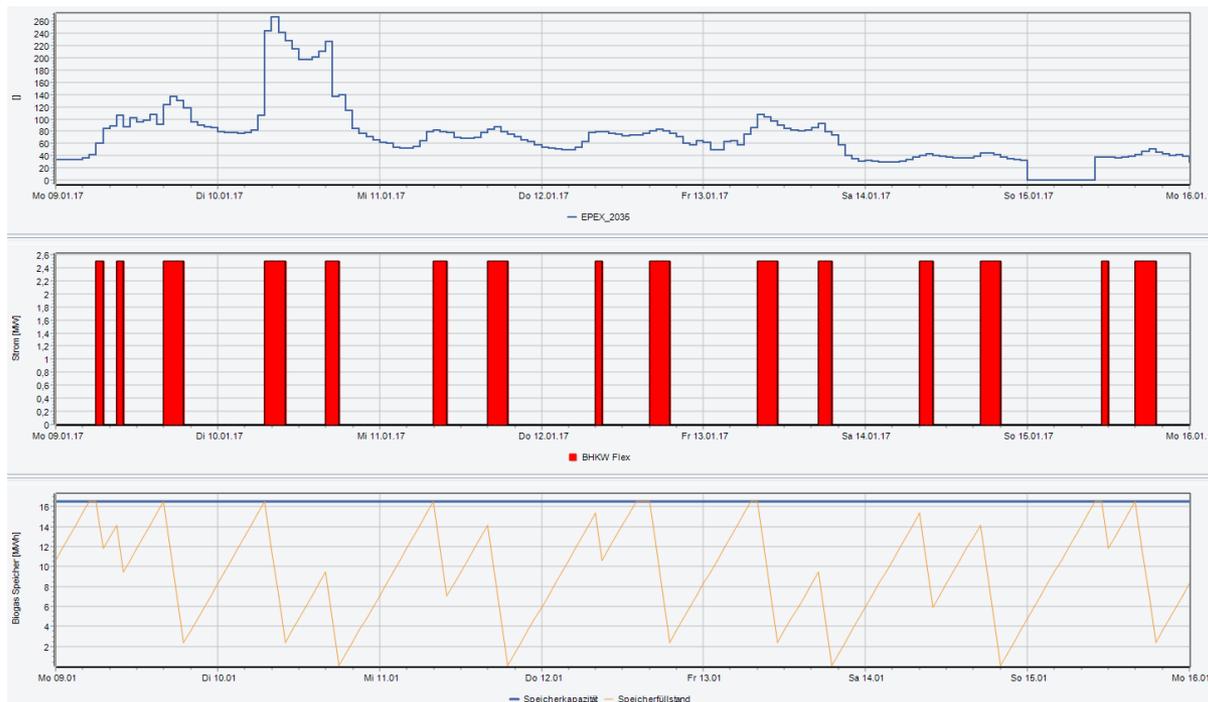
Beispielfahrpläne

- Klimajahr 2011 EPEX, 2500kW_inst / 500kW_Bemess
- 60h Ruhe – Wochenende = 10 Starts/Woche
- Großer Speicher ermöglicht focussierte Einspeisung



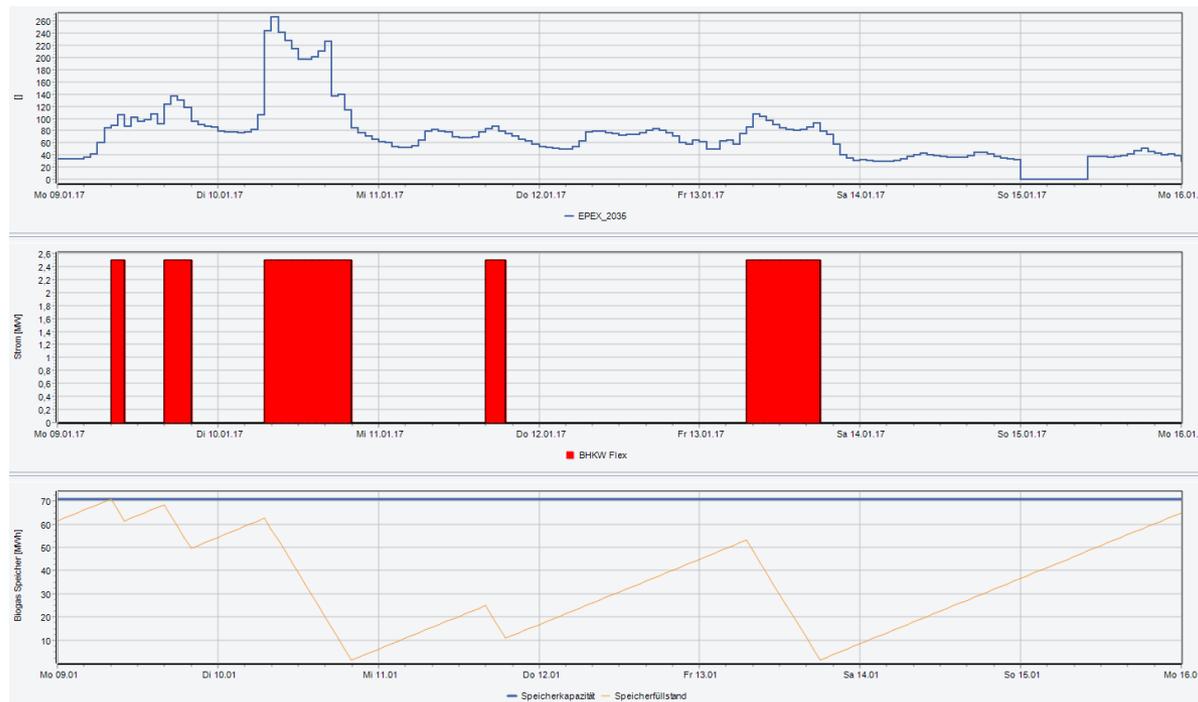
Beispielfahrpläne

- Klimajahr 2011, EPEX 2035, 2.500 kW_inst / 500kW_Bemess
- 14 h Ruhe – Tagesflex = 14 Starts/Woche
- Kleiner Speicher erzwingt Betrieb auch bei Niedrigpreisen

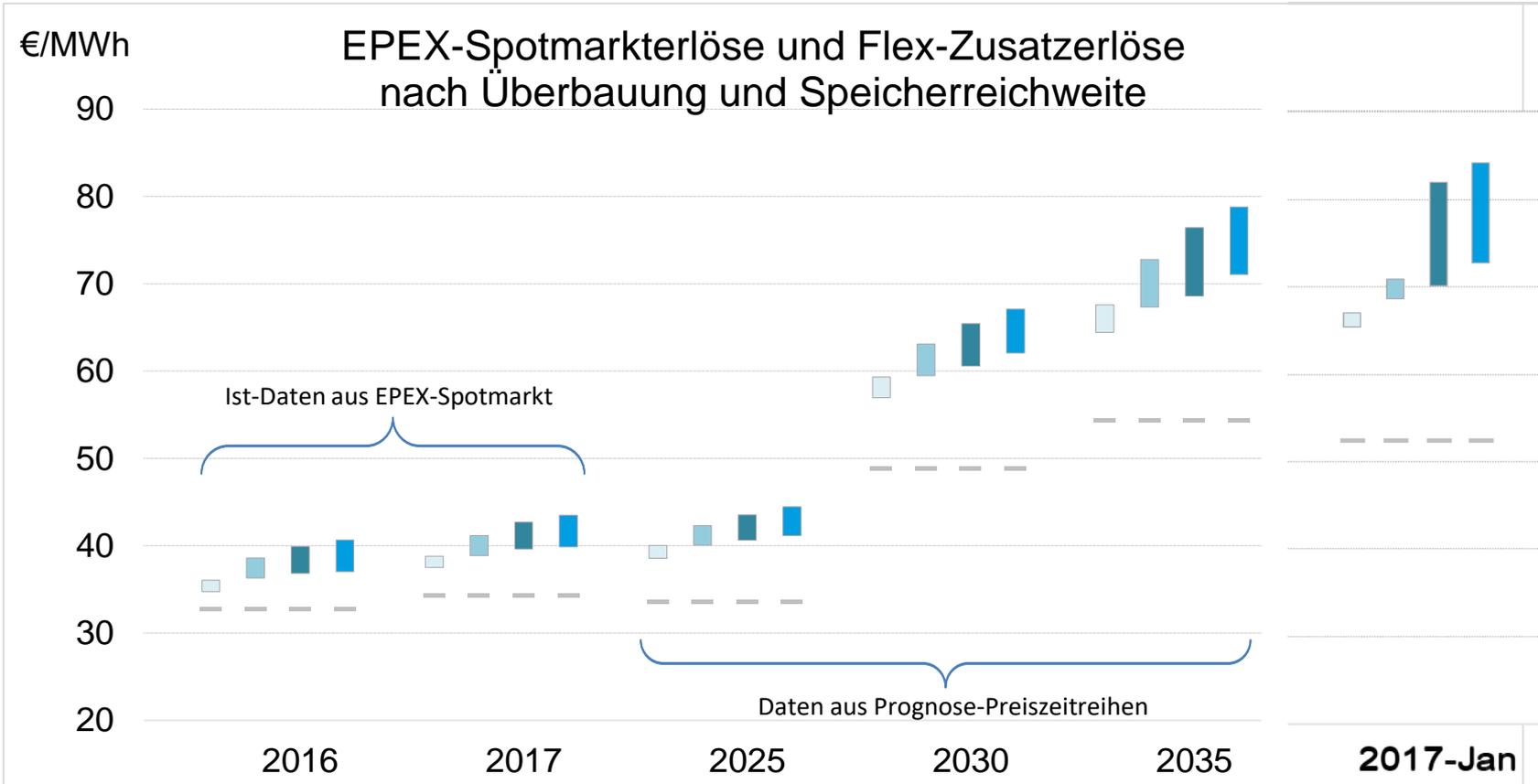


Beispielfahrpläne

- Klimajahr 2011, EPEX 2035, 2.500 kW_inst / 500kW_Bemess
- 60h Ruhe – Wochenende = 5 Starts/Woche
- Höhere Volitilität der fEE führt zu neuen Ertragspotenzialen



EPEX-Spotmarkterlöse nach Überbauung und Speicherreichweite

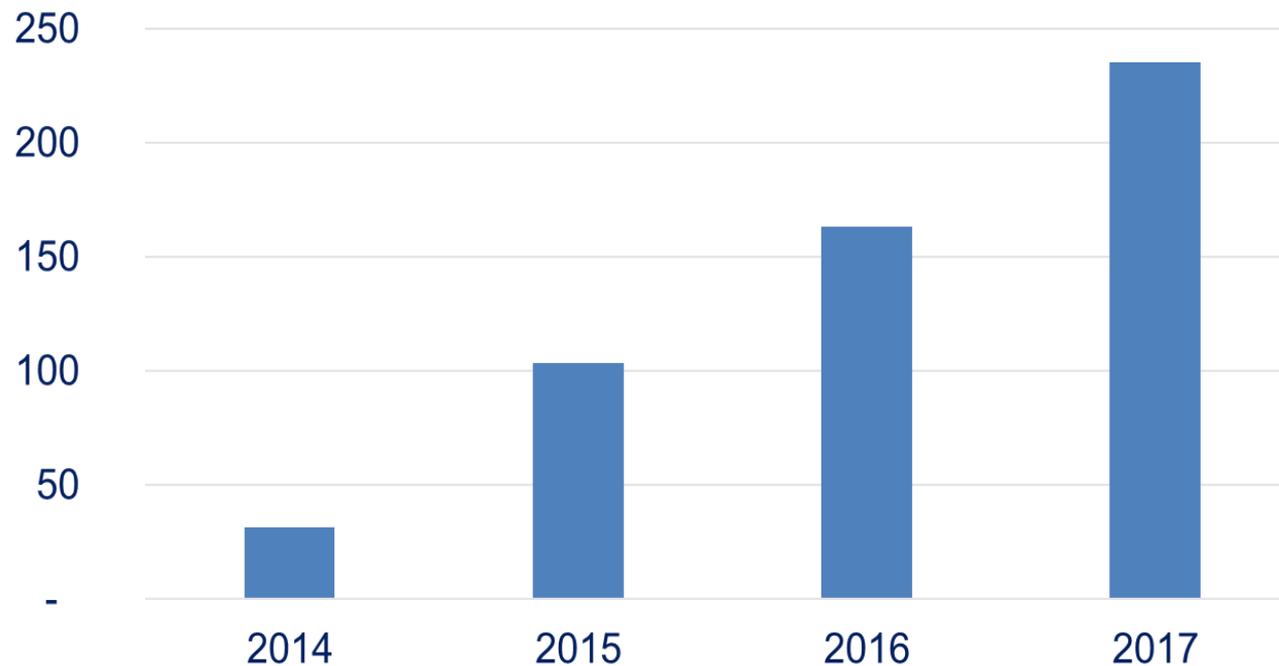


Zubau je Jahr im Flexdeckel

Zubau an Leistung in kW innerhalb des Flex-Deckels:

- Anlagen IBN vor 1.8. 2014
- Zubau ab dem 1.8.2014

Theoretisch möglich: 10.000 – 15.000 MW (3,5 GW, 3 – 4,5-fach)



Flexprämie: Zubau wächst

