

QUANTIFIZIERUNG VON GESCHÄFTSMODELLEN FÜR DEZENTRALE ENERGIEFLEXIBILITÄT

Camilla NEUMANN^{*1}, Andreas TUERK², Matej PEČJAK³

Inhalt

Der zunehmende Anteil dezentraler erneuerbarer Energiequellen im Energienetz ist ein Schlüssel für die Dekarbonisierung des europäischen Elektrizitätssystems und damit für die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der EU-Ziele der Energie- und Klimapolitik. Die Variabilität und Ungewissheit dieser dezentralen Quellen stellen erhebliche Herausforderungen für die Stabilität und Sicherheit der europäischen, nationalen und lokalen Netze dar. Gleichzeitig eröffnen sie neue Möglichkeiten für die Energiewertschöpfungskette in der Batterien, Power-to-Heat/Cold, Vehicle-to-Grid und andere Speicherlösungen, ein großes Flexibilitätspotenzial für das Netz bieten. Als Teil der Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt wird hervorgehoben, dass alle Kundegruppen (Industrie, Gewerbe und Haushalte) Zugang zu den Elektrizitätsmärkten haben sollen und ihre flexible Kapazität und ihre selbst erzeugte Elektrizität vermarkten können [1]. Bislang gibt es noch wenige quantitative Daten zu möglichen Erlösströmen. Das Paper soll daher auf Basis von drei Fallbeispielen in verschiedenen Ländern und unterschiedlichen technologischen set-ups einen Einblick der quantitativen ökonomischen Anreize von Energieflexibilität für verschiedene Kundengruppen und Anwendungsfälle geben.

Methodik

Es werden verschiedene Fallbeispiele diskutiert, welche sowohl eine interne Optimierung wie etwa einem höheren Eigenverbrauch oder der Reduktion der Stromkosten als auch eine externe Valorisierung auf existierenden Strommärkten sowie potentiellen zukünftigen lokalen Flexibilitätsmärkten berücksichtigen. Datenbasis hierfür ist das H2020 Projekt X-FLEX, wobei mit Hilfe der nationalen Partner (Aggregatoren, Netzbetreiber) realistische Annahmen zur zukünftigen Häufigkeit der Aktiveirunen in den jeweiligen Märkten gemacht wurde. Es werden 3 verschiedenen technologische Setups in 2 EU-Ländern untersucht (Tabelle 1):

Tabelle 1 – Übersicht Fallbeispiele

Name	Land	Technologien	Valorisierung	Kosten
Albena	Bulgarien	27 kWp PV 200 kWh Batterie 1 MW Biogasanlage Flexible Boiler	Eigenverbrauchsoptimierung Strompreisreduktion Erlöse von mFRR	Investitionskosten der Technologien Umstellungskosten für smarte Steuerung Betriebs und Wartungskosten Lizenzkosten
Luče	Slowenien	333 kWh Batterie	Erlöse von aFRR Erlöse eines lokalen Flexibilitätsmarkt	
Ravne na Koroškem	Slowenien	6 MW Boiler	Erlöse von mFRR	

Für diese Fallbeispiele wird eine Kosten-Nutzen Rechnung aufgestellt und der interne Zinsfuß sowie der Nettobarwert berechnet.

$$NBW = \frac{R_t}{(1+i)^t} \quad 0 = NBW = \sum_{t=0}^T \frac{R_t}{(1+i)^t}$$

NBW = Nettobarwert, R_t = net cash flow zur Zeit t , i = Abzinsungssatz, t = Zeitpunkt des cash flow, T = Anzahl

¹ Camilla Neumann, Joanneum Research, Waagner-Biro Straße 100, 8020, Graz, +43 316 876-7657, camilla.neumann@joanneum.at

² Andreas Tuerk, Joanneum Research, Waagner-Biro Straße 100 8020 Graz, +43 316 876-7650, andreas.tuerk@joanneum.at

³ Matej Pečjak, Laboratory of Energy Policy, University of Ljubljana, Tržaška cesta 25 1000 Ljubljana, Slovenia, <https://lest.fe.uni-lj.si/staff/matej-pecjak-mag-el/>

Ergebnisse

Tabelle 2 zeigt einen Ausschnitt der Wirtschaftlichkeit verschiedener Flexibilitätsservices für unterschiedliche Szenarien für Albena. Es zeigt sich, dass es für alle bis auf ein Szenario ökonomisch gesehen Sinn macht, Flexibilitäten am mFRR Markt anzubieten. Allein die Installation einer Batterie nur für die Vermarktung von Flexibilitäten führt zu einem negativen Nettobarwert (NBW). Ein weiterer Erlösstrom ist die interne Optimierung vorhandenen Flexibilitäten. Das inkludiert auf der einen Seite der Boiler anhand der Day-Ahead Marktpreise zu steuern und auf der anderen Seite die Abriegelung der Photovoltaik (PV) Anlage zu minimieren, da eine Einspeisung in das Netz nicht zugelassen ist. Die Ergebnisse zeigen auch hier die Wirtschaftlichkeit, besonders in Fällen wo nur die Nachrüstungskosten getragen werden müssen.

Tabelle 2 – Wirtschaftlichkeit von Flexibilitäten für Albena

Szenarien	Einnahmen	Technologie	Kosten	NBW [€]	Interner Zinsfuß
S1 – externe Optimierung	Kapazität und Energie	Biogasanlage, Batterie, Boilers	Aufrüstungskosten	986,638 - 465,946	50% - 38%
S2 - externe Optimierung	Kapazität und Energie	Batterie, Boilers (Investitionskosten)	Investitionskosten	392,011 - 104,002	19% - <0%
S3 – DAM Optimierung	Stromkostensparnis	Boiler	Aufrüstungskosten	60,211	99%
S4 – DAM Optimierung	Stromkostensparnis	Boiler	Investitionskosten	10,211	8%
S5 - Verringerte Abriegelung der PV	Eigenverbrauchsoptimierung	Boiler, Batterie	Aufrüstungskosten	295,971	136%
S6 - Verringerte Abriegelung der PV	Eigenverbrauchsoptimierung	Boiler, Batterie	Aufrüstungskosten	111,256	12%

Für Luče wurde die Wirtschaftlichkeit von Flexibilität aus einer Gemeinschaftsbatterie auf dem aFRR Markt sowie auf einem zukünftigen lokalen Flexibilitätsmarkt analysiert. Die Investitionskosten der Batterie wurden mit 400€/kWh bzw. 1200 €/kWh abhängig vom Szenario gerechnet. Die Erlösströme auf einem lokalen Markt werden erwartungsgemäß etwas unter des aFRR Marktes liegen. Es zeigt sich aber auch in diesem Fall, dass selbst für die höheren Investitionskosten Wirtschaftlichkeit gegeben ist.

Tabelle 3 - Wirtschaftlichkeit von Flexibilitäten für Luče

Szenarien	Batteriekosten	NPV [€]	IRR
S1 – aFRR: niedrige Investitionskosten	400€/kWh	453,039	56%
S2 – aFRR: hohe Investitionskosten	1,200€/kWh	168,354	13%
S3 – lokaler Flexibilitätsmarkt: niedrige Kosten	400€/kWh	349,514	46%
S4 - lokaler Flexibilitätsmarkt: hohe Kosten	1,200€/kWh	41,973	7%

In der zweiten slowenischen Demo, Ravne na Koroškem, wird die Flexibilität eines Elektroboilers auf dem mFRR Markt angeboten. Obwohl hierfür hohe Investitionskosten fällig sind ist der Nettobarwert auf Grund hoher Einnahmen positiv. Es wird von einer Aktivierung der Flexibilitäten von 16h pro Jahr ausgegangen, sollten die Aktivierungen steigen könnte die Vermarktung der Wärme das Geschäftsmodell weiter verbessern.

Tabelle 4 - Wirtschaftlichkeit von Flexibilitäten für Ravne na Koroškem

	NBW	Interner Zinsfuß
mFRR Erlöse	1,694,584	19%
mFRR Erlöse + Vermarktung von Wärme	1,804,742	20%

Die Ergebnisse zeigen, dass sowohl eine interne als auch eine externe Optimierung der Flexibilitäten wirtschaftlich ist, gerade wenn nur die Kosten für die Aufrüstung und keine Investitionskosten zu tragen sind.

Referenzen

- [1] Europäische Union, „RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU,“ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>, 2019