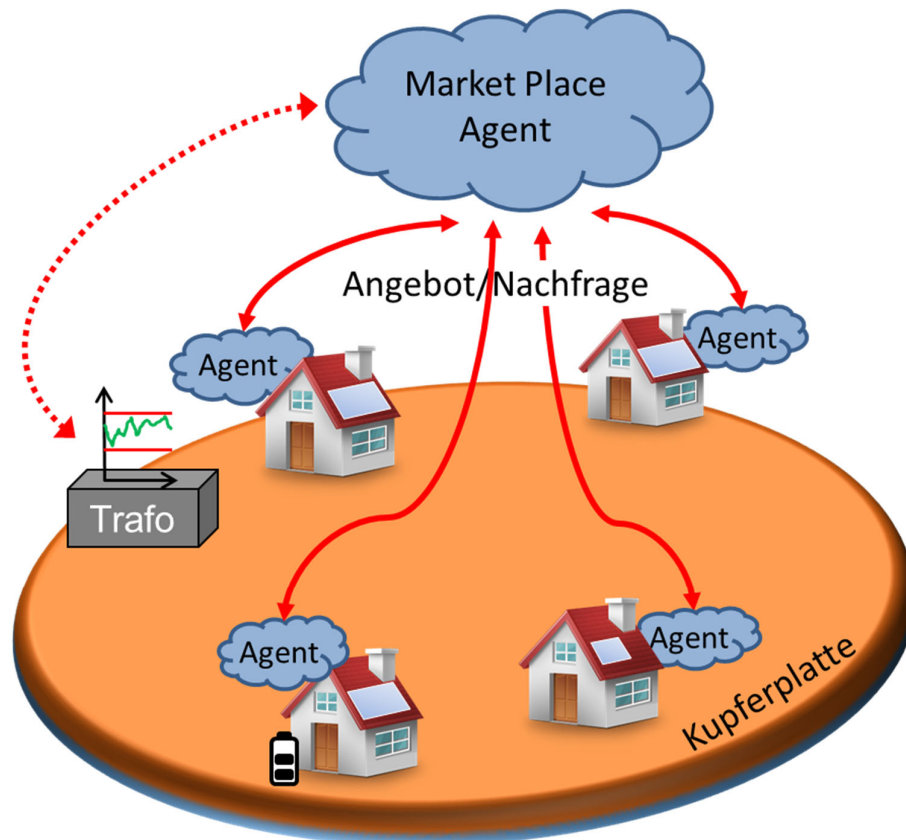


SmartStability: Netzdienliche Quartiere mit Stromspeicher



Auftragnehmer

Fachhochschule Nordwestschweiz FHNW
Hochschule für Architektur, Bau und Geomatik HABG
Institut Energie am Bau IEBau
St. Jakob-Strasse 84
4132 Muttenz

In Kooperation mit:

Fachhochschule Nordwestschweiz FHNW
Hochschule für Wirtschaft HW
Institut für Wirtschaftsinformatik IWI
Riggenbachstrasse 16
4600 Olten

Auftraggeber

Kantonale Verwaltung Amt für Umwelt und Energie AUE
Postfach
4019 Basel

Verfügung vom 11.12.2015 zum Gesuch vom 03.12.2015
Im Rahmen des «Programm 2013-2016 2000-Watt-Gesellschaft – Pilotregion Basel»

Autoren

Dr. Ing. Monika Hall, IEBau
Prof.-Dr. Achim Geissler, IEBau

SmartStability Programmsystem

Prof.-Dr. Holger Wache, IWI

Projektpartner

Industrielle Werke Basel IWB
Margaretenstrasse 40
4002 Basel

I. ZUSAMMENFASSUNG

Bislang bezogen Gebäude ausschliesslich Strom vom Netz und waren somit reine Konsumenten. Jedoch auch im städtischen Bereich steigt die Anzahl an dezentralen Photovoltaikanlagen, die in das Netz einspeisen. Damit wandeln sich die städtischen Gebäude vom reinen Konsumenten auch zum Produzenten (Prosumern). Den vermehrten Strombezug durch z.B. Wärmepumpen und die vermehrte Stromeinspeisung durch Photovoltaikertrag muss das Netz bewältigen können. Insbesondere ist es hier wichtig, dass die einzelnen Trafostationen, die direkt mit den Gebäuden verbunden sind, nicht überlastet werden.

Aus diesem Grund wird in dem Projekt «SmartStability» untersucht, wie sich die Auslastung der Trafostationen von bestehenden Quartieren entwickelt, wenn die Quartiere zukünftig mehr Strom beziehen (Ausbau Wärmepumpen, Elektromobilität) und mehr Strom einspeisen (Photovoltaikausbau). Dabei werden nicht nur verschiedene Szenarien an Wärmepumpen-, Photovoltaik- und Batteriedurchdringungen untersucht, sondern auch der Einfluss von vernetzten und nicht vernetzten Gebäuden.

Mit Hilfe des Programms «SmartStability» werden drei sehr unterschiedliche Typen von Wohnquartieren untersucht. Die Quartiere unterscheiden sich in der Wohnstruktur (Typ C: Ein- und Zweifamilienhäuser, Typ E/F: EFH/MFH-Reihenhäuserzeilen und Typ G: Blockbebauung/Hochhäuser), in der Anzahl an Gebäuden sowie in den Wohneinheiten pro Gebäude. Infolge dieser Struktur weist der Quartiertyp C bei 80 % Photovoltaikdurchdringung (80 % der Gebäude weisen eine Photovoltaikanlage auf) das höchste Jahressummenverhältnis von Photovoltaikertrag zu Strombedarf auf. Da dieser Quartiertyp zusätzlich auch die kleinste Trafostation hat, wird die Trafostation im Sommer infolge des hohen Photovoltaiküberschusses überlastet (Netzeinspeisung). Die steigende Durchdringung des Quartiers mit Wärmepumpen erhöht die Auslastung (Netzbezug) an der Trafostation im Winter. Auch hier stösst der Trafo des Quartiertyps C früher an die Grenzen als bei den Quartiertypen E/F und G. Neben dem Ausbau an Photovoltaik und Wärmepumpen ist auch die bestehende Trafogrösse ein entscheidender Faktor.

Je nach Ausbau wird beim Quartiertyp C die Trafostation in beide Richtungen überlastet. Ein Ausbau mit 50 % Wärmepumpen und 45 % Photovoltaik scheint mit der heutigen Trafostation möglich. Für Quartiertyp E/F sind 70 % Wärmepumpen und 80 % Photovoltaik machbar. Quartiertyp G weist mit 100% Wärmepumpen nur wenige und ganz geringe Überschreitungen auf. Der untersuchte Photovoltaikausbau überlastet die Trafostation nicht. Alle dargestellten Zahlen zeigen Tendenzen auf und sind bei einer allfälligen Netzplanung zu verifizieren.

Aus den Ergebnissen können weitere Aussagen abgeleitet bzw. Sachverhalte bestätigt werden:

- Für Quartiere mit hohem Photovoltaikertrag gegenüber dem gesamten Strombedarf kann im Sommer der Photovoltaikertrag nicht im Quartier genutzt werden, es kommt zu einer hohen Netzeinspeisung, was zu einer deutlichen Auslastungserhöhung der Trafostation führt. Die Trafostation kann bis zu mehreren Stunden überlastet werden.
- Der Ausbau an Wärmepumpen erhöht den Netzbezug im Winter, d.h. zu einer Zeit, in der wenig Photovoltaikertrag zur Verfügung steht. Dies führt ebenfalls zu einer

deutlichen Auslastungserhöhung der Trafostation (Netzbezug) und diese kann bis zu mehreren Stunden dauern.

- Batterien reduzieren die Auslastung der Trafostation für den Netzbezug im Frühjahr, Sommer und Herbst und für die Netzeinspeisung insbesondere im Frühjahr und Herbst. Sie können bei bislang üblichen Speicherkapazitäten die Spitzenbelastungen des Trafos jedoch nicht glätten, da sie in den entsprechenden Zeiten im Sommer voll und im Winter leer sind.
- Der Handel zwischen den Häusern hat nur eine beschränkte Wirkung auf die Auslastung der Trafostation. Der Handel kann die Auslastung des Netzbezugs im Winter leicht reduzieren, indem die Einschaltzeiten der Wärmepumpen koordiniert werden. Dezentrale Batterien können im Winter im Rahmen des Handels nicht aktiviert werden, da sie i.d.R. aufgrund fehlendem Photovoltaikertrag leer sind.

Im Sommer wird nur Warmwasser über die Wärmepumpen erzeugt, so dass der Strombedarf der Wärmepumpen deutlich geringer ist, als im Winter. Dezentrale Batterien können im Sommer kaum für den Handel genutzt werden, da sie schon in den einzelnen Gebäuden geladen werden und deshalb wenig freie Kapazität für den Handel zur Verfügung steht. Damit stehen dem Handel im Sommer nur wenige handelbare Verbraucher zur Verfügung. Diese reichen nicht aus, um die Auslastung für die Netzeinspeisung an der Trafostation zu reduzieren.

- Die Quartierbatterie konnte im Rahmen des Projektes leider nicht im gewünschten Umfang funktionsfähig umgesetzt werden, insbesondere die Laderegelung ist noch fehlerhaft. Die entsprechenden Ergebnisse, die im Bericht dennoch wiedergegeben werden, sind mit grossem Vorbehalt zu betrachten.

II. INHALTSVERZEICHNIS

I.	Zusammenfassung.....	3
II.	Inhaltsverzeichnis.....	5
III.	Bildverzeichnis.....	6
IV.	Tabellenverzeichnis.....	7
V.	Abkürzungen	8
VI.	Definitionen.....	8
1	Einleitung	9
2	Grundlagen	10
2.1	Methodik	10
2.2	Quartierscharakteristik.....	10
2.3	Lastprofile	11
3	Szenarien.....	13
3.1	Wärmeerzeuger	13
3.2	Photovoltaik	14
3.3	Batteriespeicher	16
3.4	Heizwärmebedarf.....	17
3.5	Elektromobilität	17
3.6	Varianten.....	18
4	Programm Smartstability.....	19
4.1	Allgemeines	19
4.2	Methodik	20
4.2.1	Zusammenstellung der Quartiere	20
4.2.2	Bilanzierung.....	20
4.2.3	Handel	21
5	Resultate	26
5.1	Typ C	26
5.2	Typ E/F	35
5.4	Typ G	41
6	Fazit	44
7	Literatur	46
Anhang	47
A1	Quartiere	47
A2	Weitere Resultate	53

III. BILDVERZEICHNIS

Bild 1	Haushaltstypen Basel [6].	12
Bild 2	Zu erwartende durchschnittliche tägliche Ladeprofile für Elektromobilität für ein Quartier mit 100 Wohnungen.	18
Bild 3	Schematische Darstellung des SmartStabilityNetzes.	19
Bild 4	Überschreitet die Residuallast die Trafogrenzen, werden nach Bedarf die Wärmepumpe oder der Boiler an-/ausgestellt und/oder die Batterie ge-/entladen.	22
Bild 5	Virtueller Preis der handelbaren Güter in Abhängigkeit von dem Zeitfaktor als Grundlage für die Handelspriorität.	24
Bild 6	Auslastung der Trafostation für Quartiertyp C, Szenarium «heute» (oben), Szenarium «50 % WP» (mitte) und Szenarium «100 % WP» (unten).	27
Bild 7	Sprünge in der Residuallast sowie beim Ladezustand der Quartierbatterie (Tag im Juni, Rechenschritt 15 min).	29
Bild 8	Szenario «2035» mit verschiedenen Varianten von «50 % WP»: Jahresverlauf der Auslastung der Trafostation für Quartiertyp C, Einfluss von Batterie und Handel.	30
Bild 9	Auslastung der Trafostation für Quartiertyp C: interessantesten Szenarien gemäss IWB (Varianten oben «2035», unten: «2050»).	31
Bild 10	Häufigkeit und Dauer der Überschreitungen der Trafostation für einzelne Szenarien (Quartiertyp C).	32
Bild 11	Moderater Ausbau des Quartiertyp C.	33
Bild 12	Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad für Quartiertyp C.	34
Bild 13	Auslastung der Trafostation für den Quartiertyp E/F mit/ohne Batterie; oben: heute, Mitte: 50 % WP, unten: 100 % Wärmepumpe.	36
Bild 14	Auslastung der Trafostation für Quartiertyp E/F: realistische Ausbaustufen gemäss IWB.	38
Bild 15	Dauer der positiven und negativen Überschreitungen der Trafogrenze (Typ E/F).	38
Bild 16	Möglicher Ausbaugrad an der bestehenden Trafostation für Typ E/F.	39
Bild 17	Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrade für Quartiertyp E/F.	40
Bild 18	Auslastung der Trafostation für den Quartiertyp G: oben: «2035» 0%WP, mitte: «2035» 60%/100%WP und unten «2050» 0%/100%WP.	41
Bild 15	Dauer der positiven Überschreitungen der Trafogrenze (Typ G).	43
Bild 19	Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrade für den Quartiertyp G.	43
Bild 20	Häufigkeitsverteilung vom Jahresverbrauch (348 Smart Meter).	49
Bild 21	Durchschnittlicher Tagesverbrauch von 348 Smart Meter Messdaten 2015 mit Glättung der Boileraktivierung in den frühen Morgenstunden.	50
Bild 22	Übersicht Auslastung Trafostation Typ C (15 min Werte).	53
Bild 23	Übersicht Auslastung Trafostation Typ E/F (15 min Werte).	54
Bild 24	Übersicht Auslastung Trafostation Typ G (15 min Werte).	55

IV. TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1	Quartierscharakteristik – Typ C.....	10
Tabelle 2	Quartierscharakteristik – Typ E/F.....	11
Tabelle 3	Quartierscharakteristik – Typ G.....	11
Tabelle 4	Wärmeerzeuger für die Quartiere. Die Prozentzahlen geben den Anteil der Gebäude mit dem jeweiligen Wärmeerzeuger an.	14
Tabelle 5	Anzahl und Leistung der Photovoltaikanlagen für die Quartiere. Bis auf die Varianten PV-S von Typ G sind es immer Dachanlagen.....	15
Tabelle 6	Jahressummenverhältnis von PV-Ertrag zu Strombedarf der Quartiere.	15
Tabelle 7	Batterien für die Quartiere.	16
Tabelle 8	Grunddaten für die Batteriesimulation.	17
Tabelle 9	Autarkiegrad und Eigenverbrauchsrate mit/ohne Batterie.	21
Tabelle 10	Handelbare Güter, deren Handlungsspielraum und virtueller Basispreis [12]...	23
Tabelle 11	Zeitliches Risiko für den Handlungsspielraum von Boiler und Wärmepumpe [12].	23
Tabelle 12	Änderung des Netzbezugs, -exports und des Strombedarfs der verschiedenen Szenarien, jeweils bezogen auf die Variante ohne Batterie und Handel (Type C).	28
Tabelle 13	Änderung des Netzbezugs, -exports und des Strombedarfs infolge verschiedener Wärmepumpendurchdringung bezogen auf die Variante «heute» (Typ C).	29
Tabelle 14	Änderung des Netzbezugs, -exports und des Strombedarfs der verschiedenen Szenarien, jeweils bezogen auf die Variante ohne Batterie und Handel (Type E/F).	37
Tabelle 15	Änderung des Netzbezugs, -exports und des Bedarfs infolge verschiedener Wärmepumpendurchdringungen bezogen auf die Variante «heute» (Type E/F).	37
Tabelle 16	Reduktion des Netzbezugs und -exports der Varianten für Typ G.	42
Tabelle 17	Änderung des Netzbezugs, -exports und des Bedarfs infolge verschiedener Wärmepumpendurchdringungen bezogen auf die Variante «2035: 0% WP, 100%PV» (Typ G).	42
Tabelle 18	Siedlungstypen nach Scheffler [4]. Netzbezirke sind verkabelt und entsprechend dem Einrichtungs- bzw. dem Sanierungszustand.	47
Tabelle 19	Auswahl Smartmeter Datensätze Basel-Stadt 2015.	48
Tabelle 20	Verwendete Zapfprofile für Warmwasser [8]. Weiss: eine erwachsene Person, Hellblau: Paare+Studenten, Dunkelblau: Familien mit min. zwei erwachsenen Personen	50
Tabelle 21	Zusammenfassung der Varianten von Typ C.	51
Tabelle 22	Zusammenfassung der Varianten von Typ E/F.	51
Tabelle 23	Zusammenfassung der Varianten von Typ G.	52

V. ABKÜRZUNGEN

Bo	el. Boiler für die Warmwassererzeugung
Dez. Bat	dezentrale Batterien
HD	Handel (startet bei 95 % Trafoauslastung)
PV	Photovoltaik(anlage)
PV-S	Photovoltaik auf Dach und an Südfassade
QBat-PV50	Quartierbatterie ($kWh_{Nutz} = 0.5 \text{ kWp}$)
QBat-PV100	Quartierbatterie ($kWh_{Nutz} = \text{kWp}$)
WP	Wärmepumpe

VI. DEFINITIONEN

Eigenverbrauchsrate	Direkt verbrauchter PV-Ertrag bezogen auf den gesamten PV-Ertrag
Autarkiegrad	Direkt verbrauchter PV-Ertrag bezogen auf den gesamten Strombedarf

1 EINLEITUNG

Trafostationen auf der Netzebene 7 wurden ursprünglich so dimensioniert, dass sie das Quartier mit unidirektionaler Energieübertragung versorgen können. Eine Wachstumsreserve und ein nötiger Puffer waren eingeplant. Doch schon heute und zukünftig noch verstärkt wird die bidirektionale Übertragung relevant. Der Anteil an Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen und Elektromobilität wird gegenüber heute steigen. Damit wird sich die bidirektionale Auslastung der Trafostationen erhöhen. Dies betrifft nicht nur Neubaugebiete, sondern auch bestehende Quartiere, die im Laufe der Zeit transformiert und ggf. auch verdichtet werden.

Während der Ausbau von einzelnen Wohngebäuden auf die lokale Trafostation i.d.R. keinen Einfluss hat, kann sich dies mit dem Ausbau eines ganzen Quartiers ändern. Energieversorger bzw. Netzbetreiber haben jedoch Interesse daran, die bestehende Trafo- und Netzinfrastruktur beizubehalten, um zusätzliche Kosten zu vermeiden. Vor diesem Hintergrund wird an drei verschiedenen Quartiertypen gezeigt, wie verschiedene Ausbauszenarien die Trafobelastung beeinflussen.

Im Kanton Basel-Stadt ist die heutige Durchdringung mit Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen und Elektromobilität noch sehr gering. Aufgrund der politischen Entwicklung von Bund (Energiestrategie 2050 [1], MuKE n [2]) und Basel-Stadt [3] wird sich dies in Zukunft ändern. Der Strombedarf insgesamt wird ansteigen, einerseits im Winter durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen und andererseits ganzjährig durch die steigende Elektromobilität. Das Thema Verdichtung wird in vorliegendem Projekt nicht explizit betrachtet. Der Haushaltsstrombedarf und die Warmwasserzapfprofile der Haushalte werden für alle Varianten konstant gehalten, d.h. die in der Diskussion stehende Zunahme an elektrischen Geräten auch im Haushalt, die im Zweifelsfall Effizienzsteigerungen einzelner Geräte mehr als kompensieren kann, ist ausgeklammert.

Mit Hilfe von Szenarien zur Abschätzung von zukünftigen Bezugs- und Einspeisemengen wird an drei unterschiedlichen Quartiertypen untersucht, wie sich die Auslastung der Trafostationen verändert und ob es zu kritischen Zuständen bzw. zu Überlastungen kommen kann. Der Einfluss von vernetzten und unernetzten Gebäuden soll gegenübergestellt werden.

2 GRUNDLAGEN

2.1 METHODIK

In Zusammenarbeit mit den Industriellen Werken Basel IWB werden drei verschiedene Quartiertypen definiert und anhand dieser verschiedene Szenarien betrachtet. Ausgehend vom Referenzszenario «heute» wird der Einfluss des Ausbaus von Wärmepumpen, Photovoltaik, Batteriespeichern (dezentral und zentral) und der Elektromobilität auf die Trafostationen der Quartiere untersucht. Es werden zwei Regelungsmechanismen untersucht:

- Die Gebäude agieren direkt mit der Trafostation, d.h. es besteht keine Kommunikation zwischen den Gebäuden
- Ein Agent koordiniert den Energiehandel zwischen den Gebäuden bevor die Trafostation in Anspruch genommen wird (SmartStabilityNetz)

2.2 QUARTIERSCHARAKTERISTIK

Untersucht werden drei Quartiertypen in Anlehnung an [4] (Kap. A.1.1, Tabelle 18):

- Typ C Ein- und Zweifamilienhäuser mit geringer Dichte
- Typ E/F Reihenhaussiedlung/Zeilenbebauung mittlerer Dichte
- Typ G Blockbebauung

Es werden ausschliesslich Wohngebäude betrachtet. Die Anzahl der Gebäude und Wohneinheiten werden in Anlehnung an reale Quartiere ermittelt. Die Zusammensetzung der Quartiertypen sind in den Tabellen 1-3 zusammengefasst.

Für alle untersuchten Varianten bleibt die Gebäudegeometrie und die Anzahl der Wohneinheiten im Quartier unverändert.

Tabelle 1 Quartierscharakteristik – Typ C.

Typ C	Whg	Wohneinheiten	Gebäude	EBF m ² /Geb.	EBF, m ²
RH Einfamilienhaus	1	109	109	140	15'260
	2	18	9	250	2'250
Einfamilienhaus	1	24	24	250	6'000
	2	14	7	250	1'750
Mehrfamilienhaus	3	24	8	375	3'000
Total		189	157		28'260

Tabelle 2 Quartierscharakteristik – Typ E/F.

Typ E/F	Whg	Wohneinheiten	Gebäude	EBF m ² /Geb.	EBF, m ²
RH Einfamilienhaus	1	116	116	120	13'920
	2	76	38	220	8'360
RH Mehrfamilienhaus	4	4	1	375	375
	5	60	12	570	6'840
	6	102	17	570	9'690
	8	72	9	760	6'840
Total		430	193		46'025

Tabelle 3 Quartierscharakteristik – Typ G.

Typ G	Whg	Wohneinheiten	Gebäude	EBF m ² /Geb.	EBF, m ²
RH Mehrfamilienhaus	30	30	1	1'900	1'900
	33	33	1	2'500	2'500
	50	50	1	3'600	3'600
Mehrfamilienhaus (Hochhaus)	130	260	2	10'800	21'600
Total		373	5		29'600

2.3 LASTPROFILE

Haushaltsstrom

Jeder Wohneinheit wird der Haushaltstrom aus einem Pool von 348 von der IWB zur Verfügung gestellter Smart Meter Daten (15 min Lastgänge) [5] aus dem Jahr 2015 zugeteilt (Kap. A.1.2, Tabelle 19). Die Zuteilung erfolgt einmalig und zufällig. Sie bleibt für alle Varianten gleich. Der mittlere jährliche Haushaltsstrombedarf (Geräte, Beleuchtung) beträgt in Absprache mit der IWB für die verschiedenen Quartiertypen:

- Typ C: Ø 3'509 kWh/a und Wohnung
- Typ E/F: Ø 2'174 kWh/a und Wohnung
- Typ G: Ø 1'517 kWh/a und Wohnung

Warmwasser

Die Grundlage für die Warmwasserzapfprofile ist eine Statistik aus dem Kanton Basel-Stadt für das Jahr 2015 [6]. Aus der Statistik geht hervor, dass ca. 47 % der Haushalte in Basel-Stadt Einzelhaushalte sind, 23 % der Haushalte beinhalten Kinder und 30 % der Haushalte sind Paare ohne Kinder (Bild 1). Für 13 verschiedene Haushaltszusammensetzungen (Anhang A.1.3, Tabelle 20) werden Zapfprofile mit dem «Loadprofilegenerator» erstellt [7], [8] und entsprechend den Haushaltstypen zufällig auf die Wohneinheiten verteilt. Die Zapfprofile bleiben für alle Varianten unverändert.

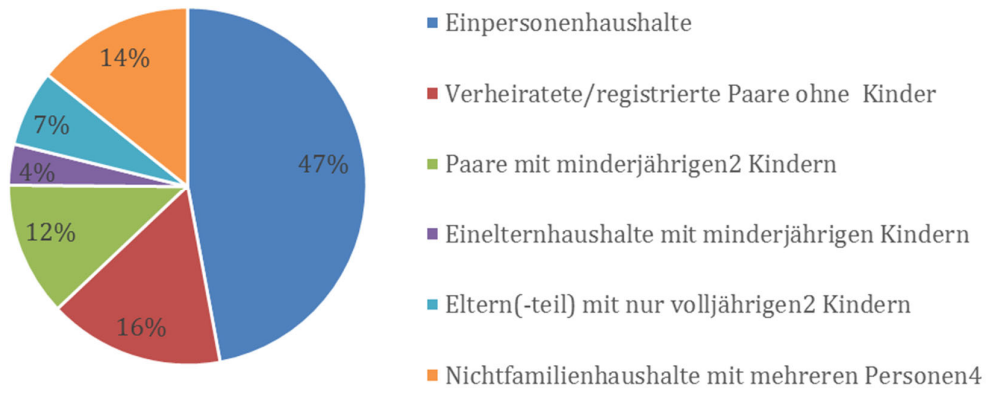


Bild 1 Haushaltstypen Basel [6].

3 SZENARIEN

Ausgehend vom Referenzszenario «heute» werden verschiedenen Szenarien betrachtet. Das Referenzszenario entspricht dem heutigen Stand. Mit den Szenarien «2035» und «2050» werden mögliche Ausbauszenarien bzgl. Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher und Elektromobilität berücksichtigt. Innerhalb der Szenarien werden verschiedene Varianten untersucht.

3.1 WÄRMEERZEUGER

Der Anteil unterschiedlicher Energieträger zur Bereitstellung von Heizwärme und Warmwasser verändert sich im Laufe der Zeit. Zum heutigen Zeitpunkt sind z.B. noch wenige Wärmepumpen in den betrachteten Quartieren installiert. Es wird davon ausgegangen, dass im Referenzszenario «heute» hauptsächlich Öl- und Gasheizungen sowie Fernwärme vorhanden sind. D.h. nicht-elektrische Wärmeerzeuger sind in den betrachteten städtischen Quartieren heute üblich. Es ist davon auszugehen, dass in Zukunft die Durchdringung mit Wärmepumpen zunimmt, da der Einsatz von fossilen Energieträgern beschränkt wird [1], [3]. Bei Minergie-Neubauten sind heute schon fossile Brennstoffe nur zur Spitzendeckung und Wärme-Kraft-Kopplung möglich [9]. Damit steigt der Strombedarf, was für die Trafostationen relevant werden kann. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass im städtischen Gebiet in Zukunft der Anteil an Luft/Wasser Wärmepumpen höher ist, als an Sole/Wasser Wärmepumpen. Daher wird für alle Szenarien mit Wärmepumpen ein Verhältnis von 60 % Luft/Wasser und 40 % Sole/Wasser verwendet.

Lt. IWB ist in Basel-Stadt noch eine hohe Anzahl an Elektroboiler für die Warmwassererwärmung üblich. Gemäss [10] verfügen 26 % aller Schweizer Wohnungen über einen Elektroboiler. Dieser Anteil wird in dem Szenario «heute» berücksichtigt. In den übrigen Fällen wird davon ausgegangen, dass das Warmwasser durch den entsprechende Wärmeerzeuger (Wärmepumpe oder nicht elektrisch) bereitgestellt wird (Tabelle 4).

Es wird angenommen, dass die zukünftigen Wärmepumpen einen besseren COP als heute aufweisen. Der durchschnittliche COP für die Wärmepumpen im Heizfall beträgt 3.7 für Luft/Wasser und 4.9 für Sole/Wasser. Der COP für die Warmwasserbereitung ist 2.6 für Luft/Wasser und 2.9 für Sole/Wasser.

Tabelle 4 Wärmerezeuger für die Quartiere. Die Prozentzahlen geben den Anteil der Gebäude mit dem jeweiligen Wärmerezeuger an.

	«heute»	«2035»
Typ C	10 Wärmepumpen (6 %): (6 Luft/Wasser, 4 Sole/Wasser) 49 Wohneinheiten mit Elektroboiler für das Warmwasser (26 % Whg)	a) 6 % Wärmepumpe, 94 % nicht elektrisch, b) 50 % Wärmepumpe, 50 % nicht elektrisch c) 100 % Wärmepumpe
Typ E/F	12 Wärmepumpen (6 %): (7 Luft/Wasser, 5 Sole/Wasser) 112 Wohneinheiten mit Elektroboiler für das Warmwasser (26 % Whg)	a) 6 % Wärmepumpe, 94 % nicht elektrisch b) 50 % Wärmepumpe, 50 % nicht elektrisch c) 100 % Wärmepumpe
Typ G	100 % nicht elektrisch	a) 0 % Wärmepumpe, 100 % nicht elektrisch b) 60 % Wärmepumpe, 40 % nicht elektrisch c) 100 % Wärmepumpe

3.2 PHOTOVOLTAIK

Der Photovoltaikausbau wird ebenfalls mit drei Szenarien berücksichtigt: «heute», «2035» und «2050». Für das Referenzszenario «heute» wird die heute bestehende Anzahl und Grösse der Photovoltaikanlagen verwendet. Im Szenario «2035» wird davon ausgegangen, dass die meisten üblichen Dachflächen (Ausrichtung SO–S–SW) mit einer PV-Anlage heutiger Technik belegt sind. Es wird angenommen, dass 80 % der Gebäude über eine PV-Anlage verfügen. Als Ausblick wird im Szenario «2050» eine verbesserte PV-Technik zu Grunde gelegt und jedes Gebäude verfügt über eine Photovoltaikanlage.

Die Hochrechnung der möglichen installierten Leistung pro Gebäudetyp basiert auf der möglichen nutzbaren Dachfläche, die an Hand von google maps abgeleitet wird, und der flächenspezifischen Nennleistung der Module. Folgende Annahmen werden getroffen:

- Szenarien «heute», «2035»: $6.5 \text{ m}^2/\text{kWp}$, $\eta_{\text{Modul}} = 18 \%$, $\eta_{\text{SYS}} = 85 \%$
- Szenario «2050»: $4.5 \text{ m}^2/\text{kWp}$, $\eta_{\text{Modul}} = 25 \%$, $\eta_{\text{SYS}} = 90 \%$

Aus diesen Annahmen ergibt sich pro Gebäudetyp die installierte Leistung. Da der Jahresbedarf für den Haushaltsstrom pro Wohneinheit bzw. Gebäude unterschiedlich ist, gibt es sowohl Gebäude, die nur einen Teil ihres Strombedarfs durch den PV-Ertrag in der Jahresbilanz decken können als auch Gebäude, deren PV-Ertrag deutlich höher als der Strombedarf ist. Diese Bandbreite spiegelt die Realität wider.

Als Variante werden bei Quartiertyp Typ G nicht nur die Dächer sondern auch die Südfassaden der beiden Mehrfamilienhäuser mit je 130 Wohnungen mit PV belegt (PV-S). Beide Gebäude sind Ost-West ausgerichtet und die schmalere Nord- und Südfassaden weisen keine Fenster auf. Daher eignen sich die Südfassaden sehr gut für Photovoltaikanlagen.

Tabelle 5 Anzahl und Leistung der Photovoltaikanlagen für die Quartiere. Bis auf die Varianten PV-S von Typ G sind es immer Dachanlagen.

	«heute»	«2035»	«2050»
Typ C	50 kWp 11 Anlagen (6 % der Gebäude)	694 kWp 126 Anlagen (80 % der Gebäude)	1'202 kWp 157 Anlagen (100 % der Gebäude)
Typ F	215 kWp 9 Anlagen (6 % der Gebäude)	684 kWp 151 Anlagen (80 % der Gebäude)	1'203 kWp 193 Anlagen (100 % der Gebäude)
Typ G	-	225 kWp 5 Anlagen (100 % der Gebäude) 368 kWp 7 Anlagen (5 Dächer + S-Fassaden von 2 Gebäuden: PV-S)	510 kWp 7 Anlagen (5 Dächer + S-Fassaden von 2 Gebäuden: PV-S)

Die Charakteristik der Quartiere in Bezug auf die Grösse der PV-Anlagen im Verhältnis zur Energiebezugsfläche bzw. der Anzahl Wohnungen pro Gebäude ist unterschiedlich:

- Typ C: grosse Dachflächen in Relation zur Energiebezugsfläche/Anzahl Wohnungen
- Typ E/F: kleine Dachflächen in Relation zur Energiebezugsfläche/Anzahl Wohnungen
- Typ G: kleine bis sehr kleine Dachflächen in Relation zur Energiebezugsfläche/Anzahl Wohnungen

Dies führt zu sehr unterschiedlichen Verhältnissen der Jahressummen von PV-Ertrag zu Strombedarf (Tabelle 6). Je höher die Zahl, desto mehr Überschussertrag muss im Sommer eingespeist werden.

Tabelle 6 Jahressummenverhältnis von PV-Ertrag zu Strombedarf der Quartiere.

Varianten	Typ C	Typ E/F	Typ G
«heute» 6 % WP, 80 % PV	89 %	47 %	28 % (0 % WP, 100 % PV) 58 % (0 % WP, 100 % PV+S)
«2035» 50 % WP, 80 % PV	83 %	47 %	24 % (60 % WP, 100 % PV)
«2035» 100 % WP, 80 % PV	70 %	34 %	16 % (100 % WP, 100 % PV)
«2050» 100 % WP, 100 % PV	113 %	41 %	42 % (100 % WP, 100 % PV+S)

3.3 BATTERIESPEICHER

Die Grösse des Batteriespeichers wird anhand von der installierten Leistung der Photovoltaikanlage des einzelnen Gebäudes bestimmt. Die Grundannahme ist, dass der Zahlenwert der nutzbaren Speicherkapazität dem der installierten Leistung ($kWh_{Nutz} = kWp$) entspricht. Für das Szenario «2035» wird angenommen, dass 50 % der Gebäude im Quartier eine Batterie aufweisen. Die Batterien werden jedoch nur Gebäuden mit einer Photovoltaikanlage zugeteilt. Damit verfügen 63 % der Gebäude mit Photovoltaikanlage über eine Batterie. Diese werden zufällig zugeteilt. Im Szenarium «2050» verfügen alle Gebäude mit Photovoltaikanlage über einen Batteriespeicher.

Es werden zwei Szenarien untersucht: dezentrale Batteriespeicher in den einzelnen Gebäuden und zentrale Quartierspeicher. Die Aktivierung der Batterien ist unterschiedlich, während die dezentralen Batterien direkt sofort im Gebäude je nach Strombedarf ge- und entladen werden, wird die Quartierbatterie erst angesprochen, wenn die Auslastung der Trafostation $\pm 95\%$ beträgt. D.h. die Quartierbatterie wird nur aktiviert, wenn die Gebäude untereinander handeln. Dies ist eine Einschränkung des Programms SmartStability.

Tabelle 7 Batterien für die Quartiere.

	«heute»	«2035»	«2050»
Typ C	-	437 kWh _{Nutz} 79 dez. Batteriespeicher (50 % der Gebäude) Quartierbatterie: 347 kWh _{Nutz} , QBat-PV50 694 kWh _{Nutz} , QBat-PV100	1'202 kWh _{Nutz} 157 dez. Batteriespeicher (100 % der Gebäude) Quartierbatterie: 1'202 kWh _{Nutz} , QBat-PV100
Typ F	-	548 kWh _{Nutz} 97 dez. Batteriespeicher (50 % der Gebäude) Quartierbatterie: 347 kWh _{Nutz} , QBat-PV50	939 kWh _{Nutz} 193 dez. Batteriespeicher (100 % der Gebäude) Quartierbatterie: 939 kWh _{Nutz} , QBat-PV100
Typ G	-	157 kWh _{Nutz} 3 dez. Batteriespeicher (60 % der Gebäude) 368 kWh _{Nutz} 5 Batteriespeicher (100 % der Gebäude)	510 kWh _{Nutz} 5 Batteriespeicher (100 % der Gebäude)

Tabelle 8 Grunddaten für die Batteriesimulation.

Parameter	Wert
Max. SOC	98 %
Min SOC	20 %
Start SOC	20 %
Entlade-/Ladeeffizienz	98 %
Selbstentladung	1 % pro Monat
Entlade-/Ladegeschwindigkeit	100 % der max. Kapazität pro Stunde (1 C)

3.4 HEIZWÄRMEBEDARF

Bei SmartStability wird ausschliesslich das Stromnetz betrachtet. Daher wird auch nur für Gebäude mit strombasierter Wärmeerzeugung, d.h. für Gebäude mit Wärmepumpe, der Heizwärmebedarf bestimmt. Es wird davon ausgegangen, dass Gebäude mit einer Wärmepumpe energetisch saniert sind. Der Heizwärmebedarf ist für jedes Gebäude mit Wärmepumpe auf 30 kWh/(m²a) festgelegt und ist für alle Varianten gleich.

3.5 ELEKTROMOBILITÄT

Die Elektromobilität wird in Form von geladenem Fahrstrom im Quartier berücksichtigt. Eine Studie zur Entwicklung der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in der Region Basel gibt die zu erwartenden durchschnittlichen Tagesprofile des geladenen Fahrstroms wieder [11]. Der gesamthafte geladene Fahrstrom im Kanton Basel-Stadt wird mit Hilfe von Trendrechnungen zur Elektromobilität gemäss der Energieperspektiven für das Jahre 2050 extrapoliert. Zudem wird anhand von der Anzahl Ladestationen pro Gemeinde der zu erwartende Anteil für die Quartiere berechnet und pro Wohnung ausgegeben.

In Bild 2 ist der geladene Fahrstrom pro Tag für ein beispielhaftes Quartier mit 100 Wohnungen für die Szenarien «heute», «2035» und «2050» dargestellt. Für «heute» ist mit 0.8 MWh/a Ladestrombedarf für Elektromobilität für das Quartier zu rechnen. Für das Jahr 2035 steigt der Quartierbedarf auf ca. 24 MWh respektive ca. 64 MWh für 2050. Das Tagesprofil berücksichtigt Ladestationen bei Wohngebäuden und bei der Arbeit. Der Spitzenbedarf ist abends von ca. 19 - 21 Uhr zu erwarten. Dieser ist auf Ladevorgänge von Ladestationen in Wohngebäuden zurückzuführen [11]. Das Ladeprofil wird für jeden Tag im Jahr gleich angenommen.

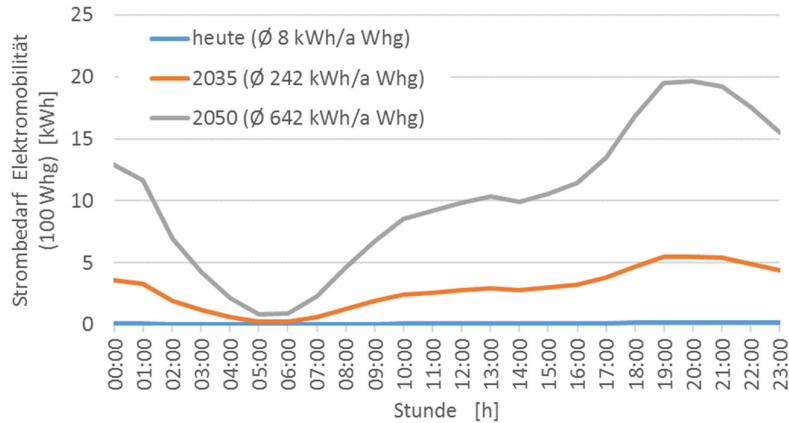


Bild 2 Zu erwartende durchschnittliche tägliche Ladeprofile für Elektromobilität für ein Quartier mit 100 Wohnungen.

3.6 VARIANTEN

Die drei Szenarien «heute», «2035» und «2050» werden jeweils mit verschiedenen Varianten untersucht. Insbesondere wird die Durchdringung mit Wärmepumpen variiert:

- 6 % Wärmepumpe: heutige Durchdringung
- 50 % Wärmepumpe: 50 % der Gebäude verfügen über eine Wärmepumpe
- 100 % Wärmepumpe: alle Gebäude weisen eine Wärmepumpe auf

Die unterschiedlichen Anteile an Wärmepumpendurchdringung werden mit und ohne Batterie untersucht. Bei den meisten Varianten verfügen 80 % der Gebäude über eine PV-Anlage.

Eine komplette Aufstellung aller untersuchten Varianten enthält Anhang A.1.4 (Tabelle 21-22).

- Quartiertyp C: 18 Varianten
- Quartiertyp E/F: 18 Varianten
- Quartiertyp G: 13 Varianten

4 PROGRAMM SMARTSTABILITY

4.1 ALLGEMEINES

Mit dem Programm «SmartStability» kann der Stromaustausch innerhalb eines Quartiers aus mehreren Gebäuden zwischen den Gebäuden selbst und zwischen dem Quartier und dem Netz simuliert werden. Der Austausch zwischen den Gebäuden ist als «Kupferplatte» modelliert, d.h. in die Betrachtung geht die Auslastung von Verbindungsleitungen und anderen Netzkomponenten innerhalb des Quartiers nicht ein. Der netzseitige Ausgleich der Kupferplatte ist die Residuallast an der Trafostation. Es ist das Ziel, dass der Leistungsbereich der Trafostation auch in Zukunft nicht über- bzw. unterschritten wird.

Das Quartier kann ohne und mit Handel betrieben werden. Im Fall «ohne Handel» tauschen die Gebäude nur überschüssigen PV-Ertrag aus. Im Fall «mit Handel» wird über den Market Place Agent die Auslastung der Trafostation überwacht und ggf. durch Handel mit den Agenten der Einzelgebäuden (Boiler ein/aus, Wärmepumpe ein/aus, Batterie laden/entladen) versucht, die Auslastung der Trafostation zu reduzieren (Bild 3).



Bild 3 Schematische Darstellung des SmartStabilityNetzes.

Das verwendete Programm «SmartStability» wurde in einer ersten Version [12], [13] von drei Hochschulen/Instituten der Fachhochschule Nordwestschweiz entwickelt:

- Hochschule für Wirtschaft: Institut für Wirtschaftsinformatik (Handel, Gesamtprogrammierung)

- Hochschule für Technik: Institut für Aerosol- und Sensortechnik (Warmwassertank, PV-Ertrag, Batterie)
- Hochschule Architektur, Bau und Geomatik: Institut Energie am Bau (Gebäude, Wärmepumpe)

Im Rahmen des hier beschriebenen Projekts wird das Programm inhaltlich vom Institut Energie am Bau weiterentwickelt. Die Programmierung liegt weiterhin beim Institut für Wirtschaftsinformatik. Der Code basiert auf der Programmiersprache Java unter Verwendung der Bibliothek «Jade [14]», die die Funktionalität der «Agenten» bereitstellt. Die Jahressimulation basiert auf einem Simulationszeitschritt von 15 min. Es wird das Klima der Station Basel-Binningen aus dem Jahr 2015 verwendet [15].

4.2 METHODIK

4.2.1 ZUSAMMENSTELLUNG DER QUARTIERE

In dem Programm «SmartStability» können ganze (Wohn-)Quartiere bzgl. elektrischer Stromflüsse abgebildet werden. Die Anzahl an Gebäuden ist unbeschränkt. Für jedes Gebäude müssen folgende Parameter definiert werden:

- wärmetechnischen Eigenschaften: Aufheiz-/Auskühlverhalten, Startwert der Raumtemperatur, min/max. erlaubte Raumtemperatur
- Heizung: Sole/Wasser oder Luft/Wasser Wärmepumpe (inkl. max. Leistung) oder «nicht elektrisch»
- Warmwasser: Versorgung durch Sole/Wasser oder Luft/Wasser Wärmepumpe, elektr. Boiler (inkl. max. Leistung) oder «nicht elektrisch», Speichergösse/-verluste, Starttemperatur des Speichers, min/max. erlaubte Speichertemperatur
- Anzahl Wohnungen: jeder Wohnung wird ein Haushaltsstromlastprofil und ein Warmwasserzapfprofil zugeordnet
- Photovoltaikanlage: Peakleistung, Fläche pro Peakleistung, Ausrichtung, Neigung
- Batterie: max. Kapazität, min/max. Ladezustand, Lade-/Entladeeffizienz

Die Elektromobilität kann als ein zusätzliches Bedarfsprofil des Quartiers in Abhängigkeit von der Anzahl der Wohnungen berücksichtigt werden.

Dem Quartier kann ein zentraler Quartierspeicher zugewiesen werden.

4.2.2 BILANZIERUNG

In jedem Simulationszeitschritt wird pro Gebäude folgende Bilanz aufgestellt:

- Gebäude ohne Photovoltaik:
Der gesamte Strombedarf wird aus dem Netz bezogen.
- Gebäude mit Photovoltaik:

Der PV-Ertrag wird zuerst im einzelnen Gebäude lokal verwendet (Eigenverbrauch). Ist der PV-Ertrag höher als der Strombedarf, wird der Überschuss in das SmartStabilityNetz bzw. in die Kupferplatte eingespeist und kann von anderen Gebäuden genutzt werden. Kann der Gesamtstrombedarf des Quartiers nicht vom PV-Ertrag vollständig gedeckt werden, wird der Reststrombedarf vom Netz d.h. an der Trafostation bezogen (positive Residuallast am Trafo). Ist der PV-Ertrag grösser als der Gesamtstrombedarf muss der Überschuss ins Netz eingespeist werden (neg. Residuallast am Trafo)

- Gebäude mit Photovoltaik und lokaler Batterie:
Hier wird ebenfalls zuerst der PV-Ertrag im Gebäude direkt verbraucht. Ist danach noch ein Überschuss des PV-Ertrags vorhanden, wird, wenn möglich, die gebäudeeigene Batterie geladen, bevor der Überschuss ins Netz bzw. in die Kupferplatte eingespeist wird. Reicht der PV-Ertrag nicht zur Deckung des Strombedarfs aus, wird erst geschaut, wieviel aus der gebäudeeigenen Batterie entladen werden kann, bevor vom Netz/Kupferplatte der Reststrombedarf gedeckt wird.

Der Einfluss der Batterie auf den Autarkiegrad und die Eigenverbrauchsrate wird am Beispiel von zwei Gebäuden aus Quartier C mit und ohne Batterie in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9 Autarkiegrad und Eigenverbrauchsrate mit/ohne Batterie.

	Haus 1		Haus 2	
Gesamtstrombedarf, kWh/a	6'760		15'530	
PV-Ertrag, kWh/a	4'704		23'537	
PV-Ertrag/Strombedarf, %	70		152	
Batterie, Nutzkap., kWh	4		20	
	Autarkie-grad	Eigenver- brauchsrate	Autarkie-grad	Eigenver- brauchsrate
Ohne Batterie, %	21	31	35	23
Mit Batterie, %	38	55	63	42

4.2.3 HANDEL

Durch die Bilanzierung der Einzelgebäude ergibt sich die Residuallast des Quartiers an der Trafostation. Ziel ist es, die Residuallast des Quartiers in dem zulässigen Leistungsband der Trafostation, z.B. ± 400 kVA, zu halten. Das Leistungsband sollte weder über- noch unterschritten werden, um das Netz stabil zu halten bzw. die Trafostation nicht zu schädigen. Je nach Wärmepumpen- und Photovoltaikzubau kann jedoch die heutige Trafostation zukünftig überlastet sein. Um dies zu vermeiden, soll die Residuallast des Quartiers durch den Handel im SmartStabilityNetz geglättet werden.

In Bild 4 ist das Prinzip skizziert: Wird das Leistungsband des Trafos überschritten (Strombedarf ist zu hoch) müssen Geräte abgestellt und/oder die Batterien entladen werden. Bei einer Unterschreitung des Leistungsbandes, dies tritt auf, wenn zu viel PV-Strom

vorhanden ist, muss der Strombedarf gesteigert werden, d.h. Geräte müssen eingeschaltet und/oder die Batterien geladen werden.

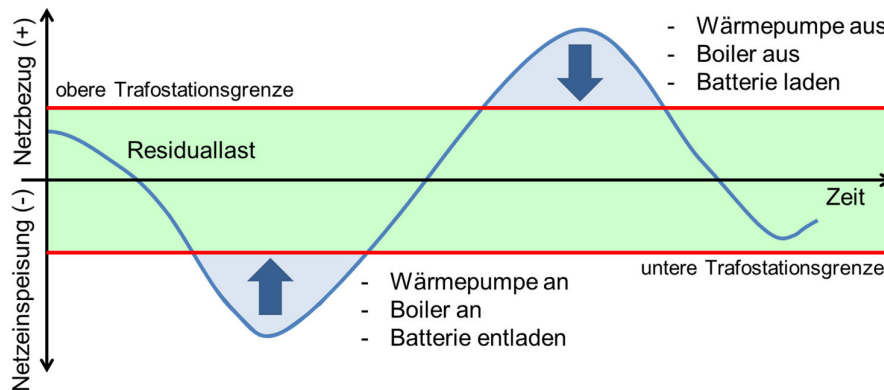


Bild 4 Überschreitet die Residuallast die Trafogrenzen, werden nach Bedarf die Wärmepumpe oder der Boiler an-/ausgestellt und/oder die Batterie ge-/entladen.

Der Handel zwischen mehreren Gebäuden basiert auf einer «multi-agent»-Umgebung. Es gibt zwei Typen von Agenten:

- Gebäudeagent
Jedes Gebäude verfügt über einen Gebäudeagenten, der die Dienstleistung des Gebäudes dem Netz anbietet: je nach Betriebsstatus kann der Boiler oder die Wärmepumpe an oder ausgeschaltet bzw. die Batterie geladen/entladen werden.
- Market Place Agent
Der Market Place Agent ist für den Handel verantwortlich. Er sammelt alle Angebote von den Gebäudeagenten und entscheidet, welche Angebote angenommen werden und welche nicht.

Die handelbaren Güter sind:

- Wärmepumpe an/aus
- Boiler für Warmwasser an/aus
- Batterie laden/entladen

Haushaltsstrom, Elektromobilität und PV-Ertrag sind nicht handelbar. Sie müssen immer gedeckt bzw. abgenommen werden.

Um eine Prioritätenfolge für den Handel zu erstellen, müssen einige Regeln aufgestellt werden. Jedes handelbare Gut hat einen Wert für das betrachtete SmartStabilityNetz: z.B. wenn PV-Ertrag vorhanden ist und der Haushaltsstrom gedeckt ist, hat das Einschalten einer Wärmepumpe eine höhere Priorität, um den PV-Überschuss zu nutzen, als eine Batterie zu laden. Es wird davon ausgegangen, dass der Nutzer ein grösseres Interesse an einer warmen Wohnung als an dem Füllungsgrad der Batterie hat. Auf der anderen Seite muss eine Batterie

immer entladen werden, damit sie am nächsten Tag wieder geladen werden kann. Daher hat die Entladung der Batterie Vorrang gegenüber dem Abschalten von Boiler und Wärmepumpe. Nach dieser Logik werden die Prioritäten mit einem virtuellen Basispreis wie folgt gesetzt (Tabelle 10).

Tabelle 10 Handelbare Güter, deren Handlungsspielraum und virtueller Basispreis [12].

Gerät	Handlungsspielraum	Basispreis, [-]
Batterie	laden	20
	entladen	7
Boiler	ein	10
	aus	10
Wärmepumpe	ein	15
	aus	15

Dies ergibt folgende Reihenfolge:

- Bedarf erhöhen: 1. Boiler anschalten, 2. Wärmepumpe anschalten, 3. Batterie laden
- Bedarf senken: 1. Batterie entladen 2. Boiler abschalten, 3. Wärmepumpe abschalten

Neben dieser simplen Reihenfolge muss jedoch auch das Risiko betrachtet werden, dass wenn z.B. der Boiler ausgeschaltet wird zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht genügend Warmwasser zur Verfügung steht. D.h. wird der Boiler abgestellt, kühlt das Wasser aus. Damit der Nutzer immer Warmwasser hat, muss bei einer minimalen Wassertemperatur der Boiler zwingend wieder angeschaltet werden (Tabelle 11). Das Risiko ist also von einem Zeitfaktor abhängig.

Tabelle 11 Zeitliches Risiko für den Handlungsspielraum von Boiler und Wärmepumpe [12].

Gerät	Handlungsspielraum	Risiko
Boiler	an	Der Boiler ist stark abgekühlt und muss bald wieder aufgeheizt werden, um eine Warmwasserengpass zu vermeiden.
	aus	Der Boiler hat bald die max. Temperatur erreicht und muss bald ausgestellt werden, um eine Überhitzung zu vermeiden.
Wärmepumpe	an	Die Gebäudetemperatur ist nahe dem unteren Limit und die Wärmepumpe muss bald angestellt werden, so dass die Gebäudetemperatur gehalten werden kann.
	aus	Die max. Gebäudetemperatur ist fast erreicht und die Wärmepumpe muss abgestellt werden, um eine Überhitzung zu vermeiden.
Batterie	laden	Die Batterie ist fast voll.
	entladen	Die Batterie ist fast leer.

Damit hängt der Handelspreis bzw. die Handelshierarchie nicht nur vom Basispreis ab, sondern auch von einem Zeitfaktor, der das Risiko berücksichtigt. Es wird ein invert-proportionaler Ansatz gewählt (Bild 5). D.h., wenn ein Boiler wegen der Temperatur bald abgeschaltet werden muss, ist der Zeitfaktor gering und damit der Preis hoch. Durch den hohen Preis soll sichergestellt werden, dass das Angebot dieses Boilers erst angenommen wird, wenn alle günstigeren Angebote ausgeschöpft sind. Durch die unterschiedlichen Zustände von Wärmepumpe, Boiler und Batterie kann sich die o.g. Prioritätenfolge ändern.

Um das Angebot machen zu können, wird für jeden Simulationsschritt und für jede Wärmepumpe, Boiler und Batterie der Zeitfaktor und damit der Angebotspreis berechnet.

In «SmartStability» sind die Angebotspreise nicht in realen Franken ausgedrückt.

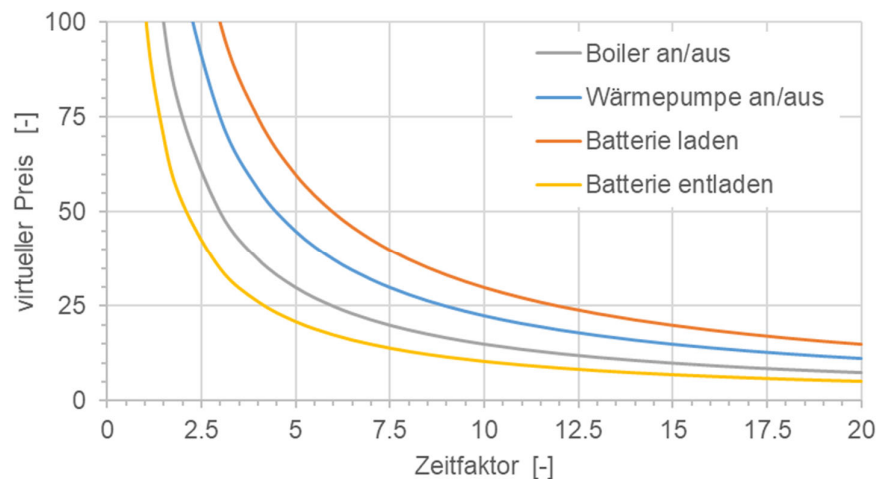


Bild 5 Virtueller Preis der handelbaren Güter in Abhängigkeit von dem Zeitfaktor als Grundlage für die Handelspriorität.

Der Handel selbst besteht aus verschiedenen Schritten, die sich jeden Zeitschritt wiederholen:

1. Der Energiebedarf der einzelnen Gebäude wird bestimmt und summiert.
2. Der überschüssiger PV-Ertrag aus den Einzelgebäuden wird im Quartier verteilt (von dem Quartiersstrombedarf subtrahiert).
3. Die Residuallast am Trafo wird bestimmt.
4. Die Abweichung zwischen Residuallast und Leistungsband des Trafos wird ermittelt.
5. Ist das Leistungsband des Trafos überschritten startet der Handel.
6. Es werden Angebote der einzelnen Gebäude für den Handel eingeholt.
7. Es wird eine Prioritätenfolge der Angebote erstellt.
8. Die Gebäude werden benachrichtigt, ob ihre Angebote angenommen werden.
9. Der Handel wird ausgeführt.

Wenn das Angebot z.B. einen Boiler anzuschalten angenommen wird, wird dies im folgenden Zeitschritt wirksam. D.h. der Handel wird erst im nächsten Zeitschritt wirksam. Dies führt dazu, das Energiebedarf und Ausgleich zu unterschiedlichen Zeitpunkten stattfinden. Dies ist eine Ungenauigkeit im Programm, die jedoch immer geringer wird, je kleiner die Zeitschritte sind.

Ist eine Abweichung zum Leistungsband des Trafos vorhanden, wird vom Market Place Agent die beste Lösung gesucht, wobei dies ein zweistufiger Prozess ist:

1. Bestimmung der Angebote, dass die Abweichung möglichst klein wird.
2. Bestimmung der Angebote, dass die Abweichung genau Null wird.

Mit den Angeboten von Wärmepumpen und Boiler versucht der Market Place Agent die Abweichung so gering wie möglich zu machen. Die restliche Differenz wird mit Hilfe der Batterien passgenau ausgeglichen. Kann der Market Place Agent die Abweichung auf Null bringen, war der Handel erfolgreich.

5 RESULTATE

Die Auslastung der Trafostationen wird in Häufigkeitsdiagrammen als Treppenfunktion dargestellt. Die Bins sind zu 10 %-Schritten, z.B: $0 \leq x < 0.1$, $0.1 \leq x < 0.2$ etc. zusammengefasst. Überschreitet die Auslastung 1 bzw. -1, ist der Trafo überlastet.

5.1 TYP C

In Bild 6 ist die Auslastung der Trafostation für den Quartiertyp C dargestellt. Das obere Diagramm enthält die Varianten mit der heutigen Anzahl an Wärmepumpen und Elektroboiler, das mittlere Diagramm die Varianten mit einer 50 % Wärmepumpendurchdringung und das untere Diagramm die Varianten mit 100 % Wärmepumpendurchdringung (letztere beide gemäss Szenario «2035»).

Szenario «heute» (Bild 6, oben)

- Im heutigen Ausbauzustand ist die Trafostation (400 kVA) rund die Hälfte des Jahres zwischen 10-20 % ausgelastet (blaue Linie). Die maximale Auslastung beträgt 40 % (Bin: $0.4 \leq x < 0.5$). Die Auslastung der Trafostation entspricht in etwa einer steilen, schmalen Glockenkurve. An der Trafostation tritt nur eine positive Auslastung (Netzbezug) auf, eine Rückspeisung gibt es nicht. Dies liegt daran, dass der geringe PV-Überschuss im Quartier direkt genutzt werden kann.
- Der Ausbau an Photovoltaik auf 80% der Gebäude erhöht die Netzeinspeisung und damit die negative Auslastung an der Trafostation. Da vom PV-Ertrag nicht alles zeitgleich im Quartier genutzt werden kann, muss ein Teil ins Netz zurück gespeist werden. Zum Teil ist die Rückspeisung höher als das Trafoband erlaubt. Der Einsatz von Batteriespeichern kann die Überlastung nicht reduzieren. Die Batteriespeicher reduziert zwar insgesamt den Netzbezug und die Netzeinspeisung (Tabelle 12), jedoch die Spitzenauslastungen bleiben bestehen.

Szenario «2035: 50 % WP» (Bild 6, Mitte)

- Beträgt die Durchdringung mit Wärmepumpen 50 % steigt der Netzbezug gegenüber dem Szenarium «heute» deutlich an. Die Trafostation wird durch den erhöhten Bezug sogar überlastet. Insgesamt wird die Auslastungskurve des Trafos flacher und breiter.
- Der Einsatz von Batterien reduziert ebenfalls den Netzbezug und die Netzeinspeisung (Tabelle 12), ändert jedoch nichts an den Bezugs- und Einspeisespitzen. Die Trafostation ist sowohl auf der positiven als auch auf der negativen Seite überlastet.
- Mit Hilfe des Market Place Agent, kann durch den Handel die Netzbezugsspitze reduziert werden, so dass das positive Trafoband nicht mehr überschritten wird. Dies erfolgt im Winter durch das intelligente Schalten der Wärmepumpen für Heizung und Warmwasser.
- Die Einspeisespitzen können durch den Handel nicht reduziert werden, da im Sommer bei hohem PV-Ertrag zu wenige handelbare Energie zur Verfügung steht. Die Wärmepumpen werden im Sommer nur für die Warmwasserbereitung verwendet. Die

Batterien weisen im Sommer generell einen hohen Ladezustand auf. Da sie über Nacht nicht komplett geleert werden, steht am nächsten Tag wenig freie Kapazität zur Verfügung, um weiteren PV-Ertrag aufzunehmen.

- Eine Quartierbatterie bringt gegenüber den dezentralen Batterien keine Vorteile.

Szenario «2035: 100 % WP» (Bild 6, unten)

- Werden alle Gebäude mit einer Wärmepumpe ausgerüstet, flacht die Kurve der Auslastung weiter ab und wird breiter. 60 % des Jahres liegt die Auslastung zwischen 10-40 %, jedoch wird die Trafostation auch über $\pm 100\%$ beansprucht.
- Mit dem Handel kann zwar die Netzbezugsspitze leicht reduziert werden, jedoch bleibt die Trafostation überlastet.

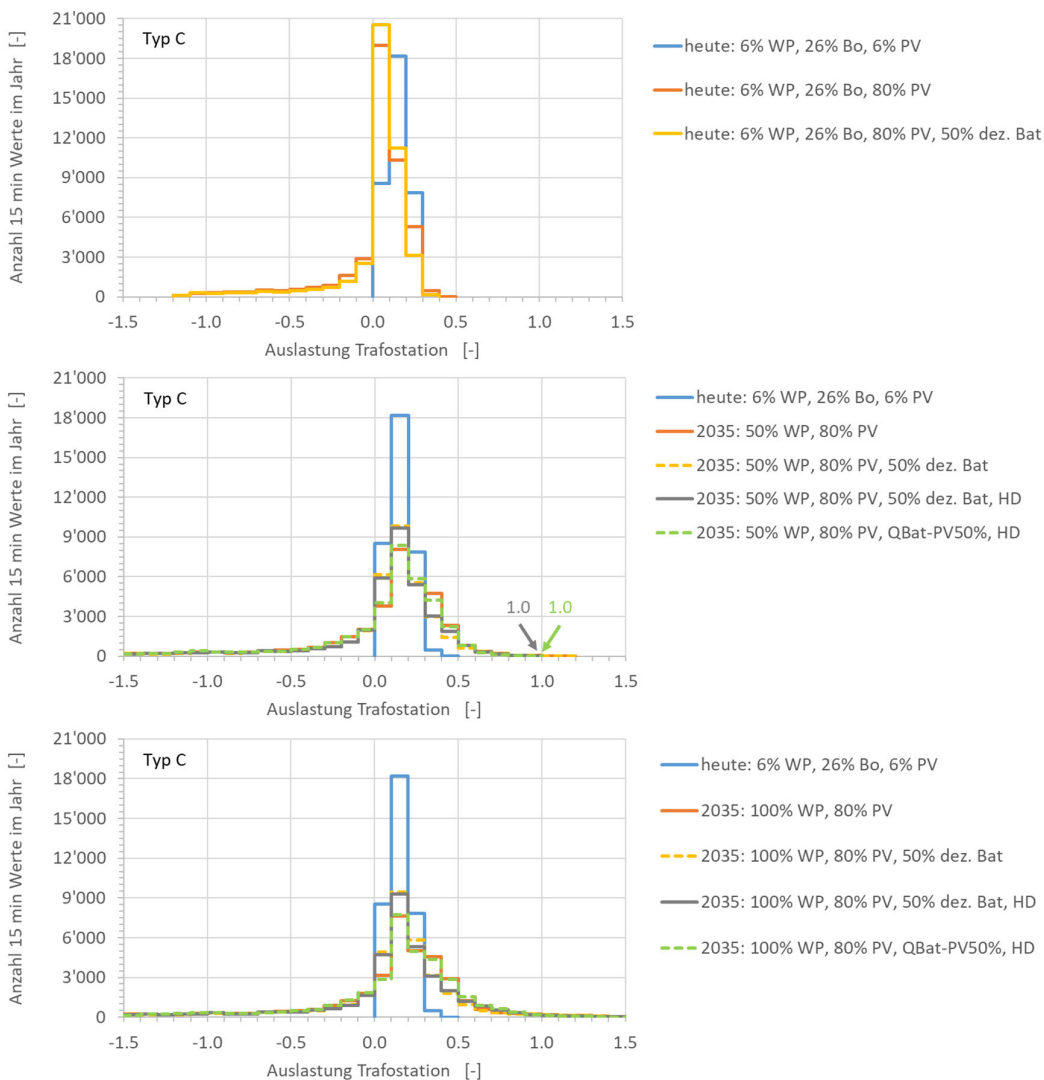


Bild 6 Auslastung der Trafostation für Quartiertyp C, Szenarium «heute» (oben), Szenarium «50 % WP» (mitte) und Szenarium «100 % WP» (unten)

Tabelle 12 Änderung des Netzbezugs, -exports und des Strombedarfs der verschiedenen Szenarien, jeweils bezogen auf die Variante ohne Batterie und Handel (Type C).

Type C	heute		
	-	6 % WP, 26 % Bo 80 % PV	80 % PV, 50 % dez. Bat
Netzbezug	100 %	-34 %	-41 %
Netzeinspeisung	0 %	-	-
Netzeinspeisung	-	100 %	-5 %
Strombedarf	100 %	0 %	2 %

Type C	2035: 50 % WP 50% WP, 80 % PV			
	-	50 % dez. Bat	50 % dez. Bat, HD	QBat-PV50, HD
Netzbezug	100 %	-10 %	-9 %	1 %
Netzeinspeisung	100 %	-15 %	-15 %	-1 %
Strombedarf	100 %	1 %	1 %	1 %

Type C	2035: 100 % WP				2050* 100 % WP, 80 % PV QBat-PV100, HD
	-	100 % WP, 80 % PV 50 % dez. Bat	50 % dez. Bat, HD	QBat-PV50, HD	
Netzbezug	100 %	-8 %	-6 %	1 %	(27 %)
Netzeinspeisung	100 %	-15 %	-16 %	-2 %	26 %
Strombedarf	100 %	0 %	2 %	2 %	10 %

* Der starke Anstieg im Strombedarf liegt in dem erhöhten Bedarf für die Mobilität im Jahr 2050. Die erhöhte Netzeinspeisung liegt an dem erhöhten PV-Ertrag infolge der verbesserten Technik im Jahr 2050. Der hohe Bezug ist nicht realistisch. Die Steuerung der Quartierbatterie mit Handel zeigt im Sommer ein instabiles Verhalten (Bild 7). Die Residuallast schwingt sich auf. Während bei Variante «2035» die Schwingungen auf der Einspeiseseite bleiben, führt die Instabilität des Regelalgorithmus bei Variante «2050» zu deutlich grösseren Schwingungen, die einen zusätzlichen Bezug erzeugen und sogar das obere Trafoband überschreiten. Dieses Verhalten macht die Ergebnisse mit Quartierbatterie im Allgemeinen und die Variante «2050» im Besonderen fragwürdig und die Ergebnisse sind mit grosser Vorsicht zu betrachten.

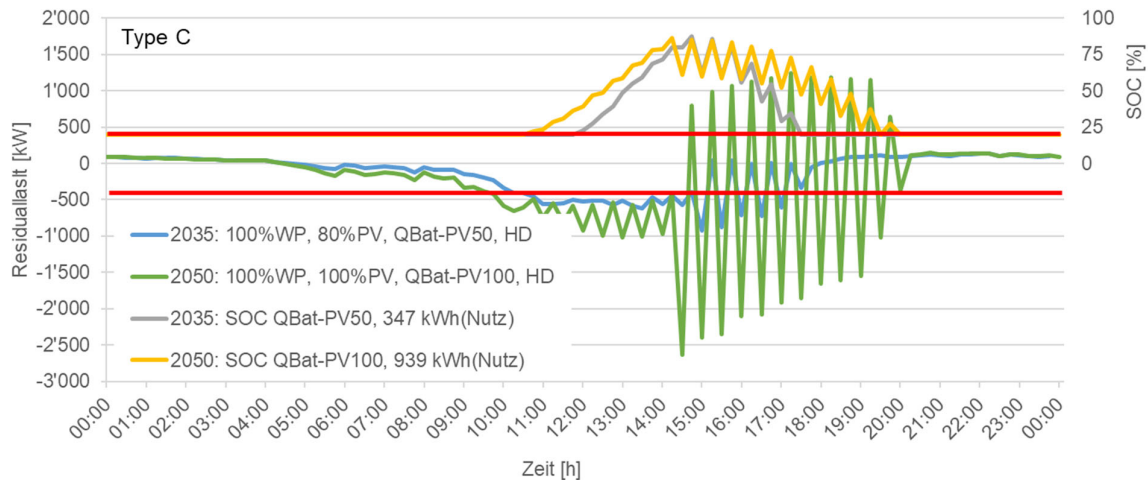


Bild 7 Sprünge in der Residuallast sowie beim Ladezustand der Quartierbatterie (Tag im Juni, Rechenschritt 15 min).

Einen Vergleich der Auswirkung des Wärmepumpenausbaus bzgl. Netzbezug und Netzeinspeisung enthält Tabelle 13.

Tabelle 13 Änderung des Netzbezugs, -exports und des Strombedarfs infolge verschiedener Wärmepumpendurchdringung bezogen auf die Variante «heute» (Typ C).

Typ C	heute	2035	
	6 % WP, 26 % Bo, 6 % PV	50 % WP, 80 % PV	100 % WP, 80 % PV
Netzbezug	100 %	-25 %	-6 %
Netzeinspeisung	-	100 %	-5 %
Strombedarf	100 %	8 %	27 %

Zur Verdeutlichung der Einflüsse von Batterien und Handel sind in Bild 8 verschiedene Jahresverläufe der Trafoauslastung in Abhängigkeit von der Residuallast für das Szenario «2035: 50 % WP» dargestellt. Die negativen Überlastungen der Trafostation treten nur in dem Zeitraum April bis Anfang September auf (blau). Sie resultieren aus dem Überschuss des PV-Ertrags. In den Monaten November bis März treten nur positive Überlastungen an der Trafostation auf. Sie ergeben sich aus dem Strombedarf im Winter, wenn wenig bis kein PV-Ertrag zur Verfügung steht (blau).

Es ist zu erkennen, dass die Batterien insbesondere im Frühjahr und Herbst den Netzbezug leicht reduzieren (orange). Im Winter sind die Batterien leer, so dass der Netzbezug nicht reduziert werden kann, im Sommer sind sie meist voll. Handeln die Gebäude über den Market Place Agent untereinander (gelb), dann reduziert sich der Netzbezug und die Netzeinspeisung im Sommer nur minimal. Im Winter kann der Netzbezug jedoch deutlich reduziert werden. Dies ist hauptsächlich eine Folge der intelligenten Wärmepumpensteuerung.

Es ist ebenfalls gut zu erkennen, dass die Bezugs- und Einspeisespitzen durch die Batterien praktisch nicht abgefangen werden können. Zurückzuführen ist das darauf, dass sie zu den entsprechenden Zeiten entweder schon ganz voll oder leer sind. Daher würde bei dem vorgestellten Quartier auch das Lademanagement «Peakshaving» für die Batterien die Einspeisespitzen im Sommer nicht stark reduzieren. Da die PV-Anlagen ehr gross im Verhältnis zum Strombedarf sind, müssen die PV-Anlagen abgeregelt werden, um die Trafogrenze nicht zu überschreiten.

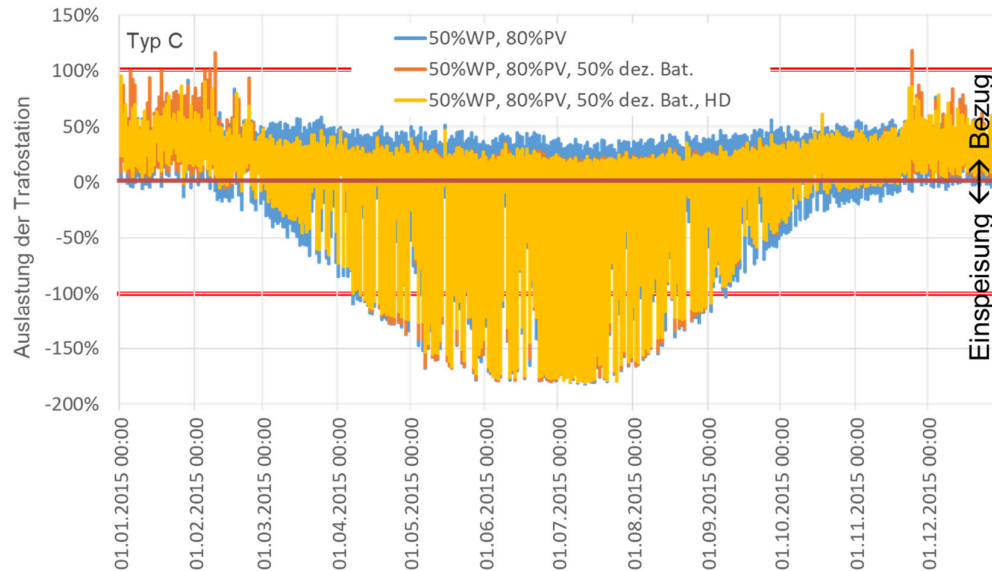


Bild 8 Szenario «2035» mit verschiedenen Varianten von «50 % WP»: Jahresverlauf der Auslastung der Trafostation für Quartiertyp C, Einfluss von Batterie und Handel.

Bild 9 stellt für den Quartiertyp C gemäss IWB die interessantesten Szenarien dar. In allen Szenarien werden die Grenzen der Trafostation deutlich überschritten.

Der Unterschied zwischen den dezentralen Batterien und der Quartierbatterie liegt darin, dass die dezentralen Batterien in den jeweiligen Gebäuden immer geladen werden, wenn PV-Überschuss im Gebäude vorhanden ist bzw. entladen, wenn Strombedarf vorhanden aber kein PV-Ertrag vorhanden ist. Die Quartierbatterie wird erst ge- und entladen, wenn die Trafoauslastung $\pm 95\%$ überschreitet. Aus diesem Grund wird die Quartierbatterie weniger oft in Anspruch genommen, als die dezentralen Batterien. Daher wird bei den dezentralen Batterien der Netzbezug und die Netzeinspeisung mehr reduziert, als bei der Quartierbatterie. Dies ist eine Folge der Regelung im Programm «SmartStability», da die Handelsgrenze gleichermassen für die Wärmeerzeuger als auch für die Quartierbatterie gilt. Um die Quartierbatterie besser nutzen zu können müsste eine andere Regelstrategie für sie gelten.

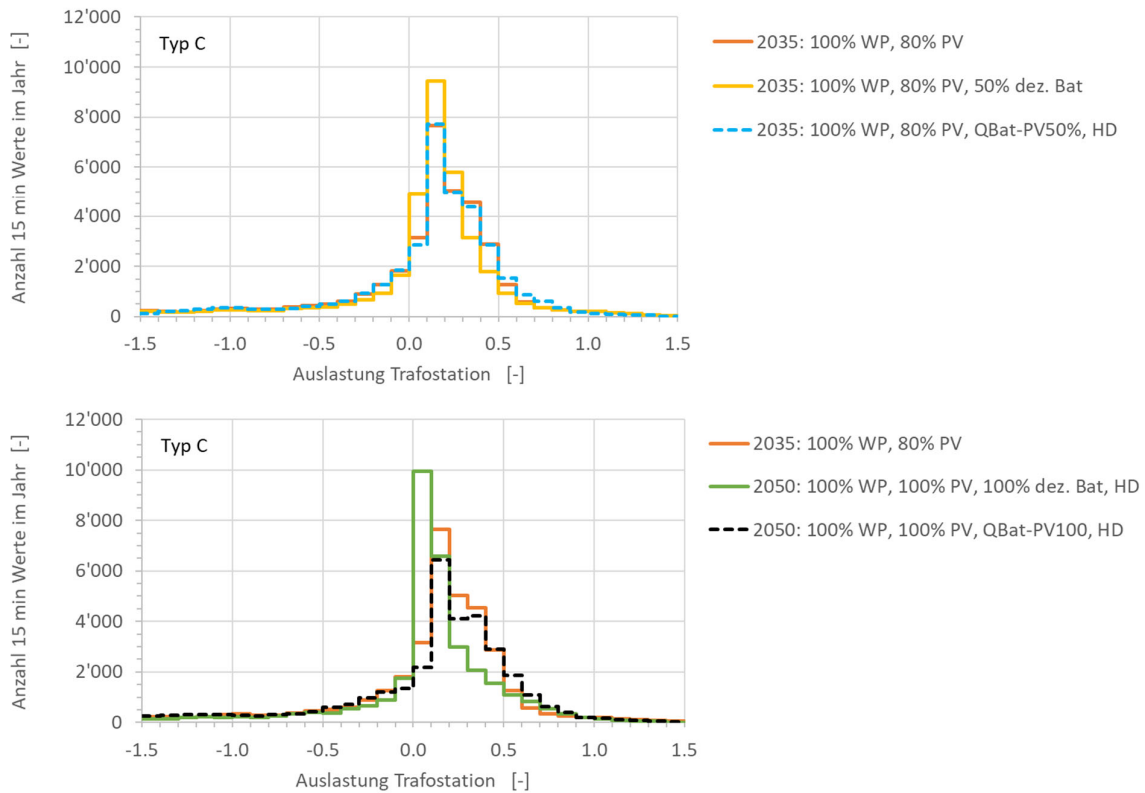


Bild 9 Auslastung der Trafostation für Quartiertyp C: interessantesten Szenarien gemäss IWB (Varianten oben «2035», unten: «2050»).

In Bild 10 sind die Häufigkeit und Dauer der Überlastungen für die Szenarien aus Bild 9 dargestellt. Insgesamt sind die Häufigkeit und die Dauer der negativen Überschreitungen grösser bzw. länger als bei den positiven. Überschreitungen (pos. Überlastung: 30-861 15-min Intervalle, neg. Überlastung: 130-1'246 15-min Intervalle). Dies liegt an der hohen Einspeisung durch den PV-Überschuss im Sommer. Die Trafostation kann über die Dauer von mehreren Stunden am Stück überlastet sein.

Die hohe Anzahl der positiven Überschreitungen der Viertelstundenwerte für die Variante «2050: 100%WP, 100%PV, QBat-PV100, HD» ist eine Folge der Sprünge der Residuallast (Bild 7).

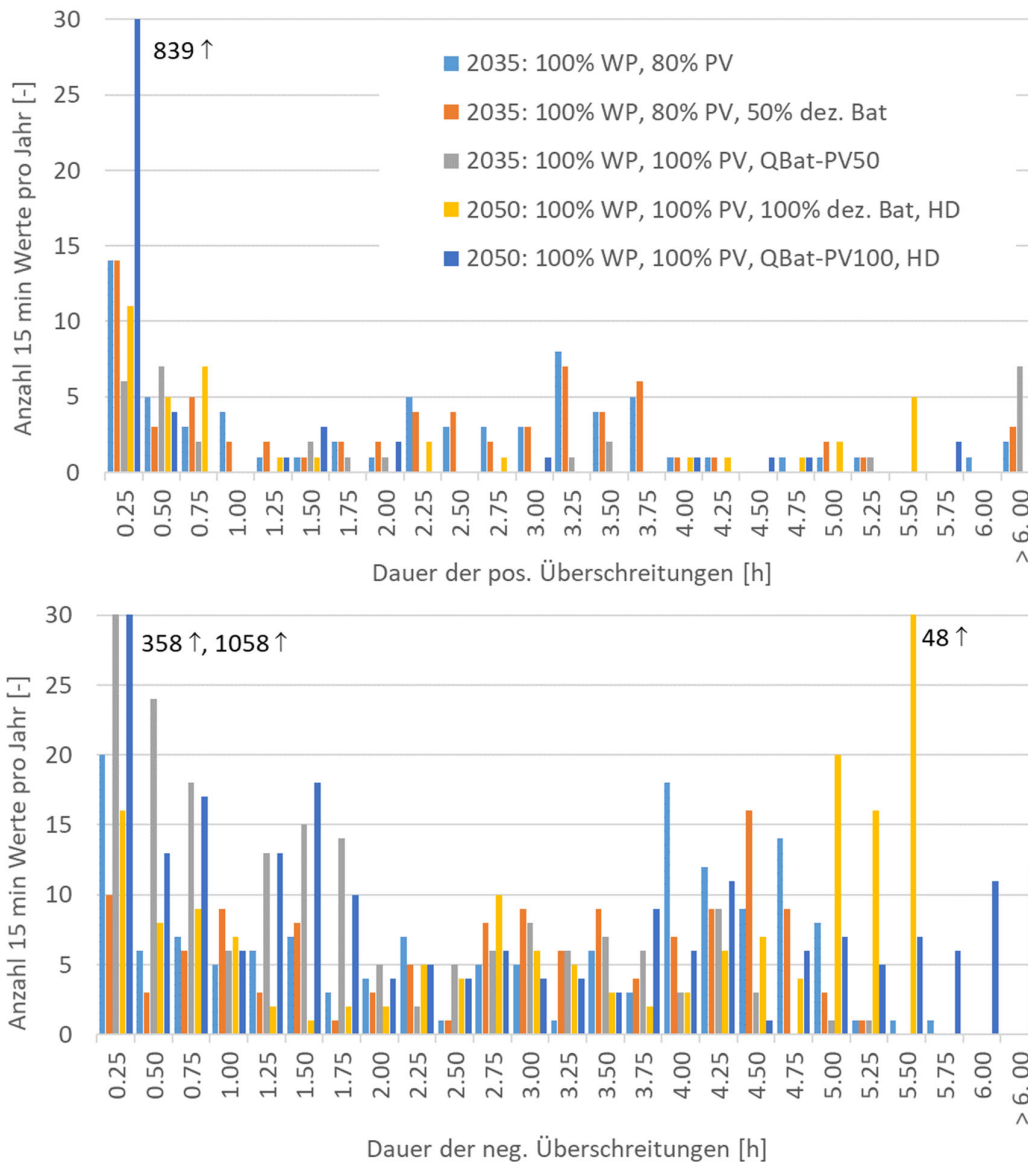


Bild 10 Häufigkeit und Dauer der Überreitungen der Trafostation für einzelne Szenarien (Quartiertyp C).

Die diskutierten Szenarien zeigen, dass ein nur moderater Ausbau an Wärmepumpen und PV-Anlagen die Trafostation nicht überlastet. Für den untersuchten Quartiertyp C bedeutet dies ein maximaler Ausbau auf 50 % Wärmepumpen und 45 % PV (382 kWp) (Bild 11). Der Einsatz von Batteriespeichern reduziert den Netzbezug um 4 % und die Netzeinspeisung um 19 %.

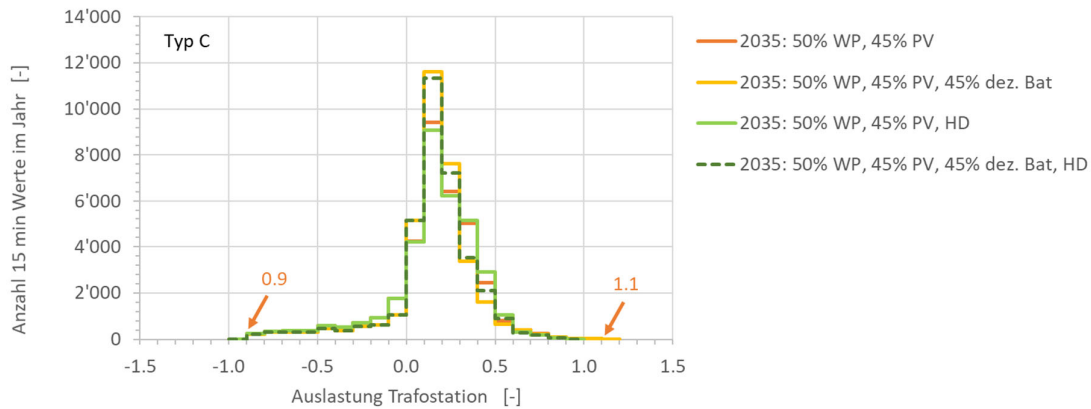


Bild 11 Moderater Ausbau des Quartiertyp C.

Für ausgewählte Varianten zeigt Bild 12 die Eigenverbrauchsrate und den Autarkiegrad des Quartiertyps C. Die Basisvariante vom Szenario «heute» zeigt, dass der gesamte PV-Ertrag im Quartier direkt verbraucht wird. Der PV-Ertrag ist so gering, dass dieser nur 6 % des Strombedarfs decken kann. Deutlich ist jeweils die Erhöhung der Eigenverbrauchsrate und des Autarkiegrads gegenüber der Basisvariante bei dem Einsatz von dezentralen Batterien. Der Handel bewirkt nur in der Variante «2035: 50%WP, 50% dez. Bat, HD» eine Erhöhung des Autarkiegrades gegenüber der Variante ohne Handel. Dies liegt daran, dass der Handel hauptsächlich im Winter die Wärmepumpen steuert, im Winter jedoch wenig PV-Ertrag vorhanden ist und sich daher auch die Eigenverbrauchsrate und der Autarkiegrad nicht ändern.

Die Quartierbatterie der Varianten «2035: 50%WP» und «2050: 100%WP» führt zu tieferen Eigenverbrauchsraten und Autarkiegraden gegenüber den dezentralen Batterien, da die Quartierbatterie erst aktiviert wird, wenn die Auslastung des Trafobands $\pm 95\%$ überschreitet. Diese Ergebnisse sind eine Folge der Regelstrategie.

In den Varianten «2050: 100%WP» ist der Autarkiegrad höher, als die Eigenverbrauchsrate. Dies liegt an dem erhöhten PV-Ertrag. Die Quartierbatterie «2050: 100%WP, 80%PV, QBat-PV100» weist die geringste Eigenverbrauchsrate und den geringsten Autarkiegrad auf. Dies liegt an den Sprüngen der Residuallast (Bild 7).

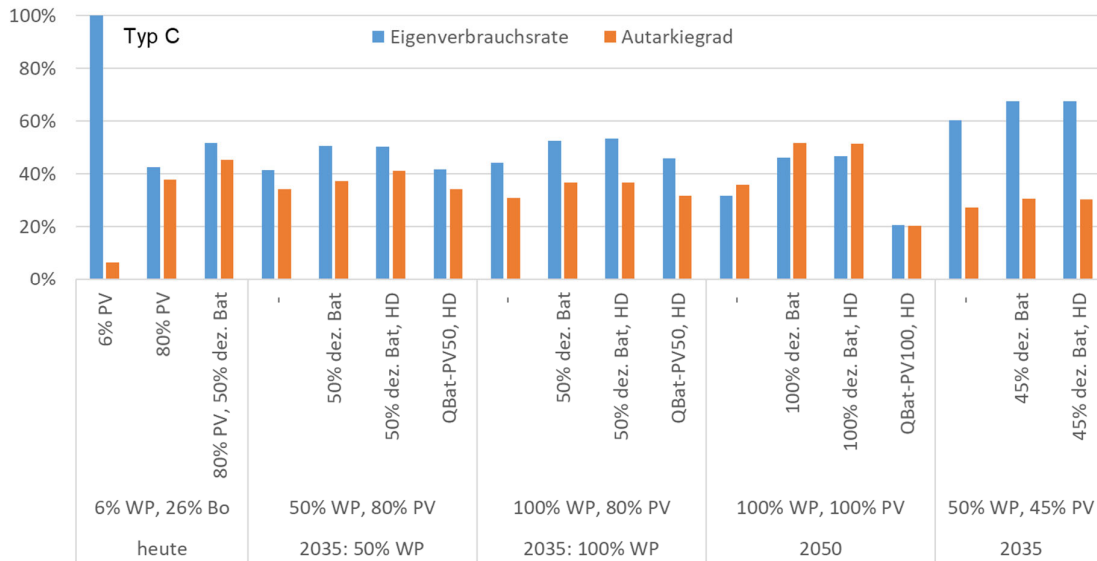


Bild 12 Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad für Quartiertyp C.

Fazit Typ C

Steigt die Durchdringung mit PV-Anlagen stark an, wird im Sommer die negative Auslastung (Einspeisung) der Trafostation kritisch. Wärmepumpen erhöhen insbesondere den Netzbezug im Winter, was eine verstärkte positive Aus- und sogar Überlastung der Trafostation im Winter mit sich bringt. Der Einsatz von Batteriespeichern mit der Dimensionierung $kWh_{Nutz} = kWp$ zeigt kaum eine Verbesserung in Bezug auf die Überlastungssituation der Trafostation. Batterien der betrachteten Grösse reduzieren zwar über das Jahr gesehen den gesamten Netzbezug und die Netzeinspeisung, können jedoch die Spitzenüberlastungen nicht abfangen. Der Handel kann die Trafoauslastung für den Netzbezug insbesondere im Winter reduzieren, auf die Netzeinspeisung hat er aber kaum einen Einfluss, da im Sommer wenig handelbare Verbraucher zur Verfügung stehen (Wärmepumpen erzeugen nur Warmwasser, Batterien meist voll).

Die Quartierbatterie wird nicht richtig abgebildet, da sie erst bei einer Auslastung des Trafobands von $\pm 95\%$ angesprochen wird.

5.2 TYP E/F

Die Auslastung der Trafostation (630 kVA) für Typ E/F ist in Bild 13 dargestellt. Das obere Diagramm zeigt die Resultate für das Szenario «heute». In der Mitte ist das Szenario «2035: 50%WP» und unten Szenario «2035: 100%WP» dargestellt.

Szenario «heute» (Bild 13, oben)

- Bei dem heutigen Ausbau liegt die häufigste Auslastung bei ca. 10-30 %. Die maximale Auslastung beim Netzbezug beträgt 65 % und bei der Netzeinspeisung -12 %. Die negative Auslastung weist darauf hin, dass schon heute überschüssiger PV-Ertrag in das Netz eingespeist wird.
- Der Ausbau auf 80 % PV bewirkt eine starke Zunahme der negativen Auslastung der Trafostation (Tabelle 14), da der PV-Überschuss vom Trafo aufgenommen werden muss. Die Trafostation wird fast komplett ausgelastet.

Szenario «2035: 50%WP» (Bild 13, mitte)

- Im Vergleich zum Szenario «heute» steigt die Auslastung beim Netzbezug und der Netzeinspeisung kaum an.
- Der Strombedarf für eine Durchdringung mit 50 % Wärmepumpen entspricht in etwa dem Bedarf für 6 % Wärmepumpen und 26 % Elektroboiler.

Szenario «2035: 100%WP» (Bild 13, unten)

- Die maximale Durchdringung mit Wärmepumpen erhöht den Strombedarf und damit den Netzbezug (Tabelle 15). Durch den Handel kann die Bezugsspitze leicht reduziert werden, aber die Trafostation bleibt überlastet.
- Die Netzeinspeisung sinkt etwas gegenüber dem Szenarium «2035: 50%WP» (Tabelle 15), jedoch kann die Exportspitze nicht reduziert werden

Wie beim Quartiertyp C reduzieren dezentrale Batterien den Netzbezug und die Netzeinspeisung, können jedoch nicht die Spitzen reduzieren.

Im Fall der Quartierbatterie zeigen alle Szenarien dieselbe Tendenz: Die Auslastung entspricht der Variante «Wärmepumpe und PV». Der Grund liegt darin, dass die Quartierbatterie nur genutzt werden kann, wenn ein Handel stattfindet. Der Handel findet aber nur statt, wenn die Trafoauslastung ≥ 95 % beträgt. Im Quartier E/F ist dies aber nur in dem Szenarium «2035: 100%WP» der Fall. D.h. die Quartierbatterie wird in den Szenarien «heute» und «2035: 50%WP» nicht angesprochen.

In den Varianten «2035: 100%WP» tritt zwar eine Überschreitung der Trafoauslastung auf, diese betrifft jedoch nur den Netzbezug im Winter. In diesem Fall können weder die dezentralen Batterien noch der Handel die Überschreitung verhindern.

Im Winter ist die Quartierbatterie leer, so dass sie nicht am Handel teilnehmen kann.

Tabelle 14 und Tabelle 15 zeigen die Änderungen des Netzbezugs, der -einspeisung und des Strombedarfs der verschiedenen Szenarien.

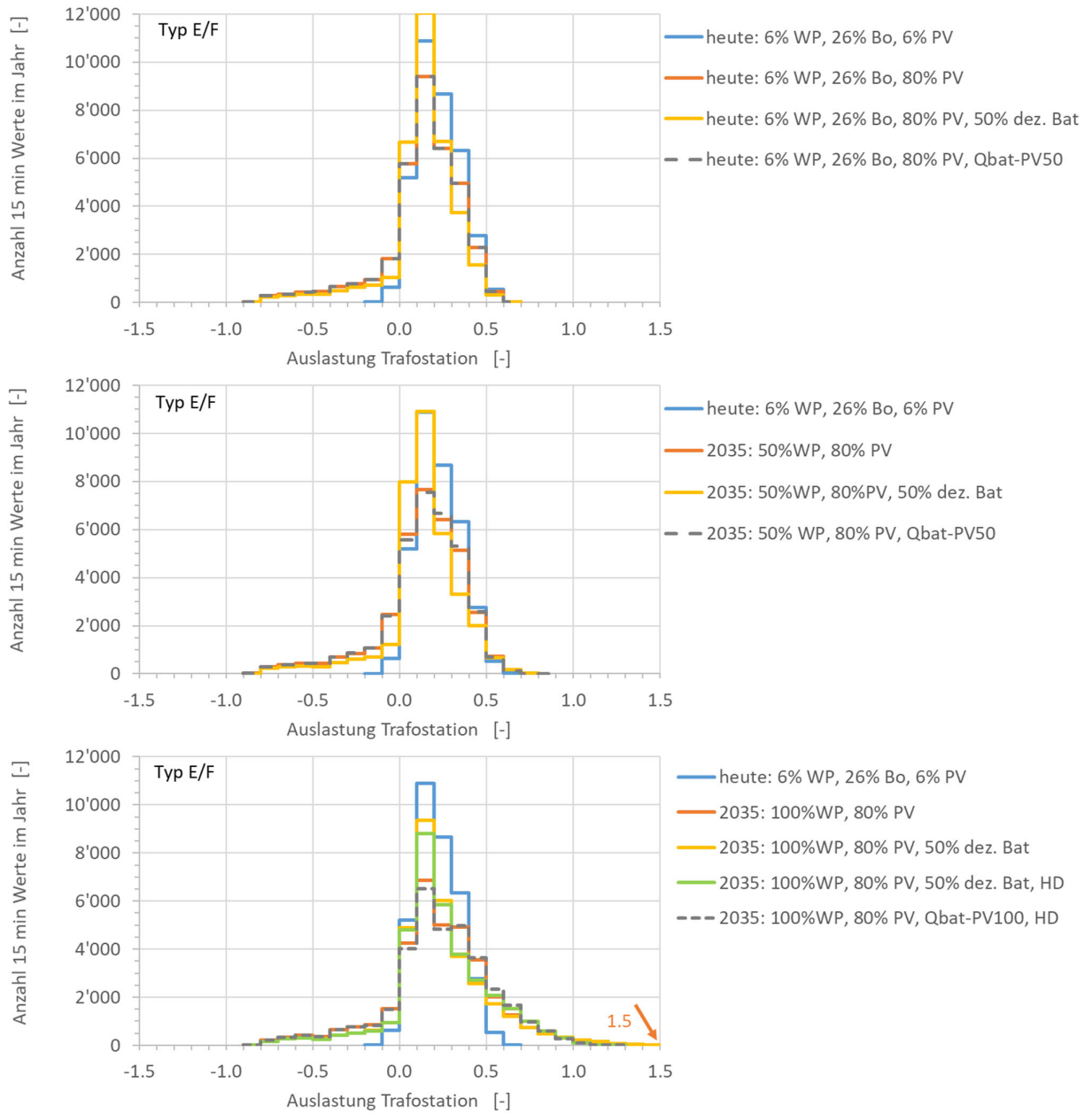


Bild 13 Auslastung der Trafostation für den Quartiertyp E/F mit/ohne Batterie; oben: heute, Mitte: 50 % WP, unten: 100 % Wärmepumpe.

Tabelle 14 Änderung des Netzbezugs, -exports und des Strombedarfs der verschiedenen Szenarien, jeweils bezogen auf die Variante ohne Batterie und Handel (Type E/F).

Type E/F	heute 6 % WP, 26 % Bo			
	6 % PV	80 % PV	80 % PV, 50 % dez. Bat	80%PV, QBat-PV50, HD
Netzbezug	100 %	-19 %	-23 %	-19 %
Netzeinspeisung	100 %	7420 %	5690 %	7420 %
Strombedarf	100 %	0 %	0 %	0 %

Type E/F	2035: 50 % WP 80 % PV		
	-	50 % dez. Bat	QBat-PV50, HD
Netzbezug	100 %	-7 %	1 %
Netzeinspeisung	100 %	-28 %	0 %
Strombedarf	100 %	0 %	1 %

Type E/F	2035: 100 % WP 80 % PV				2050*: 100 %WP 100 % PV
	-	50 % dez. Bat	50 % dez. Bat, HD	QBat-PV50, HD	QBat-PV100,HD
Netzbezug	100 %	-4.0 %	-2.0 %	2.0 %	7.0 %
Netzeinspeisung	100 %	-29 %	-29 %	0.0 %	47 %
Strombedarf	100 %	0.0 %	2.0 %	1.0 %	11 %

* Der Anstieg im Bedarf liegt in dem erhöhten Bedarf für die Mobilität im Jahr 2050. Die erhöhte Netzeinspeisung liegt an dem erhöhten PV-Ertrag infolge der verbesserten Technik im Jahr 2050.

Tabelle 15 Änderung des Netzbezugs, -exports und des Bedarfs infolge verschiedener Wärmepumpen-durchdringungen bezogen auf die Variante «heute» (Type E/F).

	heute	2035	
	6 % WP, 26 % Bo, 6 %PV	50 % WP, 80 % PV	100 % WP, 80 % PV
Netzbezug	100 %	-17 %	22 %
Netzeinspeisung	100 %	7790 %	6743 %
Strombedarf	100 %	1.0 %	37 %

Die für die IWB interessantesten Ausbaustufen zeigt Bild 14. Hier bedeutet 0 % WP, dass im Quartier weder die Heizwärme noch das Warmwasser elektrisch erzeugt wird. Die Trafogrenze für den Netzbezug wird mit 100 % Wärmepumpenausbau deutlich überschritten. Auf der Seite der Netzeinspeisung wird die Trafogrenze nur bei der Variante «2050» leicht überschritten (5 Überschreitungen zwischen 15-45 min, maximal 105 %). In diesem Quartier ist nicht die Grösse der Photovoltaikanlagen entscheidend, sondern die Höhe des Strombedarfs. Bild 15 zeigt die Häufigkeit und die Dauer der Überschreitungen der entsprechenden Varianten aus Bild 14.

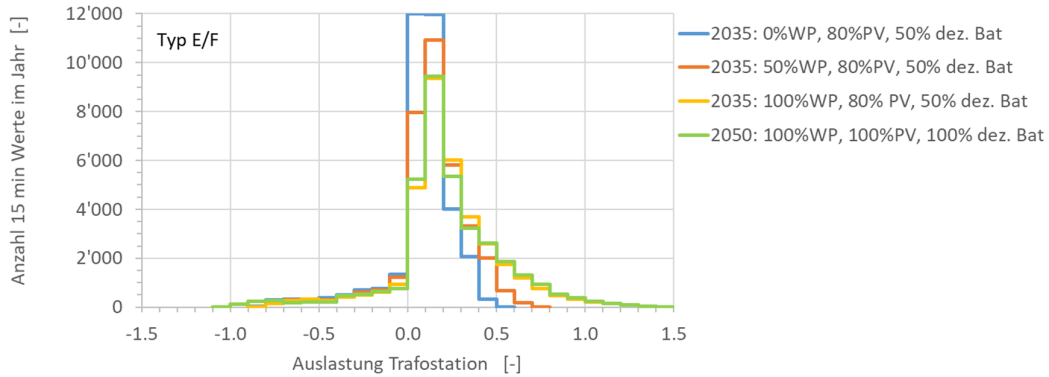


Bild 14 Auslastung der Trafostation für Quartiertyp E/F: realistische Ausbaustufen gemäss IWB.

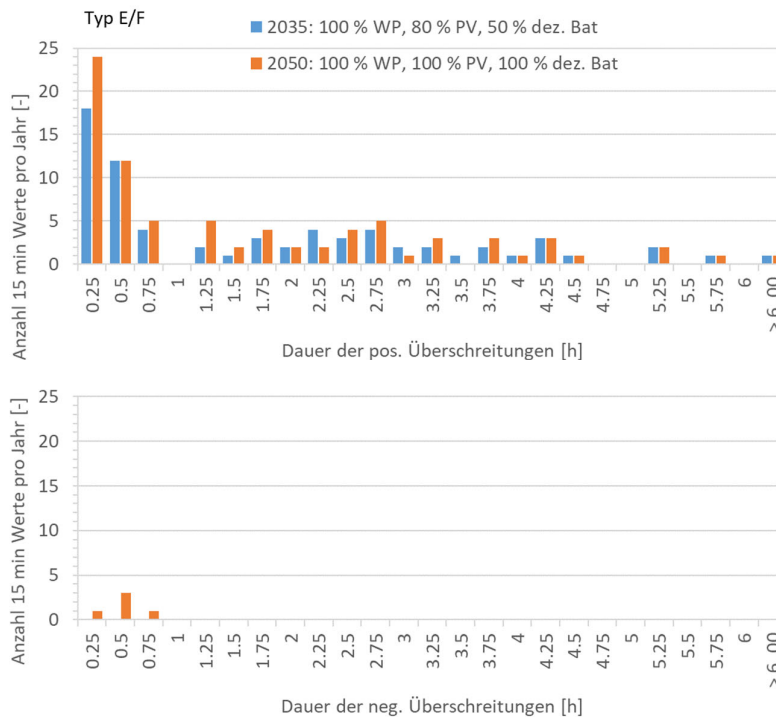


Bild 15 Dauer der positiven und negativen Überschreitungen der Trafogrenze (Typ E/F).

Werden 70 % der Gebäude mit Wärmepumpen und 80 % der Gebäude mit PV ausgerüstet, bleibt die Netzeinspeisung im Trafolimit (Bild 16). Mit und ohne Batterie überschreitet der Netzbezug einmalig die Trafogrenze (1x15 min, 101 %). Mit Hilfe des Handels wird beim Netzbezug die Trafogrenze nicht überschritten.

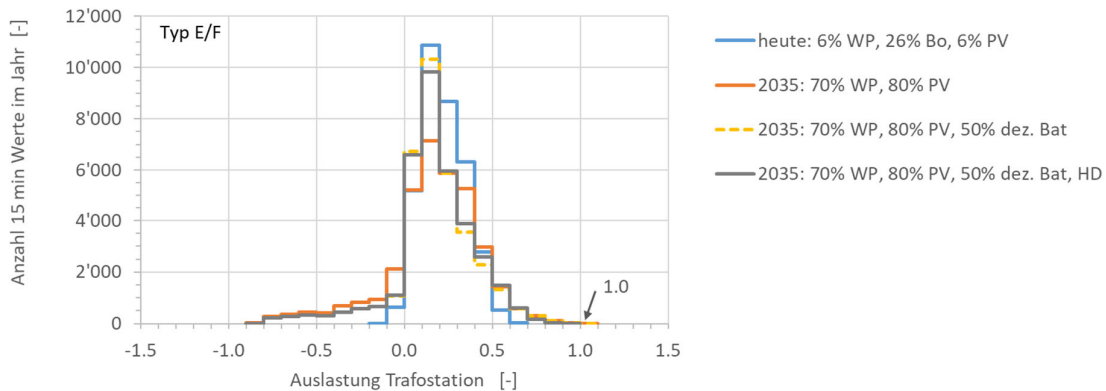


Bild 16 Möglicher Ausbaugrad an der bestehenden Trafostation für Typ E/F.

Die Eigenverbrauchsraten und Autarkiegrade des Quartiers E/F für verschiedene Varianten sind in Bild 17 dargestellt. In der Variante «heute: 6 % PV» wird fast der komplette PV-Ertrag im Quartier genutzt, jedoch wird nur 14 % des gesamten Strombedarfs gedeckt. Wird die PV ausgebaut, dann sinkt die Eigenverbrauchsrate und der Autarkiegrad steigt. Für alle Varianten mit dezentralen Batterien steigen die Eigenverbrauchsraten und Autarkiegrade gegenüber den Varianten ohne Batterien an.

Die Varianten mit der Quartierbatterie weisen die gleichen Eigenverbrauchsraten und Autarkiegrade wie die Varianten « - » auf. Dies ist, wie schon erwähnt, die Folge des Handels. Die Quartierbatterie wird erst angesprochen, wenn die Auslastung des Trafos $\pm 95\%$ beträgt. Da dies bei dem Quartiertyp E/F nur im Winter auftritt, wenn die Quartierbatterie in Folge zu geringem PV-Ertrags nicht geladen wird, ist die Quartierbatterie nicht wirksam.

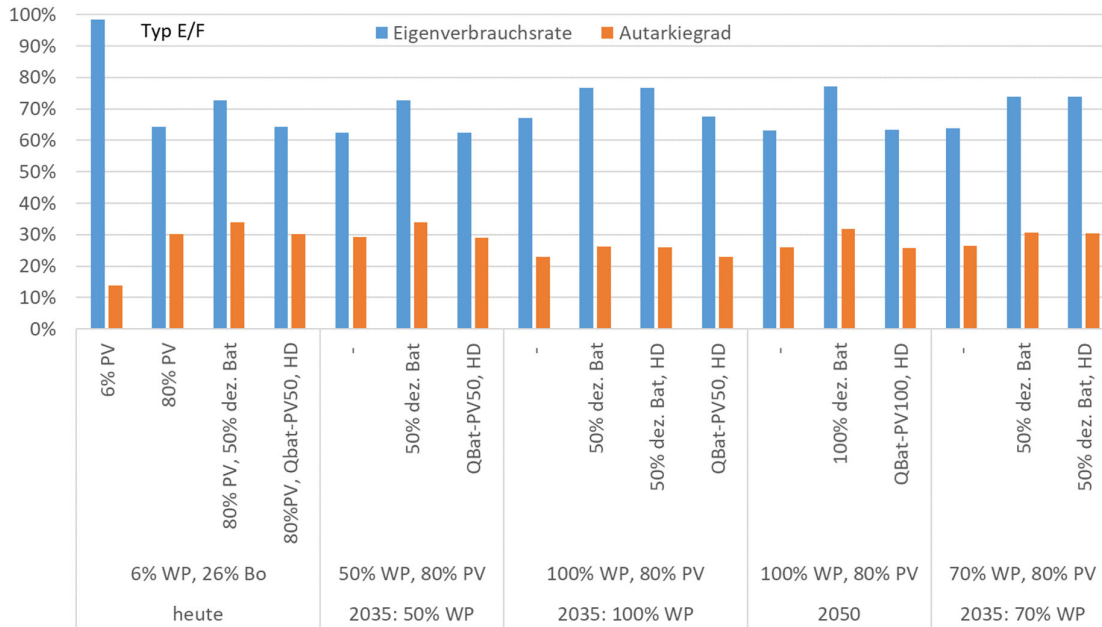


Bild 17 Eigenverbrauchsraten und Autarkiegrade für Quartiertyp E/F.

Fazit Type E/F

Bei diesem Quartier ist der Ausbau der PV-Anlagen unkritisch. Erst im Szenario «2050: 100%PV» wird die Trafostation durch die Netzeinspeisung leicht überlastet. Dies liegt daran, dass der PV-Ertrag «2035» gegenüber dem Strombedarf recht gering ist (Tabelle 6).

Wärmepumpen erhöhen insbesondere den Netzbezug im Winter, was die Trafostation verstärkt positiv auslastet. Ein Ausbau bis 70 % Wärmepumpendurchdringung ist möglich, ohne die Trafogrenze zu überschreiten.

Wie bei Typ C zeigt der Einsatz von Batteriespeichern mit der Dimensionierung kWh_{Nutz} ≡ kWp kaum eine Verbesserung bzgl. Überlastungssituation der Trafostation. Batterien reduzieren zwar über das Jahr gesehen den gesamten Netzbezug und die Netzeinspeisung, können jedoch die Spitzenüberlastungen nicht abfangen.

Es zeigt sich, dass die Quartierbatterie nicht angesprochen wird, wenn der Handel erst bei einer Trafoauslastung von ± 95 % beginnt. Im Sommer wird die Auslastungsgrenze nicht erreicht und im Winter ist die Batterie leer, da zu wenig Solarangebot besteht.

5.4 TYP G

Bild 18 zeigt die Auslastung der Trafostation (630 kVA) für Typ G mit verschiedenen Wärmepumpen, Photovoltaik- und Batteriedurchdringung. Die Basisvariante «heute» ist zum Vergleich hinterlegt. Nur bei 100% Wärmepumpendurchdringung wird der Bezug an der Trafostation überlastet. Der zusätzliche PV-Ertrag im Szenario «2050» führt zu keiner Überlastung. Dies liegt daran, dass das Verhältnis PV-Ertrag zu Strombedarf recht gering ist (Tabelle 6). Tabelle 16 fasst die Änderungen des Netzbezugs und der Netzeinspeisung zwischen den Varianten ohne/mit Batterie zusammen.

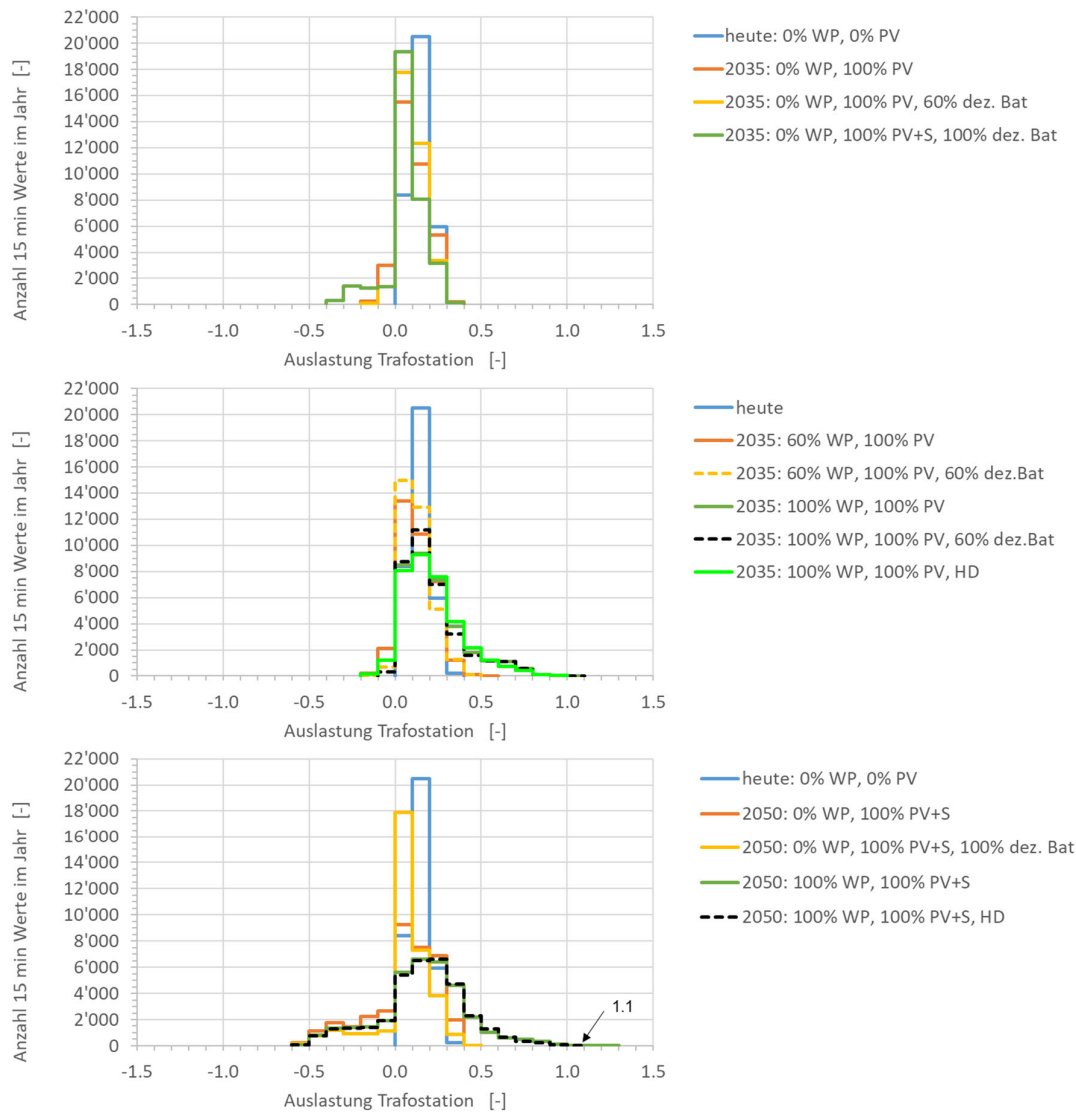


Bild 18 Auslastung der Trafostation für den Quartiertyp G: oben: «2035» 0%WP, mitte: «2035» 60%/100%WP und unten «2050» 0%/100%WP.

Tabelle 16 Reduktion des Netzbezugs und -exports der Varianten für Typ G.

Typ G	2035				2050		
	0% WP, 100 % PV		0% WP 100 % PV + S		0%WP, 100 % PV + S		100%WP, 100 % PV + S
	-	60 % dez. Bat	-	100 % dez. Bat	-	100 % dez. Bat	100 % dez. Bat
Netzbezug	100%	-27 %	-33 %	-44 %	-20 %	-35 %	
Netzeinspeisung	100%	-61 %	890 %	435 %	1'460 %	880 %	
Strombedarf	100%	0%	0%	0%	20%*	20%*	

*Anstieg infolge der Elektromobilität

Typ G	2035			
	60% WP, 100 % PV,		100%, 100 % PV	
	-	60 % dez. Bat	-	60 % dez. Bat
Netzbezug	100%	-1 %	100 %	-1 %
Netzeinspeisung	100%	-84 %	100 %	-88 %
Strombedarf	100%	1%	100%	1%

 Tabelle 17 Änderung des Netzbezugs, -exports und des Bedarfs infolge verschiedener Wärmepumpen-
 durchdringungen bezogen auf die Variante «2035: 0% WP, 100%PV» (Typ G).

Typ G	2035: 100% PV		
	0% WP	60 % WP	100 % WP
Netzbezug	100%	21%	103 %
Netzeinspeisung	0%	-32	-55
Strombedarf	100%	16%	78%

Die Häufigkeit und Dauer der Trafoüberschreitungen aus Bild 18 zeigt Bild 19. Grundsätzlich sind es nur wenige und kurzzeitige Überschreitungen.

Eigenverbrauchsraten und Autarkiegrade für Typ G zeigt Bild 20. An den hohen Eigenverbrauchsraten und den geringen Autarkiegraden ist zu erkennen, dass der PV-Ertrag im Verhältnis zum Strombedarf recht gering ist, wenn nur Dachanlagen installiert sind (Varianten: 100% PV). In diesem Fall haben die Batterien wenig Einfluss, da der grösste Anteil des PV-Ertrags sowieso direkt verbraucht wird.

Werden mehr bzw. effizientere PV-Anlagen installiert (Varianten: PV-S) sinken die Eigenverbrauchsraten und die Autarkiegrade steigen. In diesen Fällen können Batterien Eigenverbrauchsraten und Autarkiegrade erhöhen, was sich auch in der geringeren Auslastung der Trafostation niederschlägt (Bild 18, Tabelle 16).

Mit steigender Durchdringung der Wärmepumpen erhöht sich der Eigenverbrauch, jedoch sinkt der Autarkiegrad da der Gesamtenergiebedarf steigt.

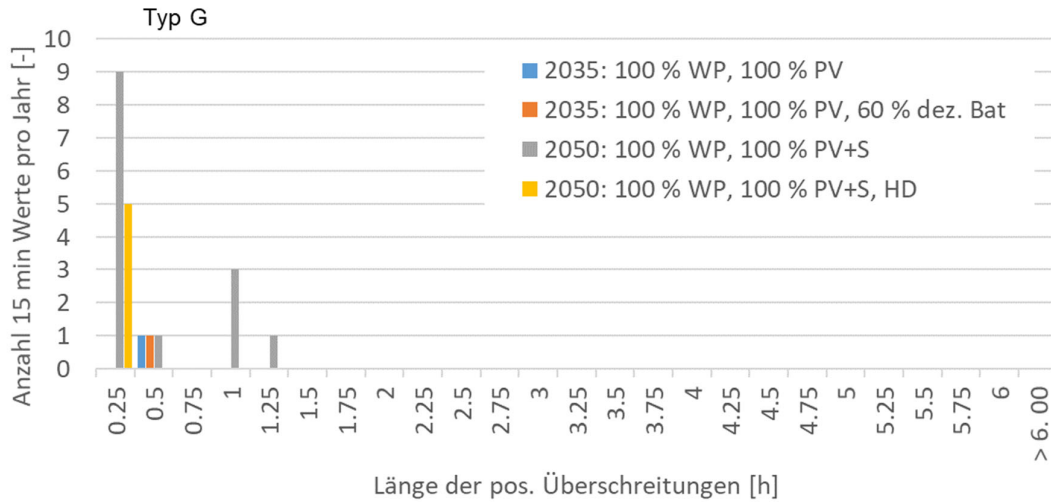


Bild 19 Dauer der positiven Überschreitungen der Trafogrenze (Typ G).

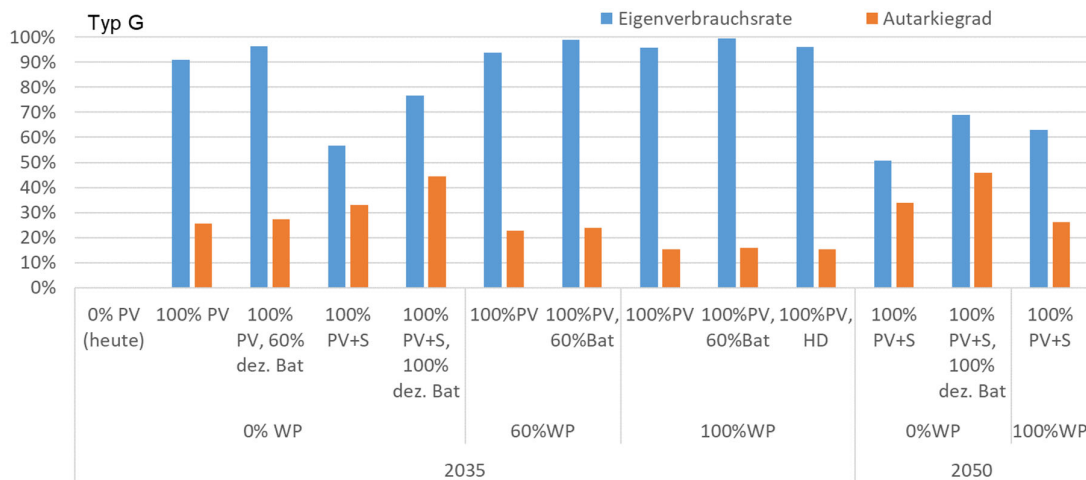


Bild 20 Eigenverbrauchsraten und Autarkiegrade für den Quartiertyp G.

Fazit Type G

Nur der Ausbau mit 100% Wärmepumpen in den Szenarien «2035» und «2050» führt in diesem Quartier zu wenigen kurzzeitigen Überlastung der Trafostation. Der Photovoltaik-ausbau ist kein Problem.

6 FAZIT

Grundsätzlich zeigen bei allen Quartieren die Ergebnisse die erwarteten Tendenzen:

- Steigender PV-Ertrag erhöht die Netzeinspeisung im Sommer und damit die Auslastung des Trafos.
- Ein Quartier mit einem hohen PV-Ertrag im Vergleich zum Strombedarf belastet die Trafostation im Sommer mehr (Netzeinspeisung), als ein Quartier mit einem geringen Verhältnis PV-Ertrag zu Strombedarf.
- Steigende Wärmepumpendurchdringung erhöht den Netzbezug im Winter und damit die Auslastung des Trafos. Ersetzen Wärmepumpen die Warmwassererwärmung durch Elektroboiler, reduzieren sie den Strombedarf im Sommer, was zu einer erhöhten Netzeinspeisung führen kann.
- Dezentrale Batterien reduzieren die Auslastung der Trafostation für den Netzbezug im Frühjahr, Sommer und Herbst und für die Netzeinspeisung insbesondere im Frühjahr und Herbst. Sie können die Spitzenbelastungen des Trafos nicht glätten, da sie in den entsprechenden Zeiten im Sommer voll und im Winter leer sind.

Es wurde erwartet, dass der Handel einen grösseren Einfluss auf die Auslastung der Trafostation haben würde, als die Ergebnisse zeigen. Der Handel kann im Winter die Trafoauslastung leicht reduzieren, jedoch nicht die Trafoauslastung im Sommer. Dies lässt sich wie folgt erklären:

- Im Winter werden die Wärmepumpen für Heizung und Warmwasser eingesetzt und stellen daher Handlungspotential zur Verfügung. Batterien stehen im Winter für den Handel nicht zur Verfügung, da sie leer sind. Der Handel kann also nur durch intelligente Steuerung der Wärmepumpe die Auslastung der Trafostation im Winter reduzieren.
- Im Sommer erwärmen die Wärmepumpen nur Warmwasser und damit steht ein geringeres Handlungspotential zur Verfügung als im Winter. Die Batterien können nur bedingt für den Handel eingesetzt werden, da sie schon voll sind. Daher kann durch den Handel die Auslastung der Trafostation nur sehr wenig beeinflusst werden.

Die Ergebnisse der Quartierbatterie sind zu hinterfragen. Die Quartierbatterie wird in «SmartStability» erst angesprochen, wenn die Auslastung der Trafostation $\pm 95\%$ übersteigt. Dies hat zur Folge, dass die Quartierbatterie erst sehr spät aktiviert wird. In manchen Fällen wird sie sogar gar nicht aktiviert (Typ E/F Szenarien «heute», «2035»), da das Trafoband nicht überschritten wird. Die Aktivierungsgrenze ist an den Handel gebunden und damit eine Einschränkung des Programms «SmartStability» in der vorliegenden Version.

Im Sommer kann die späte Aktivierung der Quartierbatterie Sinn machen, um die Spitzenpeaks des PV-Ertrags abzufangen. In diesem Fall müsste die Quartierbatterie aber auf jeden Fall in der Nacht wieder entladen werden, was im Programm «SmartStability» nicht passiert, da nachts das Trafoband nicht überschritten wird und daher kein Handel notwendig ist. Die Batterie bleibt voll, so dass am nächsten Tag kein PV-Ertrag aufgenommen werden kann. Der Versuch, die Regelstrategie dahingehend anzupassen, dass die Batterie nach dem Laden so schnell wie möglich auf einen vorgegebenen Ladezustand z.B. SOC 50 % entladen wird, hat nur bedingt funktioniert. Das Programm bietet in der vorliegenden Version keine

saisonale Abhängigkeit der Regelstrategien an. Damit hatte der beschriebene Versuch zur Folge, dass auch im Winter der vorgegebene Ladezustand erreicht werden musste, was einen erhöhten Netzbezug zur Folge hatte. Auch das Ziel, nach der Aktivierung immer den geringsten Ladezustand anzustreben hat keine Verbesserung gebracht.

7 LITERATUR

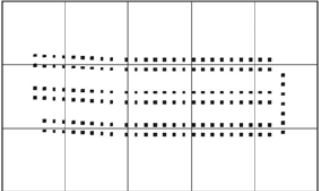

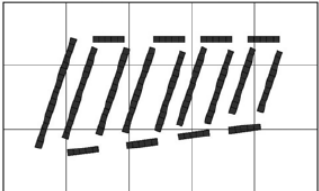

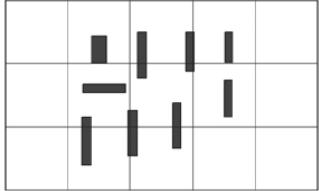

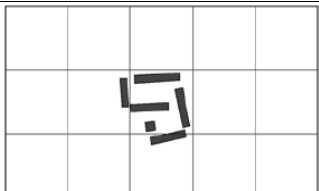

- [1] Bundesamt für Energie BFE, "Energierstrategie 2050." [Online]. Available: www.bfe.admin.ch. [Accessed: 31-Aug-2017].
- [2] MuKEEn 2014, "Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKEEn) 2014." EnDK, www.endk.ch.
- [3] Grosse Rat des Kantons Basel-Stadt, "Energiegesetz (EnG) 772.100." www.gesetzsammlung.bs.ch, 2017.
- [4] J. Scheffler, "Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten," Technische Universität Chemnitz, Dissertation, 2002.
- [5] Industriellewerke Basel IWB, "Smart Meter Daten." Vertrauliche Daten, 2015.
- [6] Statistik BS, "Gebäude und Wohnungen Basel Stadt." 2015.
- [7] N. Pflugradt and W. Schufft, "Analysing low-voltage grids using a behaviour based load profile generator," in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, 2013.
- [8] N. Pflugradt, "LoadprofileGenerator." [Online]. Available: <http://www.loadprofilegenerator.de/>.
- [9] Minergie Schweiz, "www.minergie.ch." 2019.
- [10] J. Nipkow, "Elektrische Wassererwärmung in der Schweiz," Schlussbericht BFE SI /400951-01, ARENA Zürich, 2013.
- [11] A. Siegrist, P. Schnabl, S. Burkart, P. de Haan, and R. Bianchetti, "Elektromobilität – Studie Ladeinfrastruktur Region Basel," Amt für Umwelt und Energie, Basel, 2014.
- [12] J. Bichsel *et al.*, "SmartStability Smart Homes improving Power Network Stability," Fachhochschule Nordwestschweiz, interner Schlussbericht einer Strategischen Initiative, 2015.
- [13] N. Schulz *et al.*, "SmartStability - marked-economic interaction of smart homes for improved power network stability," in *CISBAT Conference, Lausanne (CH)*, 2015, pp. 487–492.
- [14] JADE, "Java Agent Development Framework." [Online]. Available: <http://jade.tilab.com>.
- [15] Meteo Schweiz, "Klimadaten Basel-Binningen 2015." Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie, Zürich.

ANHANG

A1 Quartier

A.1.1 Siedlungstypen

Tabelle 18 Siedlungstypen nach Scheffler [4]. Netzbezirke sind verkabelt und entsprechend dem Einrichtungs- bzw. dem Sanierungszustand.

Netztypologie	Photo	Gebäudetypologie
Typ C – Ein- und Zweifamilienhäuser mit geringer Dichte		
 <p>100 m M 1 : 20 000</p>		<ul style="list-style-type: none"> - Lage im Vorstadtbereich - Rasterförmige Erschliessung mit einseitiger Strassenbelegung - Nutzung der Gebäude zu Wohnzwecken, vereinzelt stilles Gewerbe - Vorwiegend parallele Anordnung und gleiche Bauform
Typ E – Reihenhaussiedlung		
 <p>100 m M 1 : 10 000</p>		<ul style="list-style-type: none"> - Lage im Vorstadtbereich - Kleinmaschige, rasterförmige Erschliessung mit einseitiger Strassenbelegung - Nutzung der Gebäude ausschliesslich zu Wohnzwecken - Parallele Anordnung der Häuserzeilen mit gleicher Ausrichtung der Dachflächen
Typ F – Zeilenbebauung mittlerer Dichte		
 <p>100 m M 1 : 10 000</p>		<ul style="list-style-type: none"> - Lage im Vorstadtbereich - Erschliessung über Stiche und Schleifen - Nutzung der Gebäude ausschliesslich zu Wohnzwecken - Vorwiegend parallele Anordnung der Gebäude mit gleicher Ausrichtung der Dachflächen
Typ G – Blockbebauung		
 <p>100 m M 1 : 10 000</p>		<ul style="list-style-type: none"> - Lage am Rand von Gross- und Kleinstädten, oft in neuen Stadtzentren - Erschliessung über Stiche und Schleifen - Nutzung der Gebäude ausschliesslich zu Wohnzwecken - parallele oder rechteckige Anordnung der Gebäude

A.1.2 Aufbereitung der Smart Meter Daten

Von der IWB werden 1'000 reale Smart Meter Daten aus Basel-Stadt für das Jahr 2015 in 15 min Auflösung bereitgestellt. Bevor diese verwendet werden, werden sie geprüft, aussortiert und aufbereitet. Folgende Punkte werden berücksichtigt:

- Längere Verbrauchslücken
- Messlücken
- Wohnuntypische Verbrauchsprofile
- Verbrauch für Elektroboiler

Aus den 1'000 vorhanden Smart Meter Daten werden nutzbare 348 Profile rausgefiltert, die folgend aufgelisteten Kriterien gerecht werden (Tabelle 19).

In den Messungen besteht für alle ausgelesenen Smartmeter eine Lücken am 17.02. von 1:00 bis zum 18.02. 1:15 Uhr sowie am 29.03. von 2:15 bis 3:00. Diese Lücken werden mit den Daten aus der vergangenen Woche aufgefüllt. Somit wird vermieden, dass Ergebnisse aufgrund von lückenhaften Daten verzerrt werden. In einem ersten Schritt werden Datensätze ausgefiltert, die zusätzlich zu den oben genannten Lücken mehrere Tage ausfallen. Davon sind 123 Smartmeter betroffen.

In einem zweiten Schritt werden Smartmeter Daten aussortiert, die während mehr als einem Monat mehr als 35 % vom durchschnittlichen Monatsverbrauch über das Jahr abweichen. Dadurch soll vermieden werden, dass z.B. leerstehende Wohnungen in der Simulation berücksichtigt werden. Davon sind 417 Smartmeter betroffen.

In einem dritten Schritt werden Zeitreihen aussortiert, die mehr als 5 % der Jahreszeit keinen Verbrauch aufzeigen. Damit soll z.B. vermieden werden, dass PV-Systeme mit Eigenverbrauch berücksichtigt werden. Dadurch werden 19 Smartmeterdaten ausgeschlossen.

In einem vierten Schritt werden mit Hilfe eines Histogramms Ausreisser aussortiert. Dafür wird der Jahresverbrauch in 50 kWh-Klassen eingeteilt und die 4.5 % höchsten und 2 % tiefsten Verbrauchsdaten eliminiert. Aufgrund dieses Kriteriums werden 29 Smartmeterdaten ausgeschlossen. Zum Schluss werden noch 64 Profile per Hand aussortiert, die entweder ein Wochenendprofil ohne Verbrauch oder unplausible Lastgänge zeigen.

Tabelle 19 Auswahl Smartmeter Datensätze Basel-Stadt 2015.

Anzahl Smartmeter	Auswahlkriterium
1'000	Basisdatensatz
123	Datensätze mit grossen Messlücken (> 26 Stunden)
417	Daten mit mehr als einer monatlichen Abweichung von mehr als 35 % (minus oder plus) vom Monatsdurchschnitt über das Jahr
19	Zeitreihen, die im Jahr \geq 18.5 Tagen keinen Verbrauch aufweisen
29	Ausreisser werden aussortiert (grössten 4.5 % und untersten 2 %)

64	Untypische Profile werden aussortiert: Profile mit eindeutig fehlendem Verbrauch am Wochenende und unplausible Lastprofile
348	Nutzbare Profile

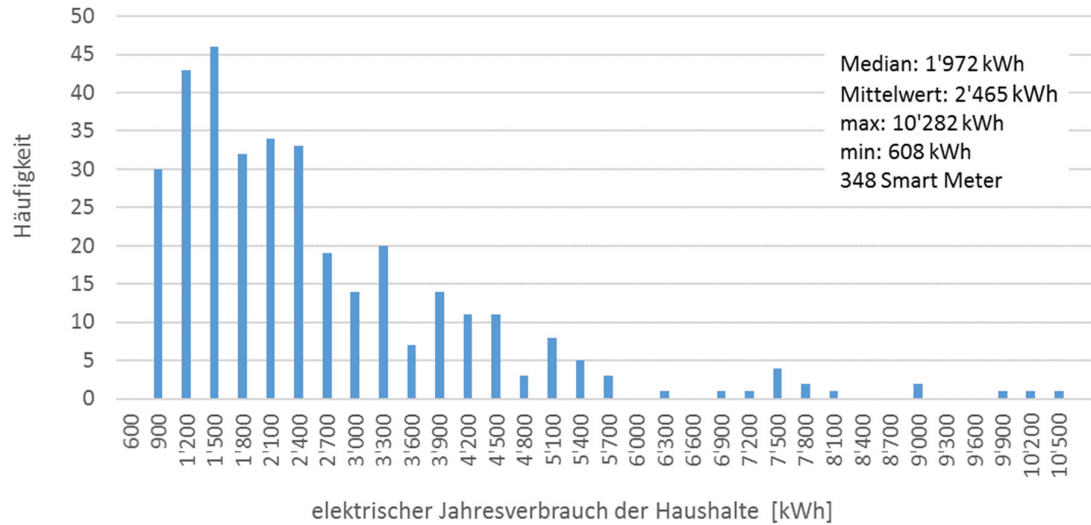


Bild 21 Häufigkeitsverteilung vom Jahresverbrauch (348 Smart Meter).

Aus dem durchschnittlichen Tagesverbrauch der verbleibenden 348 Smartmeter-Daten ist ein Peak während 1:15 und 2:15 erkennbar. Es wird davon ausgegangen, dass dieser durch die Aktivierung von Elektroboilern entsteht. Für die Simulation werden die Verbrauchsdaten zwischen den zwei Zeitschritten interpoliert und damit der Peak geglättet. Aus Bild 22 geht zudem hervor, dass der durchschnittliche Verbrauch im Sommer (Juni bis Oktober) deutlich tiefer liegt als während den Wintermonaten (Dezember bis April). Dies ist auf Ferienabwesenheiten und auf die Anzahl Tageslichtstunden zurückzuführen.

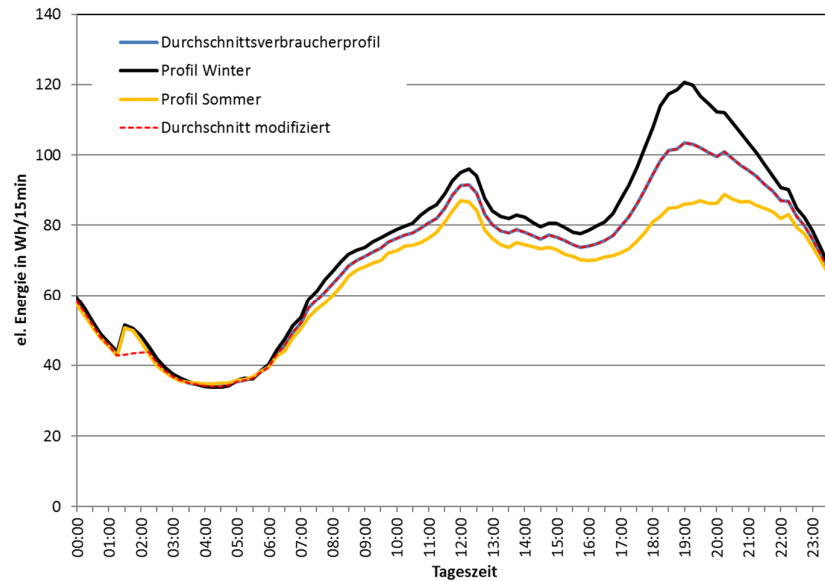


Bild 22 Durchschnittlicher Tagesverbrauch von 348 Smart Meter Messdaten 2015 mit Glättung der Boileraktivierung in den frühen Morgenstunden.

A.1.3 Zapfprofile für Warmwasser

Tabelle 20 Verwendete Zapfprofile für Warmwasser [8]. Weiss: eine erwachsene Person, Hellblau: Paare+Studenten, Dunkelblau: Familien mit min. zwei erwachsenen Personen

Profile ID	Short description	Hot Water [Liter]
1	Couple under 30 years, with work	54'589
2	Couple, 30 - 64 age, with work	65'354
4	Family, 1 child, both at work	98'575
5	Family, 3 children, both with work	148'406
8	Single woman, 2 children, with work	84'994
14	3+ adults Couple, 30- 64 years, both at work +Senior at home	87'901
16	Couple over 65 years	72'642
54	Single woman, 30 - 64 years, with work	18'034
56	Single man, 30 - 64 years, with work	14'641
62	Single man with 1 child, with work	58'846
63	Family with 2 children, 1 at work, 1 at home	117'458
70	H70 Couple over 65 years II	65'793
71	Student Flatsharing	76'449

A.1.4 Zusammenstellung der Varianten

Tabelle 21 Zusammenfassung der Varianten von Typ C.

Szenario	Bo	WP	PV	dez. Bat	QBat	Handel
heute	26%	6%	6%	-	-	-
	26%	6%	6%	50%	-	-
	26%	6%	6%	50%	-	X
2035	-	50%	45%	-	-	-
	-	50%	45%	-	-	X
	-	50%	45%	45%	-	-
	-	50%	45%	45%	-	X
2035	-	50%	80%	-	-	-
	-	50%	80%	50%	-	-
	-	50%	80%	50%	-	X
	-	50%	80%	-	PV50	X
2035	-	100%	80%	-	-	-
	-	100%	80%	50%	-	-
	-	100%	80%	50%	-	X
	-	100%	80%	-	PV50	X
2050	-	100%	100%	-	-	-
	-	100%	100%	100%	-	X
	-	100%	100%	-	PV100	X

Tabelle 22 Zusammenfassung der Varianten von Typ E/F.

Szenario	Bo	WP	PV	dez. Bat	QBat	Handel
heute	26%	6%	6%	-	-	-
	26%	6%	6%	50%	-	-
	26%	6%	6%	50%	-	X
	26%	6%	6%	50%	PV50	X
2035	-	70%	50%	-	-	-
	-	70%	50%	50%	-	-
	-	70%	50%	50%	-	X
	-	70%	50%	50%	-	X
2035	-	50%	80%	-	-	-

	-	50%	80%	50%	-	-
	-	50%	80%	-	PV50	X
2035	-	100%	80%	-	-	-
	-	100%	80%	50%	-	-
	-	100%	80%	50%	-	X
	-	100%	80%	-	PV100	X
2050	-	100%	100%	-	-	-
	-	100%	100%	100%	-	-
	-	100%	100%	-	PV100	X

Tabelle 23 Zusammenfassung der Varianten von Typ G.

Szenario	Bo	WP	PV	dez. Bat	QBat	Handel
heute	-	0%	100% (Dach)	-	-	-
	-	0%	100% (Dach)	60%	-	-
	-	0%	100% (Dach+S-Fas.)	-	-	-
	-	0%	100% (Dach+S-Fas.)	100%	-	-
2035	-	60%	100% (Dach)	-		
	-	60%	100% (Dach)	60%		
	-	100%	100% (Dach)	-		
	-	100%	100% (Dach)	60%		
	-	100%	100% (Dach)	-		x
2050	-	0%	100% (Dach+S-Fas.)	-	-	-
	-	0%	100% (Dach+S-Fas.)	100%	-	-
	-	100%	100% (Dach+S-Fas.)	60%	-	
	-	100%	100% (Dach+S-Fas.)	-	-	x

A2 Weitere Resultate

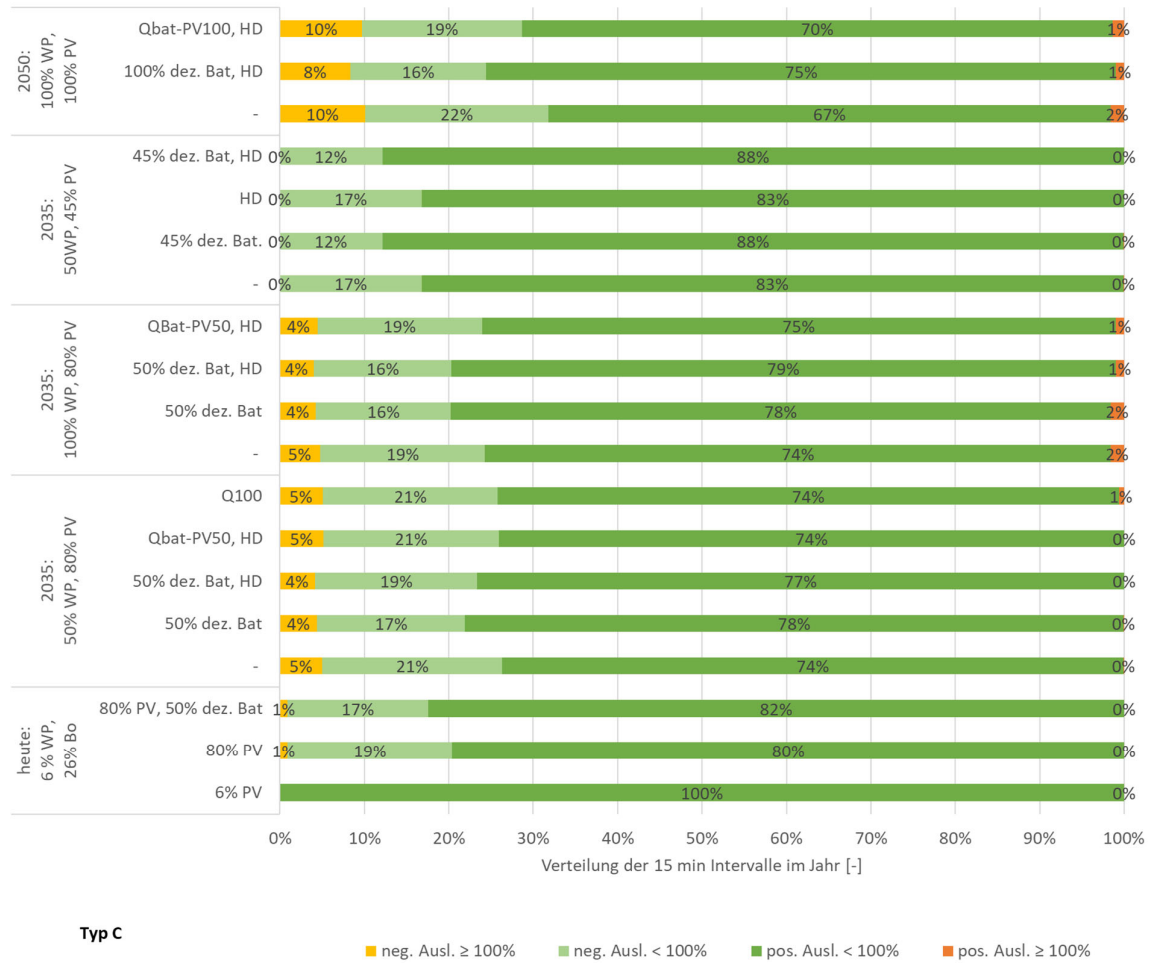


Bild 23 Übersicht Auslastung Trafostation Typ C (15 min Werte).

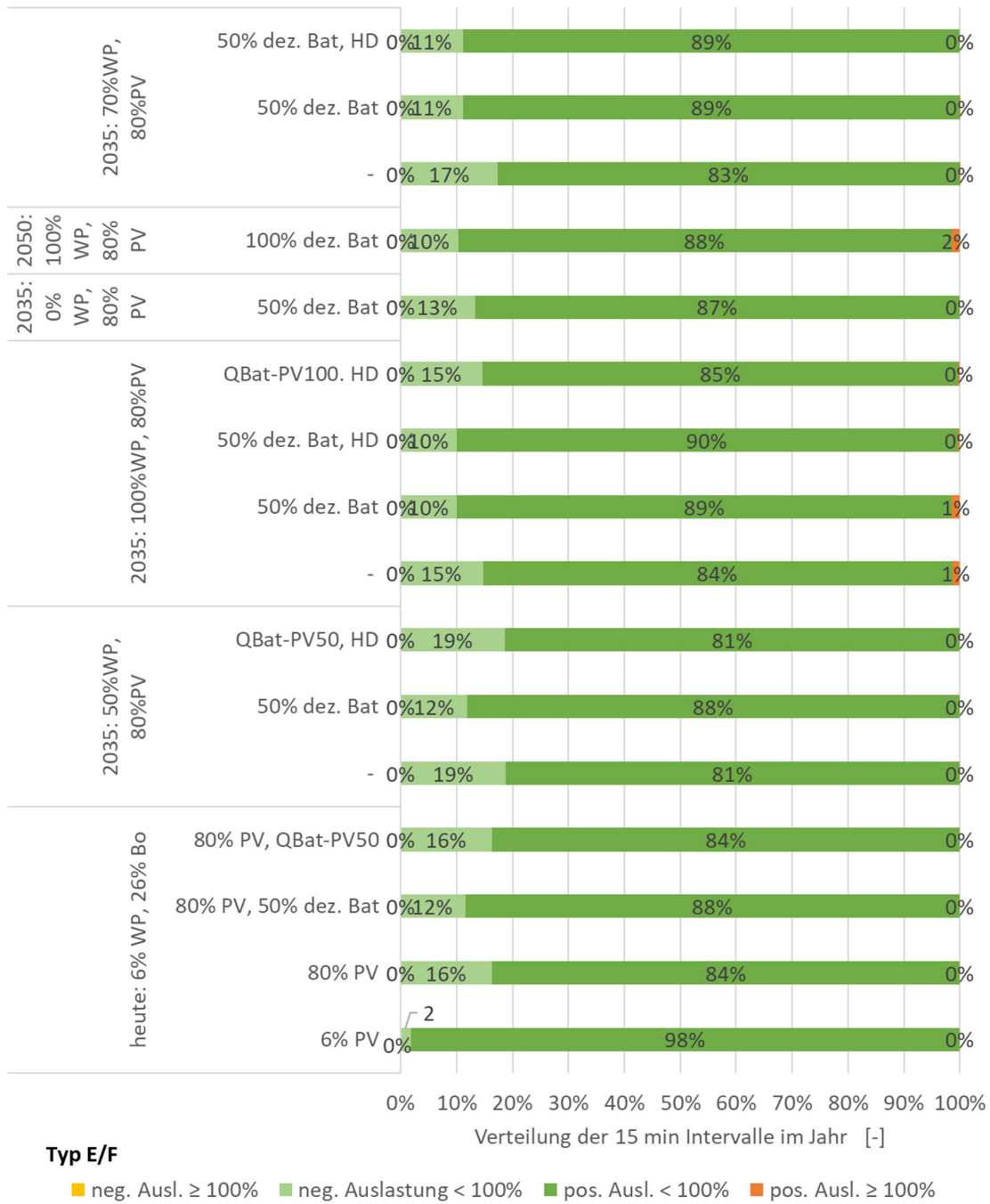


Bild 24 Übersicht Auslastung Trafostation Typ E/F (15 min Werte).

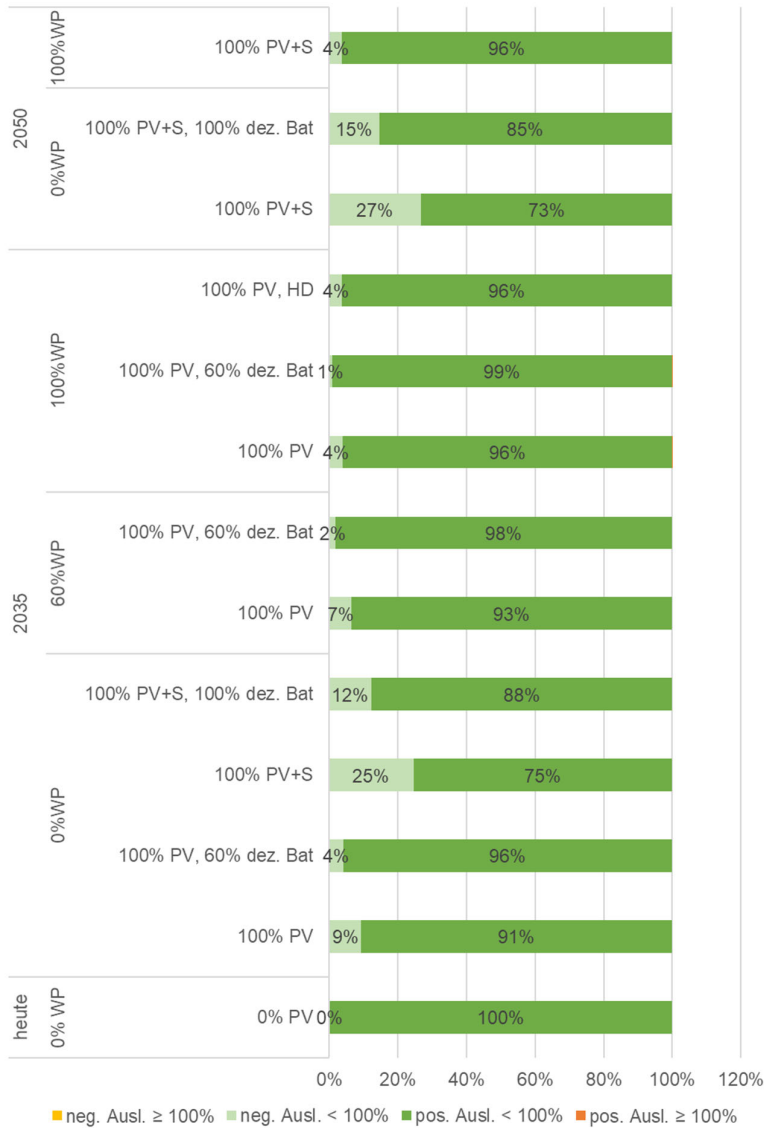


Bild 25 Übersicht Auslastung Trafostation Typ G (15 min Werte).