

## Netzdienlicher Betrieb von dezentralen Batteriespeichern

Projekt Bat4SG

Swissolar, Solar-Update, Solothurn, 25.11.2021

► Stefan Schori, Gruppenleiter Elektrizitätsnetze und Managing Co-Director am BFH-Zentrum Energiespeicherung

## BFH-Zentrum Energiespeicherung

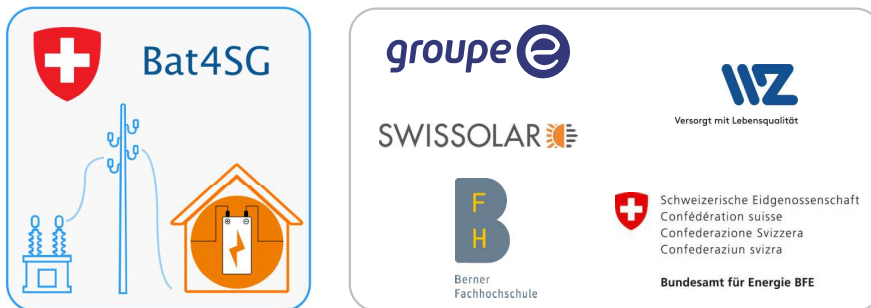


Die Berner Fachhochschule konzentriert ihre Forschungsgruppen zum Thema **elektrochemische Speichertechnologien** und **Stromnetze** im Gebäude des Switzerland Innovation Park Biel/Bienne.

[bfh.ch/energy](https://bfh.ch/energy)



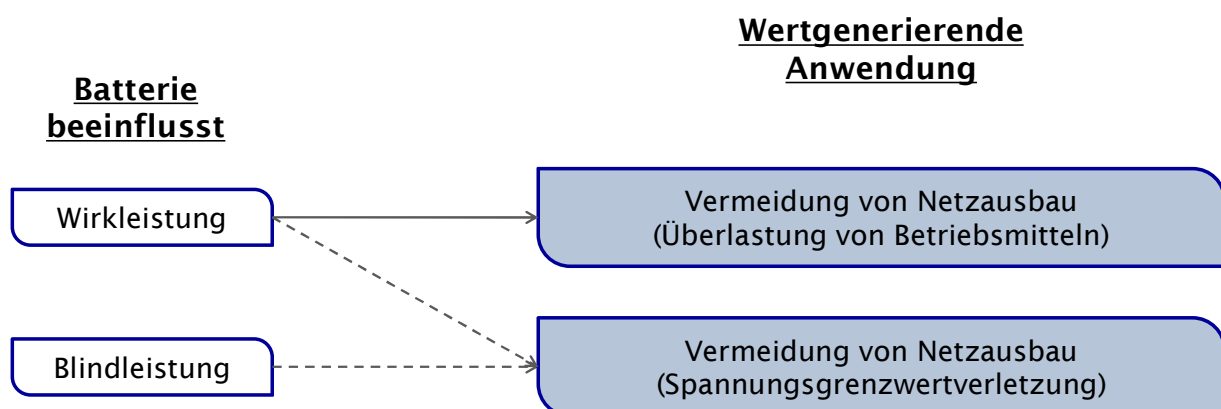
## Das Projekt Bat4SG



### Hauptziel:

- Den technischen und finanziellen Nutzen von dezentralen, kundenseitigen (ohnehin bereits bestehenden) Batteriespeichern für das Verteilnetz quantifizieren

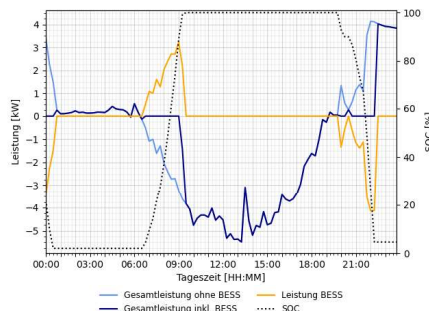
## Nutzen dezentraler Speicher für das Verteilnetz



## Batteriealgorithmen

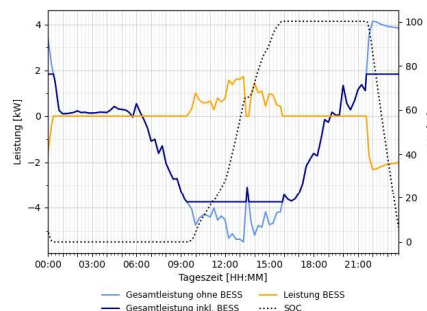
### Eigenverbrauchs-optimierung (EVO)

- ▶ Hohe Nutzung der PV-Produktion
- ▶ Inaktivität bei der Mittagsspitze
- ▶ Beispiel: 5 kWh Speicherkapazität



### Lastausgleich (LA) (Netzdienlichkeit)

- ▶ Reduktion von PV- und Lastspitzen
- ▶ Speicher entlasten das Netz
- ▶ Beispiel: 5 kWh Speicherkapazität



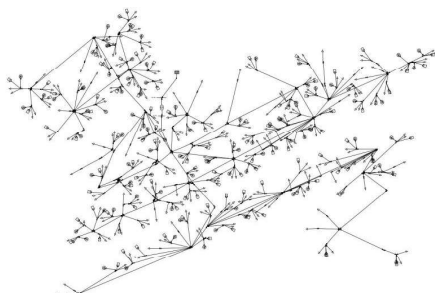
### Trafolastausgleich (TLA) (Netzdienlichkeit)

- ▶ Funktioniert im Prinzip wie der Lastausgleich
- ▶ Möglichst maximale Reduzierung der Lastspitzen an der Trafostation
- ▶ Reduziert im Gegensatz zum Lastausgleich nicht die Lastspitzen des individuellen Haushalts

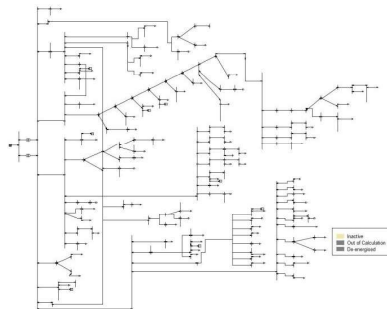
## Untersuchte Verteilnetze

Topologie	Bezeichnung	Standort	Netzbetreiber	Liegenschaften [Anz.]	Beschreibung	Verbrauch [MWh/a]	Photovoltaik [kWp]	Netzknoten [Anz.]	Leitungen [Anz.]	Gesamtlänge Kabel [km]
Vorstädtisch	Neyruz	Neyruz	Groupe E	164	Vorwiegend Einfamilienhäuser, wenige Mehrfamilienhäuser	3071	310	232	234	12.3
Städtisch	Luzernstrasse	Cham	WWZ	78	Vorwiegend Mehr- und Einfamilienhäuser, Büro und Gewerbe	1477	237	142	143	5.5
Ländlich	HdF	Haut de Fiaugères	Groupe E	19	Einfamilienhäuser und Bauernhöfe	165	32	32	31	3.6

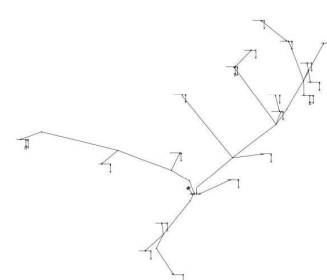
### Vorstädtisch



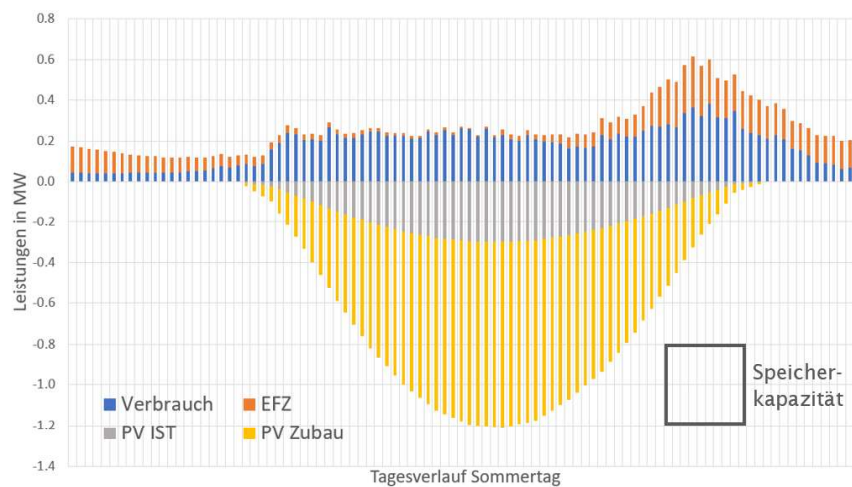
### Städtisch



### Ländlich



## Leistung Trafostation: Vorstädtisches Netz

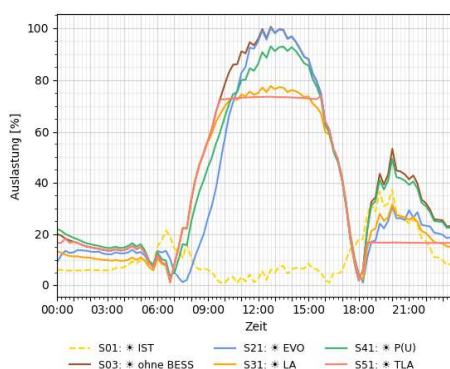


- Viele EFH, wenige MFH → viele Dachflächen, hohes PV-Potenzial, viele langsam ladende Elektrofahrzeuge

## Batteriealgorithmen im Vergleich

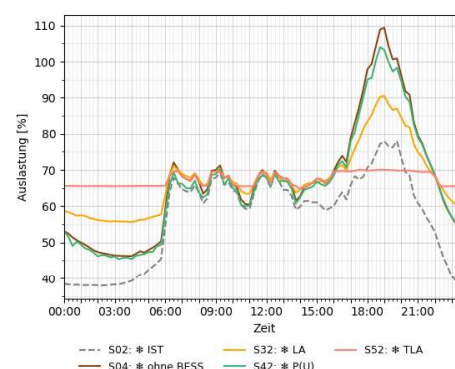
### Vorstädtisches Netz, Sommer, Trafoauslastung

- LA und TLA reduzieren die PV-Spitze ähnlich stark
  - P(U) reduziert die PV-Spitze ein wenig
  - EVO reduziert die PV-Spitze nicht



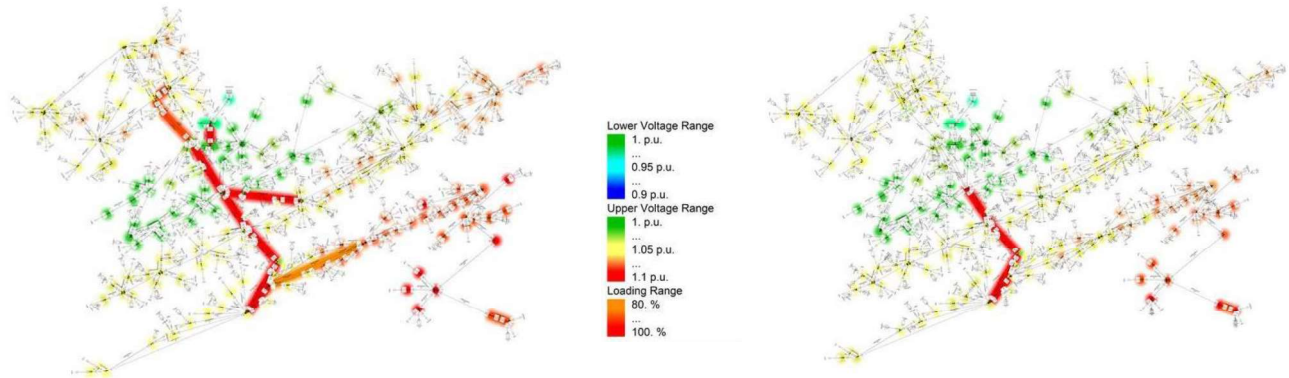
### Vorstädtisches Netz, Winter, Trafoauslastung

- TLA reduziert die Last-Spitze stärker als LA
  - P(U) reduziert die Last-Spitze ein wenig
  - EVO reduziert die Last-Spitze nicht



## Spitzenleistungen mittels netzdienlicher Speicher senken

- Auslastungsreduktion von Betriebsmitteln durch den Einsatz von Batteriespeichern (BESS)



Sommerszenario 2035, ohne BESS, 13:00 Uhr

Sommerszenario 2035, mit BESS, 13:00 Uhr

## Fazit (Überlast und Spannungsgrenzwertverletzungen)

- Zukünftiger **Ausbau von PVA** beansprucht das **vorstädtische** und insbesondere das **ländliche** Verteilnetz stark; deutlicher **Anstieg der Auslastungen** bis hin zu starken **Überlastungen**; **Spannungsgrenzwertverletzungen**.
- **Elektrifizierung der Warmwasseraufbereitung** und viele, **langsam ladende Elektrofahrzeuge** akzentuieren **abendliche Lastspitze** und erzeugen teilweise **Spannungsgrenzwertverletzungen** im Winter.
- **Q(U)-Regelung der PV-Anlagen** verhindert den Grossteil der Spannungsgrenzwertverletzungen (vorstädtisch 88 %), erzeugt dabei jedoch einige neue Überlastungen.



## Fazit (Batteriebetriebsarten)

- ▶ **Klassische Eigenverbrauchsoptimierung** (ohne intelligentes Lastmanagement): Weder nennenswerte positive noch negative Effekte auf das Verteilnetz.
- ▶ Die **Lastausgleichsregelung** zeigt einen deutlich positiven netzdienlichen Effekt:
  - ▶ Verhindert viele Überlastungen und Spannungsgrenzwertverletzungen.
  - ▶ Positiver Effekt ist im Sommer etwas grösser als im Winter (70 % der PVA, aber nur etwa 50 % der Gebäude/Haushalte mit Batterien ausgestattet) → die dezentrale Logik stösst hier an ihre Grenzen.
- ▶ Der **Trafolastausgleich** zeigt ebenfalls einen deutlich positiven netzdienlichen Effekt:
  - ▶ Ähnlich grosse positive Effekte wie Lastausgleich auf Überlastungen und Spannungsgrenzwertverletzungen.
  - ▶ Im Winter effektiver als Lastausgleich.



## Fazit (Einfluss der Netzstruktur)

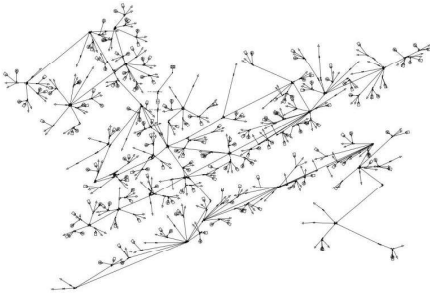
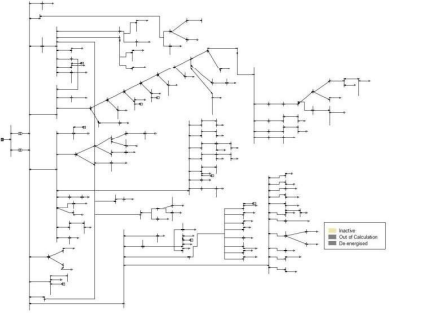
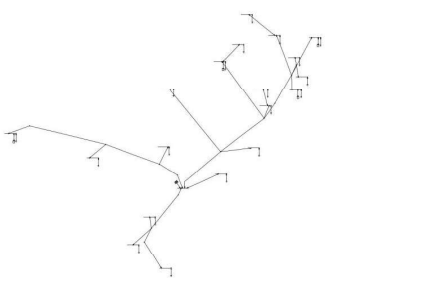
- ▶ Das **vorstädtische Netz** ist aufgrund der vielen EFH, ausgeglichenem Verhältnis aus PV und Verbrauch, und geringen grösseren Abweichungen bzgl. Elektrizitätsverbrauch oder grossen PV-Anlagen **sehr homogen**. **Überlastungen** entstehen insbesondere an **Hauptversorgungsleitungen und Trafostationen**. Hier erzielt der **Trafolastausgleich** einen grösseren Effekt als der Lastausgleich.
- ▶ Das **städtische und ländliche Netz** ist aufgrund der MFH und Gewerbe sowie den wenigen grossen PVA und EFZ-Schnellladestationen **inhomogener**. **Überlastungen** entstehen an **kritischen Zuleitungen zu diesen Anlagen** und werden teilweise zu den Hauptleitungen und Trafostationen getragen. Der **Lastausgleich** erzielt hier bessere Ergebnisse als der Trafolastausgleich.
- ▶ Der **technische Wert der Batteriespeicher** im Verteilnetz ist **sehr punktuell**. Einzelne Batteriespeicher erzielen einen grossen positiven netzdienlichen Effekt, andere wiederum haben nur geringen Einfluss.
- ▶ **Je inhomogener** das Netz ist, desto relevanter sind einzelne, **«gut platzierte» Batteriespeicher**.
- ▶ **Spannungsgrenzwertverletzungen** können in ihrer Gesamtheit nicht durch Netzdienlichkeit verhindert werden → hier werden andere Massnahmen nötig werden.



## Technischer Wert der netzdienlichen Speicher

	Vorstädtisch	Städtisch	Ländlich
<b>2035: Verhinderung von Überlast</b>	1 Trafo 2 Leitungen	2 Trafos 2 Leitungen	0 Betriebsmittel
<b>2020-2045: Verhinderung von Überlast</b>	1 Trafo 9 Leitungen	2 Trafos 3 Leitungen	5 Leitungen
<b>Durchschnittliche Verzögerung von Netzverstärkungen</b>	4.5 Jahre	5.5 Jahre	1.5 Jahre
<b>Auftreten der meisten Verzögerungen</b>	2030-2040	Um das Jahr 2035	2029-2037

## Finanzieller Wert der netzdienlichen Speicher

Vorstädtisch	Städtisch	Ländlich
		
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 1.3-1.4 CHF pro kWh und Jahr</li> <li>▶ 10-kWh-Speicher, 15 Jahre: 195-210 CHF Zuschuss, einmalig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 0.6-0.9 CHF pro kWh und Jahr</li> <li>▶ 10-kWh-Speicher, 15 Jahre: 90-135 CHF Zuschuss, einmalig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 0.2-1.1 CHF pro kWh und Jahr</li> <li>▶ 10-kWh-Speicher, 15 Jahre: 30-165 CHF Zuschuss, einmalig</li> </ul>

## Fazit (Wert der Netzdienlichkeit)

- ▶ **Netzdienlichkeit kann Netzausbau/Netzverstärkung** für einzelne Leitungen teilweise um mehrere Jahre (durchschnittlich 5 Jahre) **verzögern**.
- ▶ Die meisten Überlastungen finden **zwischen 2030 und 2040** statt.
- ▶ **Kupferleitungen** sind aktuell vergleichsweise günstig. Der finanzielle Wert, der durch die Verzögerung von Netzausbau/Netzverstärkung entsteht, ist dementsprechend unter den getroffenen Annahmen eher gering.
- ▶ Die **Zunahme der Elektromobilität** könnte bei einem entsprechenden bidirektionalen, intelligenten Betrieb der Fahrzeugbatterien weitere Netzdienlichkeit und einen höheren finanziellen Wert generieren.



**Danke für Ihre Aufmerksamkeit!**  
[bfh.ch/energy](https://bfh.ch/energy)

Bildquelle: Pixabay

<b>BFH-Zentrum Energiespeicherung</b> Labor für Elektrizitätsnetze Aarbergstrasse 46 CH-2503 Biel	Stefan Schori Steffen Wienands	<a href="mailto:sos1@bfh.ch">sos1@bfh.ch</a> <a href="mailto:wns2@bfh.ch">wns2@bfh.ch</a>
--	-----------------------------------	--





## Anhang: Diverses aus dem Projekt

Berner Fachhochschule | BFH-Zentrum Energiespeicherung | Labor für Elektrizitätsnetze

Swissolar, Solar-Update | Solothurn, 25.11.2021

### BFH-Zentrum Energiespeicherung ([bfh.ch/energy](https://bfh.ch/energy))

- Ein unabhängiges, akademisches Energiespeicherforschungszentrum für die Schweiz im Dienste von Wissenschaft und Industrie



Testen und Charakterisieren von elektrochemischen **Energiespeichersystemen**



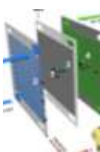
**Batterie- und Energie-Management-Systeme** sowie Einsatz von Energiespeichern in der **Mobilität**



Entwicklung von **Herstellungstechnologien** für Batteriezellen und Batteriesysteme



Einsatz von elektrischen Energiespeichern im **Stromnetz** zwecks Integration erneuerbarer Energiequellen

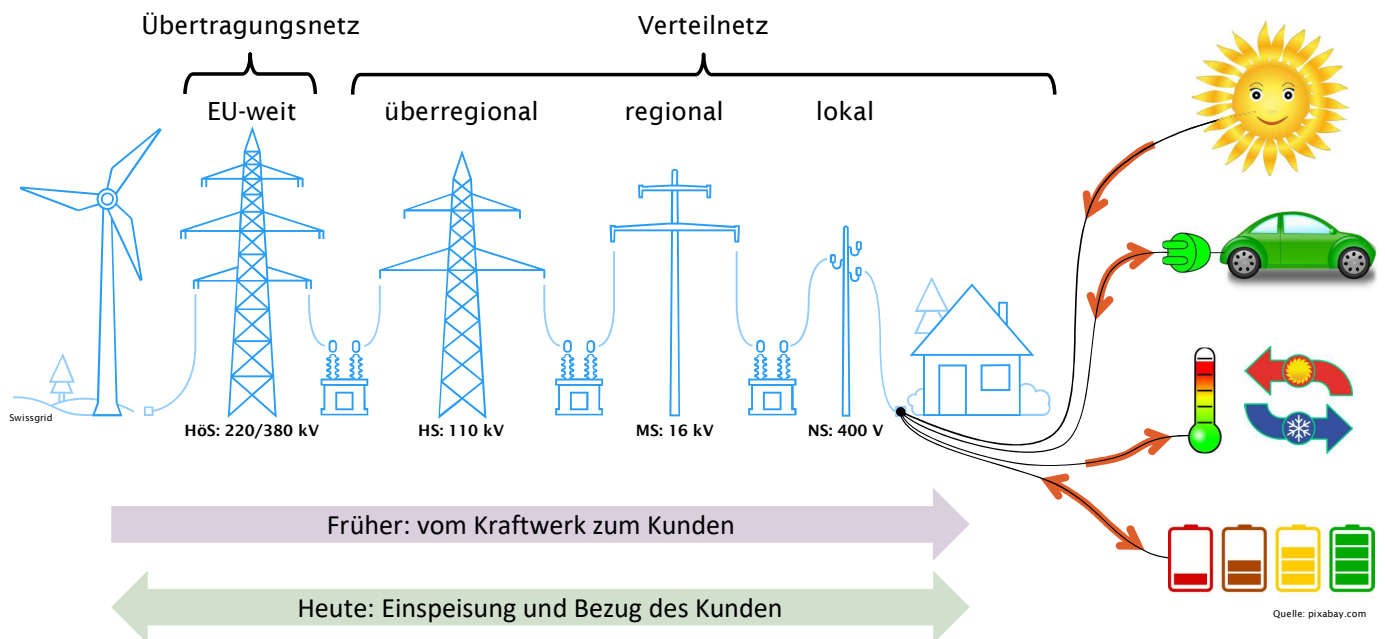


Anwendung und Integration von dezentralen und mobilen **Brennstoffzellensystemen**

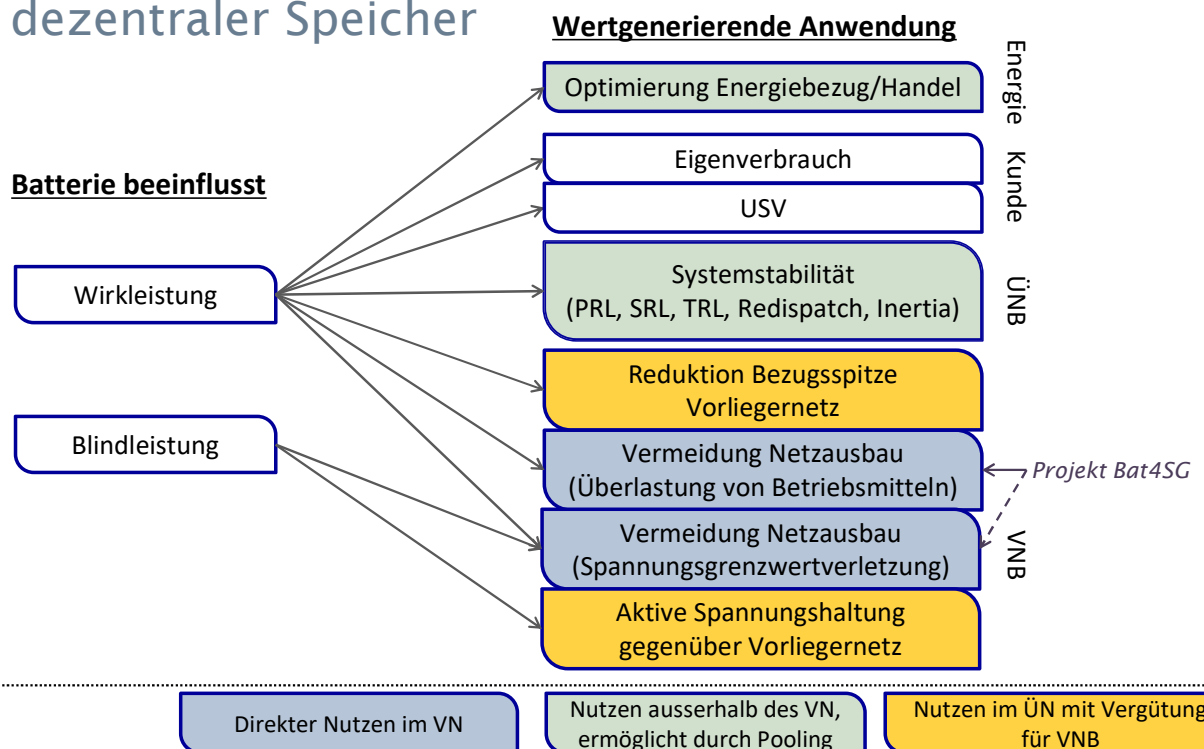


Analyse von **Innovations-Ökosystemen** zur Diffusion von Batteriespeichertechnologien, um die Energiewende zu ermöglichen

# Die Stromversorgung früher und heute



## Nutzen dezentraler Speicher

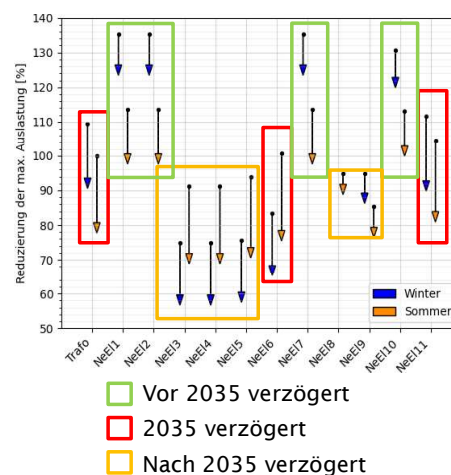


## Simulierte Szenarien

- ▶ 21 simulierte Szenarien (vorstädtisch und ländlich), 18 Szenarien für städtisch
- ▶ Städtisches Netz ohne Q(U)

Szenarien			Simulierter Tag		Profile und Parametervariation							EMS-Algorithmen				Q(U) Spannungsh	
Kategorie	Nummer	Kurzbeschreibung	Sommer	Winter	IST	2035						Eigenverbrauch-opt. (EVO)	P(U)	Lastausgleich (LA)	Trafolast-ausgleich (TLA)	PV Q(U)	
						BASE	Load +10%	Load -10%	EFZ +10%	EFZ -10%	BESS High					BESS Low	ON
IST	S01	IST Sommer	X		X												X
	S02	IST Winter		X	X												X
Kein BESS	S03	Kein BESS Sommer	X			X										X	
	S04	Kein BESS Winter		X		X											X
	S05	Kein BESS, kein Q(U)	X			X											X
Varianten	S11	LOAD H		X			X						X				X
	S12	LOAD L	X					X					X			X	
	S13	EFZ H		X					X				X				X
	S14	EFZ L	X							X			X			X	
	S15	BESS H Sommer	X								X		X			X	
	S16	BESS L	X								X		X			X	
	S17	BESS H Winter		X							X		X				X
EVO	S21	Sommer	X			X						X				X	
Lastausgleich	S31	Sommer	X			X								X		X	
	S32	Winter		X		X								X			X
	S33	Kein Q(U) Sommer	X			X								X			X
P(U)	S41	Sommer	X			X							X				X
	S42	Winter		X		X							X				X
Trafolastausgleich	S51	Sommer	X			X									X	X	
	S52	Winter		X		X									X		X
	S53	Kein Q(U) Sommer	X			X									X		

## Verzögerung von Netzverstärkungen



- ▶ Im Jahr 2035 können für den Trafo sowie zwei Leitungen sowohl im Winter als auch im Sommer Überlastungen verhindert werden (rote Umrahmungen)
- ▶ Erkenntnis: Spannungsgrenzwertverletzungen können nicht vollständig reduziert werden → Andere Massnahme wie bspw. Einsatz von RONT erforderlich

## Abschätzung des finanziellen Werts

- 1) Wert bis zum Erreichen der Abschreibungsdauer
    - ▶ Transformatoren: 35 Jahre
    - ▶ Niederspannungs-Leitungen: 40 Jahre
  - 2) Wert bis zum Erreichen der technischen Lebensdauer
    - ▶ Transformatoren: 50 Jahre
    - ▶ Niederspannungs-Leitungen: 50 Jahre
- ▶ Durch die Variante 2) erhöht sich der Wert der dezentralen Speicher



## Anhang: Labortests und Simulation eines netzdienlichen Algorithmus

## Das Prosumer-Lab der BFH



Monitoring      Heimspeicher (Lithium-Ionen-Batterien)      Energiemanager      Prosumer-Haushalt

## BYD-Batterie mit KOSTAL-Wechselrichter

- ▶ BYD-Batterie: 10.2 kWh, 10.2 kW (begrenzt durch KOSTAL-WR: 6 kW DC-Eingang)
- ▶ Kann maximal auf einen SOC von 20 % entladen werden

### Steuerung:

- ▶ Über externen PC via Ethernet
- ▶ NDA mit KOSTAL unterzeichnet
- ▶ Könnte z. B. auch in einem externen EMS implementiert werden

### Batterie-Messwerte:

- ▶ Abfrage vom PC via Ethernet

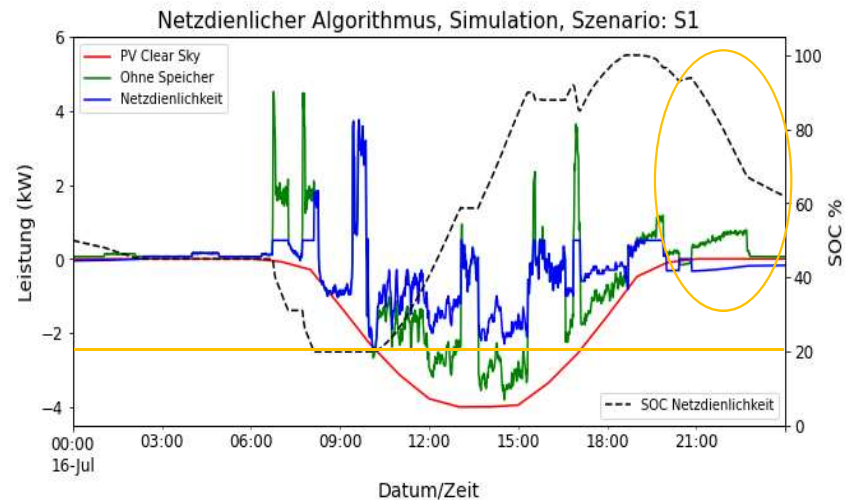




## Programmierung netzdienlicher Algorithmus

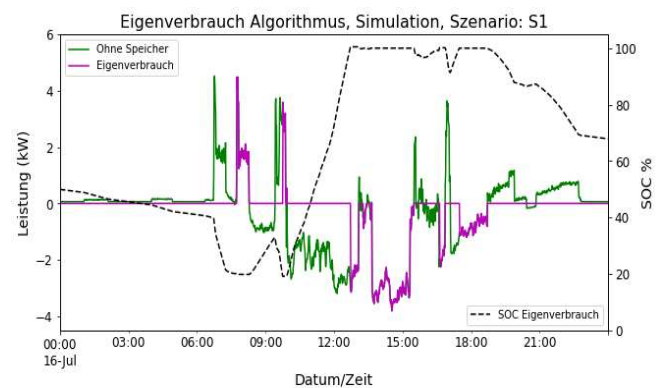
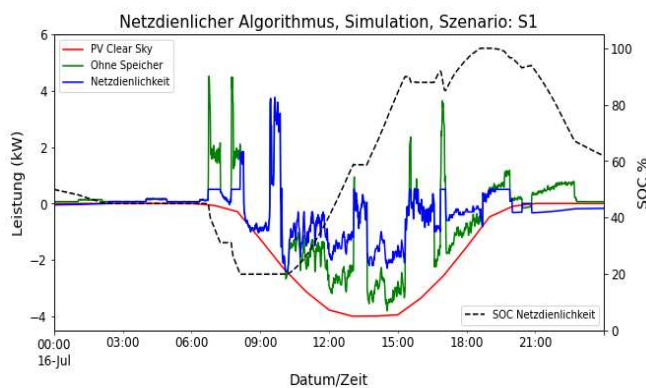
Lade-/Entladeleistung [kW]:	5
Batteriespeicher Kapazität [kWh]:	5

- ▶ Clear-Sky-Profil: Sonneneinstrahlung an einem wolkenlosen, «wetterfreien» Tag (Maximale PV-Erzeugung)
- ▶ Lastprognose basierend auf historischen Werten (Vorwoche, gleicher Wochentag)
- ▶ Ursprünglicher Grenzwert für PV-Speicherung gemäss Clear-Sky-Profil
- ▶ Entladung über Nacht um Speicher für kommenden Tag (PV) vorzubereiten



## Programmierung netzdienlicher Algorithmus

Lade-/Entladeleistung [kW]:	5
Batteriespeicher Kapazität [kWh]:	5

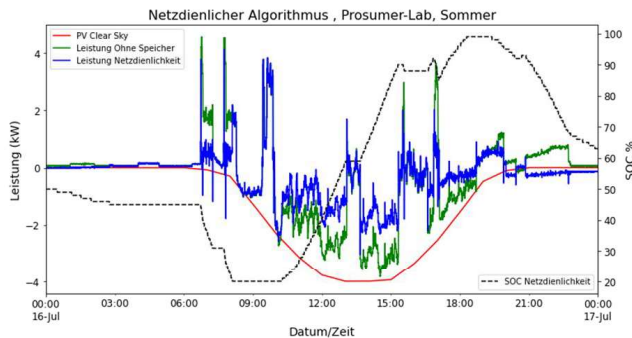


- ▶ PV- und Lastspitzen können gut geschnitten werden
- ▶ Prognostizierbarkeit der Last besonders schwierig
- ▶ Morgendliche Lastspitze kann aufgrund zu geringem Ladezustand nicht gekappt werden

## Netzdienlicher Algorithmus: Emulation & Simulation

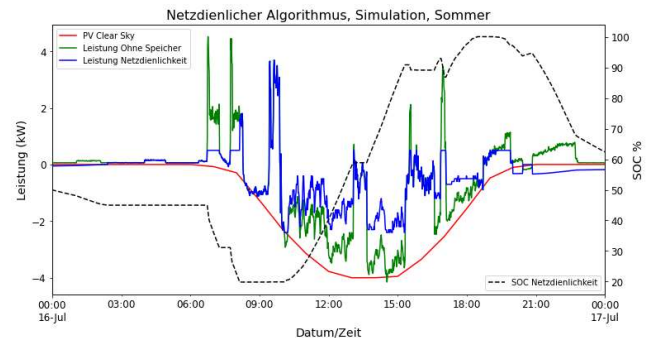
### ▶ Labortest (Emulation)

6.2 kWh, 5 kW (eingestellte Max.-Werte)



### ▶ Simulation

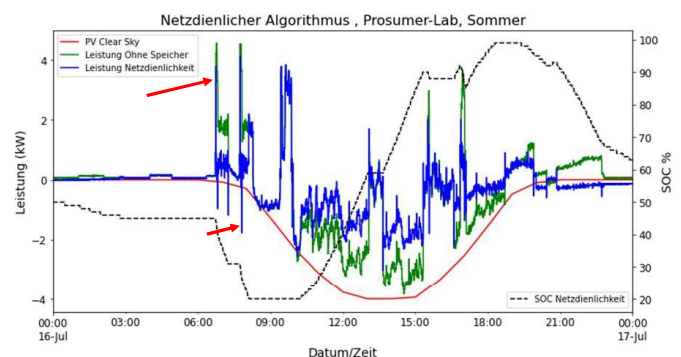
6.2 kWh, 5 kW (eingestellte Max.-Werte)



- ▶ Der Algorithmus steuert die Batterie wie es die Simulation erwarten liess (Verlauf SOC)
- ▶ Die Kapazität der Batterie beträgt nur noch ca. 6.2 kWh statt 10.2 kWh => starke Alterung durch Lagerung bei 100 %! Lithium-Batterien sollten ca. bei 50 % SOC gelagert werden.
- ▶ Der gemessene Wirkungsgrad der Batterie (DC) beträgt 88 %. Dieser Wert ist zu berücksichtigen.
- ▶ Leichte Abweichung des Vorgabeprofiles (grün) von der Simulation wegen der Systemgenauigkeit

## Funktionstests im Prosumer-Lab

- ▶ Durch die Reaktionszeit der Batterie (ca. 5 s) entsteht eine Verzögerung gegenüber der Simulation
- ▶ Bei Leistungssprüngen durch kurzzeitige Peaks sichtbar, insbesondere durch schnelle Laständerungen erzeugt
- ▶ Energieinhalt dieser Anpassungspeaks sehr gering
- ▶ In der Praxis sollte es möglich sein, ein Verhalten welches der Simulation näher ist zu erhalten (Implementation direkt auf Steuerungssystem)
- ▶ Sollte auf Verteilnetzebene ein geringes Problem darstellen – geringe Wahrscheinlichkeit von Überlagerungen mehrerer solcher Spitzen aus unterschiedlichen Haushalten
- ▶ Potenzielle Hürden bei der technischen Umsetzung werden aufgezeigt



- ▶ Labortest (Emulation): 6.2 kWh, 5 kW

## Fazit (Umsetzung eines netzdienlichen Algorithmus)

- ▶ Es konnte bereits mit **überschaubarem Aufwand** ein **gut funktionierender netzdienlicher Algorithmus** programmiert und im Prosumer-Lab implementiert werden.
- ▶ Der Algorithmus erzielt **gute Ergebnisse bezüglich Netzdienlichkeit und Eigenverbrauch**.
- ▶ **Optimierungspotenziale** und **potenzielle technische Hürden** wurden aufgezeigt.