

Optimierte Betriebsweise eines hybriden Speichersystems zur Erbringung von Primärregelleistung

Christoph Loschan*, Jürgen Marchgraber,
Georg Lettner, Wolfgang Gawlik, Günter Wailzer
*(TU Wien – Energy Economics Group)

17. Symposium Energieinnovation
Online
16.02.2022

- SEKOHS: *Sector-coupling hybrid storage system Theiß*
- *TU Wien, EVN, AIT*
- *Green Energy Lab: Energiemodellregion & Klima,- und Energiefond*
- *03/21 - 09/23*
- *Fernwärmeversorgung von Gedersdorf und Kreams*
- *Anlagenexpansion: BESS & PV*
- *Sektorkopplung der Strom,- und Wärmeseite mit einem hybriden Speichersystem*
- *Betriebsoptimierung*



- Kombinieren der Vorteile von BESS und TESS
- Wärmeseite: Fernwärme
- Stromseite: Regelenergieprodukte (FCR)

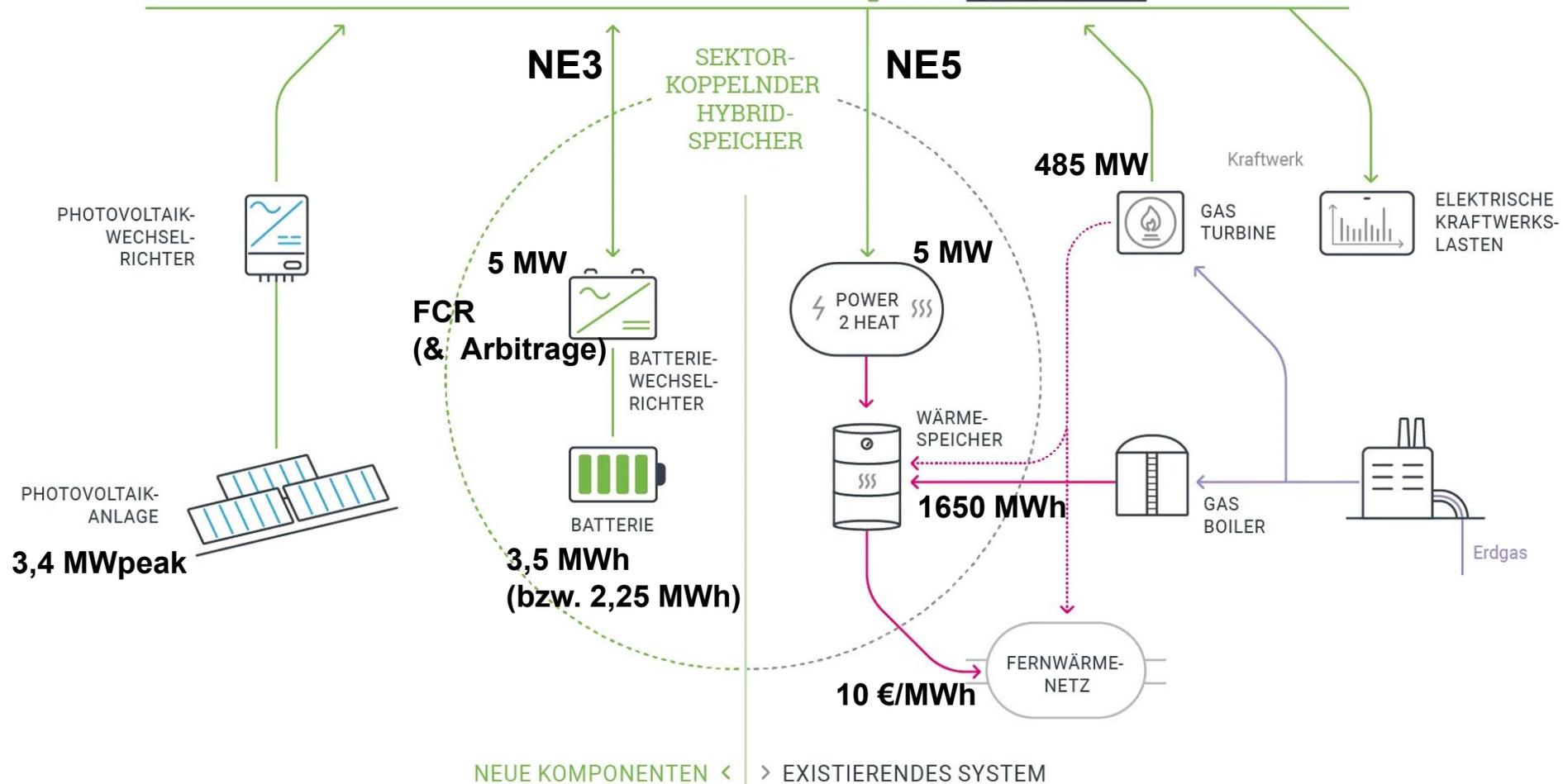
	Batteriespeicher	Thermischer Speicher
Systemkosten (Speicherkapazität)	Hoch	Gering
Speicherkapazität	Gering	Hoch
Nutzungsflexibilität	Zahlreiche Systemdienstleistungen	Unidirektional zur Stromspeicherung

SEKOHs Theiß

DEMO

Intraday Preis

Systemnutzungsentgelte



NEUE KOMPONENTEN < > EXISTIERENDES SYSTEM

$$\max I_{FCR} + I_{Intraday} + I_{Thermal} + I_{PV} - E_{Intraday} - E_{Tariff}$$

$$I_{FCR} = \sum_{t \in T} \frac{C_t^{FCR}}{S} \cdot f_{CR_t}^{procurement}$$

$$I_{Intraday} = \sum_{t \in T} \frac{C_t^{ID}}{S} \cdot p_t^{discharge}$$

$$I_{Thermal} = \sum_{t \in T} \frac{C_t^{thermal}}{S} \cdot (p_t^{pv-heat} + p_t^{therm} + p_t^{fcr-heat})$$

$$E_{Intraday} = \sum_{t \in T} \frac{C_t^{ID}}{S} \cdot p_t^{charge}$$

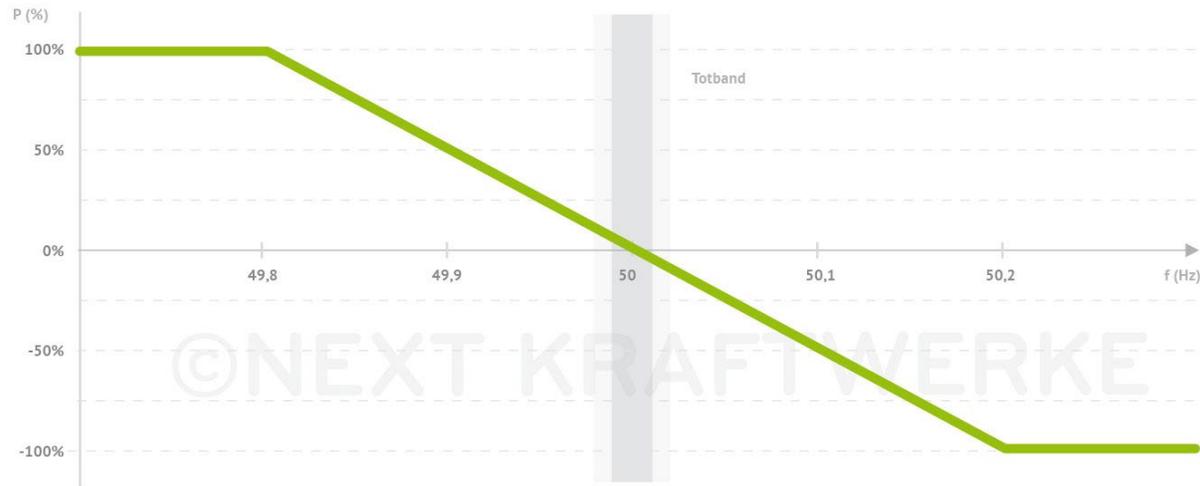
$$E_{Tariff} = \sum_{t \in T} \frac{C_t^{Tariff}}{S} \cdot (p^{charge} + f_{CR_t}^{procurement} \cdot P_t^{FCR-charge})$$

$$I_{PV} = \sum_{t \in T} \frac{C_t^{ID}}{S} \cdot p_t^{pv-sell}$$

- Vorhaltung von FCR
- Verkauf am ID-Markt (Arbitrage)
- Aufnahme von neg. FCR Abruf durch den TESS
- Nachkauf am ID-Markt
- Systemnutzungsentgelte
- Erlöse durch PV Einspeisung

Entscheidungsvariable sind klein,- Parameter groß geschrieben
 S = Zeitschritte pro Stunde

Anforderungsprofil zur Erbringung von Primärregelleistung



F = Netzfrequenz in sekundlicher Auflösung

Leistungsabruf (normiert):

$$P_t^{\text{FCR}}(F) = \min((50.0 - F) \cdot 5, 1) \quad \forall t \in T; F < 49.99$$

$$P_t^{\text{FCR}}(F) = \max((50.0 - F) \cdot 5, -1) \quad \forall t \in T; F > 50.01$$

$$P_t^{\text{FCR}}(F) = 0 \quad \forall t \in T; 49.99 \leq F \leq 50.01$$

Aufteilung in neg.-, und pos. Abruf:

$$P_t^{\text{FCR-charge}} = P_t^{\text{FCR}} \quad \forall t \in T; P_t^{\text{FCR}} > 0$$
$$P_t^{\text{FCR-discharge}} = P_t^{\text{FCR}} \quad \forall t \in T; P_t^{\text{FCR}} < 0$$

FCR Vorhaltung in durch Leistung des BESS Wechselrichter beschränkt

$$0 \leq \text{fcr}_t^{\text{procurement}} \leq P_{\text{max}}$$

Neg. FCR Abruf kann durch TESS oder BESS aufgenommen werden

$$0 \leq p_t^{\text{fcr-heat}} \leq P_t^{\text{FCR-charge}} \cdot \text{fcr}_t^{\text{procurement}}$$

PV Einspeisung in BESS / TESS / ID Handel

$$p_t^{\text{pv-heat}} + p_t^{\text{pv-BESS}} + p_t^{\text{pv-sell}} = P_t^{\text{PV}}$$

BESS kann entweder Laden oder Entladen (Binärvariable β_t)

Verfügbare Entladeleistung am ID Markt

- wird durch FCR Entladung (pos. FCR Abruf) verringert
- Durch FCR Ladung (neg. FCR Abruf) erhöht
- Beschränkt durch Wechselrichter Leistung

$$0 \leq p_t^{\text{discharge}} - f_{\text{cr}_t}^{\text{procurement}} \cdot \left(P_t^{\text{FCR-discharge}} + P_t^{\text{FCR-charge}} \right) \leq P_{\text{max}} \cdot (1 - \beta_t)$$

Verfügbare Ladeleistung am ID Markt

- wird durch FCR Entladung erhöht
- Durch FCR Ladung verringert
- Beschränkt durch Wechselrichter Leistung

$$0 \leq p_t^{\text{charge}} + f_{\text{cr}_t}^{\text{procurement}} \cdot \left(P_t^{\text{FCR-discharge}} + P_t^{\text{FCR-charge}} \right) \leq P_{\text{max}} \cdot \beta_t$$

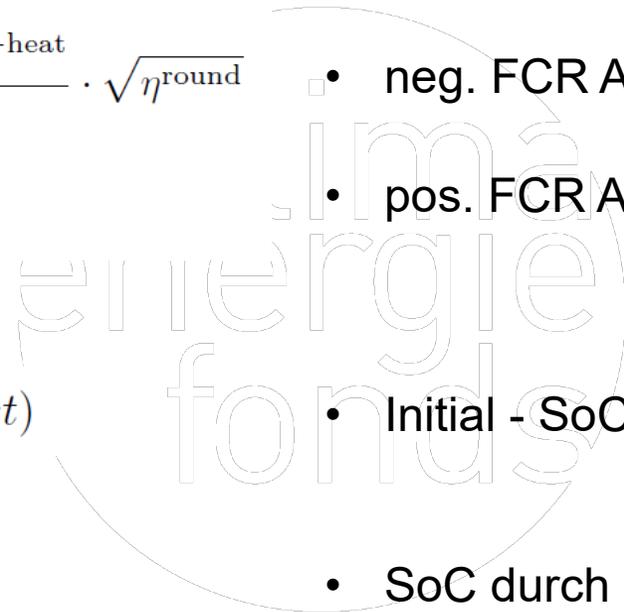
$$\begin{aligned}
 e_t &= e_{t-1} \cdot (1 - \eta^{\text{self}}) \\
 &+ \frac{p_t^{\text{charge}}}{S} \cdot \sqrt{\eta^{\text{round}}} - \frac{p_t^{\text{discharge}}}{S \cdot \sqrt{\eta^{\text{round}}}} \\
 &+ \frac{p_t^{\text{pv-BESS}}}{S} \cdot \sqrt{\eta^{\text{round}}} - \frac{p_t^{\text{therm}}}{S \cdot \sqrt{\eta^{\text{round}}}} \\
 &+ \frac{P_t^{\text{FCR-charge}} \cdot fcr_t^{\text{procurement}} - p_t^{\text{fcr-heat}}}{S} \cdot \sqrt{\eta^{\text{round}}} \\
 &+ \frac{P_t^{\text{FCR-discharge}} \cdot fcr_t^{\text{procurement}}}{S \cdot \sqrt{\eta^{\text{round}}}}
 \end{aligned}$$

$$e_t = E_{\text{init}} \quad \forall t \in (\text{First}, \text{Last})$$

$$e_t \geq E_{\text{min}} + fcr_t^{\text{procurement}} \cdot X_{E,P}$$

$$e_t \leq E_{\text{max}}$$

- Selbstentladung
- Ladung und Entladung
- PV Einspeisung in BESS; Entladung in TESS
- neg. FCR Abruf (Speicherladung) in BESS oder TESS
- pos. FCR Abruf (Speicherentladung)
- Initial - SoC
- SoC durch E-zu-P Verhältnis $X_{E,P}$ begrenzt
 - Z.B. 0,5 für 30' Kriterium



- Optimierung über ein Jahr auf Basis der Daten von 2020
 - (ID Preise, FCR Preise, Netzfrequenz)
 - dzt. 24 h Optimierungsschritte (4h würde zusätzliche NB erfordern)

Einflussfaktoren:

Rechtlich:

- Einstufung als Erzeuger / Verbraucher
- Gleichstellung mit P2H und PHS Anlagen
- Anschluss in fiktiver Netzebene (NE5 P2H, NE3 BESS)

Sensitivität:

- Intradayhandel (Arbitrage): ja/nein
- E-zu-P Verhältnis: 15'/30'



Anschlussentgelte		Netznutzungsentgelte		Netzverluste	Systemdienstleistungen	Zähler	Andere
Netzzutrittsentgelt	Netzbereitstellungsentgelt	Leistungs-komponente	Arbeits-komponente	Netzverlust-entgelt	System-dienstleistungs-entgelt	Messentgelt	Entgelt für sonstige Leistungen
Einspeiser				Einspeiser > 5MW		Einspeiser	
Entnehmer						Entnehmer	

1. Netznutzungsentgelt; **(abweichende Regelung für PHS und aFRR/mFRR Anbieter)**
 2. Netzverlustentgelt; (für Entnehmer bzw. ~~Einspeiser über ab 5 MW~~)
 3. ~~Netzzutrittsentgelt;~~
 4. ~~Netzbereitstellungsentgelt;~~
 5. ~~Systemdienstleistungsentgelt; (erst bei über 5 MW)~~
 6. ~~Entgelt für Messleistungen; (nicht relevant)~~
 7. ~~Entgelt für sonstige Leistungen sowie~~
 8. ~~gegebenenfalls dem Entgelt für internationale Transaktionen~~
- Zusätzl. Elektrizitätsabgabe, Erneuerbaren-Förderpauschale, - und Förderbeitrag, Regelreservekosten, Ausgleichsenergiekosten, Clearinggebühren,...

1. Netznutzungsentgelt; (abweichende Regelung für PHS und aFRR/mFRR Anbieter)

- Standard
NE 3: 27 480 €/ (MW*a) und 4,0 €/MWh
NE 5: 42 480 €/ (MW*a) und 8,7 €/MWh
- Ökostromförderbeitrag
NE 3: 11 457 €/ (MW*a) und 2,26 €/MWh
NE 5: 12 013 €/ (MW*a) und 3,20 €/MWh
- Biomasseförderbeitrag
NE 3: 1 511 €/ (MW*a) und 0,30 €/MWh
NE 5: 1 690 €/ (MW*a) und 0,46 €/MWh

- **Gesamt**

NE 3: 40 448 €/ (MW*a) und 6,56 €/MWh

NE 5: 56 183 €/ (MW*a) und 12,36 €/MWh

- **Für PHS**

Alle NE: 1 000 €/ (MW*a) und 2,15 €/MWh

- **Für aFRR und mFRR**

Alle NE: 1 000 €/ (MW*a) und 0,85 €/MWh

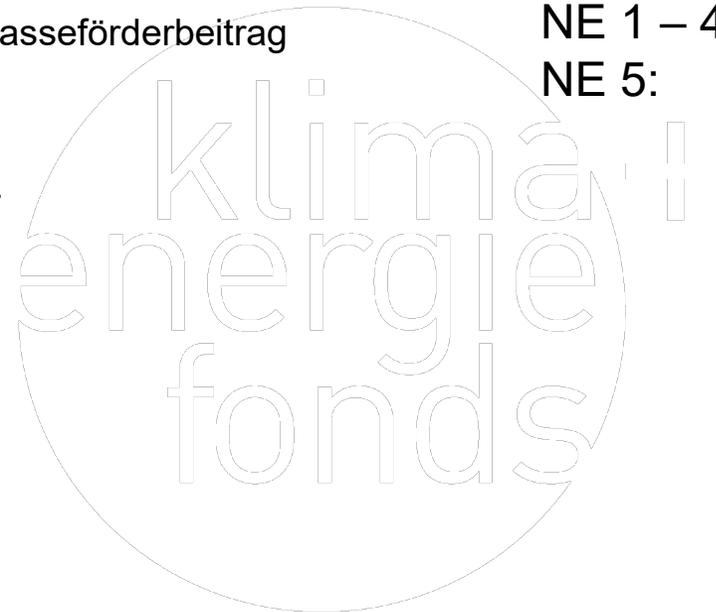
2. Netzverlustentgelt; (für Entnehmer bzw. Einspeiser über ab 5 MW)

- Standard + Ökostromförderbeitrag +
 - NE 3: 1,12 €/MWh
 - NE 5: 1,25 €/MWh
- Ökostromförderbeitrag + Biomasseförderbeitrag
 - NE 3: 0,33 €/MWh + 0,04 €/MWh
 - NE 5: 0,32 €/MWh + 0,05 €/MWh

-
- **Gesamt**
 - NE 3: 1,49 €/MWh
 - NE 5: 1,62 €/MWh

3. Elektrizitätsabgabe 15 €/MWh

- ## 4. Erneuerbaren Förderpauschale
- NE 1 – 4: 114 438,65 €/a
 - NE 5: 17 002,31 €/a



Für Endverbraucher ist lt. § 73 Erneuerbaren Ausbau Gesetz die Erneuerbaren Förderpauschale zu entrichten.

Daher gilt für Endverbraucher (Entnehmer)

Erneuerbaren Förderpauschale

Erneuerbaren-Förderbeitrag

Netznutzungsentgelt

Netzverlustentgelt

Netzzutrittsentgelt

Netzbereitstellungsentgelt

Elektrizitätsabgabe

Für Erzeuger (Einspeiser)

Netzzutrittsentgelt

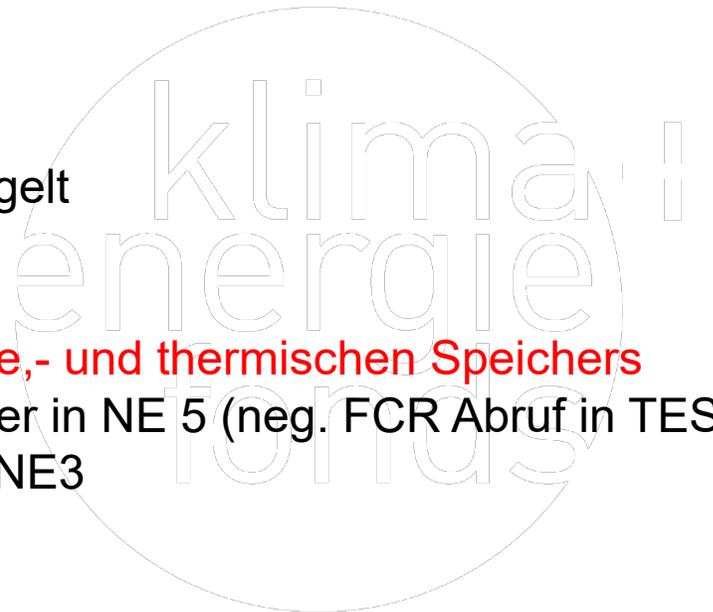
Netzverlustentgelt

(ab 5 MW)

Getrennte Definition des Batterie,- und thermischen Speichers

eHeater als Verbraucher in NE 5 (neg. FCR Abruf in TESS ist mit Gebühren verbunden)

BESS als Erzeuger in NE3



Für Endverbraucher ist lt. § 73 Erneuerbaren Ausbau Gesetz
Die Erneuerbaren Förderpauschale zu entrichten

Ausgenommen sind:

- Pumpspeicherkraftwerke
- P2H, P2G Anlagen

Daher gilt für Endverbraucher

Erneuerbaren Förderpauschale

Erneuerbaren-Förderbeitrag

Netznutzungsentgelt

Netzverlustentgelt

Netzzutrittsentgelt

Netzbereitstellungsentgelt

Elektrizitätsabgabe

Für PHS und P2x

Netznutzungsentgelt (reduziert)

Netzverlustentgelt

Netzzutrittsentgelt

Netzbereitstellungsentgelt

Elektrizitätsabgabe



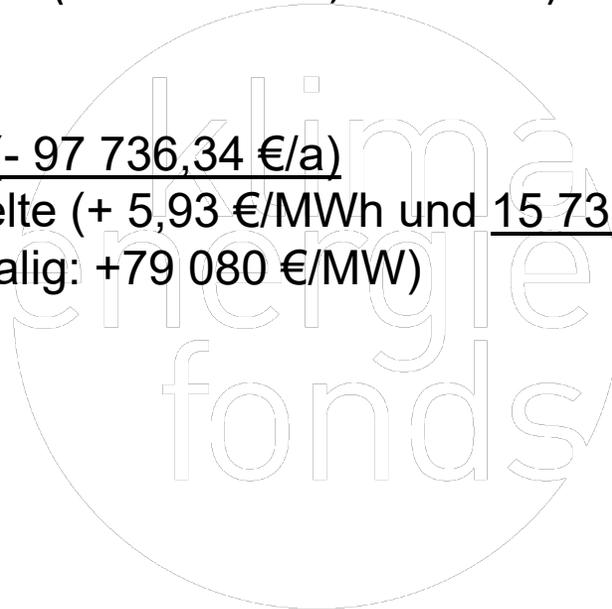
EAG § 73 3

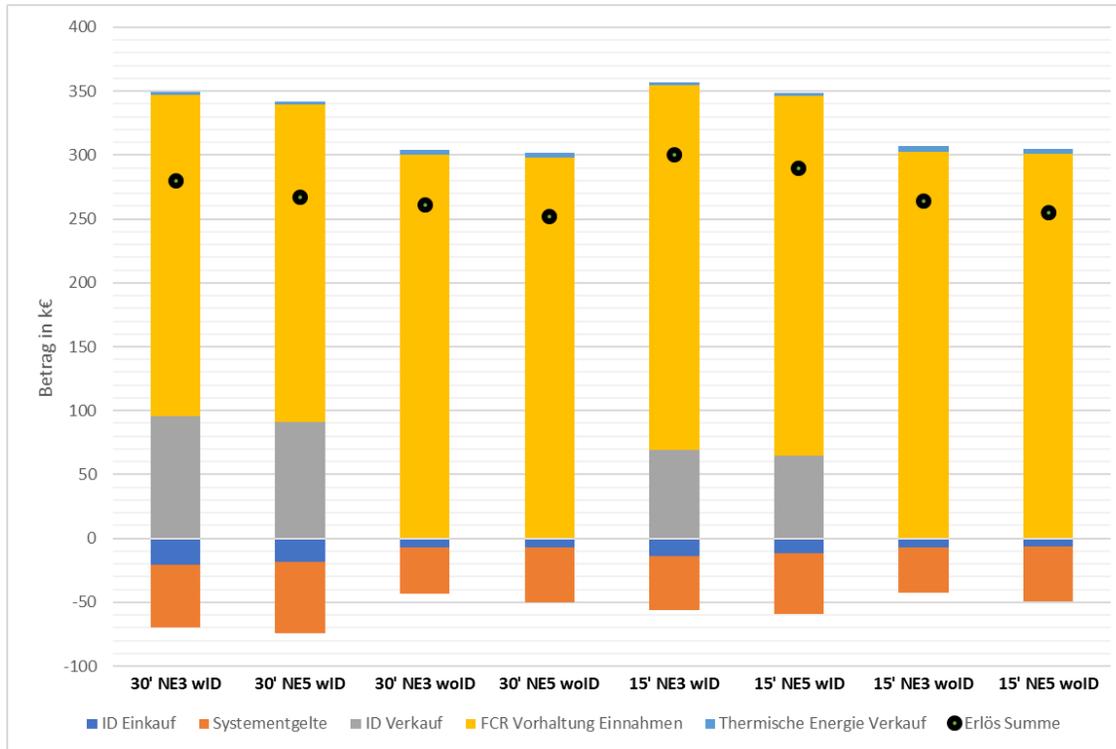
Divergieren Einspeise- und Bezugsleistung an einem Zählpunkt in dem Maße, dass **bei alleiniger Betrachtung der Bezugsleistung der Anschluss an eine andere Netzebene als an die tatsächlich angeschlossene Netzebene erfolgen würde**, ist für die Höhe der Erneuerbaren-Förderpauschale die **fiktive Netzebene der Bezugsleistung ausschlaggebend**.

Daher fiktiver Anschluss in NE5 statt NE3 (real TESS NE5, BESS NE 3)

Auswirkungen:

- Erneuerbaren Förderpauschale (- 97 736,34 €/a)
- Netzverlust,- und Nutzungsentgelte (+ 5,93 €/MWh und 15 735 €/(MW*a))
- Netzbereitstellungsentgelt (einmalig: +79 080 €/MW)





Betriebsoptimierung berücksichtigt Systemnutzungsentgelte als Verbraucher
(nur Energiekomponenten, keine Leistungskomponenten)

Abzgl. Erneuerbaren Förderpauschale
NE 3: 114 k€/a
NE 5: 17 k€/a

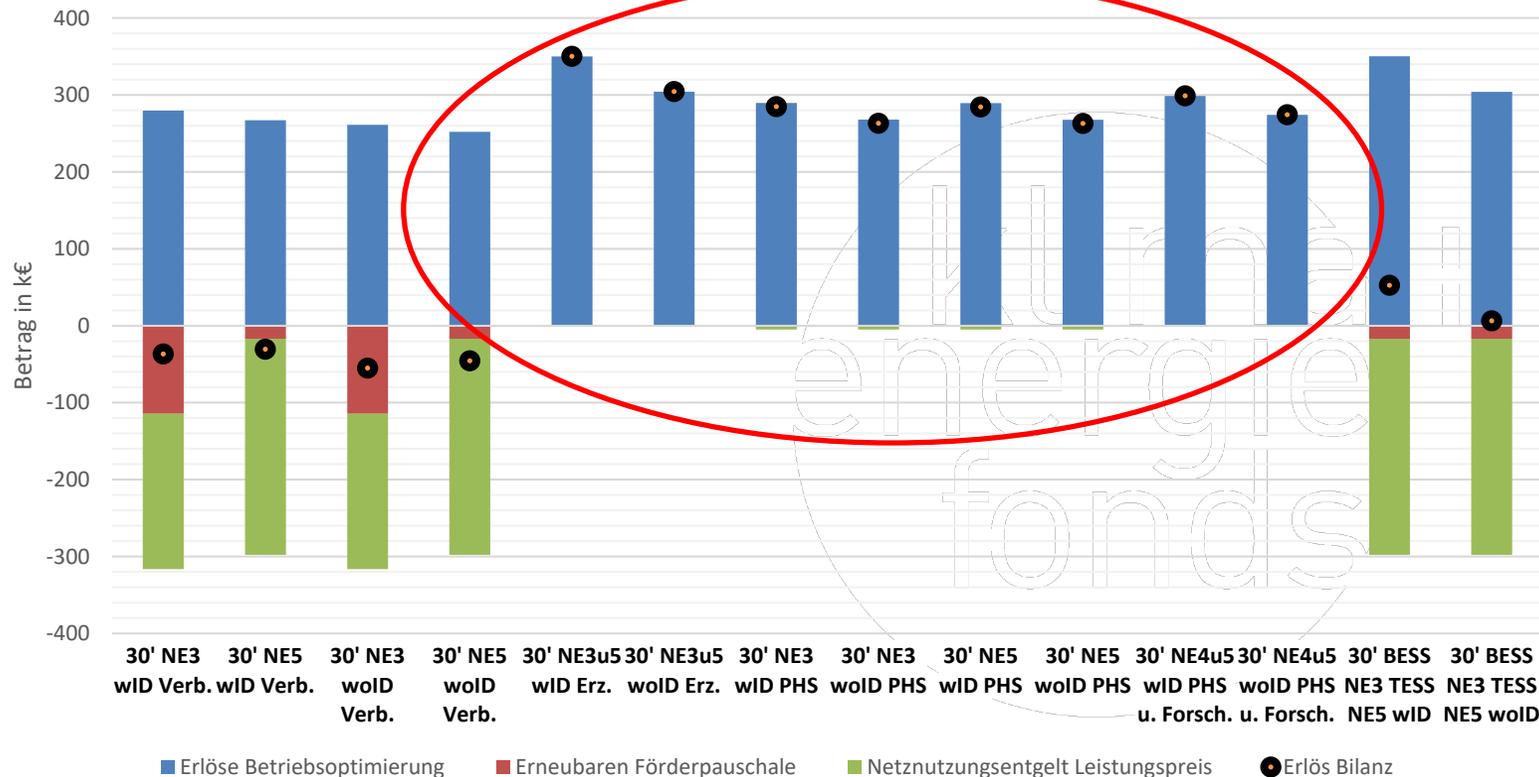
Abzgl. Netznutzungsentgelt
NE 3: 202 k€/a
NE 5: 281 k€/a
PHS: 5 k€/a

Erlös in k€	279,61	267,22	261,24	252,08
Abzgl. RESE Förderp.	165,17	250,21	146,80	235,08
Abzgl. Netznutzungsentgelt	-36,83	-30,79	-55,20	-45,92

Nicht wirtschaftlich !

Jährlicher Erlös inkl. Berücksichtigung etwaiger Leistungspreise
(Netznutzungsentgelt und Erneuerbaren Förderpauschale)

Einmalige Kosten sind nicht berücksichtigt
(Investitionen, Netzbereitstellungsentgelt, Netzzutrittsentgelt)



Daher:

- Einstufung als Erzeuger bzw. PHS essentiell
- Einstufung als Verbraucher bzw. getrennt als Verbraucher/Erzeuger verhindert wirtschaftlichen Betrieb

Vielen Dank !

klima+
energie
fonds

Christoph Loschan*, Jürgen Marchgraber,
Georg Lettner, Wolfgang Gawlik, Günter Wailzer
*(TU Wien – Energy Economics Group)