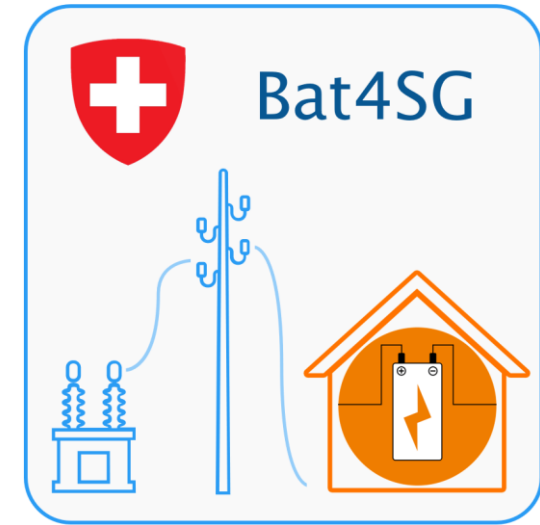
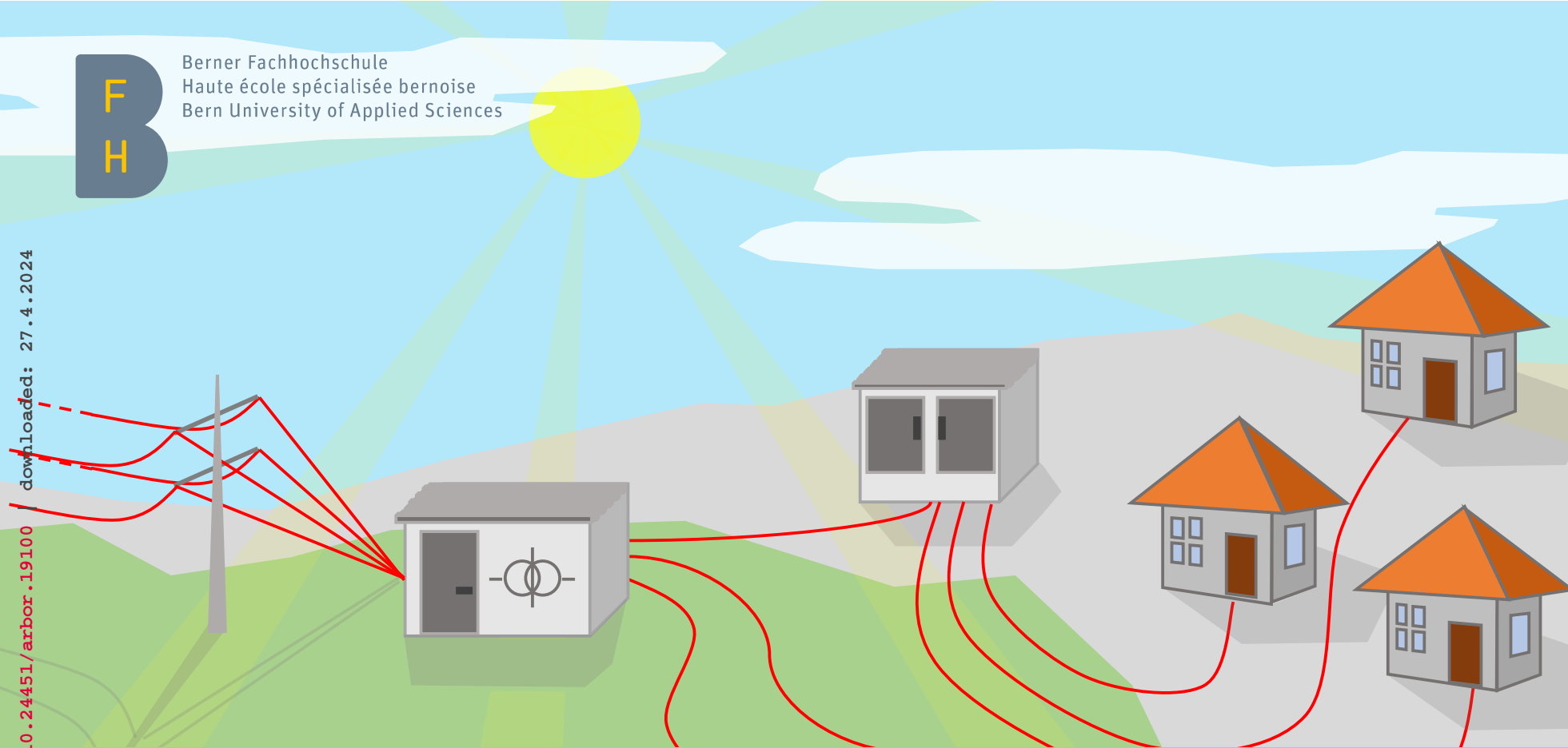




Berner Fachhochschule
Haute école spécialisée bernoise
Bern University of Applied Sciences

downloaded: 27.4.2024

source: <https://doi.org/10.24451/arbor.19100>



Netzdienlicher Betrieb von dezentralen Batteriespeichern

Ergebnisse des Projekts Bat4SG

Smart City Lab, Grenchen, 8. September 2022

► Stefan Schori, Tenure-Track-Professor, Berner Fachhochschule

BFH-Zentrum Energiespeicherung



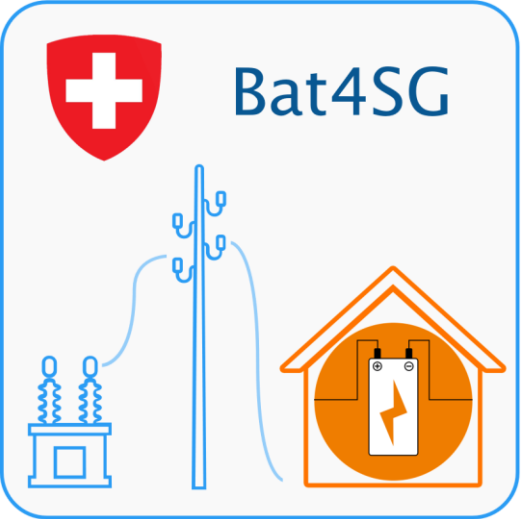
- ▶ Die Berner Fachhochschule konzentriert ihre Forschung zum Thema **Stromnetze** und **elektrochemische Speichertechnologien** im Gebäude des Switzerland Innovation Park Biel/Bienne.
- ▶ bfh.ch/energy
- ▶ [3D-Rundgang](#)

Agenda

- 1) Projektidee
- 2) Einfluss auf das Stromnetz
- 3) Implementierung im Prosumer-Lab
- 4) Technischer und finanzieller Wert netzdienlicher Speicher

Projektidee

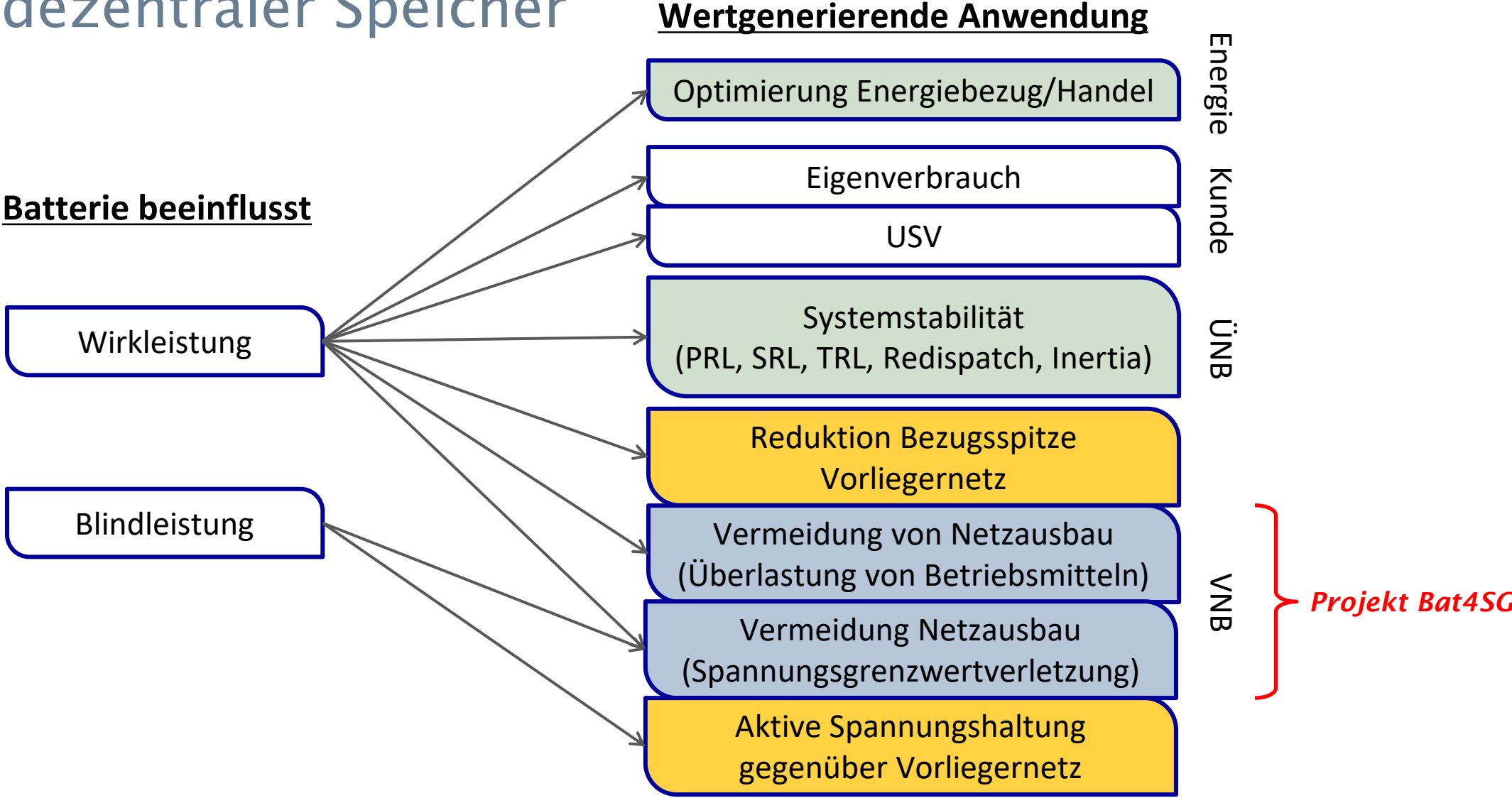
Das Projekt Bat4SG



Hauptziele:

- ▶ Den technischen und finanziellen Nutzen von dezentralen, kundenseitigen (ohnehin bereits bestehenden) Batteriespeichern für das Verteilnetz quantifizieren
- ▶ Aufzeigen, wie eine netzdienliche Betriebsstrategie ausgestaltet und technisch umgesetzt werden kann

Nutzen dezentraler Speicher



Direkter Nutzen im VN

Nutzen ausserhalb des VN, ermöglicht durch Pooling

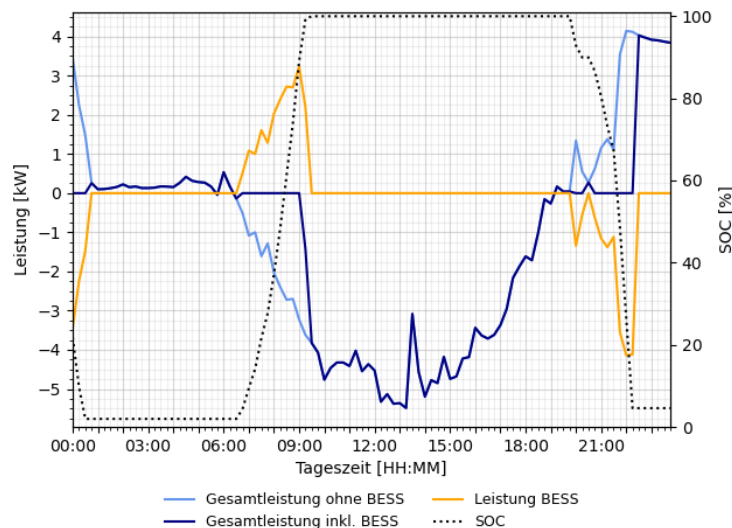
Nutzen im ÜNB mit Vergütung für VNB

Einfluss auf das Stromnetz

Batteriealgorithmen

Eigenverbrauchs-optimierung (EVO)

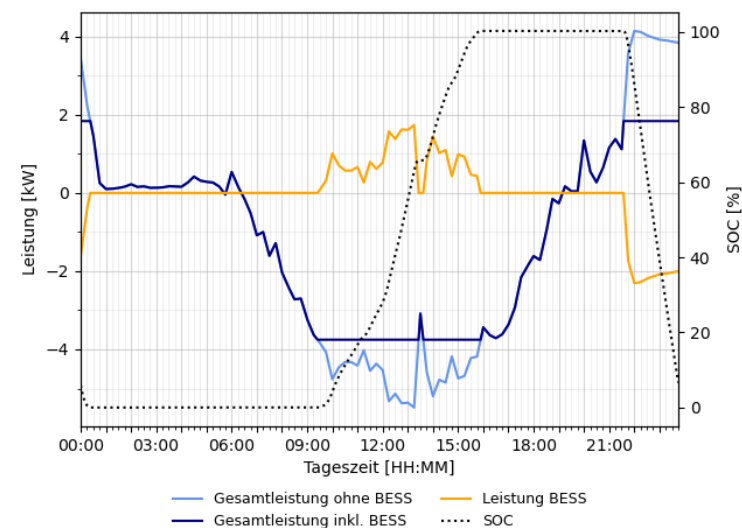
- ▶ Hohe Nutzung der PV-Produktion
- ▶ Inaktivität bei der Mittagsspitze
- ▶ Beispiel: 5 kWh Speicherkapazität



BESS = Batterie-Energiespeichersystem

Lastausgleich (LA) (Netzdienlichkeit)

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



BESS = Batterie-Energiespeichersystem

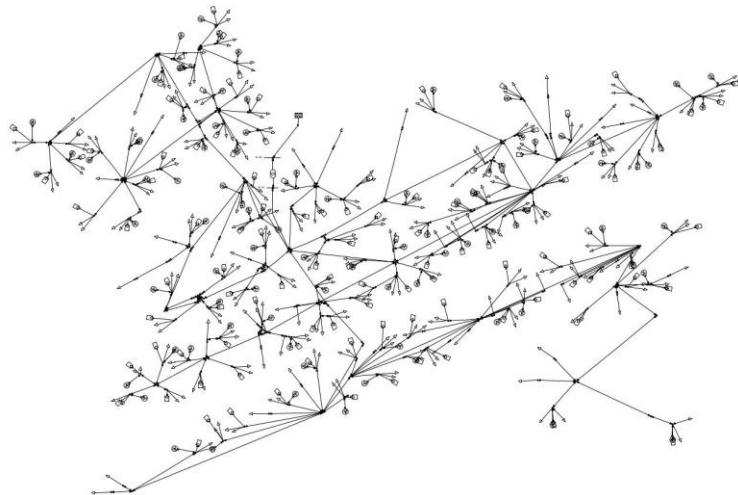
Trafolastausgleich (TLA) (Netzdienlichkeit)

- ▶ 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

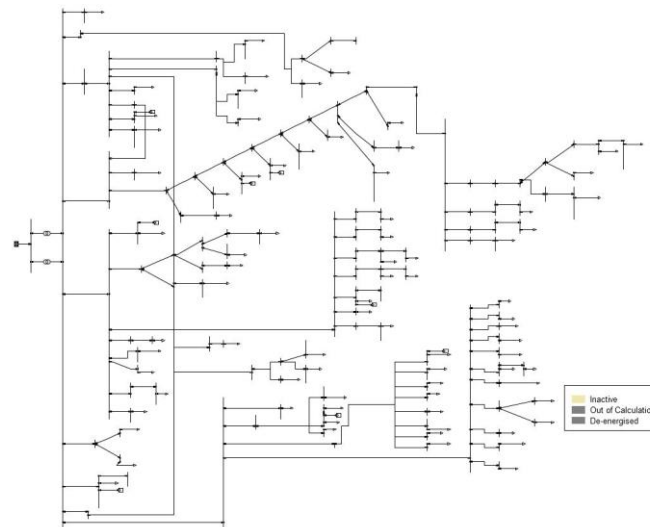
Untersuchte Verteilnetze

Topologie	Bezeichnung	Standort	Netzbetreiber	Liegenschaften [Anz.]	Beschreibung	Ist-Situation					2035, BASE-Szenario					
						Verbrauch [MWh/a]	Photovoltaik [kWp]	Netzknoten [Anz.]	Leitungen [Anz.]	Gesamtlänge Kabel [km]	Verbrauch [MWh/a]	Photovoltaik [kWp]	Speicher, Anzahl	Speicher, Kapazität [kWh]	E-Fahrzeuge, Flottenanteil [%]	E-Fahrzeuge, Leistung [kW]
Vorstädtisch	Neyruz	Neyruz	Groupe E	164	Vorwiegend Einfamilienhäuser, wenige Mehrfamilienhäuser	3071	310	232	234	12.3	3071	1320	82	991	46	843
Städtisch	Luzernstrasse	Cham	WWZ	78	Vorwiegend Mehr- und Einfamilienhäuser, Büro und Gewerbe	1477	237	142	143	5.5	1477	647	24	549	46	786
Ländlich	HdF	Haut de Fiaugères	Groupe E	19	Einfamilienhäuser und Bauernhöfe	165	32	32	31	3.6	165	362	9	103	46	59

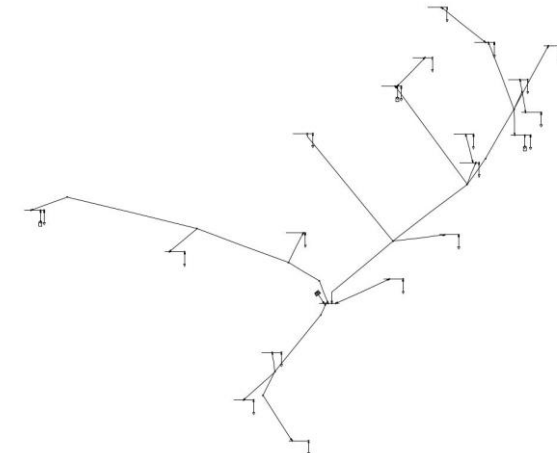
Vorstädtisch



Städtisch



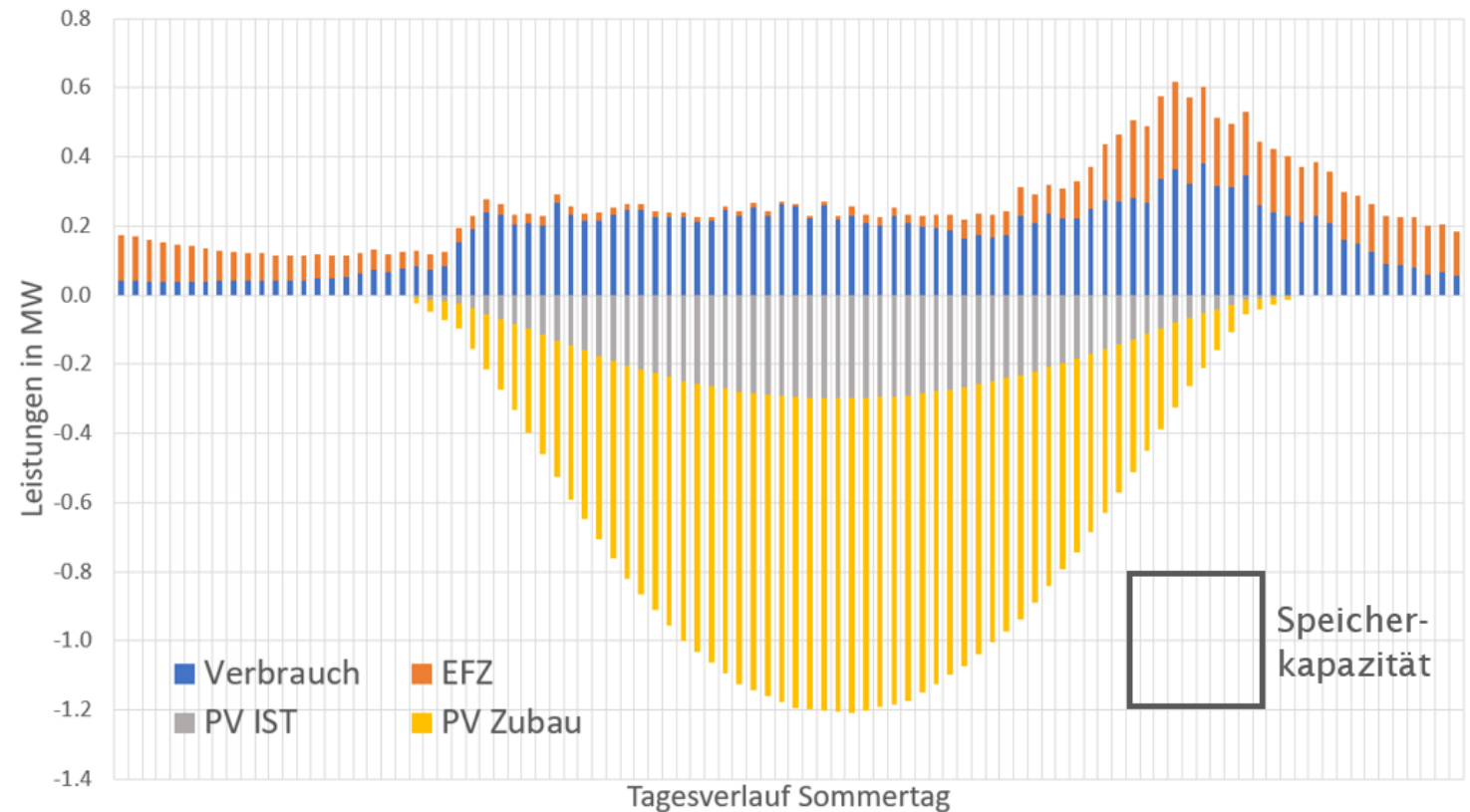
Ländlich



Leistung Trafostation: Vorstädtisches Netz

Wichtigste Hypothesen:

- ▶ +1.7 % des PV-Potenzials pro Jahr ergibt 1'320 kWp im Jahr 2035
- ▶ Stromverbrauch wie 2020
- ▶ Anteil Elektrofahrzeuge (EFZ) 46 % im Jahr 2035 mit 840 kW installierter Ladeleistung
- ▶ 70 % der PV-Anlagen mit Batterie dimensioniert gemäss Leitfadens Energieschweiz mit $\min(1.5 \times \text{PV-Leistung}; 0.5 \times \text{Tagesenergieverbrauch})$ ergibt für Neyruz 82 Batterien mit 991 kWh Kapazität
- ▶ 3071 kWh Verbrauch im 2035

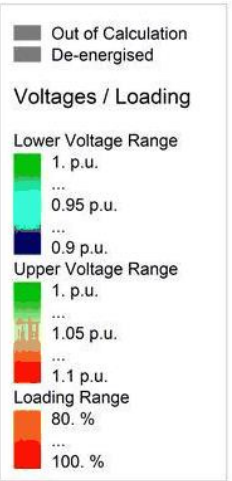
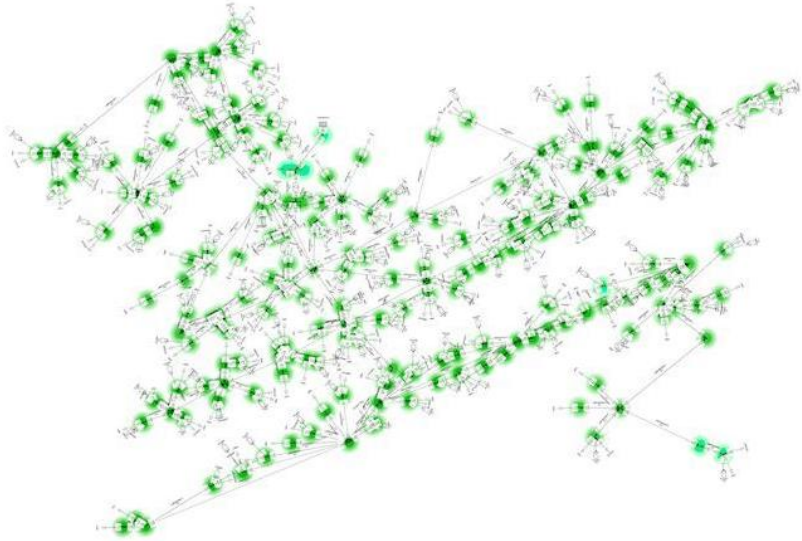


- ▶ Viele EFH, wenige MFH → viele Dachflächen, hohes PV-Potenzial, viele langsam ladende Elektrofahrzeuge

Spitzenleistungen mittels netzdienlicher Speicher senken

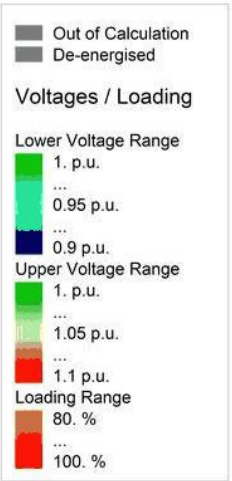
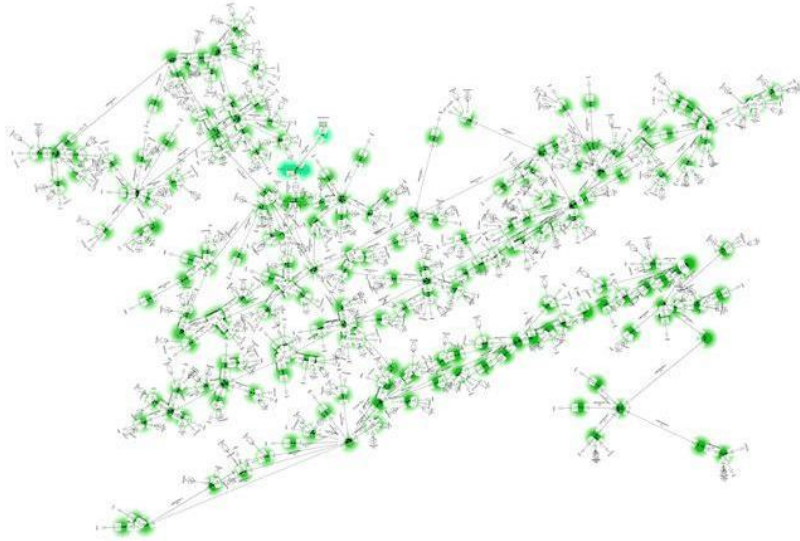
► Auslastungsreduktion von Betriebsmitteln durch den Einsatz von Batteriespeichern

Zeit: 00:00



Sommerszenario 2035, ohne Batterien

Zeit: 00:00



Sommerszenario 2035, mit netzdienlichen Batterien

Fazit (Batteriebetriebsarten)

- ▶ **Klassische Eigenverbrauchsoptimierung** (ohne intelligentes Lastmanagement)
 - ▶ Weder nennenswerte positive noch negative Effekte auf das Verteilnetz
- ▶ **Lastausgleichsregelung** mit deutlich positivem netzdienlichem 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
- ▶ **Trafolastausgleich** mit ebenfalls deutlich positivem netzdienlichem Effekt
 - ▶ Ähnlich positive Effekte wie Lastausgleich auf Überlastungen und Spannungsgrenzwertverletzungen
 - ▶ Im Winter effektiver als Lastausgleichsregelung

Fazit (Einfluss der Netzstruktur)

- ▶ Analysiertes, **vorstädtisches Netz** ist **sehr homogen**
 - ▶ **Überlastungen** entstehen besonders an **Hauptversorgungsleitungen** und an der **Trafostation**
 - ▶ **Trafolastausgleich** erzielt einen grösseren Effekt als die Lastausgleichsregelung
- ▶ Betrachtetes **städtisches** und **ländliches Netz** sind **inhomogener**
 - ▶ **Überlastungen** entstehen meist an **kritischen Zuleitungen zu diesen Anlagen**
 - ▶ **Lastausgleichsregelung** erzielt bessere Ergebnisse als der Trafolastausgleich
- ▶ **Technischer Wert der Batteriespeicher** ist **sehr punktuell**
 - ▶ **Einzelne Batteriespeicher** erzielen einen **grossen positiven, netzdienlichen Effekt**, andere nicht
 - ▶ **Je inhomogener** das Netz, desto relevanter sind einzelne, «**gut platzierte**» **Batteriespeicher**
- ▶ **Spannungsgrenzwertverletzungen**
 - ▶ Können in ihrer Gesamtheit nicht durch Netzdienlichkeit verhindert werden
 - ▶ **Andere Massnahmen** werden nötig sein

Implementierung im Prosumer-Lab

Das Prosumer-Lab der BFH



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

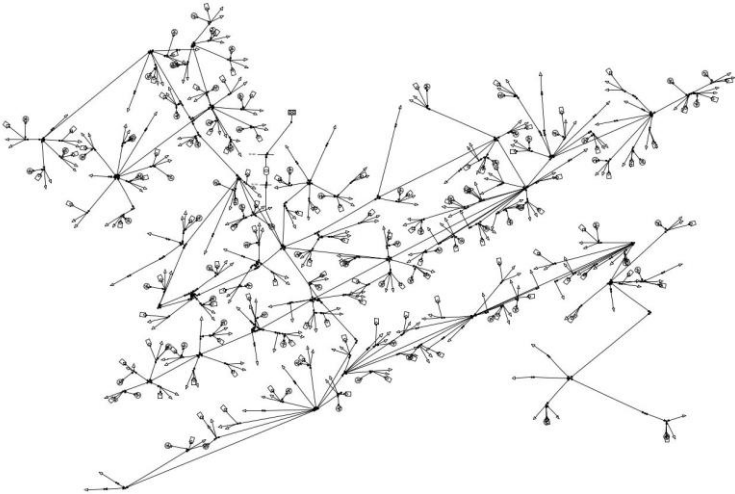
Fazit (Umsetzung eines netzdienlichen Algorithmus)

- ▶ **Programmierung eines gut funktionierenden netzdienlichen Algorithmus**
 - ▶ Mit gut **überschaubarem Aufwand** machbar (im **Prosumer-Lab** umgesetzt)
- ▶ Der Algorithmus erzielt **gute Ergebnisse bezüglich Netzdienlichkeit und Eigenverbrauch**
- ▶ **Optimierungspotenziale** und **potenzielle technische Hürden** wurden aufgezeigt
 - ▶ Einbezug von **besseren Prognosen** für PV-Erzeugung und Verbrauch
 - ▶ Notwendige **Messwerte** müssen vorhanden sein
 - ▶ Möglichkeit zur **Kommunikation** mit den Komponenten zur Steuerung bzw. Datenauslesung
 - ▶ **Reaktionszeit** des Systems sollte möglichst kurz sein

Technischer und finanzieller Wert netzdienlicher Speicher

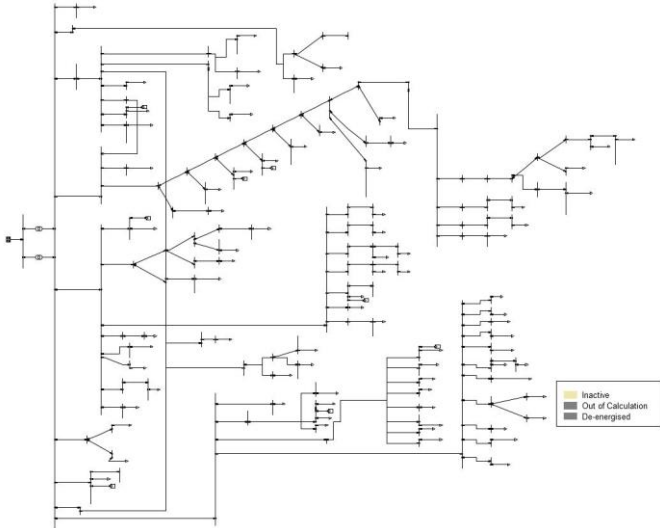
Finanzieller Wert der netzdienlichen Speicher

Vorstädtisch



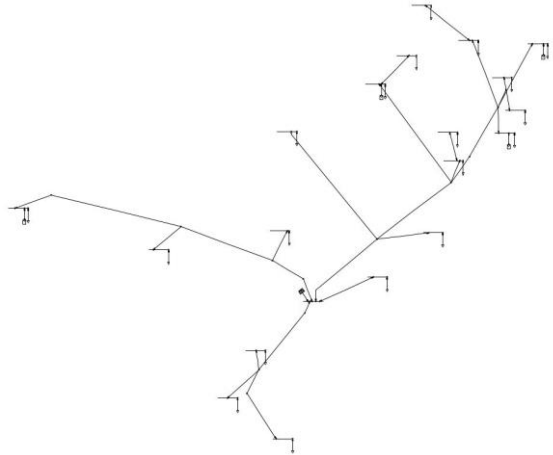
- ▶ 1.3-1.4 CHF pro kWh und Jahr
- ▶ 10-kWh-Speicher, 15 Jahre: 195-210 CHF Zuschuss, einmalig

Städtisch



- ▶ 0.6-0.9 CHF pro kWh und Jahr
- ▶ 10-kWh-Speicher, 15 Jahre: 90-135 CHF Zuschuss, einmalig

Ländlich



- ▶ 0.2-1.1 CHF pro kWh und Jahr
- ▶ 10-kWh-Speicher, 15 Jahre: 30-165 CHF Zuschuss, einmalig

Fazit (Wert der Netzdienlichkeit)

▶ Technischer Wert

- ▶ **Verzögerung von Netzausbau/Netzverstärkung** teilweise um mehrere Jahre (Schnitt: 5 Jahre)

▶ Finanzieller Wert

- ▶ Im Vergleich zu den Kosten von Batteriespeichern **eher gering**
- ▶ Genügt vermutlich nicht, um Batteriebesitzerinnen zur Netzdienlichkeit zu motivieren

▶ Starke Verbreitung von stationären Speichern und Batterien der Elektromobilität

- ▶ Zunahme von **Flexibilität**
- ▶ Könnte wertvolle **Optimierung im Stromsystem** ermöglichen
- ▶ Vorhandene Speicher nutzen, um **Netzausbau** oder **Abregelung der PV** zu minimieren
- ▶ Allenfalls Anreize durch stündlich variable **Tarife**



Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

bfh.ch/energy

3D-Labor-Rundgang

Projektschlussbericht

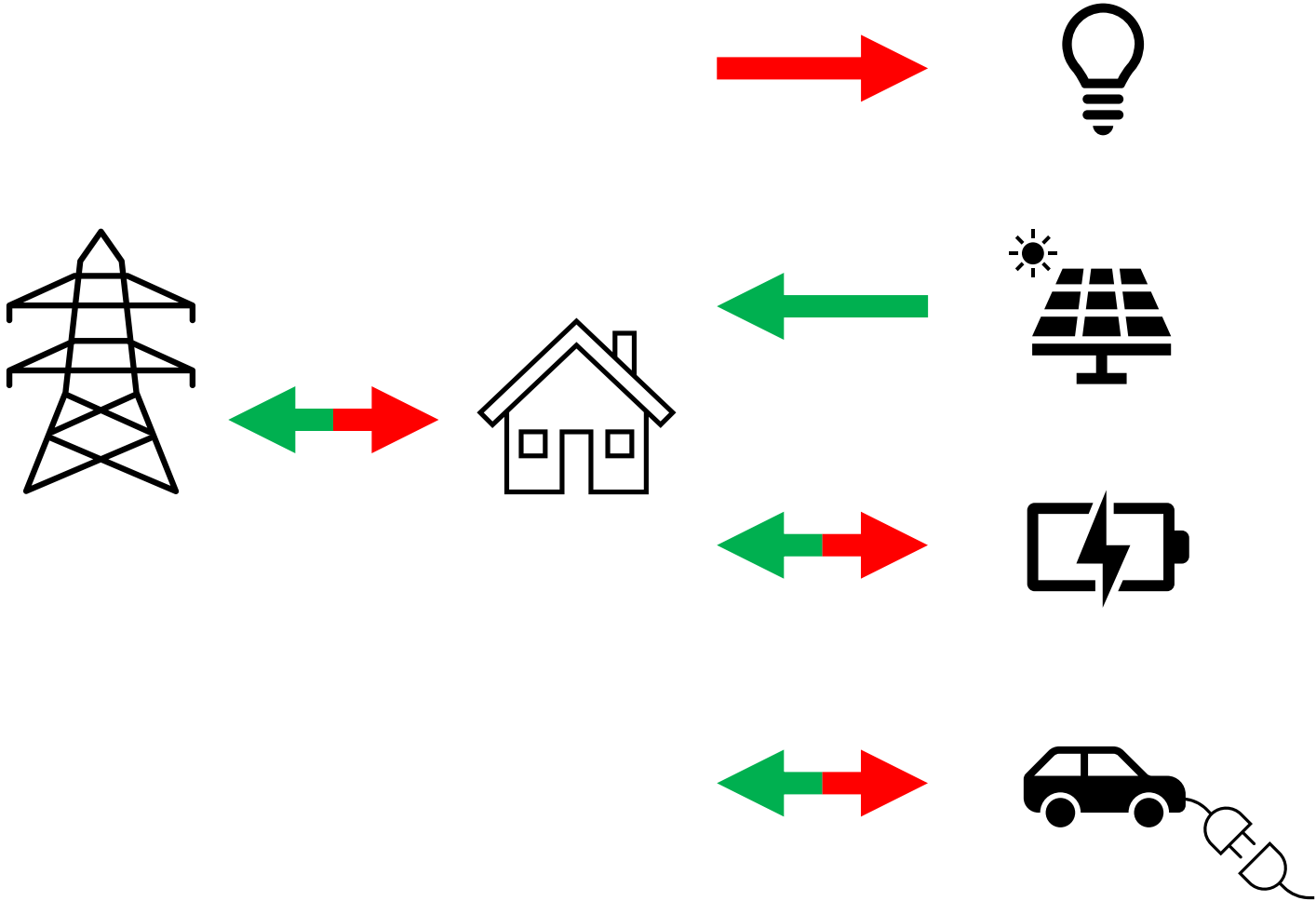
BFH-Zentrum Energiespeicherung
Labor für Elektrizitätsnetze
Aarbergstrasse 46
CH-2503 Biel

Stefan Schori
Michael Höckel

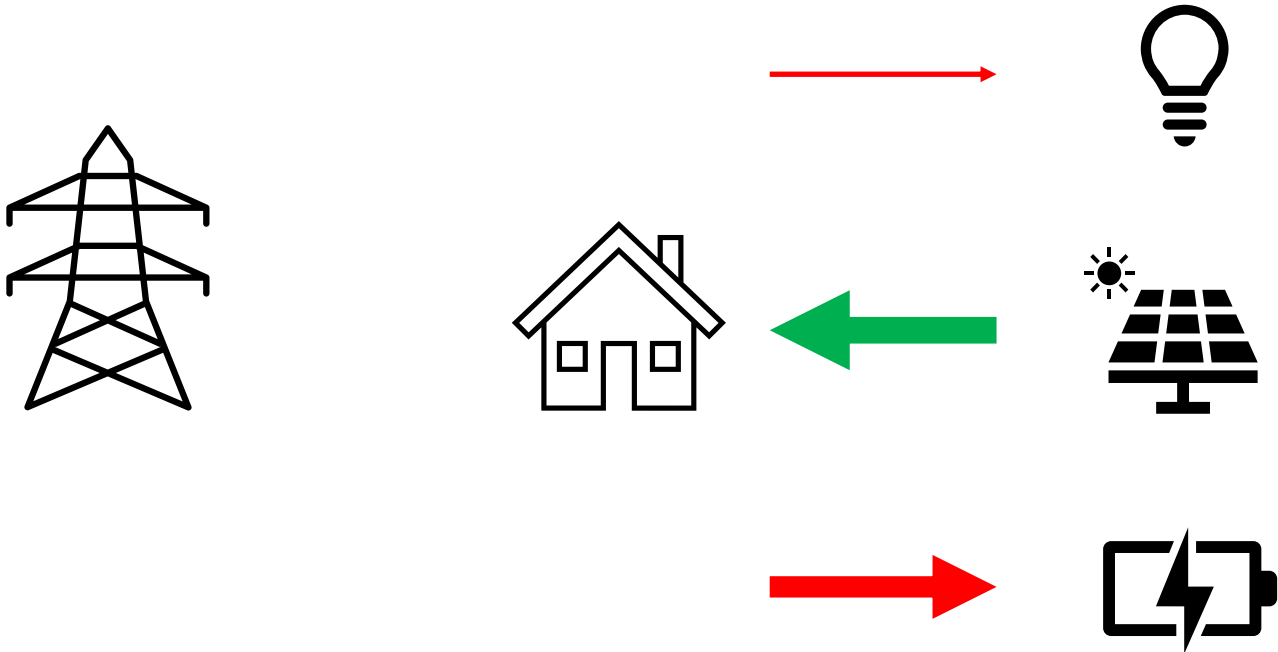
sos1@bfh.ch
hkm1@bfh.ch

Anhang: Warum Netzdienlichkeit?

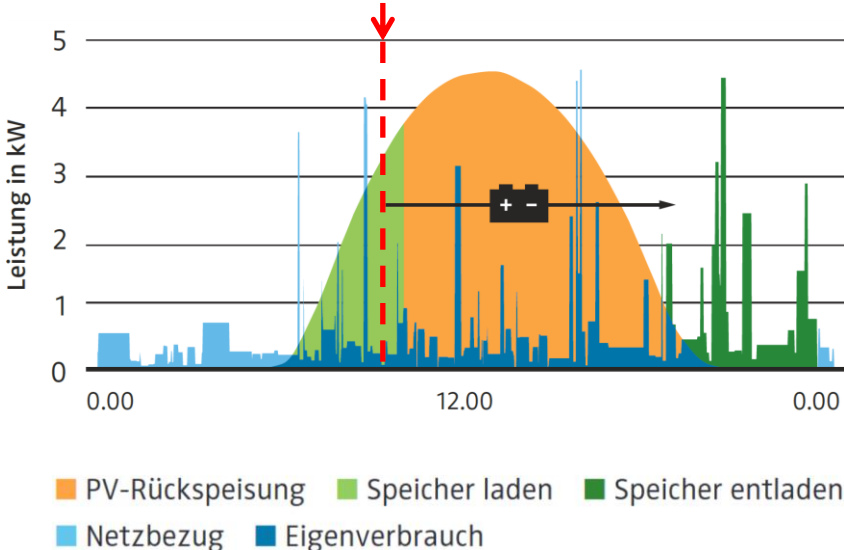
Warum Netzdienlichkeit?



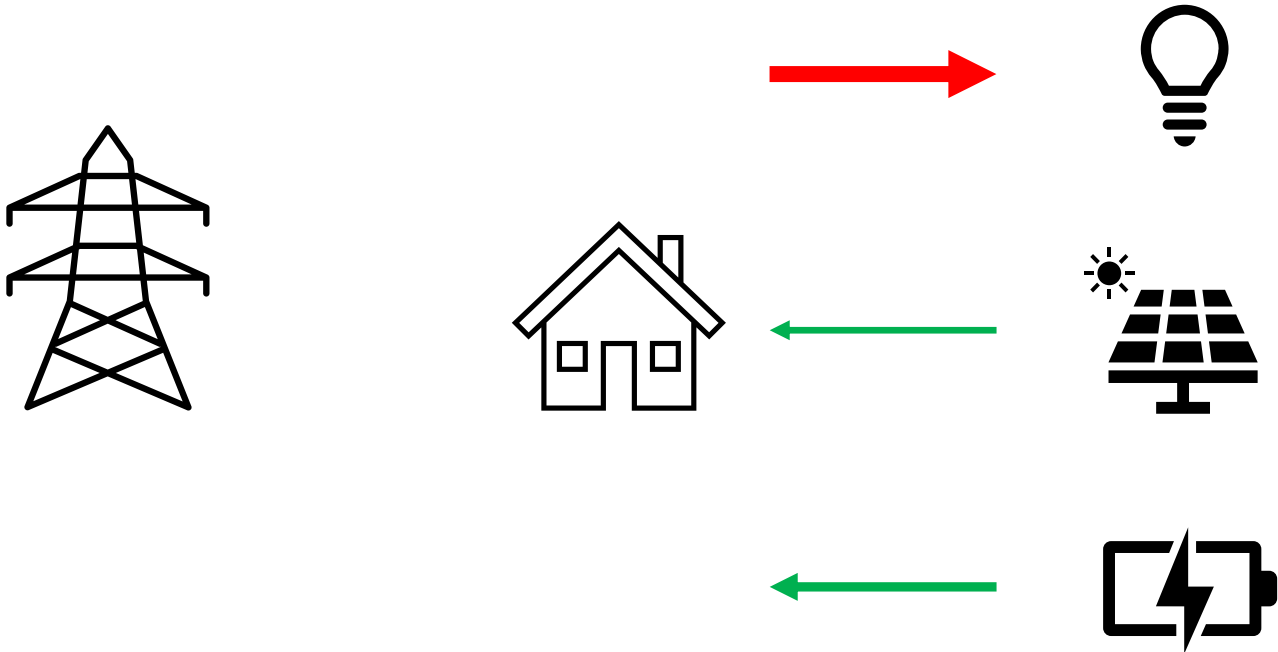
Warum Netzdienlichkeit?



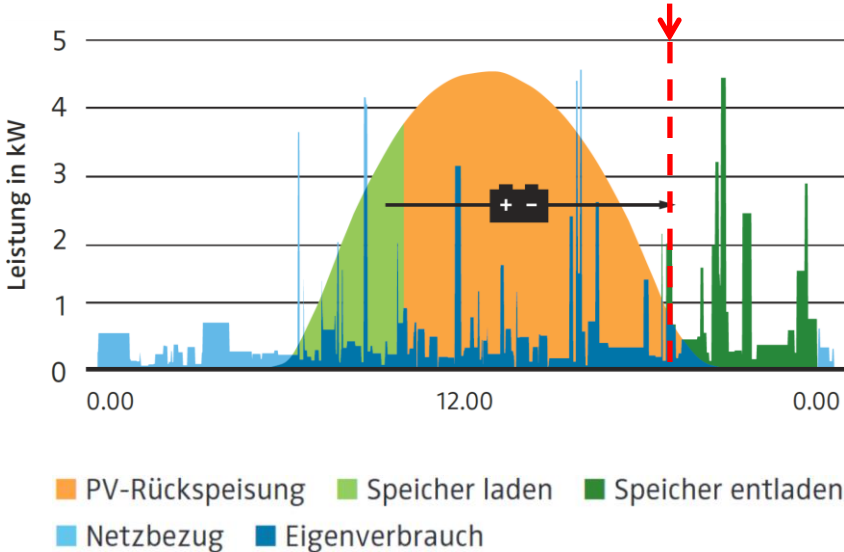
Betriebsart: Eigenverbrauchsoptimierung



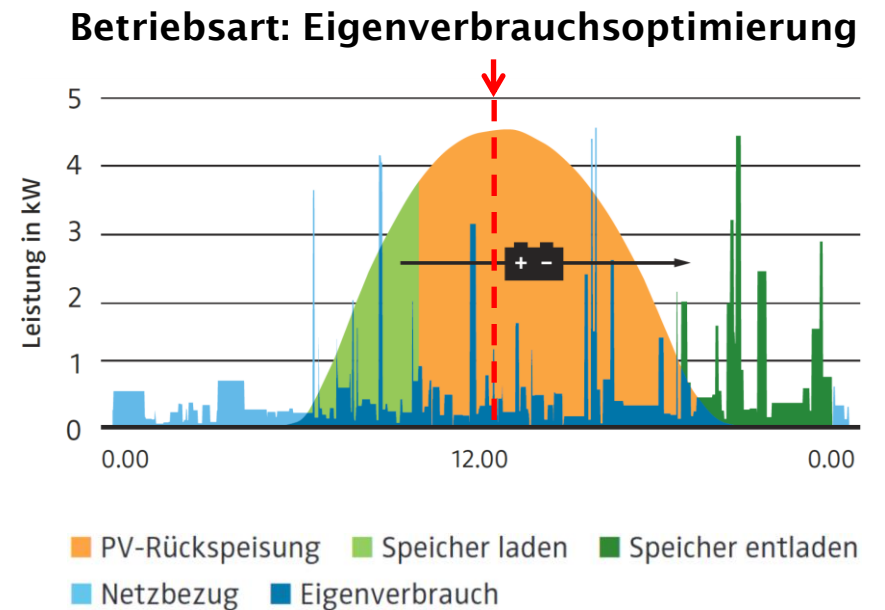
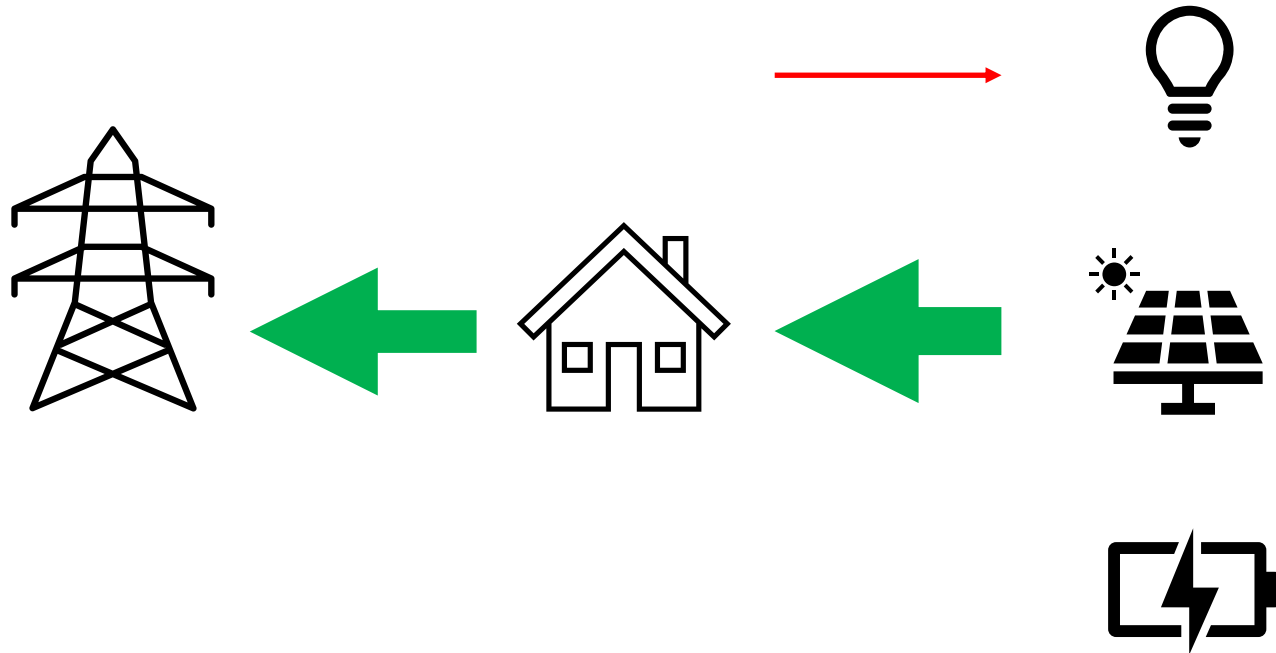
Warum Netzdienlichkeit?



Betriebsart: Eigenverbrauchsoptimierung

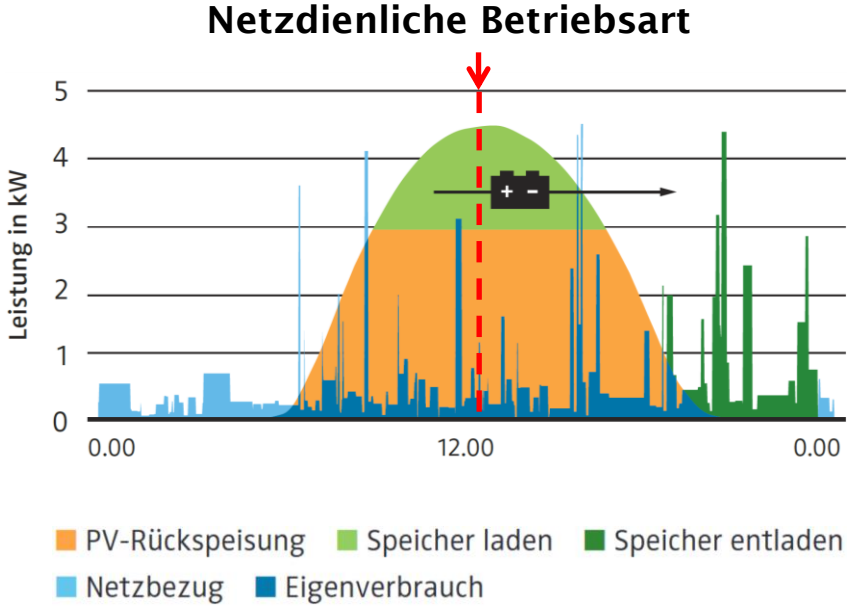
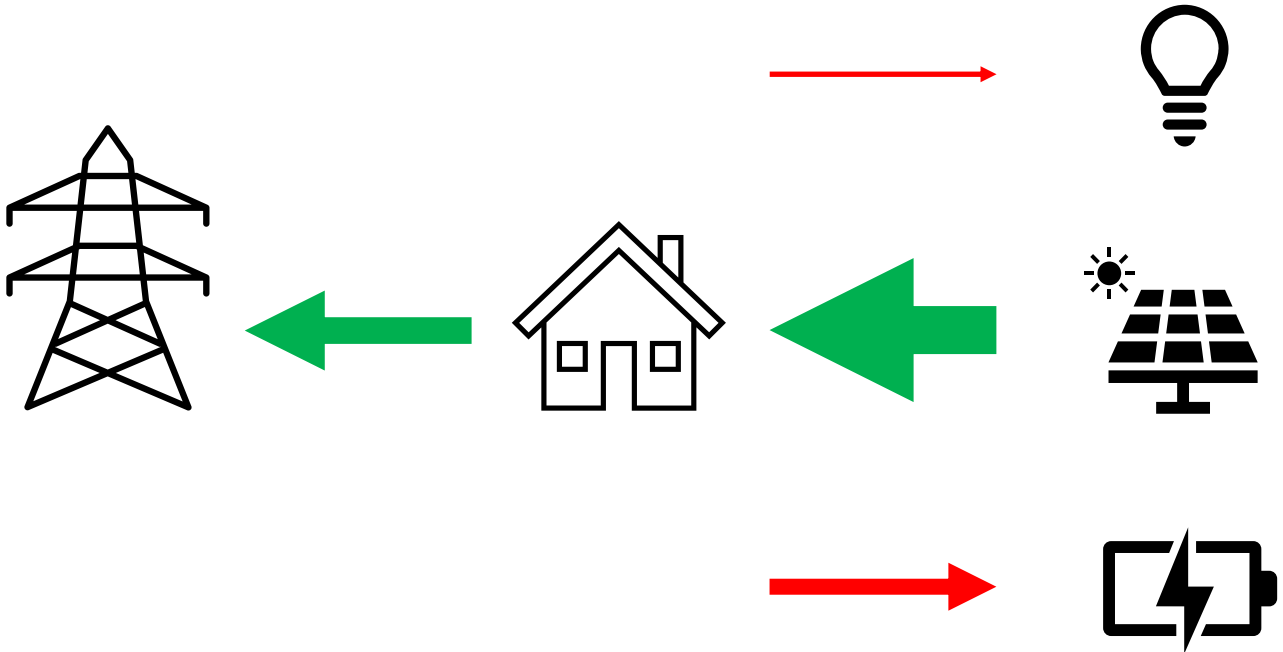


Warum Netzdienlichkeit?



- ▶ Zunehmende Netzbelastung durch PV-Leistungsspitze (Summation wegen Gleichzeitigkeit)
- ▶ Der Speicher ist am Mittag vollgeladen und kann das Netz nicht entlasten

Warum Netzdienlichkeit?



- ▶ Der Speicher schneidet die PV-Spitze und entlastet das Stromnetz
- ▶ Vorsicht: Auch Verbrauchsspitzen sind zu beachten (z. B. Elektromobilität, Wärmepumpen)

Anhang: Einfluss auf das Stromnetz

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
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		X

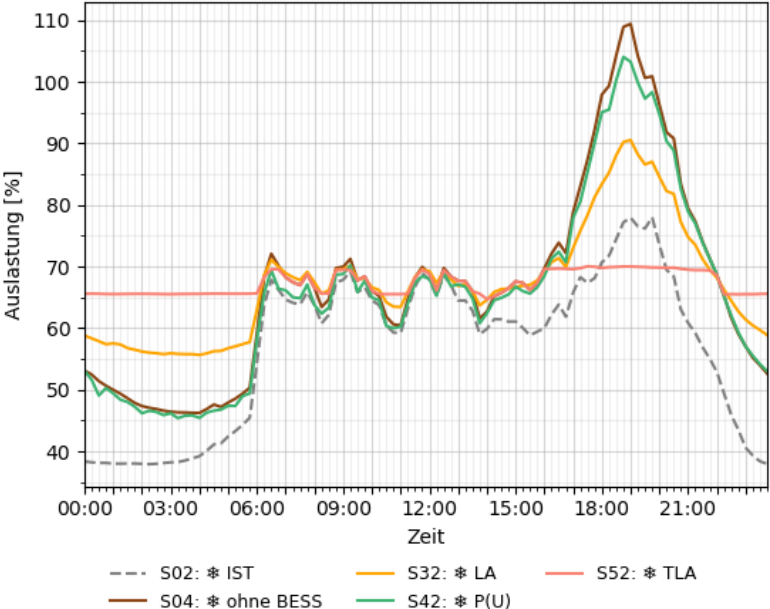
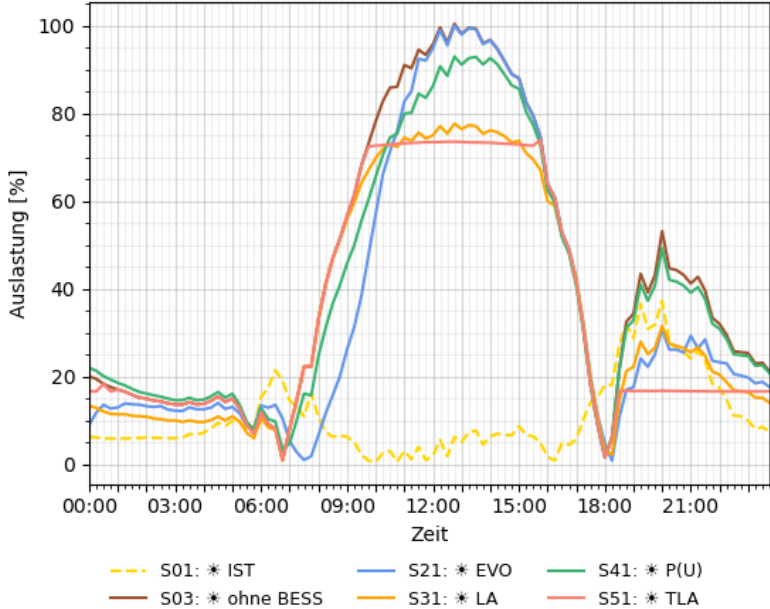
Batteriealgorithmen im Vergleich

Vorstädtisches Netz, Sommer, Trafoauslastung

Vorstädtisches Netz, Winter, Trafoauslastung

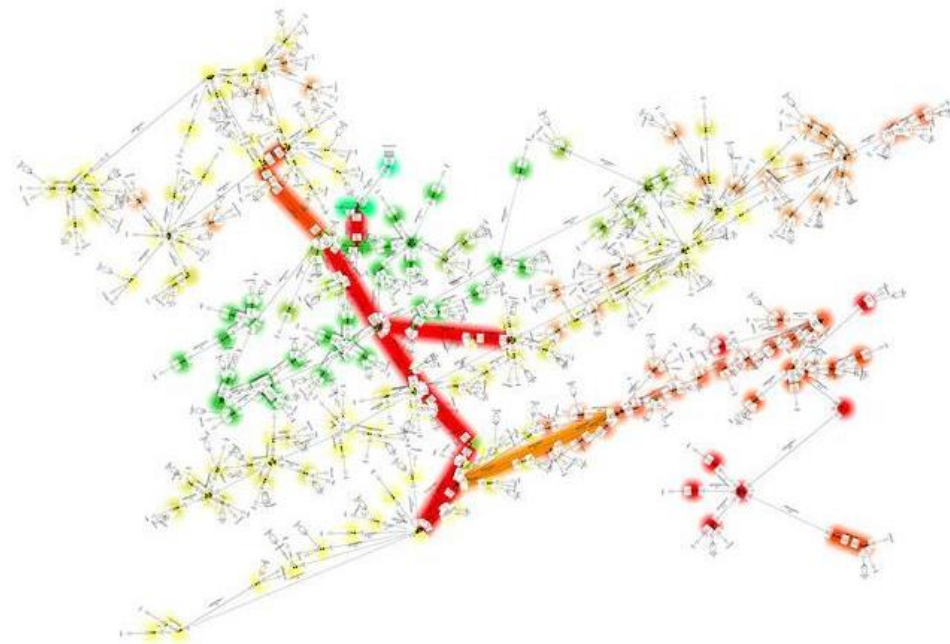
- ▶ LA und TLA reduzieren die PV-Spitze ähnlich stark
 - ▶ P(U) reduziert die PV-Spitze ein wenig
 - ▶ EVO reduziert die PV-Spitze nicht

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

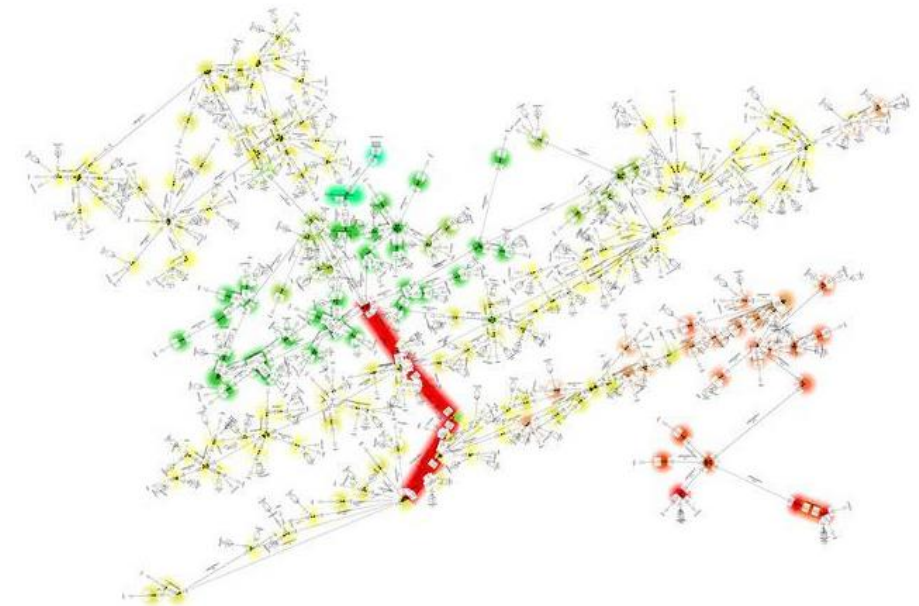
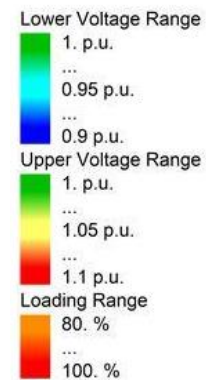


Spitzenleistungen mittels netzdienlicher Speicher senken

- ▶ Auslastungsreduktion von Betriebsmitteln durch den Einsatz von Batteriespeichern



Sommerszenario 2035, ohne Batterien, 13:00 Uhr



Sommerszenario 2035, mit Batterien, 13:00 Uhr

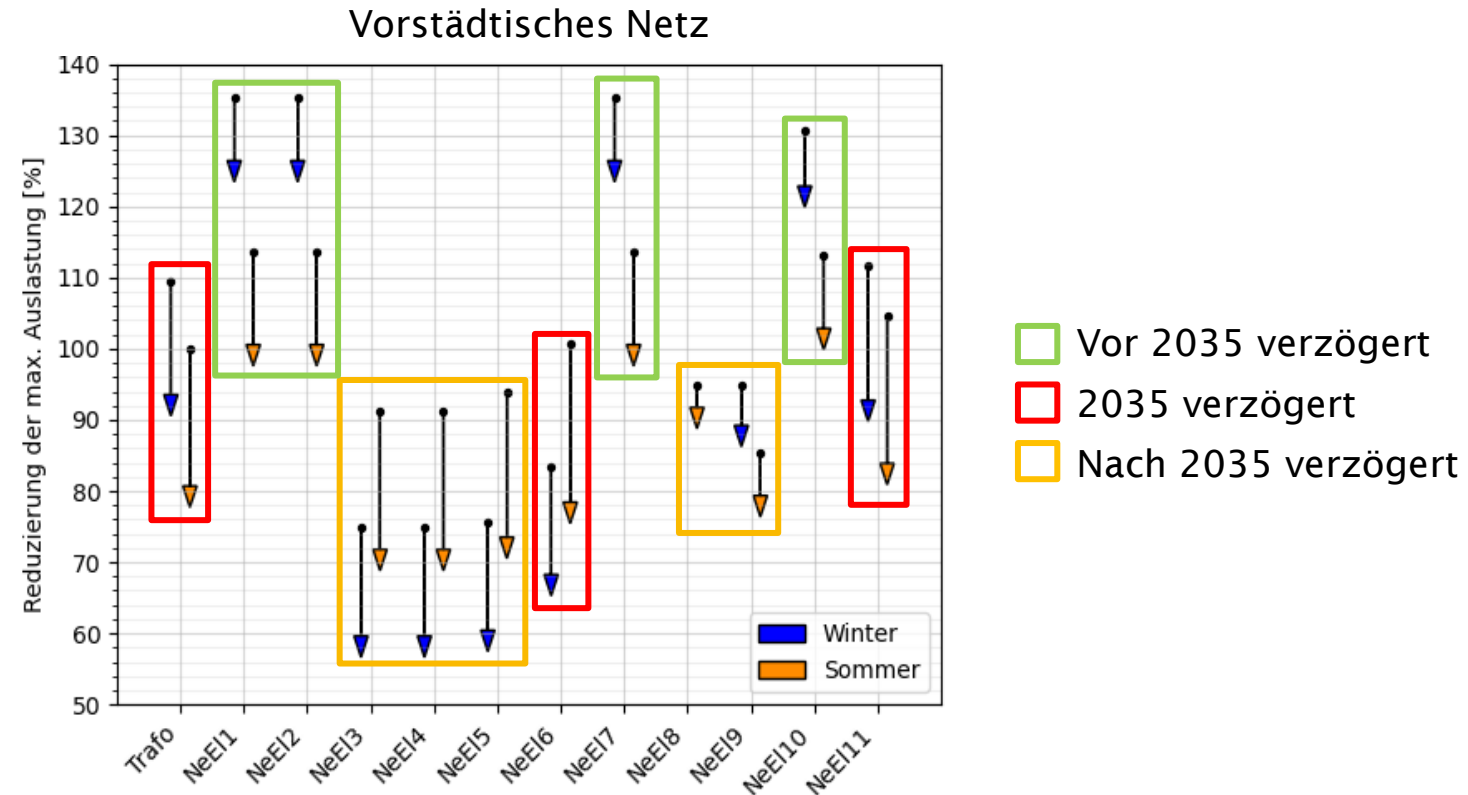
Anhang: Fazit (Überlast und Spannungsgrenzwertverletzungen)

Fazit (Überlast und Spannungsgrenzwertverletzungen)

- ▶ **Ausbau von PVA**
 - ▶ Besondere Beanspruchung des **vorstädtischen** und insbesondere des **ländlichen** Verteilnetzes
 - ▶ **Deutlicher Anstieg der Auslastungen** bis hin zu starken **Überlastungen**
 - ▶ **Spannungsgrenzwertverletzungen**
- ▶ **Elektrifizierung der Warmwasseraufbereitung** und viele, **langsam ladende Elektrofahrzeuge**
 - ▶ Akzentuierung der **abendlichen Lastspitze**
 - ▶ Teilweise **Spannungsgrenzwertverletzungen** im Winter
- ▶ **Q(U)-Regelung der PV-Anlagen**
 - ▶ Grossteil der **Spannungsgrenzwertverletzungen** (vorstädtisch 88 %) werden **verhindert**
 - ▶ Erzeugt jedoch einige **neue Überlastungen**

Anhang: Technischer und finanzieller Wert netzdienlicher Speicher

Technischer Wert der netzdienlichen Speicher



- ▶ 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

Wert der netzdienlichen Speicher

	Vorstädtisch	Städtisch	Ländlich
2035: Verhinderung von Überlast	1 Trafo 2 Leitungen	2 Trafos 2 Leitungen	0 Betriebsmittel
2020-2045: Verhinderung von Überlast	1 Trafo 9 Leitungen	2 Trafos 3 Leitungen	5 Leitungen
Durchschnittliche Verzögerung von Netzverstärkungen	4.5 Jahre	5.5 Jahre	1.5 Jahre
Finanzieller Wert (bei ElCom- Amortisation über 35/40 Jahre für Transformator und Leitungen)	32'000 CHF	8'600 CHF	600 CHF
Finanzieller Wert (bei technischer Lebensdauer von 50 Jahren)	40'200 CHF	12'800 CHF	2'900 CHF
Auftreten der meisten Verzögerungen	2030-2040	Um das Jahr 2035	2029-2037

Anhang: Labortests und Simulation eines netzdienlichen Algorithmus

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:

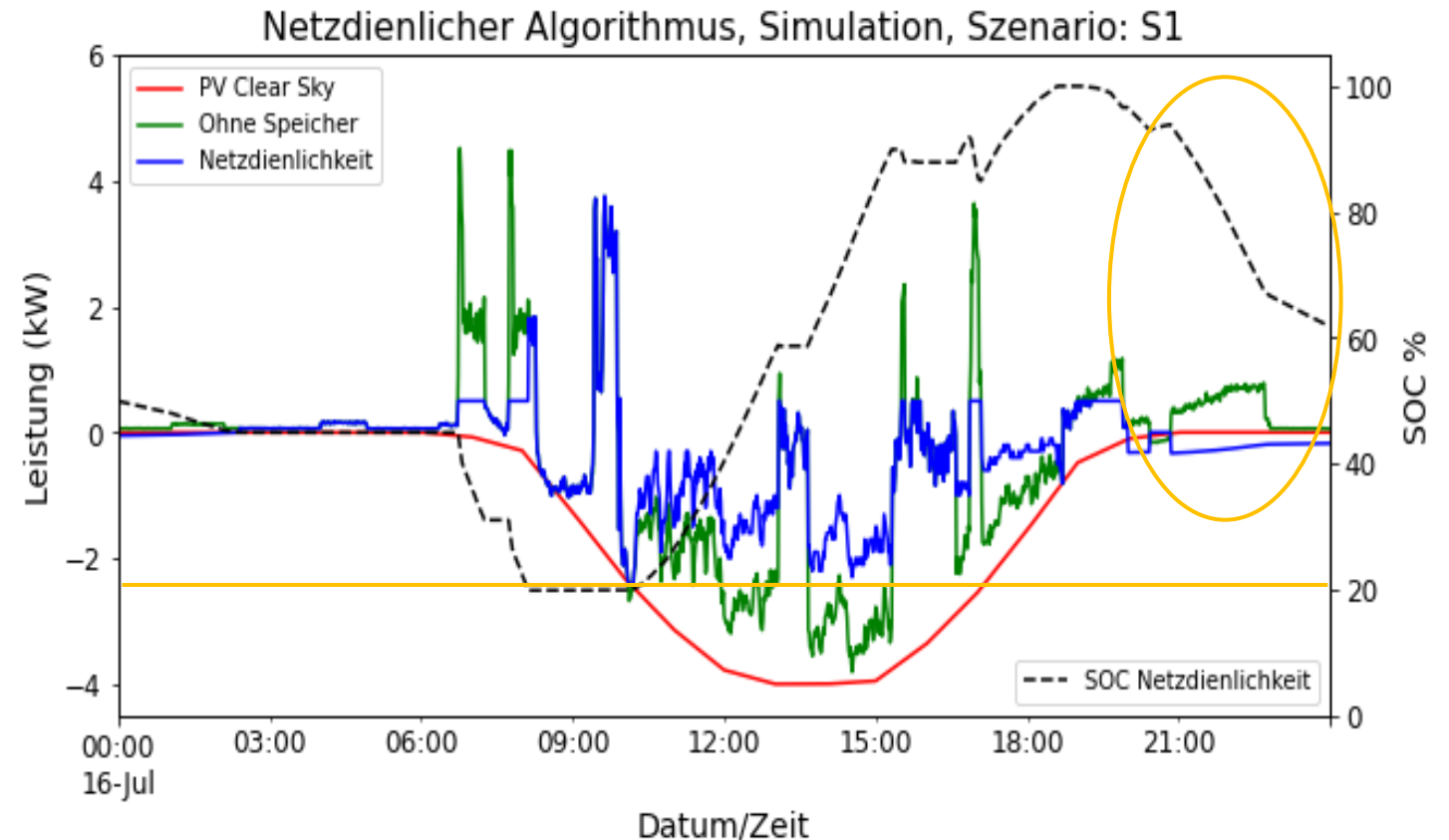
- ▶ Abfrage vom PC via Ethernet



Programmierung des netzdienlichen Algorithmus

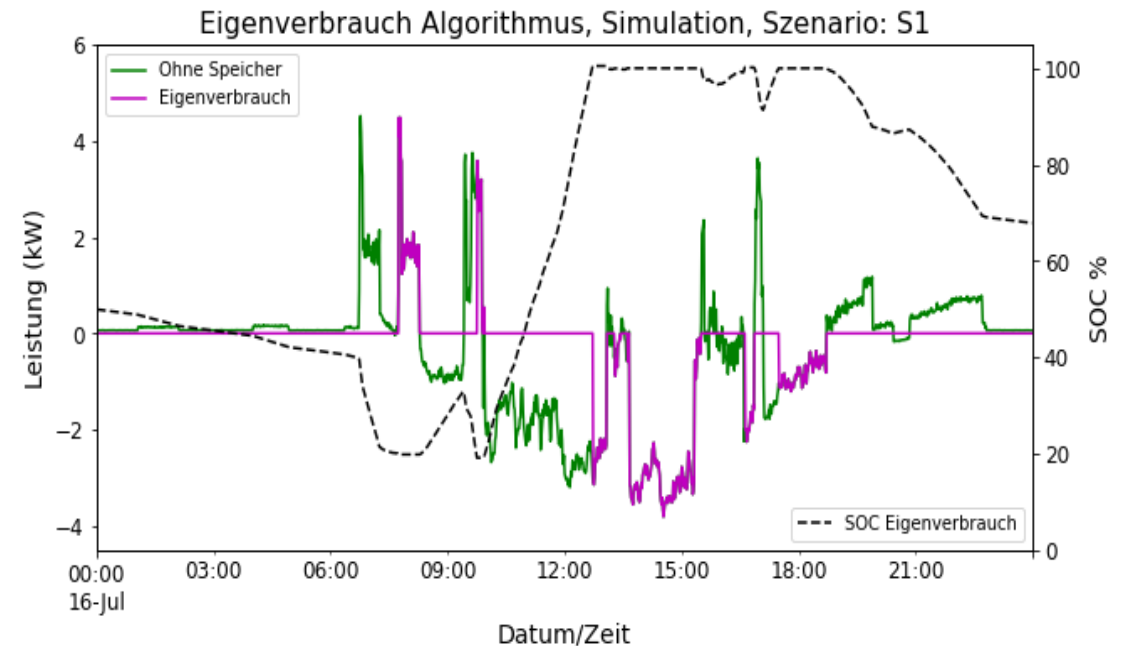
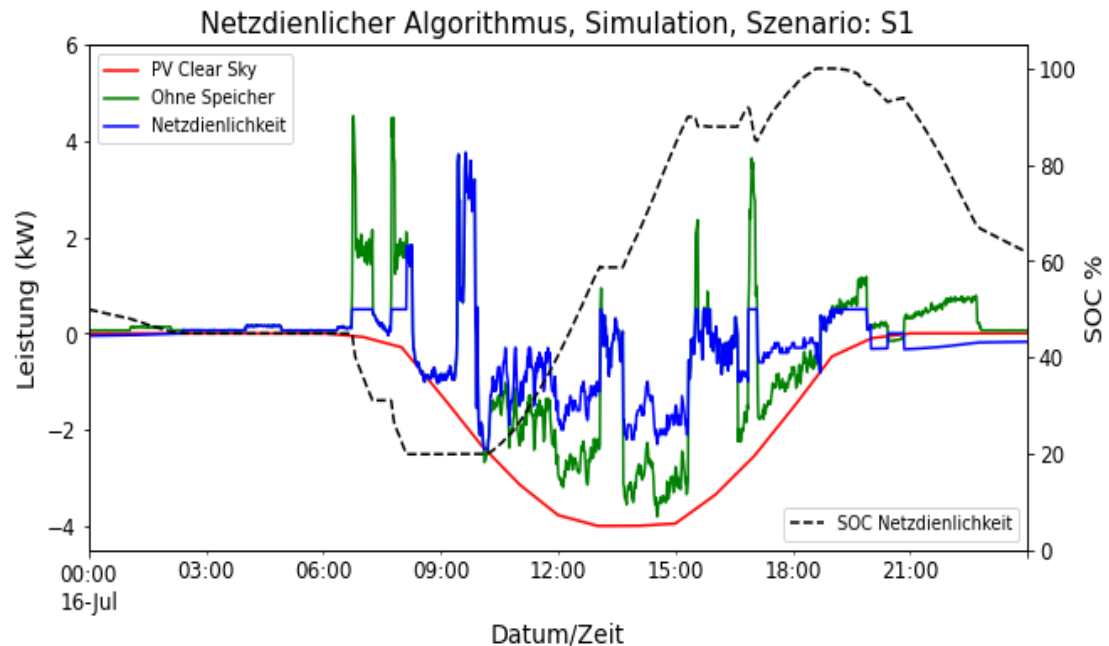
Lade-/Entladeleistung [kW]:	5
Batteriespeicher Kapazität [kWh]:	5

- ▶ 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 des netzdienlichen Algorithmus

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

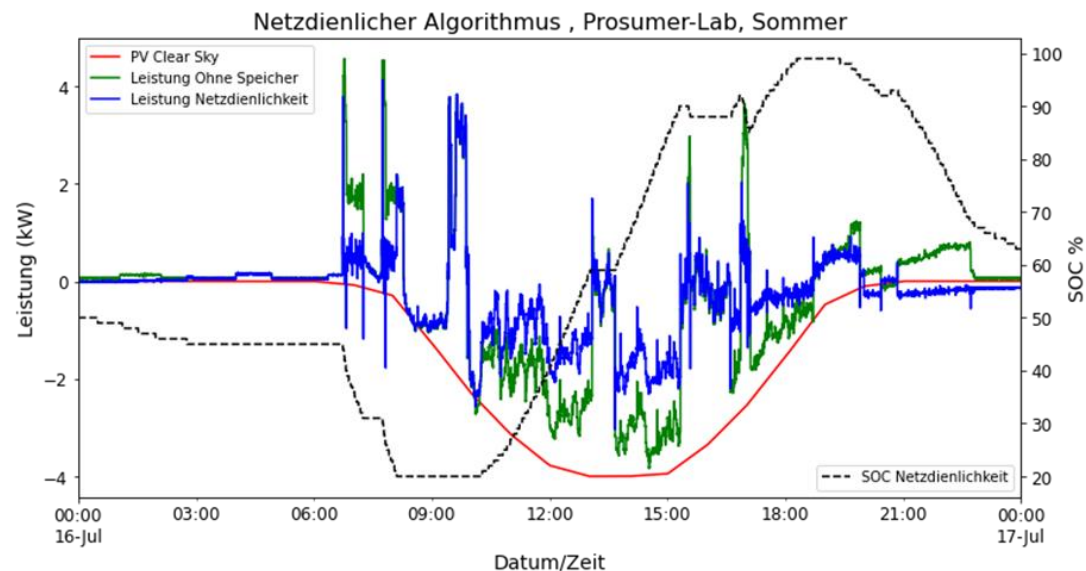


- ▶ PV- und Lastspitzen können gut geschnitten werden
- ▶ Prognostizierbarkeit der Last besonders schwierig
- ▶ Morgendliche Lastspitze kann aufgrund zu geringem Ladezustand nicht gekappt werden

Netzdienlicher Algorithmus: Emulation & Simulation

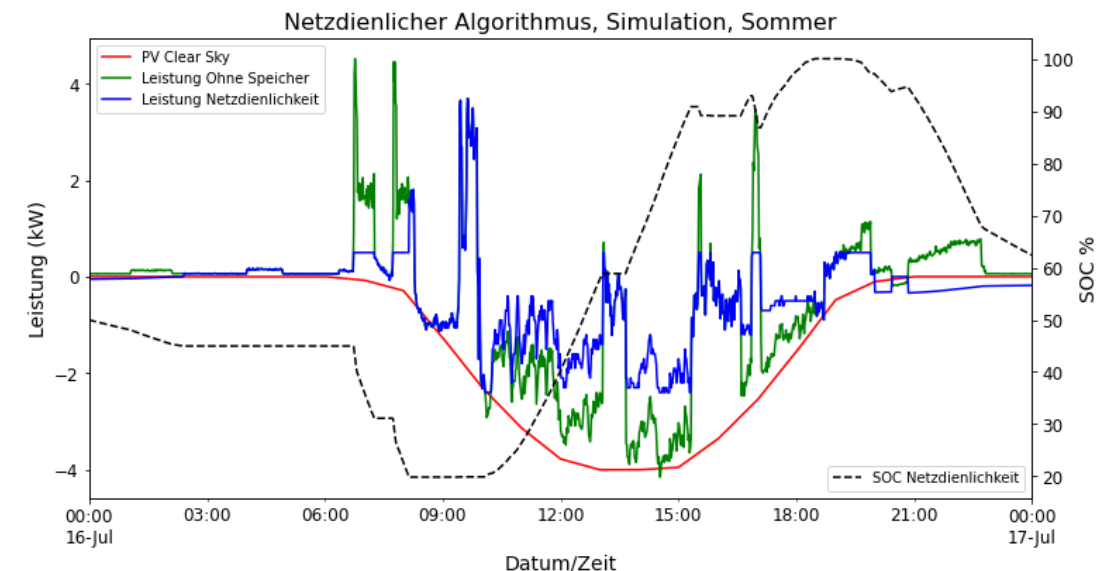
▶ Labortest (Emulation)

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



▶ Simulation

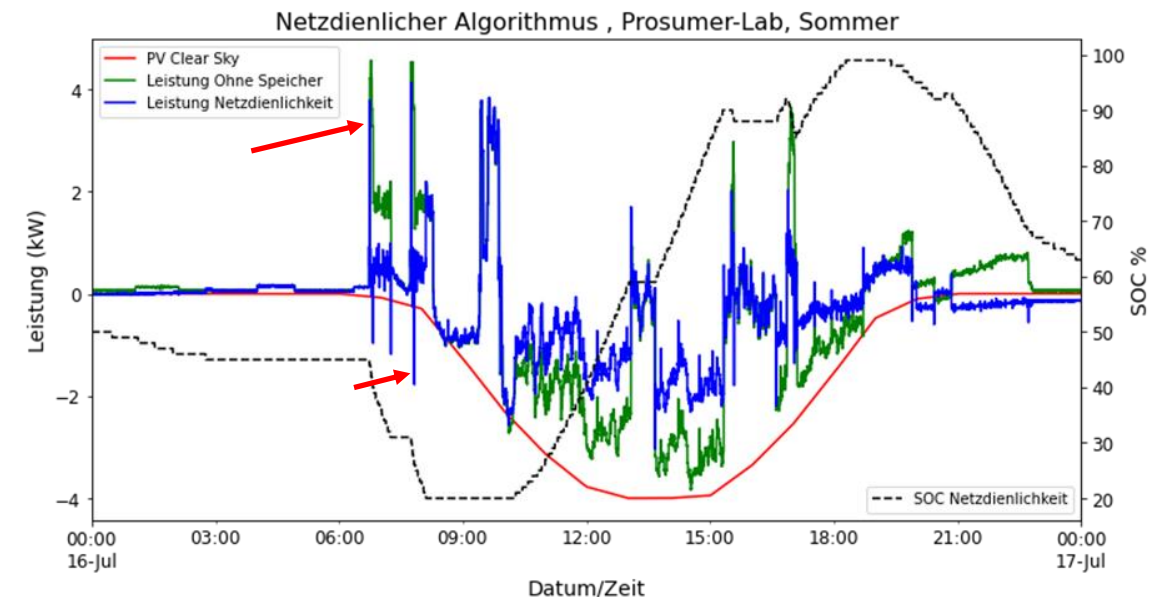
6.2 kWh, 5 kW (eingestellte Max.-Werte)



- ▶ 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