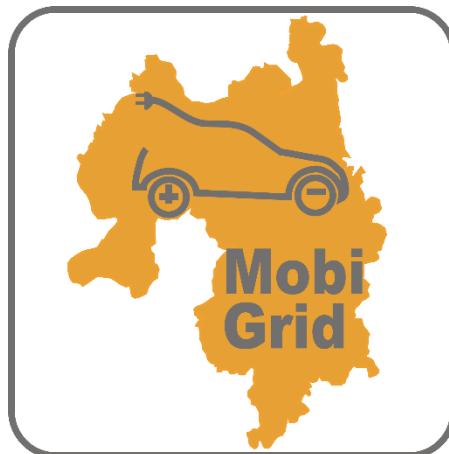




„MobiGrid“ - Integration von Elektromobilität in die Verteilnetze durch Nutzung dezentraler Flexibilität

Abschlussbericht – Abschnitt I Projekthintergrund
Laufzeit 01.09.2020 – 30.04.2024

Zuwendungsempfänger

Organisation	Förderkennzeichen	Ansprechpartner	E-Mail
e-netz Südhessen AG ^{*)}	03EI4016B	Petermann, David	david.petermann@e-netz-suedhessen.de
htw saar	03EI4016D	Igel, Michael	michael.igel@htwsaar.de
Fraunhofer IESE	03EI4016C	Laxman, Nishanth	nishanth.laxman@iese.fraunhofer.de

^{*)} Gesamtprojektleitung

Gefördert durch:



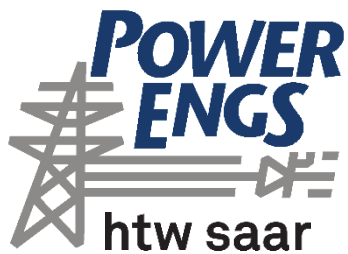
aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Liste der Autoren

Name	Organisation	E-Mail
Petermann, David	e-netz-Südhessen AG	david.petermann@e-netz-suedhessen.de
Hein, Christian	e-netz Südhessen AG	christian.hein@e-netz-suedhessen.de
Büchau, Nicole	e-netz Südhessen AG	nicole.buechau@netz-suedhessen.de
Lerchl-Mitsch, Kerstin	e-netz Südhessen AG	kerstin.lerchl-mitsch@e-netz-suedhessen.de
Chesi, Kirstin	e-netz Südhessen AG	kirstin.chesi@e-netz-suedhessen.de
Igel, Michael	htw saar	michael.igel@htwsaar.de
Simon, Lucas	htw saar	lucas.simon@htwsaar.de
Spies, Vanessa	htw saar	vanessa.spies@htwsaar.de
Laxman, Nishanth	Fraunhofer IESE	nishanth.laxman@iese.fraunhofer.de
Wolschke, Christian	Fraunhofer IESE	christian.wolschke@iese.fraunhofer.de

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.



Konsortialführer

e-netz Südhessen AG

David Petermann, MBA
Christian Hein, M. Sc.
Nicole Büchau
Kirstin Chesi
Kerstin Lerchl-Mitsch

Dornheimer Weg 24
64293 Darmstadt

Partner

Institut für Elektrische Energiesysteme der htw saar

Vanessa Spies, M. Sc.
Lucas Simon, M. Sc.
Björn Schaaf, M. Sc.
Prof. Dr.-Ing. Michael Igel

Goebenstraße 40
66117 Saarbrücken

Fraunhofer IESE

Nishanth Laxman,
Christian Wolschke

Fraunhofer-Platz 1
67663 Kaiserslautern

Unterauftragnehmer

StoREgio GmbH

Dr. Peter Eckerle

Donnersbergweg 1
67059 Ludwigshafen

Kurzfassung

Die Zusammenfassung soll kurz und bündig einen Überblick über

- den theoretischen Hintergrund
- die angewandte Methode
- die wichtigsten Ergebnisse und
- die wesentlichsten Schlussfolgerungen geben.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	4
Inhaltsverzeichnis	5
Glossar	8
Abbildungsverzeichnis	10
Tabellenverzeichnis	16
Abkürzungsverzeichnis.....	19
I. Projekthintergrund.....	21
1 Einleitung.....	21
1.1 Zielsetzung.....	21
1.2 Stand der Wissenschaft und Technik.....	23
1.3 Planung und Ablauf des Projekts	24
Mitarbeitende Projektpartner je Abschnitt.....	27
II Projektbeschreibung	28
1.1 Prozesslandkarte	28
1.2 Operativer Prozess – Prozessschritte und Teilsysteme	32
1.3 Zusammenwirken der Teilsysteme	46
2 Verfahren zur Planung des Einsatzes von Flexibilitäten.....	73
2.1 Prognosemodelle.....	73
2.2 Flexibilitätpotenziale und Einsatzsteuerung.....	130
2.3 Bestimmung von Flexibilitätsbedarf im Rahmen der Einsatzplanung.....	147
3 BaSyx als Systemarchitektur	192
3.1 Bestandsaufnahme bestehender Anlagen.....	192
3.2 Anforderungsanalyse an die BaSyx Middleware.....	206
3.3 Implementierung der Anforderungen der BaSyx Middleware.....	206
3.4 BaSyx Performanzanalysen	213
3.5 Resilienz-Analysen mit SafeTBox	225
3.6 Qualitative Bewertung von BaSyx als Middleware im Energiesektor	229
4 Szenariomethodik im Feldtestgebiet	231
4.1 Das Feldtestgebiet	231
4.2 Base Case – Aktuelle Gegenwart	233
4.3 Szenario 1 – Ausbau E-Mobilität.....	234
4.4 Szenario 2 – Ausbau E-Mobilität mit Marktsignalen.....	236

4.5	Szenario 3 – Ausbau E-Mobilität und PV	237
4.6	Szenario 4 – Ausbau Szenario PV	238
4.7	Szenario 5 – Zukunftsszenario Energiewende 2040	239
Mitarbeitende Projektpartner je Abschnitt.....		240
III.	Projektergebnisse	241
1	Flexibilitätsbedarf im betrachteten Feldtestgebiet	241
1.1	Auswertung der Szenarien.....	241
1.2	Alternative Optionen zur Vermeidung der auftretenden Netzeengpässe.....	273
2	Abschätzung der Unschärfe d. Verfahrens zur Berechnung der Flexibilitätsbedarfe .	280
3	Netzschutzkonzept im Feldtestgebiet	284
3.1	Analyse des Netzschutzkonzeptes im Feldtestgebiet	284
3.2	Bewertung des Netzschutzkonzeptes für Szenario 2.....	286
4	Nutzerverhalten von E-Mobilität in 0,4kV-Netzen.....	297
4.1	Wahrscheinlichkeitsbäume zur Definition der Ladeprofile.....	298
4.2	Zuweisung der probabilistischen Ladeprofile zu Ladestationen	301
4.3	Zeitliche Form der probabilistischen Ladeprofile	301
4.4	Ergebnisse der Anwendung probabilistischer Ladeprofile	302
5	Fazit, Empfehlungen, Schlussfolgerungen	305
6	Ausblick.....	308
Mitarbeitende Projektpartner je Abschnitt.....		312
IV	Ergänzungen für den Projektträger.....	313
1	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde.....	313
2	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	314
3	Verwendung der Zuwendung	314
4	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit.....	314
5	Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans	314
6	Ansätze, die nicht weiterverfolgt wurden	315
6.1	Flexibilitätsranking.....	315
7	Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises	316
8	Fortschritte Anderer auf dem Gebiet des Vorhabens	316
9	Veröffentlichungen und Öffentlichkeitsarbeit.....	316
9.1	Publikationen/Veröffentlichungen	316
9.2	Präsentationen	318
9.3	Microsite.....	319

9.4	Projektfilm	322
9.5	Veranstaltung: Vorstellung Forschungsprojekt „MobiGrid“	324
Literaturverzeichnis		327

Begriff	Beschreibung
Netzzustand	Der Zustand in dem sich das Stromnetz zu einem bestimmten Zeitpunkt befindet. Im Zusammenhang mit Stromnetzsimulationen versteht man unter dem Netzzustand die Gesamtheit aller physikalischen Größen, die den Zustand der einzelnen Netzbetriebsmittel beschreiben.
Flexibilität	Die Möglichkeit (auch: Anlagen mit der Möglichkeit), dem Energiesystem auf Anforderung eine Leistungsänderung zu einem definierten Zeitpunkt, an einem definierten Ort zur Verfügung stellen zu können [1].
Sensitivität	Beschreibt die physikalische Wirksamkeit, mit der sich die Änderung einer Betriebsgröße auf eine andere Betriebsgröße bemerkbar macht.
Flexibilitätsbedarf	Die bedarfsgerechte, bzw. notwendige netzorientierte Leistungsänderung gegenüber dem Fahrplan der technischen Anlagen mit dem Ziel, das Energiesystem in einem zulässigen Zustand zu betreiben oder es in einen Solchen zurückzuführen.
Flexibilitätspotential	Technisch realisierbare Leistungsänderung gegenüber dem Fahrplan der technischen Anlage; mögliches Volumen, der zur Verfügung stehenden Flexibilität [1].
Netzengpass	Ein Netzengpass liegt vor, wenn die Versorgungssicherheit für die Erfüllung der Versorgungsaufgabe durch den zuständigen Netzbetreiber aufgrund einer aktuellen oder erwarteten Überlastungssituation des Netzes nicht gewährleistet werden kann.
Netzengpassmanagement	Innerhalb der Netzbetriebsführung getroffene Maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen
Netzorientierte Steuerung Netzorientierter Flexibilitätseinsatz	Im Kontext des Projekts MobiGrid: Die Anpassung der Wirkleistung von einer oder mehreren Flexibilitäten zur Vermeidung von Netzengpässen.
Flexibilitätsfahrplan Flexibilitätslösung	Die Gesamtheit aller umzusetzenden Wirkleistungsanpassungen an Flexibilitäten innerhalb des Prognosezeitraumes, die zum Ziel haben unzulässige Betriebszustände im betrachteten Stromnetz zu verhindern.
Residuallast	Die Differenz zwischen der Gesamtnachfrage nach elektrischer Energie und der Menge an elektrischer Energie, die durch nicht-

steuerbare erneuerbare Kraftwerke sowie durch Grundlastkraftwerke bereitgestellt wird.

Zeitintervall

Unter einem Zeitintervall wird im Projektkontext das in der Energiewirtschaft und -technik übliche 15min-Zeitintervall verstanden.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung I-1:	Arbeitsplanung im Projekt – Arbeitspakete AP1 bis AP7.....	24
Abbildung II-1:	Prozesslandkarte ohne BaSyx	29
Abbildung II-2:	Prozesslandkarte mit BaSyx	30
Abbildung II-3:	Perspektivische Weiterentwicklung der Systemlandschaft von „MobiGrid“ mit BaSyx.....	31
Abbildung II-4:	Teilsystem Flexmanager - Erstellung der Prognosefahrpläne & monetäre Bewertung	32
Abbildung II-5:	Teilsystem Netzberechnung – Ermittlung von Flexibilitätslösungen in der Prozesslandkarte.....	42
Abbildung II-6:	Beispielhafte Beschreibung einer Netztopologie.....	42
Abbildung II-7:	Eingangs- und Ausgangsdaten im Teilsystem Netzberechnung – Ermittlung von Flexibilitätslösungen	44
Abbildung II-8:	Konzept der Schnittstellenspezifikation im JSON-Format nach dem ECMA-404 Standard	47
Abbildung II-9:	Cloud-Konzept zur Übertragung von Informationen	70
Abbildung II-10:	Übersicht zum Informationsaustausch zwischen den Softwaresystemen	71
Abbildung II-11:	Schematische Darstellung der verschiedenen Prosumern.....	74
Abbildung II-12:	Schematische Darstellung des Niederspannungs-Netzes	76
Abbildung II-13:	Plan Baugebiet „Am Umstädter Bruch“, Groß-Umstadt (Aufbau der Ladepunkte).....	78
Abbildung II-14:	Produktblatt Alfen-Wallboxen „Eve Single Pro line“.....	79
Abbildung II-15:	Technisches Datenblatt Alfen-Wallbox Eve Single Pro-line.....	79
Abbildung II-16:	Zwei Ladestationen (Wallboxen) und Baustromzähler im Georg-Eidmann-Weg	80
Abbildung II-17:	Verkehrsschild „Laden mit Zeitbeschränkung“	81
Abbildung II-18:	Planzeichnung Installation Ladesäule Quartierspeicher (Wilhelm-Voltz-Weg).....	81
Abbildung II-19:	Ladestation Wilhelm-Voltz-Weg (Links die Trafostation, im Hintergrund der Quartierspeicher).....	82
Abbildung II-20:	Ladesäule mit „Fair Share“ Funktion	83
Abbildung II-21:	VW ID 3 Performance	84
Abbildung II-22:	Branding ENTEGA AG - Design	84
Abbildung II-23:	Führerscheinvalidierung (Eigene Darstellung)	85
Abbildung II-24:	Kraftfahrzeug-Mietvertrag (Eigene Darstellung)	86
Abbildung II-25:	„moqo“ Buchungskalender (Eigene Darstellung)	86
Abbildung II-26:	Anleitung Registrierung Führerschein und ENTEGA APP (Eigene Darstellung).....	87
Abbildung II-27:	Anleitung zum Öffnen und Schließen des E-Fahrzeugs via APP (Eigene Darstellung)	87
Abbildung II-28:	Allgemeine Informationen zum E-Fahrzeug (Eigene Darstellung)	88
Abbildung II-29:	QR-Codes Stromtankstellenfinder (Eigene Darstellung)	88
Abbildung II-30:	E-Mailkontakt Endkunde (Eigene Darstellung)	89
Abbildung II-31:	Ladestationen der ENTEGA Plus GmbH (Eigene Darstellung)	91
Abbildung II-32:	Durchschnittliche Buchungsmenge pro Gemeinde (Eigene Darstellung)	92
Abbildung II-33:	Anzahl der Buchungen von aktiven Nutzern (Eigene Darstellung)	92

Abbildung II-34:	Prognosemodell des Carsharingladeparks (Eigene Darstellung e-netz Süd Hessen AG)	93
Abbildung II-35:	Ladepark am Grosso (Eigene Darstellung: e-netz Süd Hessen AG)	94
Abbildung II-36:	Schnelllader am Ladepark (Eigene Darstellung: e-netz Süd Hessen AG)	94
Abbildung II-37:	Darstellung Standort Ladepark im städtischen Bereich (Eigene Darstellung: e-netz Süd Hessen AG)	95
Abbildung II-38:	Anzahl der Ladevorgänge pro Tag und Wochentag (Eigene Darstellung)	96
Abbildung II-39:	Ladeprozess in Abhängigkeit von Startzeitpunkt (Eigene Darstellung)	96
Abbildung II-40:	Anzahl der Ladevorgänge der unterschiedlichen Ladeäulen pro Monat (Eigene Darstellung: e-netz Süd Hessen AG)	97
Abbildung II-41:	Ladekurven DC (Eigene Darstellung)	97
Abbildung II-42:	Ladekurven AC (Eigene Darstellung)	98
Abbildung II-43:	Kumulierte Wahrscheinlichkeitsverteilung der Aufladevorgänge nach Uhrzeiten (Eigene Darstellung: e-netz Süd Hessen AG)	98
Abbildung II-44:	Fokuszeitraum März (Eigene Darstellung)	99
Abbildung II-45:	Prognosemodell Evaluationszeitraum (Eigene Darstellung)	99
Abbildung II-46:	Ladeverhalten an den Wallboxen (Evaluationszeitraum: 09.09.2021 – 31.03.2022) – Darstellung: e-netz Süd Hessen AG.....	100
Abbildung II-47:	Ankopplungszeiten und Ladeenergie der Ladekarten und Wallboxen (Eigene Darstellung: e-netz Süd Hessen AG)	100
Abbildung II-48:	Zu welchem Zeitpunkt rechnen Sie damit, das Fahrzeug nach einer Fahrt an Ihre heimische Wallbox anzuschließen? (3c) - Darstellung: e-netz Süd Hessen AG	101
Abbildung II-49:	Ankopplungszeiten und Ladeleistungen der Ladekarten sowie Wallboxen (Eigene Darstellung: e-netz Süd Hessen AG)	102
Abbildung II-50:	Aufladevorgänge abhängig von Uhrzeit und Wochentag (Eigene Darst. e-netz Süd Hessen AG)	103
Abbildung II-51:	Ladeenergie und Ladedauer der Ladesäulenteststellungen (Eigene Darst.: e-netz Süd Hessen AG)	104
Abbildung II-52:	Nutzungsverhalten der Ladesäulen (Eigene Darstellung: e-netz Süd Hessen AG)	105
Abbildung II-53:	Lastprofil anhand von Vergleichstagesverfahren (Eigene Darstellung: e-netz Süd Hessen AG)	106
Abbildung II-54:	Grafik Anzahl begonnener Fahrten aller Projektteilnehmer (Eigene Darstellung: e-netz Süd Hessen AG)	109
Abbildung II-55:	Mittlerer Anteil der Langstrecken und ortsübergreifender Fahrten aller aktiven Nutzer (Eigene Darstellung: e-netz Süd Hessen AG)	109
Abbildung II-56:	Workshopfrage zur Produktpriorisierung (Eigene Darstellung).....	111
Abbildung II-57:	Workshopantworten - Empfänglichkeit bidirektionales Laden.....	112
Abbildung II-58:	Workshopantworten - Automatisierungsgrad Steuerbarkeit der Infrastruktur	112
Abbildung II-59:	Workshopantworten - Bereitschaft netzdienliches Steuern	113
Abbildung II-60:	Workshopantworten - Bereitschaft Vertragskonstrukt netzdienliches Steuern I	113
Abbildung II-61:	Bereitschaft Vertragskonstrukt netzdienliches Steuern II	113
Abbildung II-62:	Bereitschaft Vertragskonstrukt netzdienliches Steuern III	114
Abbildung II-63:	Reallabor - Solarsiedlung Groß-Umstadt (Eigene Darstellung)	115
Abbildung II-64:	Messkonzept und Messinfrastruktur Haushalte (Eigene Darstellung)	116

Abbildung II-65:	Messung Evaluationszeitraum Lufttemperatur (Eigene Darstellung).....	117
Abbildung II-66:	Lastprofilveränderung Haushalte (Eigene Darstellung).....	118
Abbildung II-67:	Lastprofile Einfluss Wochentage (Eigene Darstellung)	120
Abbildung II-68:	Lastprofile Haushalte mit dimmbaren Verbrauchern und Erzeugern I (Eigene Darstellung).....	121
Abbildung II-69:	Lastprofile Haushalte mit dimmbaren Verbrauchern und Erzeugern II	121
Abbildung II-70:	Lastprofile Haushalte mit dimmbaren Verbrauchern und Erzeugern III (Eigene Darstellung).....	123
Abbildung II-71:	Lastprofile Haushalte mit dimmbaren Verbrauchern und Erzeugern IV (Eigene Darstellung).....	124
Abbildung II-72:	Netzlabor mit Quartierspeicher im Baugebiet „Am Umstädter Bruch“ (Eigene Darstellung).....	126
Abbildung II-73:	Globalstrahlungsprognose (Eigene Darstellung).....	127
Abbildung II-74:	Berechnung Prognose PV Haushalt (Eigene Darstellung).....	127
Abbildung II-75:	Heimspeicher eines Probanden (Darstellung: e-netz Südhessen AG)	128
Abbildung II-76:	Quartierspeicher Wohngebiet (Eigene Darstellung)	130
Abbildung II-77:	Steuerinfrastruktur beim Endverbraucher (Eigene Darstellung)	133
Abbildung II-78:	Historische Rollen des Verteilnetzbetreibers.....	135
Abbildung II-79:	Gesetzlicher Rolloutplan BMWK.....	136
Abbildung II-80:	VDE-Ampelmodell.....	138
Abbildung II-81:	Schaubild Klassische Regelung bei Netzproblemen.....	139
Abbildung II-82:	Schaubild direkte Steuerung durch VNB nach §14a EnWG.....	140
Abbildung II-83:	Schaubild Maximalleistungsvorgabe durch VNB nach §14a EnWG.....	140
Abbildung II-84:	Schaubild Marktparallele Steuerung durch VNB nach §14c EnWG	142
Abbildung II-85:	Schaubild Marktliche Kontrahierung von Flexibilitätsprofilen nach §14c EnWG.....	142
Abbildung II-86:	PESTEL-Analyse zum netzdienlichen Flexibilitätseinsatz	144
Abbildung II-87:	Lösungsalgorithmus zur Ermittlung von Flexibilitätslösungen	158
Abbildung II-88:	Eingangs- und Ausgangsdateien des Verfahrens Prognose mit Flexibilitäten.....	159
Abbildung II-89:	Schritt 4) des Lösungsalgorithmus – Grundablauf zur Berechnung des Flexibilitätseinsatzes.....	164
Abbildung II-90:	Teilprozesse 4.1 und 4.3 des Lösungsalgorithmus - Behebung von Grenzwertverletzungen nach festgelegter Prioritätsreihenfolge	165
Abbildung II-91:	Sollwertberechnung der Fahrpläne _FLEXFP1 bis _FLEXFP4 mit absteigenden Sensitivitäten	170
Abbildung II-92:	Sollwertberechnung Fahrplan _FLEXFP5: gleichmäßige Leistungsanpassung an allen Netzknoten.....	173
Abbildung II-93:	Lastverschiebung eines E-Fahrzeugs nach Leistungsreduktion	177
Abbildung II-94:	Lastverschiebung einer Wärmepumpe nach Leistungserhöhung.....	184
Abbildung II-95:	Elektrisches Abbild des Feldtestgebietes.	188
Abbildung II-96:	Flexibilitätseinsatz und Lastverschiebung an einem Prinzip-Beispiel	191
Abbildung II-97:	Einsatzmöglichkeiten von BaSys 4.0 im Rahmen des „MobiGrid“-Projekts	193
Abbildung II-98:	AAS structure	202

Abbildung II-99:	Netz AAS	203
Abbildung II-100:	Netzdienstleistung AAS	203
Abbildung II-101:	htw saar Service-Untermmodell	204
Abbildung II-102:	Messgeräte AASX.....	205
Abbildung II-103:	Web-UI zur Ansicht und Bedienung der Digitalen Zwillinge im Verteilnetz	207
Abbildung II-104:	Web-UI zur Bedienung der Netzberechnung und Flexibilitätsermittlung über die Digitalen Zwillinge.....	208
Abbildung II-105:	Demo-Architektur	209
Abbildung II-106:	Startseite der Web-Benutzeroberfläche	209
Abbildung II-107:	Einfache AAS-Navigation I	210
Abbildung II-108:	Einfache AAS-Navigation II	210
Abbildung II-109:	Das Eigenschafts-Submodel-Element in der Benutzeroberfläche	210
Abbildung II-110:	htw saar services	211
Abbildung II-111:	htw saar services	211
Abbildung II-112:	OpenStreetMap integration (siehe: https://www.openstreetmap.org/copyright)	211
Abbildung II-113:	Data analysis mock page	212
Abbildung II-114:	IT-Systeme und Interaktionen.....	214
Abbildung II-115:	Performance Analyse Tool UI.....	214
Abbildung II-116:	Antwortzeiten Basyx Registry	216
Abbildung II-117:	IKT-Systemarchitektur	217
Abbildung II-118:	Sequenz einer Datenanfrage mit Datennutzungskontrolle.....	223
Abbildung II-119:	Option 1 Datennutzungskontrolle mit MYDATA-Technologie	223
Abbildung II-120:	Option 2 Datennutzungskontrolle mit MYDATA-Technologie	224
Abbildung II-121:	Option 3 Datennutzungskontrolle mit MYDATA-Technologie	224
Abbildung II-122:	Option 4 Datennutzungskontrolle mit MYDATA-Technologie	225
Abbildung II-123:	Option 5 Datennutzungskontrolle mit MYDATA-Technologie	225
Abbildung II-124:	Das Systemarchitekturmodell der Prozesslandkarte	228
Abbildung II-125:	Fehlermodell der Prozesslandkarte mit Resilienzbeachtung	229
Abbildung II-126:	Stromnetz Feldtestgebiet – Darstellung im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner	232
Abbildung II-127:	Darstellung Feldtestgebiet mit Ergebnissen einer Lastflussberechnung.....	233
Abbildung II-128:	Darstellung „Base Case“	233
Abbildung II-129:	Szenarionzusammensetzung - Szenario 1	235
Abbildung II-130:	Szenarionzusammensetzung - Szenario 2	236
Abbildung II-131:	Szenarionzusammensetzung - Szenario 3	237
Abbildung II-132:	Szenarionzusammensetzung - Szenario 4	238
Abbildung II-133:	Szenarionzusammensetzung - Szenario 5	239
Abbildung III-1:	Prinzipieller Aufbau eines Boxplot – Median, Quartile, Whisker und Ausreißer	244
Abbildung III-2:	Flexibilitätseinsatz und Netzengpass-Verlagerung am Beispiel eines E-Fahrzeug-Ladevorgangs	245

Abbildung III-3:	Größte auftretende Stromauslastung an Tagen mit Netzengpass - Januar und Juli - Szenario 1	250
Abbildung III-4:	Kleinste auftretende Spannung an Tagen mit Netzengpass - Januar und Juli - Szenario 1	251
Abbildung III-5:	Tägliche Flexibilitätsenergie - Januar und Juli - Szenario 1	252
Abbildung III-6:	Anzahl täglich eingesetzter Flexibilitäten - Januar und Juli - Szenario 1	254
Abbildung III-7:	Tägliche Dauer des Flexibilitätseinsatzes - Januar und Juli - Szenario 1	255
Abbildung III-8:	Maximal abgerufene Flexibilitätsleistung in einem 15-Minuten-Intervall - Januar und Juli - Szenario 1	256
Abbildung III-9:	Zeitpunkt Marktsignale Szenario 2 Wallboxen Januar 2023	258
Abbildung III-10:	Zeitpunkt Marktsignale Szenario 2 Wallboxen Juli 2024	258
Abbildung III-11:	Gegenüberstellung der Szenarien - größte tägliche Stromauslastung	266
Abbildung III-12:	Gegenüberstellung der Szenarien - kleinste tägliche Spannung	267
Abbildung III-13:	Gegenüberstellung der Szenarien - tägliche Flexibilitätsenergie	269
Abbildung III-14:	Gegenüberstellung der Szenarien - Anzahl täglich eingesetzter Flexibilitäten	270
Abbildung III-15:	Gegenüberstellung der Szenarien - tägliche Dauer des Flexibilitätseinsatzes	271
Abbildung III-16:	Gegenüberstellung der Szenarien - maximal abgerufene Flexibilitätsleistung in einem 15-Minuten-Intervall	272
Abbildung III-17:	Kleinste täglich auftretende Knotenspannung - E-Fahrzeug-Ladevorgänge im übererregten Betrieb	278
Abbildung III-18:	Größte täglich auftretende Stromauslastung - E-Fahrzeug-Ladevorgänge im übererregten Betrieb	279
Abbildung III-19:	Flexibilitätsenergie pro Tag - E-Fahrzeug-Ladevorgänge im übererregten Betrieb	280
Abbildung III-20:	bezogene Messabweichung der komplexen Zweigströme, gegliedert nach diskreten Flexibilitätsbedarfen	282
Abbildung III-21:	Bezogene Messabweichung der Knotenspannungen nach diskreten Flexibilitätsbedarfen	283
Abbildung III-22:	Integration der Netzschutzanalyse in die Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs	286
Abbildung III-23:	Niederspannungsnetz des Feldtestgebietes mit Schutzorganen im Kurzschlussbetrieb	287
Abbildung III-24:	Ausschnitt aus dem Feldtestgebiet mit Schutzorganen im Kurzschlussbetrieb	288
Abbildung III-25:	Darstellung des Auslöseverhaltens einer Sicherung im Kennliniendiagramm (Beispiel)	288
Abbildung III-26:	Zwei Beispielzweige des resultierenden Wahrscheinlichkeitsbaumes [11]	299
Abbildung III-27:	Kennlinie des probabilistischen Ladeprofils 8 [11]	302
Abbildung III-28:	Maximale Stromauslastung von Leitungen, Szenario Werktag [11]	303
Abbildung III-29:	Minimale Leiter-Erd-Spannung, Szenario Werktag [11]	304
Abbildung IV-1:	Microsite „MobiGrid“	319
Abbildung IV-2:	Startseite Microsite „MobiGrid“	320
Abbildung IV-3:	Presseartikel Microsite „MobiGrid“	321
Abbildung IV-4:	Projektfilm „MobiGrid“	322
Abbildung IV-5:	Dreharbeiten zum Film MobiGrid bei ENTEGA AG (Projektsitzung MobiGrid)	323
Abbildung IV-6/7:	Dreharbeiten im Baugebiet „Am Umstädter Bruch“	324
Abbildung IV-8:	Pressemeldung Veranstaltung „Am Umstädter Bruch“, Vorstellung Forschungsprojekt	325

Abbildung IV-9:	Ladesäule im Baugebiet „Am Umstädter Bruch“ und Vortrag bei der Veranstaltung „MobiGrid“	325
Abbildung IV-10:	Veranstaltung „MobiGrid“ im Baugebiet „Am Umstädter Bruch“	326
Abbildung IV-11:	Übergabe der E-Fahrzeuge an die ersten Haushalte	326

Tabellenverzeichnis

Tabelle II-1:	Bezeichnung JSON-Elemente	48
Tabelle II-2:	Bezeichner zur Definition der angegebenen Größen in den JSON-Dateien	51
Tabelle II-3:	Aufbau des Dateiheaders der JSON-Dateien	52
Tabelle II-4:	Bezeichner der JSON-Elemente des Dateiheaders	52
Tabelle II-5:	Aufbau der JSON-Prognosedatei	53
Tabelle II-6:	Aufbau der JSON-Flexibilitätpotentialdatei	56
Tabelle II-7:	Aufbau der JSON-Fahrplandatei	59
Tabelle II-8:	Strom- und Spannungsüberwachung: Betriebsmittel mit Grenzwertverletzungen	61
Tabelle II-9:	Kleinste Spannung, größte Spannung (Prognose mit Lastverschiebung)	61
Tabelle II-10:	Geplanter Flexibilitätseinsatz	62
Tabelle II-11:	Flexibilitätseinsatz unterschieden in Leistungsreduktion (-) und Leistungserhöhung (+)	63
Tabelle II-12:	Maximal auftretende Wirkleistungsänderung	64
Tabelle II-13:	Flexibilitätseinsatz mit Leistungsreduktion (-) im Verbraucherzählpeilsystem	64
Tabelle II-14:	Flexibilitäten im Netz	65
Tabelle II-15:	REST-API unterstützte Request	72
Tabelle II-16:	Beschreibung verschiedener Verfahren zur Energieverbrauchsprognose	76
Tabelle II-17:	Priorität Ladekriterien	111
Tabelle II-18:	Energieverbrauch für Lastflussberechnung „MobiGrid“ (Eigene Darstellung)	125
Tabelle II-19:	Betrachtete Flex-Optionen im Niederspannungsnetz nach ihrer jeweiligen Kategorie	131
Tabelle II-20:	Tabelle Lastverschiebung in verschiedenen Zeitabschnitten	133
Tabelle II-21:	Relevanz der einzelnen Maßnahmen und Kriterien für die Entscheidung zur Flex-Bereitstellung	146
Tabelle II-22:	Anlagentypen	167
Tabelle II-23:	Sollwertberechnung bis Einsatz-Nr. 4	169
Tabelle II-24:	Sollwertberechnung Einsatz-Nr. 5	169
Tabelle II-25:	Sollbewertung bis Einsatz-Nr. 3	171
Tabelle II-26:	Sollbewertung Einsatz-Nr. 4	171
Tabelle II-27:	Sollbewertung Einsatz-Nr. 5	171
Tabelle II-28:	Einsatzreihenfolge zu Fahrplan 5	172
Tabelle II-29:	Geplanter Flexibilitätseinsatz _FLEXFP3 für das 15-Minuten-Intervall 17:45 – 18:00	185
Tabelle II-30:	Ausschnitt aus dem Flexibilitätssfahrplan _FLEXFP3 für das 15-Minuten-Intervall 17:45 – 18:00	186
Tabelle II-31:	Ausschnitt der Zweigstromsensitivitätsmatrix für das Feldtest-Beispiel	186
Tabelle II-32:	Geplanter Flexibilitätseinsatz	189
Tabelle II-33:	Berechnung geplanter Flexibilitätseinsatz II	190
Tabelle II-34:	Berechnung geplanter Flexibilitätseinsatz III	190
Tabelle II-35:	Berechnung geplanter Flexibilitätseinsatz IV	191

Tabelle II-36:	Bei den AAS-Modellen berücksichtigte Gitterkomponenten	194
Tabelle II-37:	Erläuterung der Logischen Knoten gemäß IEC 61850 – 5	198
Tabelle II-38:	Liste potenzieller Angreifer (Teil 1/2)	219
Tabelle II-39:	Liste potenzieller Angreifer (Teil 2/2)	220
Tabelle II-40:	BaSyx Informations-Assets	221
Tabelle II-41:	BaSyx Funktions-Assets	221
Tabelle II-42:	BaSyx physikalische Assets	222
Tabelle III-1:	Grenzwerte für das Verfahren zur Planung des Einsatzes von Flexibilitäten	242
Tabelle III-2:	Von normativen Begriffen eingeschränkte Bezeichner	243
Tabelle III-3:	Ergebnisse Szenario Base Case - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz	247
Tabelle III-4:	Ergebnisse Szenario 1 - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz – Grenzwertverletzungen	248
Tabelle III-5:	Ergebnisse Szenario 1 - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz – Anzahl, Ursache, Flexibilitätseinsätze	249
Tabelle III-6:	Ergebnisse Szenario 2 - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz - Grenzwertverletzungen	257
Tabelle III-7:	Ergebnisse Szenario 2 - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz – Anzahl, Ursache, Flexibilitätseinsätze	257
Tabelle III-8:	Ergebnisse Szenario 3 - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz - Grenzwertverletzungen	260
Tabelle III-9:	Ergebnisse Szenario 3 - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz – Anzahl, Ursache, Flexibilitätseinsätze	260
Tabelle III-10:	Ergebnisse Szenario 4 - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz - Grenzwertverletzungen	262
Tabelle III-11:	Ergebnisse Szenario 5 - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz - Grenzwertverletzungen	263
Tabelle III-12:	Ergebnisse Szenario 5 - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz – Anzahl, Ursache, Flexibilitätseinsätze	264
Tabelle III-13:	Dargestellt sind Flexibilitätsbedarf, auf die Transformatorbemessungsscheinleistung bezogener Flexibilitätsbedarf und arithmetische Mittel der Messabweichung	283
Tabelle III-14:	Netzzustandsanalyse: Leitungen (ohne Flexibilitätseinsatz)	289
Tabelle III-15:	Ergebnisse Lastflussberechnung: Leitungen (ohne Flexibilitätseinsatz)	289
Tabelle III-16:	Häufigkeiten der maximalen Auslastung der Leitungen (ohne Flexibilitätseinsatz)	290
Tabelle III-17:	Maximale und minimale Leiter-Erd-Spannungen: Sammelschiene (ohne Flexibilitätseinsatz)	290
Tabelle III-18:	Maximale Auslastung: Transformator 2-Wicklung (ohne Flexibilitätseinsatz)	290
Tabelle III-19:	Zusammenfassung der Ergebnisse der Lastflussberechnungen im Prognosezeitraum (ohne Flexibilitätseinsatz)	291
Tabelle III-20:	Reaktionen von Schutzgeräten 22.01.2024 15:00 (ohne Flexibilitätseinsatz)	291
Tabelle III-21:	Reaktionen von Schutzgeräten 22.01.2024 15:15 (ohne Flexibilitätseinsatz)	292
Tabelle III-22:	Reaktionen von Schutzgeräten 22.01.2024 15:30 (ohne Flexibilitätseinsatz)	292
Tabelle III-23:	Reaktionen von Schutzgeräten 22.01.2024 15:45 (ohne Flexibilitätseinsatz)	293
Tabelle III-24:	Netzzustandsanalyse: Leitungen (mit Flexibilitätseinsatz)	294
Tabelle III-25:	Häufigkeiten der maximalen Auslastung der Leitungen (mit Flexibilitätseinsatz)	294
Tabelle III-26:	Maximale Auslastung: Transformator 2-Wicklung (mit Flexibilitätseinsatz)	294
Tabelle III-27:	Maximale und minimale Leiter-Erd-Spannungen: Sammelschiene (mit Flexibilitätseinsatz)	294

Tabelle III-28:	Zusammenfassung der Ergebnisse der Lastflussberechnungen im Prognosezeitraum (mit Flexibilitätseinsatz).....	295
Tabelle III-29:	Eintrittswahrscheinlichkeit der probabilistischen Ladeprofile, Szenario Werktag	299
Tabelle III-30:	Summenwahrscheinlichkeit der Ladeprofile, Szenario Werktag [11].....	301
Tabelle IV-1:	Übersicht der Veröffentlichungen	318

Abkürzungsverzeichnis

§6 AbLAV	<i>Verordnung zu abschaltbaren Lasten</i>
AC-Säulen.....	<i>Wechselstrom-Säule (Alternating Current)</i>
BDEW	<i>Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.</i>
BMWK.....	<i>Bundesministerium für Klima und Umweltschutz</i>
BNetzA	<i>Bundesnetzagentur</i>
BSI	<i>Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik</i>
bspw.	<i>beispielsweise</i>
bzw.	<i>beziehungsweise</i>
ca.	<i>circa</i>
d.h.....	<i>das heißt</i>
DC-Lader	<i>Gleichstrom-Lader (Direct Current)</i>
DSM	<i>Demand Side Management</i>
DSM-Messung.....	<i>Demand Side Management-Messung</i>
E-Fahrzeuge	<i>Elektro-Fahrzeuge</i>
EMS.....	<i>Energie-Management-System</i>
EnWG	<i>Energiewirtschaftsgesetz</i>
etc.....	<i>et cetera</i>
EV.....	<i>Electric Vehicle</i>
ggf.....	<i>gegebenenfalls</i>
ggfs.	<i>gegebenenfalls, gegebenenfalls</i>
GNDEW	<i>Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende</i>
GSM-Modem	<i>Global System for Mobile Communications-Modem</i>
IKT	<i>Informations- und Kommunikationstechnik</i>
iMSys	<i>intelligente Messsysteme</i>
kW.....	<i>Kilowatt</i>
kWh.....	<i>Kilowattstunde</i>
MW	<i>Megawatt</i>
NAP	<i>Netzanschlusspunkt</i>
NS-Netz.....	<i>Niederspannungs-Netz</i>
OCCP	<i>Open Charge Point Protocol</i>
PRL	<i>Primärregelleistung</i>

PV.....	<i>Photovoltaik</i>
PV-Anlagen	<i>Photovoltaik-Anlagen</i>
SiLKe.....	<i>sichere Lieferkette</i>
SLP	<i>Standardlastprofil</i>
SMGW.....	<i>Smart Meter Gateway</i>
u.a.	<i>unter anderem, unter anderem</i>
UMTS	<i>Universal Mobile Telecommunications System</i>
VDEW.....	<i>Verband der Elektizitätswirtschaft e.V.</i>
vgl.	<i>Vergleich</i>
VNB.....	<i>Verteilnetzbetreiber</i>
vs.....	<i>versus (gegenüber gestellt)</i>
XML.....	<i>Office Open XML file formats</i>
z.B.	<i>zum Beispiel</i>

I. Projekthintergrund

1 Einleitung

Um den Zielen des Pariser Klimaabkommens [1] Rechnung zu tragen, beschloss die Europäische Union im Rahmen des europäischen Klimagesetzes [2], bis 2050 Treibhausgasneutralität zu erreichen. Diese umfangreichen Maßnahmen umfassen die Umstellung des Energiesystems, das derzeit auf fossilen Brennstoffen basiert, hin zu einer klimafreundlichen Energieversorgung, die gemäß dem deutschen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) weiterhin zuverlässig und bezahlbar bleiben soll. Eine hohe Importabhängigkeit bei Energieträgern kann die Stabilität der Energieversorgung eines Landes gefährden und zu erheblichen Beeinträchtigungen eines Wirtschaftsstandorts führen. Ein widerstandsfähiges Energieversorgungssystem wird in Zukunft auf verschiedenen erneuerbaren Ressourcen und dezentraler Erzeugung basieren. Mit einem steigenden Anteil volatiler Energieerzeugung muss entweder der Energieverbrauch zeitlich stärker an die Energieverfügbarkeit angepasst werden oder es müssen Ausgleichsspeicherkapazitäten installiert werden. Hinzu kommt, zumindest in Deutschland, ein starkes regionales Ungleichgewicht zwischen Energieerzeugungspotenzial und Energiebedarf. Dies führt einerseits zu einem erheblichen Ausbaubedarf der Transportnetzkapazität. Gleichzeitig entsteht auch ein Ausbaubedarf auf Verteilnetzebene, da die steigende Erzeugungsleistung und die vor allem aufgrund der Sektorenkopplung zunehmende Last die Transportkapazität der Verteilnetze übersteigt.

Die Installation von Speicherkapazitäten wäre eine Möglichkeit, das System Stromversorgung ohne Steuerung oder gar Einschränkung des Verbrauchsverhaltens zu stabilisieren und den erforderlichen Stromnetzausbau zu begrenzen oder zumindest zeitlich zu strecken. In Ergänzung zu Speicherkapazitäten bietet die Nutzung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und Prozesse als Flexibilitätspotentiale die Möglichkeit, Erzeugung und Bedarf mit moderaten Investitionen und ohne Energieverluste durch Speicherung in Einklang zu bringen. Die Hebung ebendieser Flexibilitätspotenziale ist ein wichtiger Baustein der Energiewende.

1.1 Zielsetzung

Das Verbundvorhaben „*MobiGrid*“ untersuchte, ob und unter welchen Voraussetzungen die intelligente Nutzung dezentraler Flexibilitätsoptionen dazu beitragen kann, die Versorgungssicherheit der Stromversorgung bei stetig zunehmender Belastung der Betriebsmittel der Stromnetze zu gewährleisten und mögliche Netzengpässe oder Betriebsmittelüberlastungen prädictiv zu vermeiden.

Ein Netzengpass liegt vor, wenn die Versorgungssicherheit für die Erfüllung der Versorgungsaufgabe durch den zuständigen Netzbetreiber aufgrund einer aktuellen oder erwarteten Überlastungssituation des Netzes nicht gewährleistet werden kann. Die Beurteilungskriterien der Versorgungssicherheit im Bereich der Stromnetze sind u.a. eine Über- oder Unterschreitung eines technischen normativ definierten Grenzwertes durch die Spannungen und Ströme einer beliebigen Nennspannungsebene. Getroffene Maßnahmen innerhalb der Netzbetriebsführung zur Vermeidung von Netzengpässen werden als Netzengpassmanagement bezeichnet.

Die Untersuchungen im Verbundvorhaben beziehen sich auf Niederspannungsverteilstnetze. Im Vergleich zu Stromnetzen höherer Nennspannungsebenen gibt es in Niederspannungs-

verteilnetzen lediglich begrenzte Möglichkeiten für ein Netzengpassmanagement. Im Wesentlichen beschränken sich diese Möglichkeiten auf den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren, die Anpassung der Wirkleistung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, PV-Anlagen oder Batteriespeichern sowie den Bezug oder die Einspeisung von Blindleistung durch Umrichter gekoppelte Anlagen wie Ladestationen oder PV-Anlagen.

Im Fokus des Verbundvorhabens „*MobiGrid*“ (im Folgenden vereinfacht *Projekt* genannt) steht der Flexibilitätseinsatz mit Anpassung des Bezugs- und der Einspeisung von Wirkleistung als Maßnahme des Netzengpassmanagements. Auf die damit vorhandenen Flexibilitätspotentiale wird in Kapitel II2.2 näher eingegangen. Die Untersuchungen erfolgten beispielhaft in einem Feldtestgebiet der e-netz Süd Hessen AG. Das Feldtestgebiet ist ein Niederspannungsverteilnetz mit für Niederspannungsverteilnetze in Deutschland typischer Netztopologie und typischen Betriebsmitteln. Insofern hat das ausgewählte Feldtestgebiet den Charakter eines Referenznetzes und die im Verbundvorhaben erarbeiteten Erkenntnisse können auf andere Niederspannungsverteilnetze übertragen werden.

Als Flexibilitätsoptionen wurden im Projekt steuerbare Bezugsanlagen (Verbraucher) in Haushalten (z.B. Wärmepumpen, Wallboxen, Speicher) sowie im öffentlichen Raum (Ladestationen für E-Fahrzeuge, Quartierspeicher) einbezogen. Besondere Beachtung galt dabei der Steuerung des Ladeverhaltens von Ladestationen von E-Fahrzeugen, da diese aufgrund ihrer hohen Ladeleistung bei entsprechenden Gleichzeitigkeiten eine Überlastsituation verursachen können. Eine vorausschauende Vermeidung von Netzengpässen sollte prinzipiell auf den folgenden iterativ ablaufenden Prozessschritten aufbauen:

- Erstellung zeitlich rollierender Prognosen bzgl. der Wirkleistung für Einspeiseanlagen, Bezugsanlagen und Betriebsmittel
- Ausführung von Lastflussberechnungen zur Detektion von Netzengpässen im Stromnetz auf Basis der Prognosen
- Berechnungen möglicher Flexibilitätspotentiale und erforderlicher Flexibilitätsbeiträge von Bezugs- und Einspeiseanlagen und Zuordnung zu steuerbaren Anlagen
- Simulative Ansteuerung der entsprechenden Bezugs- und Einspeiseanlagen mit Lastflussberechnungen

Eine ausführliche Darstellung der hierzu ausgearbeiteten Prozesslandkarte erfolgt in Kapitel I1.1. Dabei erfolgten die Prognose- und Steuerungsprozessschritte im Teilsystem FlexManager, die Prozessschritte zur Berechnung des Netzzustands und erforderlicher Flexibilitätsbeiträge (Lastflussberechnungen) im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner¹ [3]. Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner diente im Projekt als Forschungs- und Entwicklungsplattform, um neue und innovative Modelle, Verfahren und Methoden zu konzeptionieren, zu entwickeln und in einer komfortablen Windows basierten Bedienoberfläche den Anwendern zur Verfügung zu stellen.

Eine weitere Zielsetzung des Projektes bestand in der Untersuchung und Bewertung von Einsatzmöglichkeiten einer Middleware zur Entflechtung der verschiedenen Teilsysteme in der Prozesskette. Als Middleware wurde die frei verfügbare Industrie-4.0-Middleware BaSyx² genutzt. Hierbei sollte insbesondere untersucht werden, ob das Konzept und der Einsatz *Digitaler Zwillinge*³ auf die Energiewirtschaft übertragen werden kann und welche Vorteile in Bezug auf

¹ Netzberechnungsprogramm ATPDesigner www.atpdesigner.de

² BaSyx ist eine Open-Source-Implementierung des Industriestandards für digitale Zwillinge der Plattform Industrie 4.0

³ Der Digitale Zwilling repräsentiert ein oder mehrere physische Objekte oder Systeme der realen Welt in der digitalen Welt

effizientere Datenverarbeitung, Skalierbarkeit und Interoperabilität insbesondere heterogener Teilsysteme im Vergleich zu einer herkömmlichen IKT-Struktur entstehen können.

Ein Havarie-Konzept im Sinne des während der Projektlaufzeit konkretisierten §14a EnWG⁴ war nicht Ziel des Projekts. Der Fokus des Projekts lag auf der Entwicklung und Bewertung technischer Maßnahmen eines präventiven Netzengpassmanagements in Niederspannungsverteilnetzen, insbesondere hinsichtlich der Integration von Elektromobilität. Mögliche Marktmodelle zum Anreiz eines netzdienlichen Verhaltens von Verbrauchern wurden nicht berücksichtigt. Perspektivisch interessant, aber im Vorhaben nicht untersucht, ist auch der mögliche Flexibilitätsbeitrag von bidirektional arbeitenden Ladestationen für E-Fahrzeuge.

1.2 Stand der Wissenschaft und Technik

Aus dem Bundesbericht Energieforschung 2022 des BMWK [4] geht hervor, dass es eine Vielzahl an Forschungsaktivitäten im Bereich der Energieversorgung gibt. Im Rahmen der SINTEG⁵-Schaufensters wurden fünf Großprojekte realisiert, deren Ergebnisberichte mittlerweile vorliegen. Nachfolgend werden einige Herausforderungen und Erfolgsfaktoren genannt, welche in den SINTEG-Schaufenstern herausgearbeitet und in „MobiGrid“ zum Teil berücksichtigt und zum Teil verifiziert wurden:

- Für die Erschließung von Flexibilitätspotentialen bedarf es einem beschleunigten Rollout intelligenter Messsysteme und der Standardisierung digitaler Schnittstellen (Sinteg executive Summary)
- Geschäftsmodelle für den wirtschaftlichen Einsatz von Flexibilitäten erfordern in vielen Fällen zusätzliche Anreize
- Maßnahmen, die zu mehr Datentransparenz und einer besseren Beobachtbarkeit in Verteilnetzen führen, müssen umgesetzt werden
- Die Bereitstellung von Daten sollte für verbesserte Energieprognosen regulatorisch unterstützt werden
- Herstellung von Marktfähigkeit und Akzeptanz ist ein Kernaspekt der Digitalisierung

Um den Einfluss der Integration dezentraler Flexibilitätsoptionen und deren Wechselwirkungen mit dem Stromverteilnetz untersuchen zu können, wurde das Netzplanungsprogramm Simona ins Systemcockpit von Designetz [5], einem der SINTEG-Schaufenster, integriert. Der Simulator berechnet den Leistungsfluss und mögliche Netzengpässe für das betrachtete Stromnetz sowie Spannungssensitivitäten für die Bestimmung des netzorientierten Flexibilitätseinsatzes. Dieser Einsatz stellt ein Optimierungsproblem dar, welches durch die eingesetzte Heuristik COHDA⁶ gelöst wird. Dabei wird aus anlagenscharfen Fahrplanscharen einer der möglichen Fahrpläne einer Flexibilität ausgewählt.

In Abgrenzung zum Designetz Systemcockpit werden in „MobiGrid“ schwerpunktmäßig das Verbrauchsverhalten und die Flexibilitätspotentiale im Niederspannungsverteilnetz betrachtet. Netzberechnung und Heuristik sind Teil einer gemeinsamen Software. Die Ermittlung des optimalen Flexibilitätseinsatzes erfolgt in Anlehnung an die Spezifikation der Standardlastprofile nach VDEW [6] für ein 15-Minuten-Intervall mit Auswirkung auf die nachfolgenden 15-Minuten-Intervalle. Anstelle von Fahrplanscharen fließen dabei die Stellbereichsgrenzen von

⁴ 14a EnWG: Gesetz für Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

⁵ Förderprogramm "Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende" (SINTEG)

⁶ Combinatorial Optimization Heuristic for Distributed Agents

Flexibilitäten [$P_{\max}$, $P_{\min}$] je 15-Minuten-Intervall sowie der benötigte Energiebedarf der Anlagen direkt in die Heuristik mit ein.

Die Ermittlung eines Flexibilitätseinsatzes mit Hilfe von Spannungssensitivitäten wurde ebenfalls in dem Projekt „Das proaktive Verteilnetz“ [7] untersucht. Hierbei wurde mit einer Flexibilitätseinschränkungsliste gearbeitet, welche im Diskussionspapier des BDEW („Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz“ [8] beschrieben wird. In „MobiGrid“ wurde der Ansatz über eine solche Liste nicht weiterverfolgt. Stattdessen wurden mit Hilfe der Sensitivitäten unmittelbar Fahrpläne für steuerbare Anlagen ermittelt.

Im Zuge der Anpassungen des EnWG im Juli 2022 hat der Gesetzgeber die BNetzA dazu ermächtigt, Festlegungen zur netzorientierten Steuerung von Verbrauchseinrichtungen in Niederspannungsnetzen (§14a EnWG) zu treffen. Daraufhin eröffnete die BNetzA zu diesem Thema im November 2022 ein Festlegungsverfahren mit öffentlicher Konsultation [9]. Das Festlegungsverfahren fällt damit in den Projektzeitraum von „MobiGrid“. Das dort beschriebene Modell und die getroffenen Festlegungen sind in die Projektergebnisse von „MobiGrid“ miteingeflossen und kontrovers diskutiert worden. Es ist allerdings zu erwähnen, dass das im Projektverlauf entwickelte Verfahren zur netzorientierten Steuerung einem präventiven Netzengpassmanagement entspricht und daher eher im Bereich der Regelungen des §14c EnWG (Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätendiensteleistungen) verortet ist, während die netzorientierte Steuerung nach §14a EnWG gemäß BNetzA Verfahren nur bei unmittelbar bevorstehenden Netzengpässen zum Einsatz kommen soll. Außerdem wird nach §14a EnWG eine gleichmäßige Aussteuerung von Flexibilitäten innerhalb eines bestimmten Netzbereichs vorgeschrieben. Diese Forderung wurde in „MobiGrid“ explizit nicht zugrunde gelegt, da u.a. untersucht wurde, inwieweit eine Priorisierung von Flexibilitäten nach technischen Kriterien die insgesamt notwendigen Leistungsänderungen reduzieren kann.

1.3 Planung und Ablauf des Projekts

Die Arbeiten im Vorhaben wurden in sechs inhaltliche Arbeitspakete untergliedert.

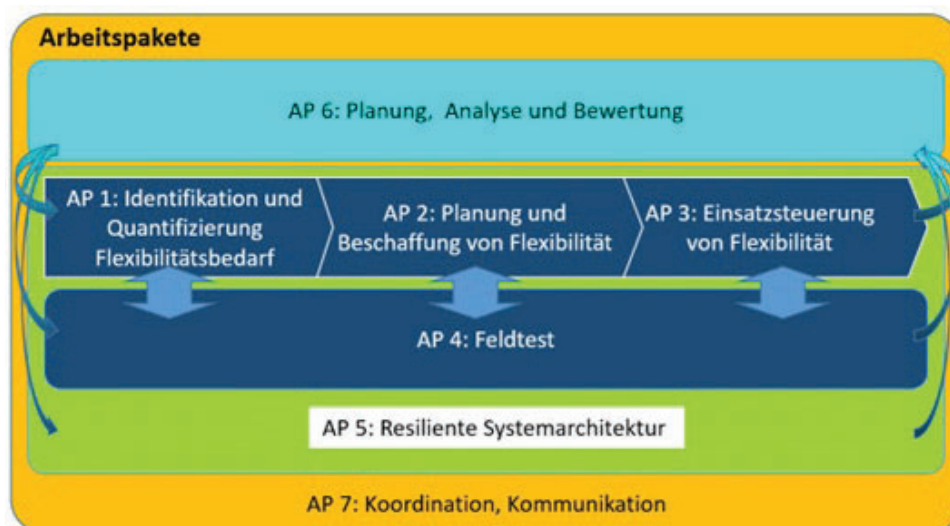


Abbildung I-1: Arbeitsplanung im Projekt – Arbeitspakete AP1 bis AP7

Für die Planung und den Ablauf des Projekts stand das Arbeitspaket 6 im Mittelpunkt. Zentrales Instrument hierin war die Verabredung einer Prozesslandkarte (Kapitel II1.1). Aufgabe der

Prozesslandkarte war eine detaillierte Beschreibung der Prozesskette, die in den Arbeitspaketen 1-3 und 5 technisch umgesetzt werden sollte.

Die Formulierung der Prozesslandkarte erfolgte zu Beginn des Projekts auf Basis der mit dem Projektantrag formulierten Arbeitshypothesen. Mit zunehmendem Projektfortschritt wurde die Prozesslandkarte kontinuierlich weiterentwickelt und diente so gleichzeitig zur Dokumentation als auch zur Beschreibung von Entwicklungszielen.

Die Arbeitspakete 1-3 folgten den logischen Schritten der Identifikation möglicher Netzprobleme und Berechnung der zu ihrer Vermeidung erforderlichen Flexibilitätsbedarfe, der Planung zur Nutzung verfügbarer Flexibilitätpotentiale sowie letztlich zur entsprechenden Einsatzsteuerung von Anlagen.

Die Entwicklungen wurden im Rahmen eines Feldtests in Arbeitspaket 4 zum Einsatz gebracht.

Während für die Arbeitspakete 1-3 zunächst eine klassische IKT-Architektur direkt miteinander kommunizierender Teilsysteme aufgebaut wurde, war es Aufgabe von Arbeitspaket 5, die Möglichkeiten der Nutzung der Middleware BaSyx² als alternative Architekturform zu untersuchen und beispielhaft zu implementieren.

Die Ergebnisse der Arbeitspakete 1-5 wurden wiederum in Arbeitspaket 6 im Konsortium diskutiert und bewertet und darauf basierend die weiteren Arbeiten iterativ geplant. Bei der Projektumsetzung wurden die nachfolgend aufgeführten Softwarewerkzeuge verwendet.

Das Softwaresystem FlexManager, welches im späteren näher vorgestellt wird, hat die Aufgabe, aus der Kombination von Messdaten und ergänzenden Informationen Prognosen im Sinne von Zeitreihen von Leistungen mit einer zeitlichen Auflösung von 15-Minuten-Intervallen für die zu erwartenden Leistungsprofile der Anlagen und Netzbetriebsmittel zu erstellen sowie Abschätzungen zum Flexibilitätspotential von steuerbaren Anlagen vorzunehmen. Außerdem übernimmt der FlexManager die Ansteuerung der konkreten Anlagen im Falle eines Flexibilitätsabrufs.

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner¹, das am Institut für elektrische Energiesysteme der htw saar in Forschung und Lehre verwendet wird, wurde als performante Forschungs- und Entwicklungsplattform eingesetzt. Es handelt sich um eine Software zur Berechnung von elektrischen Spannungen, Strömen, Leistungen etc. in Stromversorgungsnetzen aller Spannungsebenen. Das Programm stellt Funktionen aus dem Bereich der Netzschutztechnik zur Verfügung und kann das Verhalten von Schutzorganen nachbilden. ATPDesigner verwendet eine intuitive grafische Benutzeroberfläche, um Stromversorgungsnetze aufzubauen und untersuchen zu können. Darauf aufbauend bietet das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner höherwertige Funktionen, wie z.B. Lastflussberechnung oder Zeitreihenberechnungen mit Lastprofilen. Auch eine Verarbeitung von Daten in Formaten wie z.B. JSON⁷ [10] und die automatisierte Generierung von Berichten im Office Open XML-Format [11] sind verfügbar.

Im Projekt diente das Programm dazu, Berechnungen von stationären Netzzuständen (Netzberechnungen) mit Zeitreihen (Lastprofilen) durchzuführen, normativ unzulässige Betriebszustände festzustellen, Sensitivitätsbetrachtungen durchzuführen und Fahrpläne für Flexibilitäten zu ermitteln. Diese Aufgaben wurden in der Prozesslandkarte (Kapitel II-1.1) unter dem Begriff „Netzberechnung“ zusammengefasst.

⁷ www.json.org

Stationäre Lastflussberechnungen bzw. Leistungsflussberechnungen und auch Zeitreihenberechnungen werden im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner über eine Knotenpotentialanalyse mit Strom- bzw. Lastiteration, basierend auf dem Stromiterationsverfahren, umgesetzt. Die Knotenpotentialanalyse erfolgt innerhalb des als Background-Rechenkern eingebundenen ATP (**A**lternative **T**ransients **P**rogram [12]). Da ATPDesigner keinen Zugriff auf die im ATP verwendete Knotenpunkt-Admittanzmatrix für ein Stromnetz hat, wurde die Netzberechnungssoftware im Rahmen von „MobiGrid“ um einen Rechenkern erweitert, welcher auf Basis des Newton-Raphson-Verfahrens die Knotenpunkt-Admittanzmatrix eines Stromnetzes generiert und die Ermittlung der elektrischen Wirkung (Sensitivität) von Flexibilitätäen auf andere Betriebsmittel im Mitsystem des Stromnetzes erlaubt.

Die netzphysikalische Beschreibung von Stromnetzen mit Hilfe der symmetrischen Komponenten stellt eine Alternative zur Beschreibung von Stromnetzen in Leitergrößen dar. Stromnetze können mit den drei Komponentensystemen Mit-, Gegen- und Nullsystem vollständig beschrieben werden. Im Falle eines symmetrischen Stromnetzbetriebes unter der Annahme elektrisch symmetrischer Betriebsmittel ist es ausreichend, das Stromnetz nur im Mitsystem zu beschreiben.

Das Softwaresystem BaSyx hat die Aufgabe, eine Entkopplung von FlexManager und ATPDesigner zu bewerkstelligen und durch die Einführung standardisierter Schnittstellen, bevorzugt aus dem Open Source Bereich zwischen den Teilprozessschritten, die Weiterentwicklung der Systeme und ihre Interoperabilität mit ggf. später hinzukommenden Systemen zu erleichtern.

Dies kann tagesabhängig sehr unterschiedlich sein. Die betroffene Zeit pro Tag liegt zumeist zwischen einer Viertelstunde und 3 Stunden. Wie die späteren Analysen gemäß Abschnitt II „Prozessablauf“ und Abschnitt III „Projektergebnisse“ zeigten, kommt es nur an wenigen Tagen in Szenario 2 und in Szenario 5 zu einem Flexibilitätseinsatz von bis zu 5,25 Stunden pro Tag. Diese müssen nicht zwangsläufig zusammenhängend auftreten. Die Unterschiede zwischen den Fahrplänen sind hier gering. Teilweise kommt es zu einer Verlängerung des Netzenspasses aufgrund aus Netzsicht ungünstiger Lastverschiebungen.

Mitarbeitende Projektpartner je Abschnitt

Abschnitt Projekthintergrund		e-netz	htw Saar	Fraunhofer
1.	Einleitung	x	x	x
1.2	Zielsetzung	x	x	x
1.3	Stand der Wissenschaft und Technik	x	x	x
1.4	Planung und Ablauf des Projekts	x	x	x

II Projektbeschreibung

Dieses Kapitel beschreibt den Ablauf des Projekts von der Konzeption der Prozesse über die Verfahrens- und Modellbildung hin zur Durchführung des Feldtests. Zunächst wird der Prozessaufbau erläutert, wobei die Funktion der Teilsysteme im Gesamtsystem dargelegt wird. Anschließend werden verschiedene Verfahren, Methoden und Modelle entwickelt, die als Grundlage für Prognosen sowie zur Bewertung von Flexibilitätspotenzialen⁸, -bedarfen und -anforderungen dienen. Zum Abschluss wird die Integration der einzelnen Teilsysteme mittels einer Middleware sowie die Datenaustauschmechanismen und Datenschnittstellen erläutert und die Erprobung des Gesamtsystems im Feldtest aufgezeigt.

1.1 Prozesslandkarte

Der Prozessaufbau und dessen Ablauf werden anhand einer Prozesslandkarte erläutert. Darauf aufbauend erfolgt eine umfassende Darstellung der einzelnen Teilsysteme innerhalb der Prozesslandkarte. Innerhalb des Projektes wurde die Prozesslandkarte als zentrales Hilfsmittel verwendet, Prozessaufbau und -ablauf, Informationsobjekte und Interaktion der Teilsysteme zu spezifizieren und während des gesamten Projektes kontinuierlich zu überprüfen und im Bedarfsfall anzupassen. Die Prozesslandkarte hat sich im Projektverlauf als verlässliches Werkzeug herausgestellt, die gemeinsamen Projektziele kontrolliert zu erreichen.

1.1.1 Ziele der Prozesslandkarte

Die Prozesslandkarte hat die Aufgabe, die Beziehungen und Interaktionen der im Projekt genutzten Softwaresysteme der verschiedenen Partner abzubilden und die zwischen den Softwaresystemen ausgetauschten Informationen und Informationsobjekte zu dokumentieren.

Darüber hinaus soll die Prozesslandkarte auch Aufgaben der genutzten Softwaresysteme im Hinblick auf die Realisierung des Gesamtprozesses aufzeigen. Insbesondere soll die Prozesslandkarte dazu dienen, die verschiedenen Prozessschritte von der Identifikation einer möglichen normativen Grenzwertverletzung von Netzbetriebsmitteln im Stromverteilnetz über die Analyse und Bewertung möglicher Lösungsoptionen bis zu deren Realisierung und Dokumentation abzubilden. Eine frühzeitige Festlegung der Prozesslandkarte unterstützt die gezielte Entwicklung der verschiedenen Teilsysteme und hilft, spätere Schnittstellenprobleme zu vermeiden oder zumindest frühzeitig zu erkennen. Außerdem trägt die Diskussion der Prozesslandkarte zu einer Vereinheitlichung unterschiedlicher Interpretationen einzelner Prozessschritte bei und hilft, offene Fragen frühzeitig zu erkennen und zu lösen. Ein Vergleich der Prozesslandkarte mit und ohne BaSyx-Middleware soll die wesentlichen Unterschiede beider Konzepte verdeutlichen. Der Anspruch der Prozesslandkarte ist es nicht, jedes Detail aller Prozesse zu definieren. Als gemeinsames Arbeitsdokument beschränkt sich die Prozesslandkarte auf eine Detailtiefe, die für alle Verbundpartner relevant ist.

⁸ Technisch realisierbare Leistungsänderung gegenüber dem Fahrplan der technischen Anlage; mögliches Volumen der zur Verfügung stehenden Flexibilität [5].

1.1.2 Methodik der Prozesslandkarte

In der Prozesslandkarte (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) werden Prozessschritte (PS) sowie dynamische und statische Informationsobjekte (DIO, SIO) unterschieden. Informationsobjekte werden zwischen Prozessschritten ausgetauscht. Ein dynamisches Informationsobjekt (DIO) kann in jedem operativen Prozessdurchlauf andere Werte annehmen. Statische Informationsobjekte (SIO) enthalten Informationen, die zwar im operativen Prozess benötigt werden, die sich aber nicht innerhalb eines Prozessdurchlaufes ändern. Dies gilt z.B. für Daten des Stromnetzes oder die Anschlussdaten von Anlagen. Die Nummerierung der DIO erfolgt ausgehend vom aussendenden Prozessschritt. Ein Prozessschritt beschreibt, mit welchem Ziel eingehende Informationen verarbeitet werden, was dazu erforderlich ist und welche Informationen erzeugt werden. Die Nummerierung folgt, soweit möglich, der inhaltlichen Abfolge der Prozessschritte.

Die in der Prozesslandkarte enthaltenen Prozessschritte (PS) werden den genutzten Softwaresystemen zugeordnet. Die in der Erläuterung der Prozesslandkarte verwendeten Begrifflichkeiten orientieren sich an der Beschreibung einer Netztopologie.

Die Prozesslandkarte konzentriert sich auf die Beschreibung des operativen Prozesses, der im laufenden Betrieb ständig durchlaufen wird. Vor Aufnahme des operativen Betriebs ist eine Vorbereitungsphase erforderlich, in der die verschiedenen Systemkomponenten mit den erforderlichen Ausgangsinformationen gefüllt werden. Diese bilden statische Informationsobjekte wie Netztopologie oder Anlageninformationen, die sich im operativen Prozess nicht fortlaufend ändern. Veränderungen dieser Informationen können über einen längeren Zeitraum betrachtet vorkommen und führen dann zu einer Aktualisierung der Systemkomponenten, ohne dass sich dadurch am operativen Prozessablauf etwas ändert.

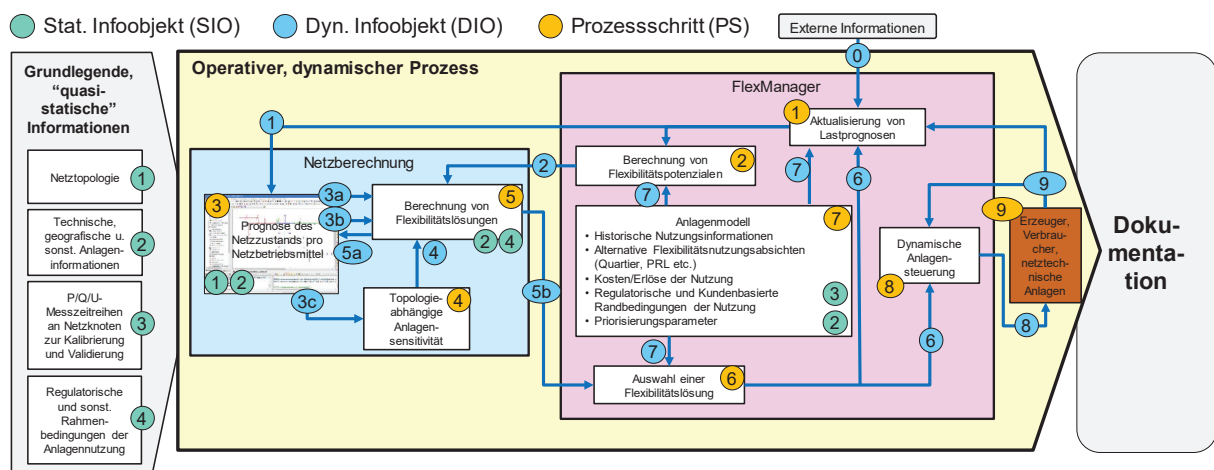


Abbildung II-1: Prozesslandkarte ohne BaSyx

Die Ansteuerung realer Anlagen (PS8) kann auch durch eine Simulation oder Digitale Zwillinge realer Anlagen ersetzt werden. Dadurch kann der operative Prozess sowohl zur Testung der Funktionsfähigkeit des Prozesses als auch zur Verarbeitung von Szenarien in der abgebildeten Netztopologie genutzt werden. Letzteres erlaubt z. B. die Evaluierung, in welchen Szenarien negative Auswirkungen auf die Netzstabilität zu erwarten sind. Im Zuge des Projektes sollten insbesondere Szenarien mit zunehmender Verbreitung von Elektrofahrzeugen untersucht werden.

Die im Verlauf des Prozesses gewonnenen Informationen können zur Optimierung von Prognosemodellen genutzt werden. Spätestens mit der Ansteuerung realer Anlagen bei Netzkunden

muss eine datenschutzkonforme Dokumentation der Steuerungsinformationen erfolgen. Die Entwicklungen hierzu waren nicht Bestandteil des Projekts.

1.1.3 Operativer Prozess - Prozesslandkarte mit BaSyx

Die Einführung einer Middleware wie BaSyx dient der Entflechtung der im Prozess interagierenden IT-Systeme. Im Projekt betrifft dies im Wesentlichen das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner sowie den Flexmanager. Energiemanagementsysteme auf Seiten der Haushalte wären im operativen Prozess die dritte Systemkomponente, spielten in der praktischen Projektarbeit aber keine Rolle.

Die Einführung von BaSyx ist für die Weiterentwicklung der Prozess- und Systemlandschaft wichtig.

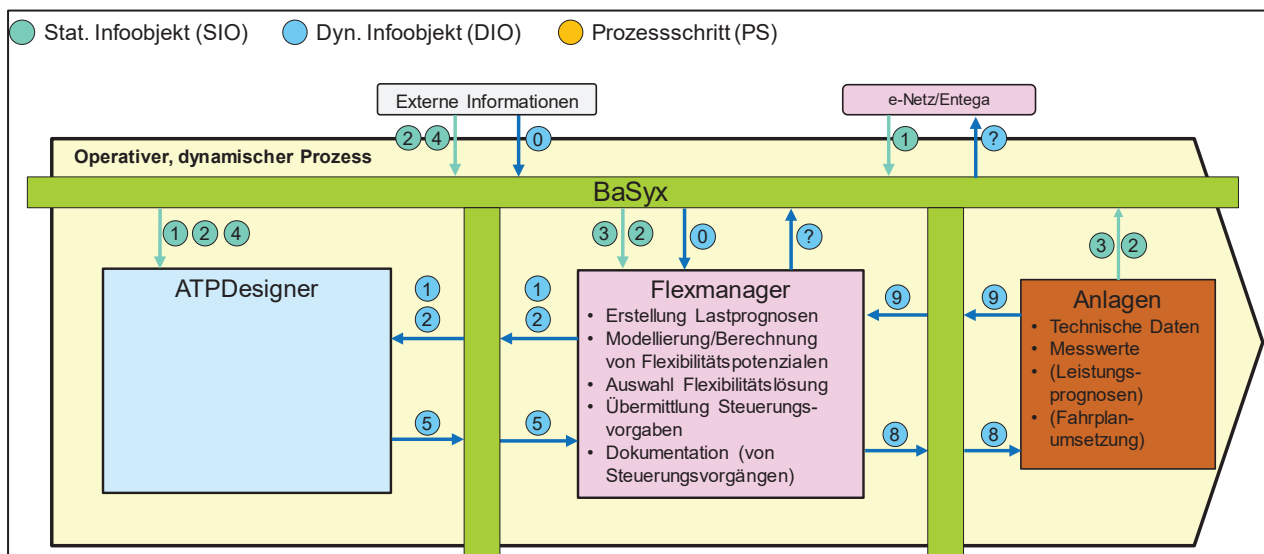


Abbildung II-2: Prozesslandkarte mit BaSyx

Durch standardisierte Schnittstellen zu den Teilsystemen ermöglicht BaSyx eine Skalierung zu deutlich größeren Systemen mit deutlich mehr Komponenten.

Ohne Middleware müssen bei Veränderungen einer Systemkomponente immer Auswirkungen auf die anderen Komponenten geprüft werden. Der Wechsel einer Systemkomponente gestaltet sich sehr aufwändig.

Mit der Middleware werden die Interoperabilität der Systemkomponenten und deren Weiterentwicklungsmöglichkeiten erhöht. Solange die Einzelkomponenten Daten mit ihren digitalen Zwillingen in der Middleware austauschen, können die Einzelkomponenten unterschiedlicher Anbieter nahezu beliebig miteinander kombiniert werden.

Bezogen auf das Projekt wäre damit das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner z.B. in der Lage, mit nur geringen Anpassungen auch für Stromnetze anderer Stromnetzbetreiber Flexibilitätslösungen⁹ zu berechnen. Umgekehrt könnte ein System wie der Flexmanager Ergebnisse verschiedener Netzberechnungsprogramme zur Validierung vergleichen oder im Laufe der Zeit ein anderes Netzberechnungsprogramm integrieren. In noch verstärktem Maße gilt das auch

⁹ Die Gesamtheit aller umzusetzenden Wirkleistungsanpassungen an Flexibilitäten innerhalb des Prognosezeitraumes, die zum Ziel haben, unzulässige Betriebszustände im betrachteten Stromnetz zu verhindern.

für die Kopplung von Flexmanager und Energiemanagementsystemen, da bei Letzteren die Vielfalt unterschiedlicher Systeme besonders groß ist.

Neben der Entflechtung von Systembestandteilen kann die Middleware auch verschiedene ergänzende Funktionen anbieten. Fehlen z. B. Ertragsprognosen einer PV-Anlage, weil das zugehörige EMS diese nicht übermittelt hat, kann über die Middleware durch Zugriff auf ein entsprechendes System eine Ersatzwertbildung vorgenommen werden. Auch in Bezug auf Qualitätsmanagement und Sicherheit kann eine Middleware unterstützen. Eine Datenplausibilisierung hilft, Fehler in der Datenbereitstellung zu vermeiden und Manipulationsversuche von außen zu erkennen. Möglich erscheint auch, bei Verdacht auf Fehler oder einem unberechtigten Zugriff Dritter die Datenübertragung zu den verbundenen Systemen zu unterbinden.

Eine ausführliche Beschreibung des Aufbaus und der Funktionen von BaSyx befindet sich in Kapitel 0.

Die folgende Abbildung II-3 soll einen groben Eindruck einer perspektivisch weiterentwickelten Systemlandschaft unter konsequenter Nutzung von BaSyx vermitteln.

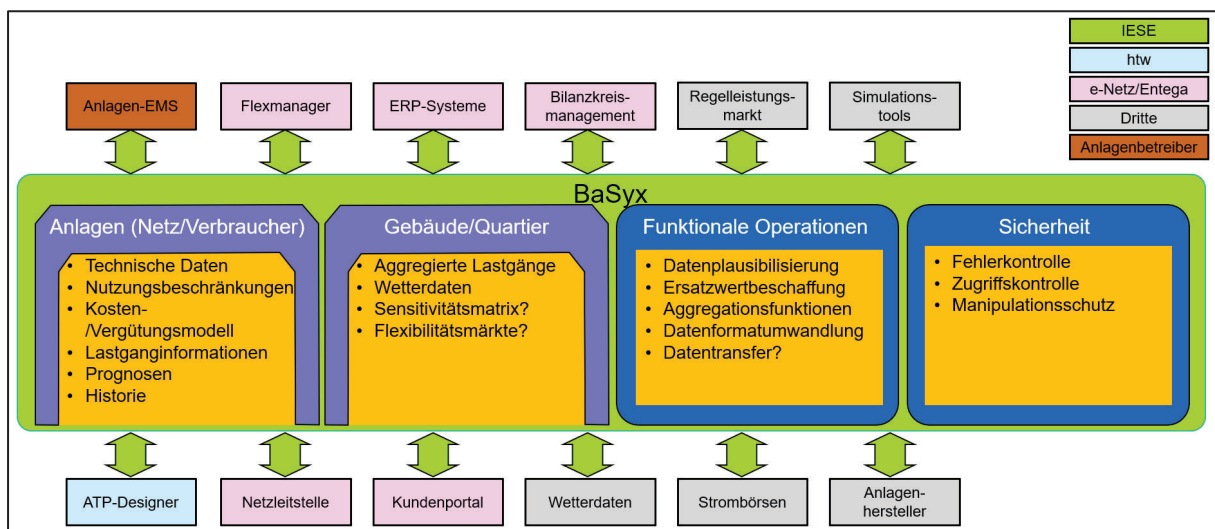


Abbildung II-3: Perspektivische Weiterentwicklung der Systemlandschaft von „MobiGrid“ mit BaSyx

1.2 Operativer Prozess – Prozessschritte und Teilsysteme

Im weiteren Verlauf werden die drei durch die Prozesslandkarte definierten Teilsysteme Flexmanager, Stromnetzberechnung und Middleware beschrieben sowie die zugehörigen Prozessschritte näher definiert.

1.2.1 Flexibilitätsmanager Flexmanager

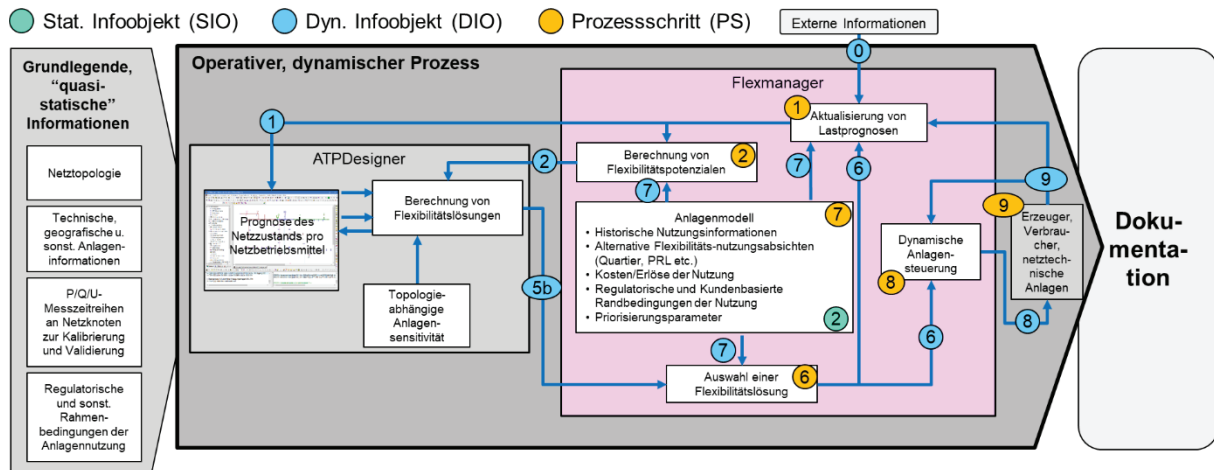


Abbildung II-4: Teilsystem Flexmanager - Erstellung der Prognosefahrpläne & monetäre Bewertung

Der Flexibilitätsmanager stellt eine hochentwickelte, intelligente Softwarelösung dar, die in enger Kooperation mit der Firma KISTERS über einen ausgedehnten Zeitraum maßgeschneidert für die spezifischen Bedürfnisse von e-netz Südhessen AG entwickelt wurde. Im Zuge einer Vielzahl von Projekten konnte hierauf basierend ein Prognosetool entwickelt werden, das als Grundlage für den systemischen Aufbau im Zuge des Systemlandkarte ausreicht. Dieses System zeichnet sich durch eine adaptive Systemarchitektur aus, die es ermöglicht, kontinuierlich auf die evolutionären Entwicklungen und regulatorischen Anpassungen im Energiesektor zu reagieren.

Im Fokus des Projektes „MobiGrid“ wurde der Flexibilitätsmanager dahingehend angepasst, eine Synthese aus den Messdaten dezentraler Energieerzeugungsanlagen und den volatilen Marktdaten zu schaffen, um einen Digitalen Zwilling des Reallabors zu modellieren. Aus dieser Synthese wurden präzise Erzeugungs- und Verbrauchprognosen der einzelnen Erzeuger und Verbraucher abgeleitet, die die Grundlage für die Berechnung der Flexibilitätssfahrpläne waren.

Durch die Integration von Prognosen, aktuellen Marktdaten und vorhandenen Messwerten wurde ein monetär optimales Prognosemodell für das Verteilnetz ermittelt, das nicht nur wirtschaftlich, sondern auch technisch effizient ist. Die Form der Prognoseerstellung wird in Kapitel II.2.1 näher beschrieben.

Der Flexibilitätsmanager gliedert sich in zwei Hauptkomponenten: Das Energiedatenmanagementsystem, das für die Erfassung, Verarbeitung und Validierung der Daten zuständig ist und diese in aufbereiteter Form an die zweite Komponente, das Prognosetool, weiterleitet. Letzteres nutzt ein Variantenmodell, um fundierte Prognosen zu erstellen, die dem Netzberechnungsprogramm ATPDesigner zur Verfügung gestellt werden. Die Lösung der Firma KISTERS, Dienstleister für IT-Lösungen, Umwelt-Monitoring und Datenmanagement, die für die Verarbeitung großer Datenmengen konzipiert ist, bietet Verteilnetzbetreibern eine optimale Unterstützung bei der Überwachung von Niederspannungsnetzen. Sie ermöglicht es, potenzielle

Engpässe frühzeitig zu identifizieren und geeignete präventive sowie unmittelbare Maßnahmen zu kalkulieren und später umzusetzen.

Aktualisierung von Lastprognosen – PS1

In diesem Prozessschritt wird zum Zeitpunkt t_0 eine Prognose der Lastgänge der betrachteten Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen für einen rollierenden Betrachtungszeitraum erstellt. Der Betrachtungszeitraum beginnt mit der Zeit t_x und erstreckt sich bis t_y . Die Differenz $t_x - t_0$ entspricht der Vorlaufzeit, die den minimalen Puffer darstellt, um die Berechnung möglicherweise erforderlicher Flexibilitätsbeiträge durchzuführen und diese an die betroffenen Anlagen bzw. deren Energiemanagementsysteme weiterzuleiten, bevor der Flexibilitätsbeitrag fällig, d. h. die Anlage angesteuert wird. Für das Projekt wurde eine Vorlaufzeit von mindestens einer Stunde und ein Betrachtungszeitraum von fünf Tagen gewählt. Der Betrachtungszeitraum kann auch deutlich kürzer ausfallen, muss aber mindestens den zeitlichen Abstand zur nächsten Aktualisierung umfassen. Die Lastgänge sind nach VDEW [6] in 15min-Intervalle aufgelöst.

Inputgrößen im Rahmen der Prozesslandkarte für PS1

Zur Erstellung der Lastgangprognosen (vgl. Kapitel II.2.1) können vielfältige Informationen beitragen. Im Idealfall können Lastprognosen direkt aus dem Energiemanagementsystem angeschlossener Anlagen (DIO 9) bezogen werden. Alternativ werden Prognosen z. B. durch die Kombination externer Daten (DIO 0), wie einer Wetterprognose mit technischen Anlagendaten und historischen Lastverläufen (DIO 7) gebildet. Prinzipiell sind beliebige externe Daten als Input zur Erstellung von Lastprognosen verwendbar. So könnten z. B. auch Veranstaltungsinformationen einen Einfluss auf die Nutzung von Elektrofahrzeugen und damit die Lastprofile von Ladesäulen haben. Die Einbindung externer Datenquellen bildet perspektivisch einen wichtigen Anwendungsfall der BaSyx-Middleware, indem der Aufbau individueller Schnittstellen zu den externen Datenquellen vermieden wird.

Eine spezielle Anforderung zur Aktualisierung von Lastprognosen ergibt sich aus einer geplanten Flexibilitätsnutzung von Anlagen. Durch die damit einhergehende zeitliche Verschiebung von Lasten (DIO 6) ändern sich die Lastprognosen dieser Anlagen. Diese Rückkopplung der geplanten Flexibilitätsnutzung zur Aktualisierung von Lastprognosen kann dazu genutzt werden, um nochmals zu überprüfen, ob mit den geplanten Flexibilitäten¹⁰ alle normativen Grenzwertverletzungen des Stromnetzes behoben werden können. Ob diese Überprüfung erforderlich ist, hängt davon ab, ob sich zwischen dem Zeitpunkt der Berechnung von Flexibilitätslösungen (PS5) und deren Umsetzung zur Anlagensteuerung (PS8) die Lastprognosen geändert haben.

Alle eingehenden Daten werden in diesem Prozessschritt in geeigneter Weise verarbeitet, um die Prognose der Lastverläufe zu erzeugen. Die dabei verwendete Methodik ist für den Rest des Prozesses nicht relevant. Die Verantwortung für die Bereitstellung der Lastprognosen liegt beim Netzbetreiber. Das im Rahmen des Projekts verwendete Prognosemodell ist in Kapitel II.2.1 beschrieben.

Auslöser im Rahmen der Prozesslandkarte PS1

Dieser Prozessschritt wird mindestens einmal täglich um eine bestimmte Uhrzeit durchlaufen. Darüber hinaus kann der Prozessschritt im Bedarfsfall angestoßen werden. Dies kann z. B. bei deutlichen Änderungen der Ausgangsdaten zur Erstellung der Lastprognosen erforderlich

¹⁰ Die Möglichkeit (auch: Anlagen mit der Möglichkeit), dem Energiesystem auf Anforderung eine Leistungsänderung zu einem definierten Zeitpunkt, an einem definierten Ort zur Verfügung stellen zu können [5].

werden. Eine genaue Festlegung von Einzelereignissen und Schwellenwerten zum Auslösen von PS1 war im Projekt nicht erforderlich. Zukünftige Indikatoren für eine Neuberechnung wären Schwellwertverletzungen bei Haushaltskunden, Wetterprognoseveränderungen oder Prognoseabweichungen. Aktuell findet eine Neuberechnung im 24-Stundenturnus statt.

Die Vorlaufzeit zwischen der Aktualisierung der Prognosen und dem Beginn des Betrachtungszeitraums darf die Laufzeit für einen Prozessdurchlauf nicht unterschreiten. Die Dauer eines Prozessdurchlaufes hängt u.a. von der notwendigen Rechenzeit der beteiligten Softwaresysteme ab, welche wiederum von der genutzten Hardware, der Größe, d.h. im Wesentlichen der Knotenanzahl des zugrundeliegenden Stromnetzes und anderen Faktoren beeinflusst wird. Im Rahmen des Feldtests wurden Laufzeitmessungen durchgeführt. Dabei wurde ermittelt, dass ein Prozessdurchlauf für fünf Prognosestage [1] mindestens 50 Minuten beträgt.

Zu betonen ist, dass die unverzichtbare Konsistenzprüfung der Prognose- und Flexibilitätspotenzialdaten (vgl. Kapitel 10) einen nicht vernachlässigbaren Zeitanteil an der Ermittlung der Flexibilitätslösungen einnimmt. Eine Analyse hat die Ursache in der sehr großen Anzahl von Bezugs- und Einspeiseanlagen im Feldtestgebiet identifiziert, deren Prognose- und Flexibilitätspotenzialdaten unter verschiedenen Aspekten mehrfach kombinatorisch geprüft werden müssen, um die Datenkonsistenz vor dem Start der Berechnung der Flexibilitätssfahrpläne sicherzustellen. Eine Reduktion der Rechenzeiten könnte perspektivisch z.B. durch die Verwendung paralleler Prozesse (Multithreading), die Reorganisation und Minimierung der Datenstrukturen der Prognose- und Flexibilitätspotentialdaten und die Verwendung optimierter Suchalgorithmen, ggfs. unter Verwendung von Softwarebibliotheken mit Grafikkartenbeschleunigung, erreicht werden.

Abgehende Informationsobjekte von PS1

Lastgangprognosen: PS1 → PS2, PS3 (DIO1)

Der Prognosezeitraum umfasst rollierend $5 \cdot 24$ Stunden mit einer zeitlichen Auflösung von 15min. Die Lastgangprognosen aller Erzeuger und Verbraucher werden in einer Datei zusammengefasst und auf einem geeigneten Server abgelegt. Zu jeder Anlage wird ein eindeutiger Identifier, gefolgt von den Viertelstunden-Leistungswerten dieser Anlage bereitgestellt, der die Anlage mit ihrem Standort auch in dem Netzmodell des Netzberechnungsprogramms identifiziert. Es wird vereinfachend von einem symmetrischen Netzzustand¹¹ ausgegangen. Detaillierte Informationen zum Netzmodell finden sich in Kapitel 11.2.3. Außerdem wird der Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$ einer Anlage als konstant angenommen und über das statische Informationsobjekt SIO2 vorgegeben, sodass in DIO1 nur Wirkleistungswerte P_{Prognose} und keine Blindleistungswerte für die Anlagen enthalten sind.

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner erkennt über einen FileWatcher (siehe Kapitel 0) oder alternativ über einen integrierten Webserver mit REST-API (siehe Kapitel 0) das Eintreffen neuer Daten, liest diese Datei ein und startet PS3. Der Aufbau von DIO1 kann Kapitel 0 entnommen werden.

Berechnung von Flexibilitätspotenzialen - PS2

Im Projekt wurde davon ausgegangen, dass die als Flexibilitätspotenziale ansteuerbaren Anlagen kein Energiemanagementsystem besitzen, über das die Anlagen ihre verfügbaren

¹¹ Der Zustand, in dem sich das Stromnetz zu einem bestimmten Zeitpunkt befindet. Im Zusammenhang mit Stromnetzsimulationen versteht man unter dem Netzzustand die Gesamtheit aller physikalischen Größen, die den Zustand der einzelnen Netzbetriebsmittel beschreiben.

Flexibilitätspotenziale selbst berechnen und zur Verfügung stellen können. Die Berechnung von Flexibilitätspotenzialen erfolgte daher innerhalb des Flexmanagers.

Das theoretische Flexibilitätspotenzial einer Anlage ergibt sich aus der Differenz der zu einem bestimmten Zeitpunkt geplanten Leistung dieser Anlage zu den minimalen bzw. maximalen Leistungsdaten der Anlage zum gleichen Zeitpunkt. Theoretisch kann eine Leistung bis auf 0 reduziert oder bis auf 100% der technischen Anschlussleistung gesteigert werden. Eine Anlage kann also in vielen Fällen gleichzeitig ein positives und negatives Flexibilitätspotenzial besitzen. Als positives Flexibilitätspotenzial wird die Erhöhung der Bezugsleistung oder Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt (NAP) bezeichnet und umgekehrt die Verringerung der Bezugsleistung oder Einspeiseleistung als negatives Flexibilitätspotenzial. Das real verfügbare Flexibilitätspotenzial kann durch eine Vielzahl von Faktoren gegenüber dem theoretischen Potenzial eingeschränkt sein. Bei E-Fahrzeugen ist insbesondere entscheidend, ob diese an der Ladestation angeschlossen und ladebereit sind. Für E-Fahrzeuge wurde im Projekt vereinfachend angenommen, dass diese nur die vom Flexmanager prognostizierte Energiemenge laden können und noch 1,5 Stunden nach Abschluss des Ladevorgangs an die Ladestation/Wallbox angeschlossen bleiben.

Für andere steuerbare Verbrauchseinrichtungen wurden historische Daten verwendet, um ein möglichst realistisches Flexibilitätspotenzial zu berechnen. Eine genaue Erläuterung des Prognosemodells erfolgt in Kapitel II.2.1.

Inputgrößen im Rahmen der Prozesslandkarte für PS2

Als Input werden sowohl die prognostizierten Lastverläufe (DIO1) der Anlagen benötigt als auch Informationen aus dem Anlagenmodell (DIO7). Obwohl die technischen Anschlussdaten der Anlagen im Anlagenmodell über lange Zeiträume konstant bleiben, wurde das Informationsobjekt als dynamisch klassifiziert, da die oben beschriebenen sonstigen Einflussfaktoren auf das realistische Flexibilitätspotenzial häufiger variieren und durch weitere Faktoren beeinflusst werden können. So würde z. B. die Verwendung des Quartierspeichers in der PRL eine Flexibilitätsnutzung zumindest teilweise blockieren, da der Speicher eine Leistungsreserve vorhalten muss, dies aber in der Lastprognose des Quartierspeichers nicht enthalten ist. Im Zuge der Projektlaufzeit war der §14a EnWG noch nicht in Kraft. Im Zuge der Projektlaufzeit wurde die veraltete Gesetzesvorgabe des §7 Bundestarifverordnung Elektrizität berücksichtigt. Auch diese Informationen führen zu einer Begrenzung des technisch möglichen Flexibilitätspotenzials.

Auslösergrößen im Rahmen der Prozesslandkarte für PS2

PS2 wird durch eine Aktualisierung von DIO1 angestoßen. Beide Prozessschritte liegen im Bereich des Flexmanagers, so dass PS2 direkt nach Aktualisierung von PS1 aufgerufen werden kann.

Abgehende Informationsobjekte von PS2

Flexibilitätspotenziale der Anlagen: PS2 → PS3 (DIO2)

Der Aufbau von DIO2 entspricht weitestgehend DIO1. Statt der Wirkleistung in DIO1 werden in DIO2 zwei Werte, $P_{\max}$ für positive (Leistungserhöhung) bzw. $P_{\min}$ für negative (Leistungsminderung) Flexibilität übergeben. Steht eine Anlage nicht zur Flexibilitätserbringung zur Verfügung, wird für beide Werte der Prognosewert angegeben: $P_{\min} = P_{\text{Prognose}} = P_{\max}$. Diese Zeiträume dürfen in PS5 nicht geplant werden.

Für Anlagen begrenzter Kapazität (hier Quartierspeicher) muss ein Kapazitätswert sowie der Ladezustand (SoC) aus dem Anlagenmodell mit übergeben werden. Da bei der Berechnung der

Flexibilitätpotenziale noch nicht klar ist, ob und wann eine bestimmte Anlage als Flexibilität genutzt werden wird, muss ein Startwert für den Ladezustand übergeben werden. Bei der Berechnung von Flexibilitätslösungen muss dann die noch verfügbare Kapazität in jedem 15min-Intervall als Randbedingung berechnet werden. Der Aufbau von DIO2 kann Kapitel 0 entnommen werden.

Prognose des Netzzustands pro Netzknoten – PS3

In dem Prozessschritt werden mögliche Grenzwertverletzungen in Form von Stromüberlastung oder Spannungsbandverletzung betriebsmittelscharf ermittelt. Hierzu wird eine Netzzustandsanalyse in 15min-Intervallen über den Betrachtungszeitraum durchgeführt. Als Basis dienen die eingelesenen Lastverlaufsprognosen (DIO1). Die Zuordnung der Prognosen zu den Anlagen erfolgt mithilfe der technischen Betriebsdaten aus dem Anlagenmodell (SIO2). Das Ausmaß der Grenzwertverletzung wird anhand normativer und statisch festgelegter Vorgaben quantifiziert und dient der späteren Berechnung eines Flexibilitätsbedarfs¹² (Kapitel II2.3). Die Ergebnisse der Netzzustandsanalyse werden in einem Auswertungsprotokoll dokumentiert, welches in einer zusammengefassten Version mit Ergebnissen aus PS5 im Informationsobjekt DIO5b enthalten ist.

Inputgrößen im Rahmen der Prozesslandkarte für PS3

Im ersten Durchlauf einer Netzzustandsberechnung (Kapitel 2.3.3.1-2) erhält PS3 als Input aktualisierte Lastprognosen (DIO1). Weiterhin werden vielfältige statische Informationen zur Netztopologie (SIO1) und zum Anlagenmodell (SIO2) genutzt.

Während der Berechnung von Flexibilitätslösungen in PS5, werden seitens PS5 modifizierte Lastprognosen (DIO5a) an PS3 übergeben, in denen (falls vorhanden) Nachholeffekte aufgrund vorangehender Flexibilitätseinsätze berücksichtigt werden (Kapitel 2.3.3.1-3). Dies dient der Korrektur des initial berechneten Netzzustandes auf Basis des erwarteten Anlagenverhaltens nach Flexibilitätseinsätzen.

Auslösergrößen im Rahmen der Prozesslandkarte für PS3

Ein FileWatcher überwacht den Eingang einer aktualisierten Lastprognose (DIO1) aus dem Flexmanager und löst bei diesem Ereignis den Prozess aus. Im Innenverhältnis des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner wird der Prozess ebenfalls in Wechselwirkung mit PS5 (DIO5a) ausgelöst.

Abgehende Informationsobjekte von PS3

Initiale Grenzwertverletzungen: PS3 → PS5 (DIO3a)

Die initialen Netzzustandsgrößen (Ströme, Spannungen etc.) und deren Bewertung (normative Grenzwertverletzungen etc.), die in der Lastflussberechnung nach Eintreffen einer neuen Lastprognose (DIO1) berechnet wurden, werden softwareintern im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner an PS5 übergeben. Die in DIO3a enthaltenen Ergebnisse je 15min-Intervall können in WORD-fähigen XML-Dateien ausgegeben und optional per Mail an Dritte versandt werden. Die zentralen Informationen des DIO3a in Form der detektierten Grenzwertverletzung werden in einem zusammengefassten XML-Ergebnisbericht (Fahrplanbericht) gemeinsam mit Ergebnissen aus PS5 in DIO5b aufgenommen.

¹² Die bedarfsgerechte bzw. notwendige netzorientierte Leistungsänderung gegenüber dem Fahrplan der technischen Anlagen mit dem Ziel, das Energiesystem in einem zulässigen Zustand zu betreiben oder es in einen solchen zurückzuführen.

Grenzwertverletzungen nach modifizierter Lastprognose: PS3 → PS5 (DIO3b)

Die angepassten Netzzustandsgrößen (Ströme, Spannungen etc.) und deren Bewertung (normative Grenzwertverletzungen etc.), die unter Berücksichtigung von Nachholeffekten aufgrund vorangehender Flexibilitätseinsätze berechnet wurden, werden analog zu DIO3a intern an PS5 übergeben.

Anlagensensitivitäten: PS3 → PS4 (DIO3c)

Die topologie- und netzzustandsabhängigen Anlagensensitivitäten können aus PS3 extrahiert werden. Dies erfolgt softwareintern im Netzberechnungsprogramm, ausgehend vom initial berechneten Netzzustand aus DIO3a.

Topologie-abhängige Anlagensensitivität – PS4

Der Flexibilitätsbeitrag einer Anlage an einem bestimmten Punkt im Netz zur Behebung einer Grenzwertverletzung an einem anderen Punkt im Netz entwickelt abhängig von der dazwischenliegenden Netztopologie eine unterschiedliche physikalische Wirksamkeit.

Aufbauend auf den Ausgangsinformationen zur Netztopologie und der Charakteristik der darin befindlichen Anlagen (SIO1) wird in diesem Prozessschritt eine Sensitivitätsmatrix erzeugt, in der die Wirksamkeit von Flexibilitätsbeiträgen der Anlagen an den Positionen der Netzelemente abgebildet wird. Diese Matrix ist neben der Netztopologie auch abhängig vom vorliegenden Netzzustand und wird für jedes betrachtete 15min-Intervall neu ermittelt.

Auslösergrößen im Rahmen der Prozesslandkarte für PS4

Der Prozessschritt wird durch die Berechnung des initialen Netzzustands in PS3 angestoßen. Eine Inputgröße gibt es deshalb nicht.

Abgehende Informationsobjekte von PS 4

Sensitivitätsmatrix: PS4 → PS5 (DIO4)

Die Sensitivitätsmatrix wird dem PS5 zur Berechnung von Flexibilitätslösungen zur Verfügung gestellt. Die Berechnung erfolgt intern im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner und ist in Kapitel 2.3.2 näher erläutert.

Berechnung von Flexibilitätslösungen – PS5

Eine Flexibilitätslösung stellt einen veränderten Lastverlauf einer Anlage gegenüber der ursprünglichen Lastprognose (DIO1) dar. Aus den Grenzwertverletzungen, die sich aus dem Netzzustand des Stromnetzes ableiten lassen, werden unter Berücksichtigung der Anlagensensitivität (DIO4) und der verfügbaren Flexibilitätspotenziale (DIO2) mehrere (5) diskrete Lösungen (DIO5b) berechnet. Die Berechnung der Flexibilitätsbeiträge wird nach verschiedenen Zielparametern optimiert und kann entsprechend zu unterschiedlichen Lösungen führen. Im Projekt wurde primär im Hinblick auf die beste physikalische Wirksamkeit der Flexibilitätsbeiträge optimiert. Als Varianten wurden dabei

1. die bevorzugte Nutzung von E-Fahrzeugen gegenüber Wärmepumpen,
2. die bevorzugte Nutzung von Wärmepumpen gegenüber E-Fahrzeugen und
3. die gleichmäßige Nutzung aller steuerbaren Anlagen unterschieden.

Jede Variante führte zu einer eigenen Flexibilitätslösung, die in DIO5b zusammengefasst werden.

Innerhalb der Flexibilitätslösungen werden die Flexibilitätsbeiträge nach Möglichkeit energetisch ausgeglichen (Nachholbedarf). Damit soll sichergestellt werden, dass im betrachteten Zeitraum den betroffenen Anlagen die gleiche Energiemenge bereitgestellt wird, wie in der ursprünglichen Lastprognose beabsichtigt. Der Nachholbedarf führt zu Leistungsanpassungen der steuerbaren Anlagen außerhalb von Zeiten mit Grenzwertverletzung im Netz. Diese werden **nicht** als Sollwertvorgaben umgesetzt, sondern als zu erwartendes Anlagenverhalten im Anschluss an einen Flexibilitätseinsatz in einer angepassten Prognose berücksichtigt. Dabei werden generische Modelle (vgl. Kapitel II2.3.3.1-4.5) verwendet. Grundsätzlich wäre eine Verschiebung des Nachholbedarfs auch in einen Zeitraum vor Eintreten einer Grenzwertverletzung im Stromnetz möglich. In diesem Fall müsste eine Sollwertvorgabe einer Grenzwertverletzung erfolgen. Im Projekt wurde diese Möglichkeit nicht implementiert.

In die Berechnung der Flexibilitätslösungen fließen hauptsächlich technische Kriterien ein, z. B. physikalische Wirksamkeit, verfügbare Leistung und Kapazität etc. Für Anlagen mit endlicher Kapazität muss dies in der Berechnung von Flexibilitätslösungen berücksichtigt werden (vgl. Beschreibung von PS2).

Zusätzlich werden bestimmte regulatorische Bedingungen berücksichtigt, um umsetzbare Flexibilitätslösungen generieren zu können. Dabei handelt es sich u.a. um die Sperrzeiten von Wärmepumpen nach §7 der Bundestarifordnung Elektrizität. Die Sicherung einer mindestverfügbaren Leistung für steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG wurde aufgrund des späten Zeitpunkts der Ratifizierung im laufenden Projekt nicht mehr berücksichtigt.

Auslösergrößen im Rahmen der Prozesslandkarte für PS5

Dieser Prozessschritt wird im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner intern durch PS3 angestoßen. Inputgrößen gibt es in diesem Prozessschritt nicht.

Abgehende Informationsobjekte durch PS5

Berechnete Flexibilitätslösungen (DIO5a): PS5 → PS3

DIO5a stellt eine um Nachholeffekte (Lastverschiebungen) modifizierte Lastprognose (DIO1) dar. DIO5a wird nur innerhalb des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner verwendet. Bei DIO5a handelt es sich nicht um einen externen Datenaustausch, sondern um softwareintern weitergegebene Informationen innerhalb des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner. Die modifizierten Lastprognosen gehen allerdings auch aus DIO5b im Datenaustausch zwischen den Teilsystemen hervor.

Der Datenaustausch zwischen PS5 und PS3 über DIO5a erfolgt während der zeitlich aufsteigenden Betrachtung der 15-Minuten-Intervalle vor Berechnung des Flexibilitätseinsatzes für ein 15min-Intervall. DIO5a wird nur dann an PS3 übergeben, wenn Nachholeffekte aufgrund vorangehender Flexibilitätseinsätze vorhanden sind.

Verifizierte Flexibilitätslösungen (DIO 5b): PS5 → PS6

Der Aufbau des Informationsobjekts DIO5b entspricht dem einer Lastprognose DIO1, mit dem Unterschied, dass entsprechend der Anzahl zu berechnender Flexibilitätslösungen mehrere Dateien erzeugt werden. Ergänzend wird zu jeder Flexibilitätslösung ein Ergebnisbericht (Fahrplanbericht im Office Open XML-Format [11]) erstellt, der Informationen zu den in PS5 berechneten Flexibilitätsbeiträgen enthält sowie Informationen zu Nachholeffekten (DIO5a) und den in PS3 identifizierten Grenzwertverletzungen (DIO3a, DIO3b), die dem Flexibilitätseinsatz zugrunde liegen. Der Aufbau der Flexibilitätslösung kann Kapitel 0 entnommen werden. Der zugehörige Ergebnisbericht im Open Office .XML-Format [13] ist in Kapitel 0 beschrieben.

Auswahl einer Flexibilitätslösung – PS6

Aus PS5 werden diskrete Flexibilitätslösungen erhalten. Eine Mischung von Flexibilitätsbeiträgen aus unterschiedlichen Flexibilitätslösungen ist nicht zulässig.

Zur Auswahl einer konkreten Flexibilitätslösung können zusätzliche Informationen herangezogen werden, die im Anlagenmodell (DIO7) hinterlegt werden müssten. Innerhalb von PS6 wurde jedoch keine Logik zur Auswahl einer Flexibilitätslösung implementiert. Die Auswahl erfolgt manuell bzw. anhand einer fest definierten Vorgabe.

Der Prozess vom Übergang technisch möglicher Flexibilitätslösungen zu der final gewählten Lösung muss ausreichend transparent dokumentiert werden, um ggf. Nachfragen von Anlagenbetreibern aufklären zu können.

Auslösergrößen im Rahmen der Prozesslandkarte für PS6

Dieser Prozessschritt wird durch Übergabe von Flexibilitätslösungen (DIO5b) angestoßen. Die Aktualisierungshäufigkeit von DIO7 ist im Vergleich zu DIO5b sehr gering, sodass hierauf nicht geprüft werden muss.

Abgehende Informationsobjekte durch PS6

Geplante Flexibilitätslösung (DIO6): PS6 → PS8, PS1

Aus dem DIO5b wird die ausgewählte Lösung extrahiert. Das Format entspricht DIO1.

DIO6 wird in PS8 zur Steuerung der ausgewählten Anlagen verwendet. Die Weitergabe an PS1 führt dort zu einer Überschreibung der ursprünglich für den Betrachtungszeitraum berechneten Lastprognose. Dies kann zur Überprüfung der Flexibilitätslösung verwendet werden (vgl. PS1). Bei Aktualisierung der Prognosen wird allerdings wieder auf Werte ohne Flexibilitätseinsätze (Sollwertvorgaben) zurückgesetzt.

Anlagenmodell – PS7

Das Anlagenmodell entspricht vollständig oder in weiten Bereichen dem SIO2 bzw. SIO4. Es enthält zu jeder zu berücksichtigenden Anlage Informationen zu deren technischen Daten (Anschlussleistung, evtl. Spitzenleistung, evtl. Kapazität, mögliche Leistungsstufen) und weitere für die Flexibilitätsnutzung kritische Informationen (z. B. regulatorische Vorgaben zu Steuerungszeiträumen für Wärmepumpen oder Vereinbarungen mit Kunden über ausgeschlossene Nutzungszeiträume oder Minimumladestände von Speichern).

Neben den vorstehenden, für die Berechnung von Flexibilitätslösungen kritischen Daten, enthält das Anlagenmodell weitere Informationen, die der Auswahl bestimmter Flexibilitätslösungen dienen (Vergütungsansprüche, Häufigkeit der bisherigen Nutzung, Nutzungserfahrungen etc.). Diese Informationen können sich evtl. häufiger ändern.

Auslösergrößen im Rahmen der Prozesslandkarte für PS7

Der Prozessschritt hat keinen speziellen Auslöser im operativen Prozess. Ggf. erfolgt eine Aktualisierung von Informationen zu Nutzungserfahrungen oder Nutzungshäufigkeiten nach jedem Prozessdurchlauf.

Abgehende Informationsobjekte durch PS7

Anlageninformationen (DIO7): PS7 -> PS1,2,6

Übergeben werden die oben beschriebenen Informationen. Im Projekt implementiert wurden bisher nur die technischen Daten der im Netzmodell abgebildeten Anlagen. Der Aufbau von DIO7 kann Kapitel II1.3.1 entnommen werden.

Dynamische Anlagensteuerung – PS8

In diesem Prozessschritt wird die Überwachung und eine mögliche Steuerung der Anlagen durchgeführt. Im Projekt wurde davon ausgegangen, dass der Netzbetreiber auf alle Anlagen durch direkte Eingriffe steuernd zugreifen kann. In diesem Fall kann davon ausgegangen werden, dass die Anlagenleistung den Vorgaben entspricht, solange die Anlagen zur Verfügung stehen. Dies kann über DIO9 kontrolliert werden.

Eine echte Ansteuerung von Anlagen erfolgte im Projekt nur in wenigen isolierten Fällen. Maßnahmen zum Umgang bei festgestellten Abweichungen zwischen Soll- und Ist-Leistung angesteuerter Anlagen wurden im Projekt nicht implementiert. Ersatzweise führen größere Unterschiede im realen Lastverhalten der Anlagen (DIO9) im Vergleich zur Lastprognose (DIO1) zur Auslösung eines neuen Zyklus zur Berechnung aktualisierter Flexibilitätslösungen.

Für eine automatisierte Ansteuerung der Anlagen müssten die Lastgänge der in DIO6 enthaltenen Anlagen separiert und die Viertelstundenwerte mit Flexibilitätsbeiträgen über DIO8 an die betroffenen Anlagen übermittelt werden.

Auslösergrößen im Rahmen der Prozesslandkarte für PS8

Eintreffen eines DIO6.

Abgehende Informationsobjekte durch PS8

Steuerungsanforderung (DIO8): PS8->PS9

Entsprechend obiger Diskussion erfolgt nur die Übermittlung einer Steuerung oder die Übermittlung eines umzusetzenden Fahrplans in jeder 15min-Periode.

Anlagenbetrieb – PS9

Dieser Prozessschritt enthält den konkreten Anlagenbetrieb durch die jeweiligen Betreiber. Er ist nur insofern dem operativen Prozess zugeordnet, als auf den Anlagenbetrieb durch die Flexibilitätsnutzung Einfluss genommen wird.

In PS9 wird auch der Betrieb der netztechnischen Anlagen erfasst. Dies beinhaltet aber lediglich die Aufnahme von Messwerten, die über DIO9 und DIO1 als Information zur Netzzustandsberechnung dienen. Eine Ansteuerung netztechnischer Anlagen könnte über regelbare Transformatoren (rONT) erfolgen. Dies war jedoch nicht Projektinhalt.

Auslösergrößen im Rahmen der Prozesslandkarte für PS9

Der Prozess läuft kontinuierlich und wird durch die Nutzung von Flexibilitätsbeiträgen temporär beeinflusst.

Abgehende Informationsobjekte durch PS9

Messdaten, Lastprognosen (DIO9) – PS9 → PS1,8

Wenn die steuerbaren Anlagen über ein lokales EMS verfügen, kann dieses ggf. eine komplette Lastprognose erstellen und an PS1 liefern oder es werden nur aktuelle Messdaten übermittelt, aus denen in PS1 eine Lastprognose erstellt werden muss.

Im Projekt wurden keine Prognosen von Anlagen an den Flexmanager übermittelt.

1.2.2 Netzberechnung - Ermittlung von Flexibilitätslösungen

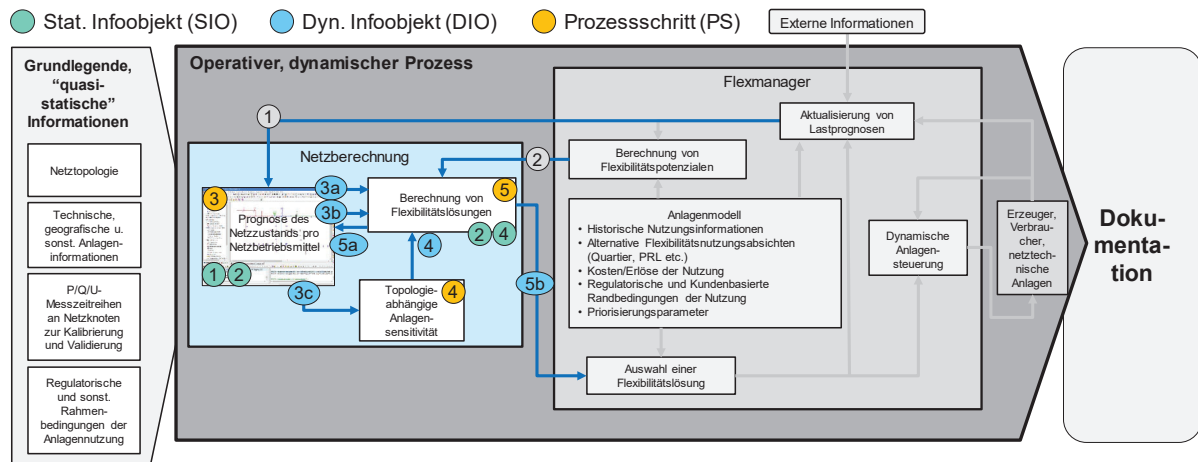


Abbildung II-5: Teilsystem Netzberechnung – Ermittlung von Flexibilitätslösungen in der Prozesslandkarte

Das Teilsystem *Netzberechnung - Ermittlung von Flexibilitätslösungen* (Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.) hat innerhalb des entwickelten Gesamtprozesses die Aufgabe, Flexibilitätslösungen in Form von Flexibilitätsfahrplänen zu generieren. Der Begriff der Flexibilitätslösung beschreibt im Projekt „MobiGrid“ die Gesamtheit aller umzusetzenden Wirkleistungsanpassungen der Flexibilität innerhalb des Prognosezeitraumes, die zum Ziel haben, normativ unzulässige Betriebszustände im Stromnetz zu beheben oder zu verhindern.

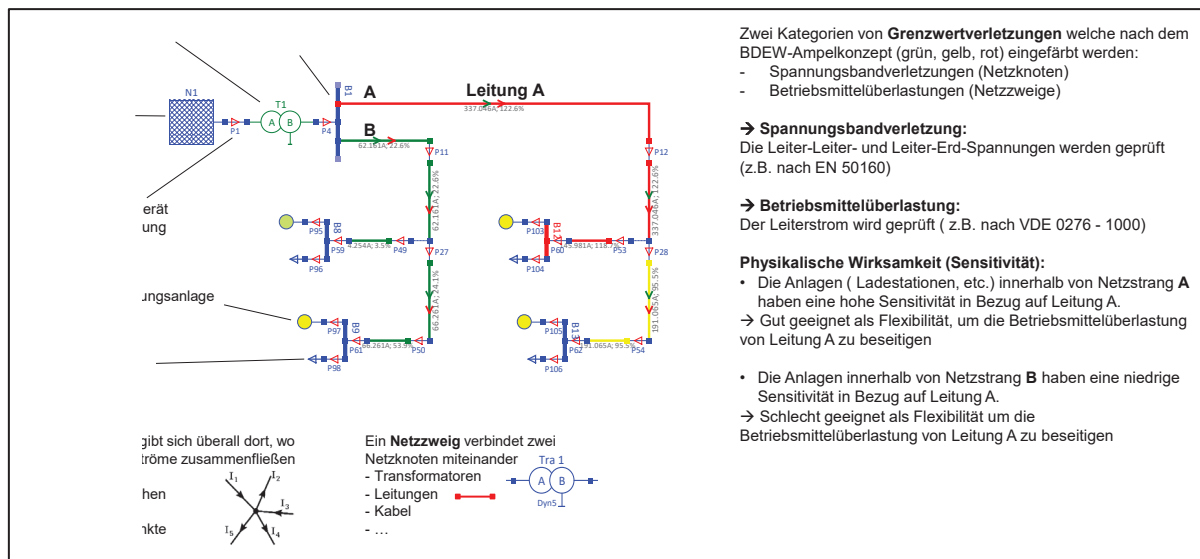


Abbildung II-6: Beispielhafte Beschreibung einer Netztopologie

Zur Ermittlung der Flexibilitätslösung wird in dem Teilsystem das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner eingesetzt, das den Netzzustand des Stromnetzes mit Hilfe von Lastflussberechnungen berechnet, unter Verwendung von normativen und anwenderspezifischen Vorgaben bewertet und als Ergebnis die Flexibilitätsfahrpläne ermittelt.

In den nachfolgenden Erläuterungen ist zu beachten, dass die Kennzeichnung der Prozessschritte aus Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. entnommen wurde und von den Kennzeichnungen der Prozessschritte in Kapitel II.1.2.1 abweicht.

Gemäß Prozessschritt ③ erfolgt zunächst durch das Netzberechnungsprogramm die Berechnung des erwarteten Netzzustands auf Basis der vom Flexmanager in 15min-Intervallen

erstellten Lastprognosen. Die Berechnung des erwarteten Netzzustandes erfolgt mit Lastflussberechnungen und ist der initiale Netzzustand zur Ermittlung der Flexibilitätslösungen. Bei den Lastprognosen handelt es sich um Bezugs- und Einspeiseleistungen, die in einer Zeitreihe von 15min-Intervallen angegeben werden. Die 15-Minuten-Intervalle des Prognosezeitraums werden in zeitlich aufsteigender Reihenfolge bearbeitet, für jedes 15-Minuten-Intervall wird eine Lastflussberechnung nach dem Newton-Raphson-Verfahren durchgeführt.

Innerhalb des Prozessschrittes ⑤ werden Nachholeffekte (Lastverschiebungen) aufgrund vorangehender Flexibilitätseinsätze ermittelt. Diese Lastverschiebungen stellen eine Anpassung der Lastprognosen dar, die in dem internen Informationsobjekt DIO5a enthalten sind. Auf Basis dieser angepassten Lastprognosen ergibt sich ein korrigierter Netzzustand (DIO3b). In diesem Fall wird in Prozessschritt ③ allerdings keine erneute Lastflussberechnung durchgeführt, sondern ein Linearisierungsansatz auf Basis der zuvor durchgeführten Lastflussberechnung verwendet (vgl. Kapitel II2.3.2).

Sollten die Berechnungsergebnisse einen oder mehrere Netzenspässe für ein 15-Minuten-Intervall prognostizieren, erfolgt innerhalb des Prozessschrittes ⑤ die Berechnung der zur Vermeidung von Netzenspässen notwendigen Leistungsänderungen von Flexibilitäten für dieses 15-Minuten-Intervall. Der im Projekt entwickelte Algorithmus zur Umsetzung des Prozessschrittes ⑤ wird in Kapitel II2.3.3 beschrieben.

Unter dem Begriff Netzenspass werden in diesem Zusammenhang eine oder mehrere Abweichungen vom normativ zulässigen stationären Netzzustand des Stromnetzes verstanden. Ein normativ unzulässiger Netzzustand liegt vor, wenn normative Grenzwerte für Spannungen und/oder Ströme wie z.B. das nach EN 50160 [14] zulässige Spannungsband oder die nach VDE 0276-1000 [15] definierte Dauerbelastbarkeit über- oder unterschritten werden.

Um die Steuerwerte der Flexibilitätslösung, d.h. die anzupassenden Wirkleistungswerte als Eingangsgrößen der Flexibilitäten, für jedes 15-Minuten-Intervall des Prognosezeitraums zu bestimmen, müssen zuvor in Prozessschritt ④ Anlagensensitivitäten ermittelt werden. Die im Projekt verwendete Vorgehensweise zur Bestimmung der Anlagensensitivitäten geht aus Kapitel II2.3.2 hervor.

Die Anlagensensitivität ist abhängig vom Netzknoten, an dem die Anlage angeschlossen ist, der Netztopologie und den Impedanzen der Betriebsmittel des Stromnetzes, aber auch von dem vorliegenden Netzzustand. Anlagensensitivitäten können über eine Sensitivitätsanalyse bestimmt werden, die auf der mathematisch-physikalischen Beschreibung des Stromnetzes mit der Jacobi-Matrix beruht. Grundsätzlich muss die Anlagensensitivität in eine spannungsbezogene und eine zweigstrombezogene Anlagensensitivität unterschieden werden. Mit den Sensitivitäten¹³ einer Anlage kann deren Wirkung im Falle einer Wirk- und/oder Blindleistungsänderung der Anlage auf die Spannungen an allen Netzknoten und Strömen in allen Netzzweigen des Stromnetzes quantifiziert werden. Die Sensitivitätsanalyse ist daher von grundlegender Bedeutung für die Berechnung der Flexibilitätssfahrpläne im Prognosezeitraum, um die Behebung

¹³ Beschreibt die physikalische Wirksamkeit, mit der sich die Änderung einer Betriebsgröße auf eine andere Betriebsgröße bemerkbar macht.

von Netzensgüssen mit einer technisch und perspektivisch auch wirtschaftlich geeigneten Auswahl von Flexibilitäten aus der Menge der verfügbaren Flexibilitäten zu treffen.

Das im Rahmen des Projektes „MobiGrid“ konzipierte und als Demonstrator im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner implementierte Verfahren *Prognose mit Flexibilitäten* berechnet als Flexibilitätslösung insgesamt fünf unterschiedliche Flexibilitätsfahrpläne, in denen Wirk- und optional Blindleistungswerte für alle in den Lastprognosen enthaltenen Anlagen zu jedem 15-Minuten-Intervall des Prognosezeitraums ausgegeben werden können. Sind wie im Projekt zugrunde gelegt, in den Lastprognosen keine Eingangswerte zur Blindleistung der Flexibilitäten enthalten, werden in den Lastflussberechnungen die im mathematisch-physikalischen Modell des Stromnetzes vorgegebenen Blindleistungen, definiert durch den anlagenspezifischen Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$, als Ersatzwerte verwendet. Abbildung II-7 zeigt die Eingangs- und Ausgangsdateien des Verfahrens, die einerseits vom Flexmanager und andererseits dem Flexmanager zur Verfügung gestellt werden. Das Format der Dateien geht aus der Schnittstellenspezifikation in Kapitel 0 hervor.

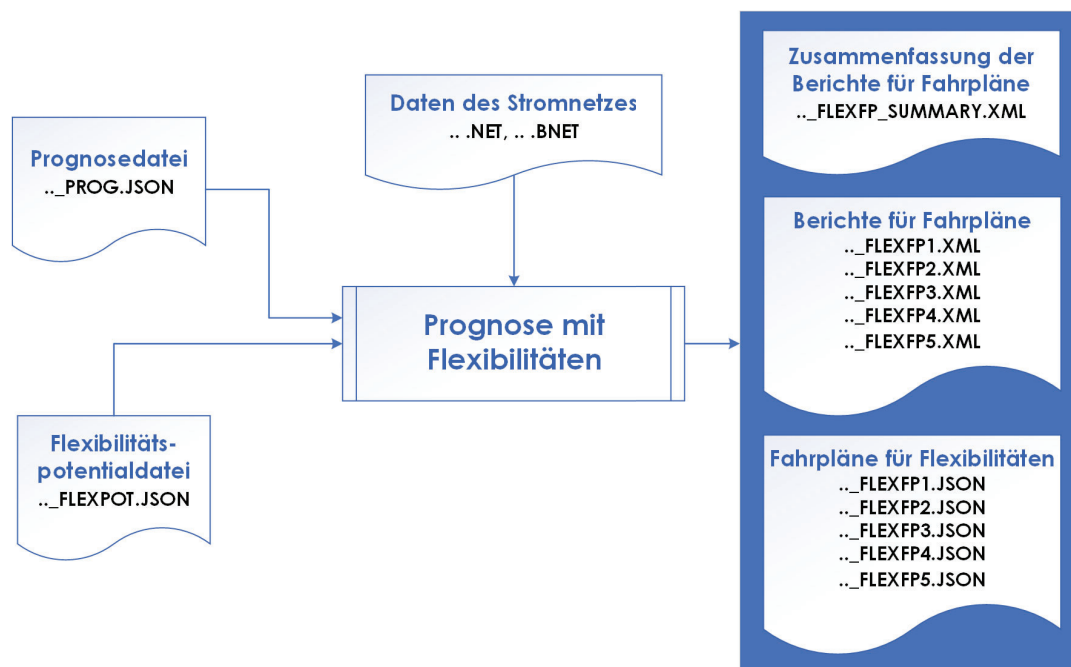


Abbildung II-7: Eingangs- und Ausgangsdaten im Teilsystem Netzberechnung – Ermittlung von Flexibilitätslösungen

Die Berichte für Fahrpläne, im Folgenden auch Fahrplanberichte genannt, enthalten ausgewählte Ergebnisse der Netzberechnung und die zur Erstellung der Fahrpläne führenden davon abgeleiteten Berechnungsergebnisse im Office Open XML-Format [11] [13] und können als Dokumentation der Flexibilitätslösung verwendet werden. Die Fahrpläne für Flexibilitäten enthalten die direkt zur maschinellen Weiterverarbeitung geeigneten Fahrpläne im JSON-Format [10].

Vorgaben von Steuerwerten für die Flexibilitäten ergeben sich aus dem Vergleich der Leistungswerte je 15-Minuten-Intervall der Prognosedatei und einer Fahrplandatei. Die Fahrplanberichte stellen diese und weitere Informationen dar, z.B. Lastverschiebungen zwischen 15-Minuten-Intervallen oder ggfs. nicht behebbare Netzensgüsse.

Die Fahrpläne in den Fahrplandateien unterscheiden sich bzgl. der Einsatzreihenfolge der Flexibilitäten unter Bewertung der Anlagensensitivitäten zur Auswahl geeigneter Flexibilitäten. Ein Fahrplan behält nur seine Gültigkeit, wenn er in seiner Gesamtheit umgesetzt wird. Die

Kombination von Steuerwerten aus den vom Verfahren berechneten Fahrplänen zu einem neuen resultierenden „Misch“-Fahrplan ist unzulässig, da in diesem Fall nicht sichergestellt werden kann, dass das Stromnetz innerhalb der normativ zulässigen Grenzwerte betrieben wird.

Wenn keine Leistungsanpassungen im Vergleich zur Prognose erfolgen, beispielsweise da keine Netzingpässe identifiziert wurden, reicht die Ausgabe eines Fahrplans aus. Die dort enthaltenen Leistungswerte entsprechen denen der Prognosedatei.

Basierend auf den Fahrplanberichten und den Fahrplänen sind perspektivisch weiterführende Auswertungen, Analysen und Darstellungen möglich, die dem Anwender die komplexe und vielschichtige Entscheidungsfindung des Verfahrens *Prognose mit Flexibilitäten* zur Berechnung der Flexibilitätslösung noch transparenter und übersichtlicher darstellen könnten. Durch die Verwendung von standardisierten Datenaustauschformaten ist eine Weiterverarbeitung der Ergebnisdateien durch nicht im Forschungsvorhaben verwendete Softwarelösungen sichergestellt.

1.2.3 BaSyx Middleware – universelle Schnittstelle und digitaler Zwilling

Eclipse BaSyx ist die Open-Source-Plattform für die Automatisierung der nächsten Generation. Sie bietet gemeinsame und wiederverwendbare Industrie 4.0-Komponenten und ein SDK, das die Entwicklung neuer Industrie 4.0-Softwarekomponenten unterstützt, um die schnelle Entwicklung von Industrie 4.0-Lösungen zu ermöglichen. Diese Eclipse BaSyx-Plattform wird darüber hinaus Referenzanwendungsszenarien für gängige Industrie 4.0-Herausforderungen bereitstellen. Eclipse BaSyx wurde aktiv unterstützt durch das Forschungsprojekt BaSys 4.0 (Homepage: <https://eclipse.dev/basyx/>), das vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF, Förderkennzeichen 01IS16022) gefördert wurde. BaSys 4.0 erforschte und spezifizierte Schlüsselkonzepte von Industrie 4.0, beteiligte sich an Standardisierungsaktivitäten und integrierte bestehende Standards und Technologien in eine Industrie 4.0-Middleware.

Die frei verfügbare Industrie 4.0-Middleware BaSys 4.0 wurde für den Einsatz im Projekt „MobiGrid“ individuell angepasst. Aufbauend auf ihren technischen Grundlagen, Konzepten und Modellen (insbesondere dem Digitalen Zwilling) soll ein Industrie-4.0-kompatibler Einsatz in der Energiewirtschaft ermöglicht werden.

Während ohne Middleware technische Systeme in jeder Anwendung, die auf sie zugreift, einzeln implementiert werden müssen, entkoppelt eine Middleware die Teilnehmer voneinander. Technische Systeme, wie z.B. Ladestationen, können als Modelle mit allen erforderlichen Parametern in der Middleware hinterlegt und den Anwendungen standardisiert zugänglich gemacht werden. Eine BaSys 4.0-affine Anwendung kann deren Parameter mit weiteren Einflussgrößen kombinieren und daraus z.B. ein zu erwartendes Lastprofil berechnen. Energiespezifische Anwendungen können diese Daten nutzen, ohne direkt mit den Anlagen oder Drittanwendungen kommunizieren zu müssen. Umgekehrt können Informationen aus den energietechnischen Anwendungen wiederum über die Middleware automatisch und bedarfsgerecht an verschiedene Anwendungen verteilt werden. Auf diese Weise lassen sich Steuerungsinformationen nutzen, um beispielsweise die Leistung einer Ladestation zu begrenzen.

Neben der Rolle der universellen Schnittstelle bietet die Middleware ergänzende Funktionen. Hervorzuheben ist beispielsweise die konsequente Datennutzungskontrolle durch das in BaSys 4.0 integrierte IND²UCE-System. Hier werden Daten mit Informationen versehen, die zuverlässig steuern, welche Anwendungen sie dekodieren können und zu welchem Zweck sie sie nutzen

dürfen. Das Konzept des digitalen Zwillings (der Software-Repräsentant einer technischen Anlage) ermöglicht es darüber hinaus, aktuelle Anlagenzustände abzufragen oder das Anlagenverhalten zu simulieren sowie damit die Reaktion verteilter Anwendungen auf Einflussgrößen oder Änderungen der Betriebsweise vorab zu prüfen.

Detaillierte Erläuterungen zur Middleware und deren Verwendung im Projekt sind im nachfolgenden Kapitel enthalten.¹⁴

1.3 Zusammenwirken der Teilsysteme

In diesem Kapitel geht es um das Zusammenwirken der genutzten Softwaresysteme. Im ersten Abschnitt dieses Kapitels wird die dazu notwendige Schnittstelle spezifiziert. Anschließend werden die zum Datenaustausch verwendeten Übertragungstechnologien näher beschrieben.

1.3.1 Schnittstellenspezifikation DIO1, DIO2, DIO5b

Die Softwaresysteme verwenden zum Datenaustausch Dateien im JSON-Format nach dem ECMA-404 Standard [10]. JSON (**J**ava**S**cript **O**bject **N**otation) ist ein international standardisiertes und in der informationstechnischen Datenverarbeitung sehr häufig verwendetes Datenaustauschformat, das sowohl von Menschen als auch von Maschinen leicht verstanden werden kann. Zentraler Aspekt des JSON-Formates ist neben der objektorientierten Syntax, dass die Möglichkeit zukünftiger Erweiterungen im Sinne einer Auf- und Abwärtskompatibilität sichergestellt ist und die Vorgabe, dass in der JSON-Datei enthaltene Daten zusätzlich zu dem Wert verpflichtend einen textuellen Bezeichner enthalten müssen. Datenaustauschformate auf Basis von JSON-Dateien sind daher ohne weitere Zusatzinformationen weitgehend selbsterklärend. Der Standard ECMA-404 definiert Syntax und Datenstrukturen für das JSON-Format. Der Standard ist weit verbreitet und erlaubt die einfache Anbindung weiterer Softwaresysteme. Ein weiterer Vorteil des JSON-Formates liegt darin, dass kostenfreie Open Source Bibliotheken, wie z.B. die Bibliothek rapidJSON (www.rapidjson.org), für Forschungsvorhaben zur Verfügung stehen. Im Folgenden wird das Spezifikationskonzept erläutert. Anschließend wird der im Vorhaben erreichte Implementierungsstand genauer beschrieben.

Konzept des kompatiblen Datenaustauschs

Das Konzept spezifiziert die Schnittstelle, über welche die im Vorhaben genutzten Softwaresysteme untereinander kommunizieren und Daten austauschen. Die für den Datenaustausch zwischen den Softwaresystemen notwendigen Daten beschränken sich auf technische **Anlagen**.

Unter einer Anlage wird im Folgenden eine für die Ermittlung einer Flexibilitätslösung zur Verfügung stehende Flexibilität verstanden. Diese kann eine Erzeugungsanlage, eine Bezugsanlage oder ein Energiespeicher sein und muss nicht notwendigerweise ein Flexibilitätspotenzial aufweisen.

¹⁴ Das **IND²UCE-System** ist ein Konzept zur Datennutzungskontrolle, das im Rahmen von BaSys 4.0 entwickelt wurde. Es ermöglicht eine feingranulare Steuerung darüber, welche Anwendungen auf bestimmte Daten zugreifen dürfen und zu welchem Zweck diese Daten genutzt werden können.

Zur Charakterisierung einer Flexibilität als Anlage wird ein **Anlagenobjekt** als JSON-Objekt definiert, das die für die Ermittlung einer Flexibilitätslösung relevanten Eigenschaften einer Anlage beschreibt.

Ein JSON-Objekt ist eine ungeordnete Menge von Name/Wert Paaren.

Ein Anlagenobjekt wird, wie alle JSON-Objekte, durch zwei geschweifte Klammern {..} umfasst, die alle zu dem JSON-Objekt gehörenden Daten umfassen. Die Aneinanderreihung von Anlagenobjekten ergibt dabei den zu übertragenden Datenblock, der als Liste, Array oder Vektor bezeichnet wird. Anhand des folgenden JSON-Beispiels erfolgt exemplarisch die Beschreibung der JSON-Schnittstellenspezifikation für das Anlagenobjekt mit der Identifikationsnummer 1 (JSON-Element **id**=1).

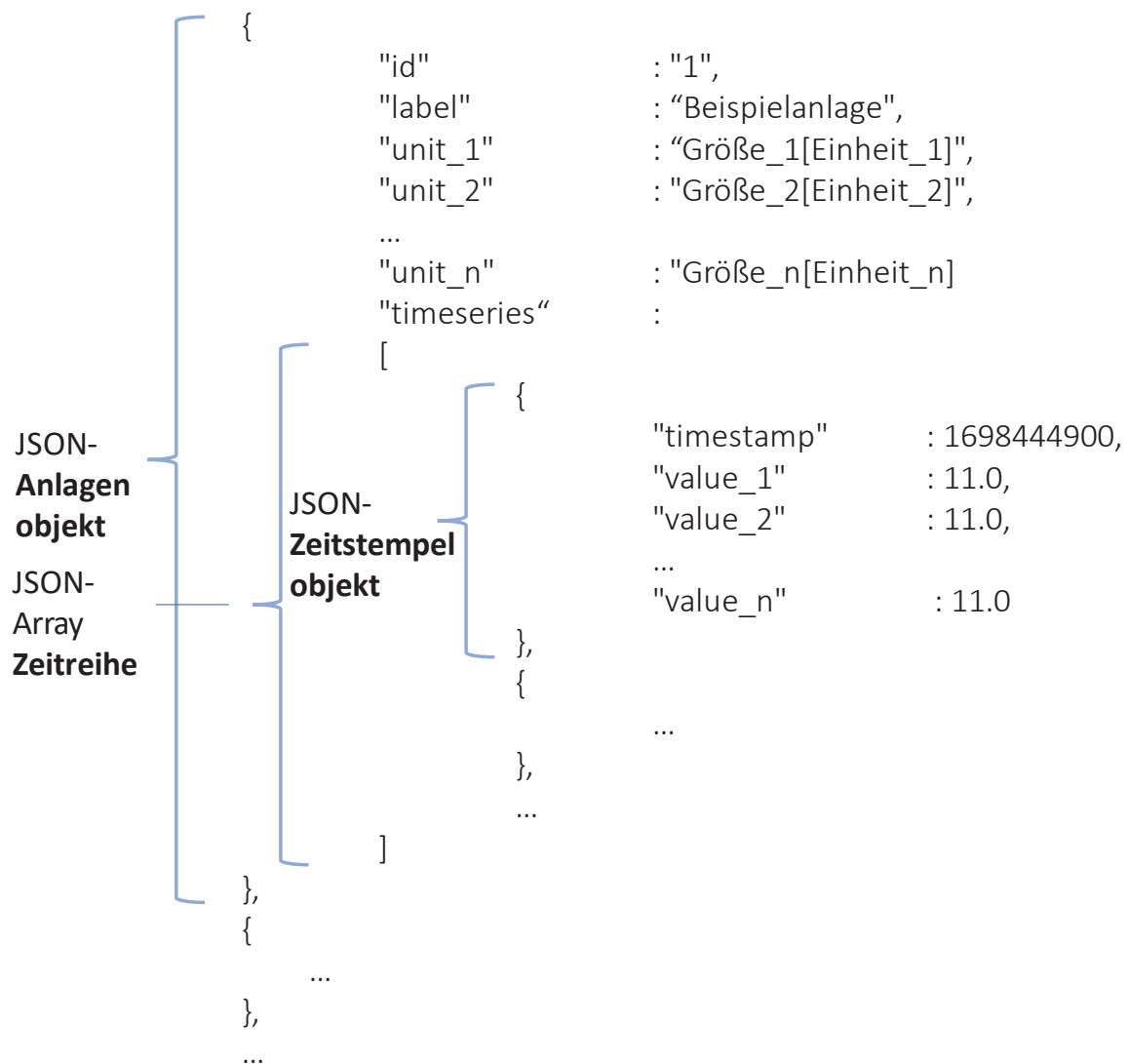


Abbildung II-8: Konzept der Schnittstellenspezifikation im JSON-Format nach dem ECMA-404 Standard

Ein Anlagenobjekt besteht in der Regel aus einem oder mehreren JSON-Objekten sowie einer **Zeitreihe** (JSON-Array **timeseries**), welche wiederum aus **Zeitstempelobjekten** besteht, deren Inhalt aus einem Zeitstempel (JSON-Element **timestamp**) in Unix-Zeit¹⁵ und mindestens einem dem **Unix-Zeitstempel** zugehörigen Wert (z.B. JSON-Element **value_1**) besteht.

Der Unix-Zeitstempel ist eine Möglichkeit, die Zeit als laufende Gesamtzahl von Sekunden zu verfolgen. Diese Zählung beginnt bei der Unix-Epoche am 1. Januar 1970 um UTC. Daher ist der Unix-Zeitstempel lediglich die Anzahl der Sekunden zwischen einem bestimmten Datum und der Unix-Epoche.

Die Gesamtheit dieser **Zeitstempelobjekte** bildet die Zeitreihe (JSON-Array **timeseries**), welche durch zwei eckige Klammern [...] umfasst wird. Als JSON-Element wird hier eine Kombination aus einem Bezeichner und einem zugehörigen Wert, getrennt durch einen Doppelpunkt, bezeichnet (z.B. JSON-Element "id": "1"). Die Erläuterung der verwendeten Bezeichner finden sich in Tabelle II-1.

Tabelle II-1: Bezeichnung JSON-Elemente

Kapitel 1 Bezeichner (JSON-Elemente)	Bedeutung
id	Eindeutiger Bezeichner zur Anlagenidentifikation
Label	Anwenderspezifischer Name der Anlage
unit_1 bis unit_n	Physikalische Größe und Einheit, welche dem Bezeichner der JSON-Elemente value_1 bis value_n zugewiesen wird.
timeseries	Sektion, welche die Zeitstempel (JSON-Element timestamp) der Zeitreihe enthält
timestamp	Zeitstempel im Unix-Format ¹⁵
value_1 bis value_n	Werte, deren Bedeutungen durch die JSON-Elemente unit_1 bis unit_n definiert werden.

Die JSON-Elemente, welche über den Bezeichner **unit_1** bis **unit_n** deklariert werden und ihren jeweiligen Wert über **value_1** bis **value_n** zugewiesen bekommen, sind flexibel verwendbar. Softwaresysteme, die nur einen Teil der in der vorangehenden Tabelle definierten JSON-Elemente benötigen, beginnen die Bedienung der Schnittstelle mit dem Paar **unit_1, value_1** und weisen dessen Bedeutung über einen Bezeichner aus **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zu. Weitere Informationen werden dann der Reihenfolge nach mit dem Paar **unit_2, value_2** usw. durchnummeriert. Durch diese Festlegung wird die Schnittstelle nur mit für den jeweiligen Datenaustausch relevanten Informationen befüllt.

¹⁵ Epoche Unix Timestamp www.unixtimestamp.com

Für die Schnittstellenspezifizierung werden folgende Anforderungen definiert:

- Alle im Netzgebiet vorhandenen und über Prognosewerte nachgebildeten Anlagen/Messstellen müssen als **Anlagenobjekte** vorhanden sein.
- Eine Anlage wird über eine eindeutige **Anlagenidentifikationsnummer**, kurz **ID** (JSON-Element **id**), adressiert. Die ID darf dabei nicht mehrfach vergeben werden.
- Es dürfen keine IDs aus Anlagenobjekten hervorgehen, denen keine Anlage als Netzwerkelement des Netzberechnungsprogramms (z.B. eine Verbraucherlast) innerhalb des Stromnetzes zugeordnet werden kann.
- Allen Anlagenobjekten muss die strukturell gleiche Zeitreihe (JSON-Array **timeseries**) zugeordnet werden. D.h. die Zeitstempel (JSON-Element **timestamp**), deren Reihenfolge und Anzahl sowie die zeitliche Auflösung, müssen für alle Anlagenobjekte bzw. IDs identisch sein.
- Der angegebene Zeitstempel muss den im VDEW-Dokument M-05 2000 „Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile step-by-step“ [6] definierten Spezifikationen einer vollen Viertelstunde - also xx:15 Uhr, xx:30 Uhr, xx:45 Uhr oder xx:00 Uhr – entsprechen und steht stellvertretend für ein 15-Minuten-Intervall. Dieses wird rechtsbündig angegeben, d.h. die Angabe 00:15 Uhr beschreibt das 15-Minuten-Intervall 00:00-00:15 Uhr.
- Eine Zeitreihe wird mit einer zeitlichen Schrittweite von 15min (= 900s für den Unix-Zeitstempel) erstellt und muss beginnend mit dem ersten 15-Minuten-Intervall zeitlich aufsteigend aufgebaut sein. Innerhalb der Zeitreihe darf kein 15-Minuten-Intervall ausgelassen werden.
- Jedem Zeitstempel muss mindestens ein JSON-Element, bestehend aus Bezeichner und Wert, z.B. eine Wirkleistung, d.h. mindestens dem Paar **unit_1**, **value_1** zugeordnet sein.
- Als Dezimaltrennzeichen wird, wie im angelsächsischen Raum üblich, ein Punkt verwendet.
- Es werden nur positive Wirkleistungswerte verwendet. Bei Bezugsanlagen wird damit ein Leistungsbezug abgebildet (Verbraucherzählpfeilsystem), bei Erzeugungsanlagen eine Leistungseinspeisung (Erzeugerzählpfeilsystem). Für Speicher werden zwei getrennte Anlagen-IDs für Einspeisung und Bezug angegeben. Elektromobile wurden im Rahmen des Projektes als reine Bezugsanlagen abgebildet, ein bidirektionaler Betrieb stand dort nicht im Vordergrund.

Implementierungsstand im Projekt

Die Informationen werden inhaltlich in drei verschiedene JSON-Dateien getrennt, die den Informationsobjekten der Prozesslandkarte (Kapitel II.1.1) zugeordnet werden können: Prognosedaten (DIO1), Flexibilitätspotenziale (DIO2) und Flexibilitätsfahrpläne (DIO5b).

Die Prognosedaten (Prognosedatei in Abbildung II-7) enthalten Vorhersagen oder Prognosen zum Anlagenverhalten, also speziell dem zeitabhängigen Wirkleistungsbezug oder der Leistungseinspeisung der Anlagen. Diese Daten werden im Gesamtprozess durch das Prognosemodell erzeugt. Als Flexibilitätspotenziale (Flexibilitätspotenzialdatei in Tabelle II-6: Aufbau der JSON-Flexibilitätspotentialdatei) werden alle Daten definiert, welche die technisch realisierbare Wirkleistungsänderung gegenüber den Prognosedaten, d.h. dem prognostizierten Fahrplan der Anlage, betreffen. Diese Daten werden ebenfalls durch das Prognosemodell erzeugt. Die Flexibilitätsfahrpläne (Fahrpläne für Flexibilitäten in Tabelle II-7) enthalten die berechneten Fahrplandaten aller Anlagen unter Berücksichtigung notwendiger Wirkleistungsanpassungen von

Flexibilitäten. Diese Daten werden durch das Modell zur Bestimmung von Flexibilitätsbedarf erzeugt.

Folgende physikalische Größen der Anlagen werden als Information für den Prozessablauf benötigt:

Tabelle II-2: Bezeichner zur Definition der angegebenen Größen in den JSON-Dateien

Größe	Informations- objekt	Bezeichner
prognostizierter Wirkleistungswert in kW Dieser Wert entspricht dem prognostizierten Wirkleistungsbezug oder der Wirkleistungseinspeisung der Anlage.	DIO1 =Prognose	P[kW]
minimaler Wirkleistungswert in kW Dieser Wert entspricht dem kleinsten Wirkleistungswert, auf den die Anlage im Rahmen des Flexibilitätsmanagements abgesteuert werden darf.	DIO2 =Flexibilitätspotential	Pmin[kW]
maximaler Wirkleistungswert in kW Dieser Wert entspricht dem größten Wirkleistungswert, auf den die Anlage im Rahmen des Flexibilitätsmanagements hochgesteuert werden darf.	DIO2 =Flexibilitätspotential	Pmax[kW]
nutzbare Batteriekapazität eines Energiespeichers in Wh Dieser Wert entspricht der nutzbaren Batteriekapazität eines Energiespeichers in Anlehnung an die IEC-Norm 61850-90-9, welche für das Flexibilitätsmanagement zur Verfügung steht.	DIO2 =Flexibilitätspotential	UseWh[Wh]
Ladezustand (State of charge) eines Speichers zu Beginn des Prognosezeitraums in Prozent, bezogen auf die als Flexibilität nutzbare Batteriekapazität in Anlehnung an die IEC-Norm 61850-90-9.	DIO2 =Flexibilitätspotential	UseSocPct besser: UseSoc[%]
berechneter Wirkleistungswert in kW Dieser Wert entspricht dem durch den Prozess berechneten Wirkleistungswert der Anlage im Rahmen einer Flexibilitätslösung.	DIO5b =Flexibilitätsfahrplan ¹⁶	P[kW]

Alle Dateitypen beinhalten zusätzlich einen Dateiheder, der grundlegende verpflichtende (m =mandatory) und optionale (o) Informationen über die vorliegende JSON-Datei beinhaltet. Aufbau und Bedeutung des Dateiheders gehen aus Tabelle und Tabelle hervor.

¹⁶ Die Gesamtheit aller umzusetzenden Wirkleistungsanpassungen an Flexibilitäten innerhalb des Prognosezeitraumes, die zum Ziel haben, unzulässige Betriebszustände im betrachteten Stromnetz zu verhindern.

Tabelle II-3: Aufbau des Dateih-Headers der JSON-Dateien

Format des JSON-Headers		Syntax	m/o
{		Beginn des Headers	
		---	m
"author":	"Autor",	"Text"	o
"date":	"23.08.2022",	"Text"	o
"time":	"13:08:20",	"Text"	o
"description":	"Flex 17.06.2016 5:00 - 5:15",	"Text"	o
"filetype":	"Flexibilitaetspotenzial",	"Text"	m
"fileversion":	"1",	"Ganze Zahl"	m
"fileformat":	"1",	"Ganze Zahl"	m
"program_version":	"ATPDesigner V4.01.70 - 29.07.2022",	"Text"	o
"datafile":	".../Feldtestgebiet.bnet"	"Text"	o
},		Ende des Headers	
		---	m

Tabelle II-4: Bezeichner der JSON-Elemente des Dateih-Headers

Bezeichner	Bedeutung
Author	Autor*in der JSON-Datei
Date	Datum in TT.MM.JJJJ
Time	Uhrzeit in HH:MM:SS
Description	Anwenderspezifische Beschreibung
Filetype	Typ der JSON-Datei: Bei der Berechnung von Fahrplänen für Flexibilitäten werden verschiedene Informationen über die JSON-Dateien ausgetauscht • "Prognose" → enthält die prognostizierten Werte für z.B. Bezugs- und Einspeisewirkleistung der Anlagen • "Flexibilitaetspotenzial" → enthält die verfügbare Flexibilität (z.B. mögliche Wirkleistungsänderung) der Anlagen • "Fahrplan" → enthält die ermittelten Werte für z.B. Bezugs- und Einspeisewirkleistung der Anlagen auf Basis des geplanten Flexibilitätsabrufs

Fileversion	Dateiversion: Ausgehend von der Grundstruktur können verschiedene Versionen für den Dateiaufbau festgelegt werden. Dies ermöglicht die Anpassung oder Ergänzung von Bezeichnern/Strukturelementen o.ä. • "1" = aktuelle Version
Fileformat	Dateiformat: Grundlegende Struktur der JSON-Datei • "1" = aktuelles Format • "2" = Kurzformat (noch zu definieren)
program_version	Software-Version des verwendeten Programms, bspw. ATPDesigner oder FlexManager
Datafile	Pfad zur Datendatei, bspw. der Netznachbildung (.bnet-Datei) des betrachteten Netzgebiets in ATPDesigner

Prognosedatei DIO1

Die JSON-Prognosedatei wird im Rahmen des Projekts neben dem **filetype** (im Dateiheader) zusätzlich über die **Kenntung _PROG** im Dateinamen gekennzeichnet.

*Dateiname der **JSON-Prognosedatei**: NameJSONPrognosedatei_**PROG**.json*

Nachfolgend ist beispielhaft das Format einer **JSON-Prognosedatei** abgebildet. In der Spalte **m/o** wird angegeben, ob das Strukturelement verpflichtend erforderlich (**m** = mandatory) oder optional (**o**) ist.

Tabelle II-5: Aufbau der JSON-Prognosedatei

Format der JSON-Prognosedatei	Syntax	m/o
[	Beginn der Prognosedatei	
	---	m
{	Beginn des Headers	
	---	m
"author": "Autor",	"Text"	o
"date": "23.08.2022",	"Text"	o
"time": "13:08:20",	"Text"	o
"description": "JSON-Forecast File _PROG 17.06.2016 5:00 - 5:15",	"Text"	o
"filetype": "Prognose",	"Text"	m
"fileversion": "1",	"Ganze Zahl"	m
"fileformat": "1",	"Ganze Zahl"	m
"program_version": "ATPDesigner Version 4.01.70 - 29.07.2022",	"Text"	o
"datafile": ".../Feldtestgebiet.bnet"	"Text"	o
},	Ende des Headers	

	---	m
{	Beginn der 1. Anlage	
	---	m
"id": "4001056473",	"Text"	m
"label": "PV-Anlage",	"Text"	o
"unit_1": "P[kW]",	"Text"	m
"timeseries": [	Beginn der Zeitreihe	
	---	m
{	Beginn des 1. Zeitstempels	
	---	m
"timestamp": 1466132400000,	Ganze Zahl	m
"value_1": 0.0	Fließkommazahl	m
},	Ende des 1. Zeitstempels	
	---	m
{	Beginn des 2. Zeitstempels	
	---	m
"timestamp": 1466133300000,	Ganze Zahl	m
"value_1": 0.0	Fließkommazahl	m
}	Ende des 2. Zeitstempels	
	---	m
]	Ende der Zeitreihe	
	---	m
},	Ende der 1. Anlage	
	---	m
	---	m
"id": "8001048401",	"Text"	m
"label": "Heimspeicher_Einspeisung",	"Text"	o
"unit_1": "P [kW]",	"Text"	m
"timeseries": [	Beginn der Zeitreihe	

	---	m
{	Beginn des 1. Zeitstempels	
	---	m
"timestamp": 1466132400000,	Ganze Zahl	m
"value_1": 90.5	Fließkommazahl	m
},	Ende des 1. Zeitstempels	
	---	m
{	Beginn des 2. Zeitstempels	
	---	m
"timestamp": 146613300000,	Ganze Zahl	m
"value_1": 90.5	Fließkommazahl	m
}	Ende des 2. Zeitstempels	
	---	m
]	Ende der Zeitreihe	
	---	m
}	Ende der 2. Anlage	
	---	m
]	Ende der Prognosedatei	
	---	m

Flexibilitätspotenzialdatei DIO2

Die JSON-Flexibilitätspotenzialdatei wird im Rahmen des Projekts neben dem **filetype** (im Dateiheader) zusätzlich über die **Kennung *_FLEXPOT*** im Dateinamen gekennzeichnet.

*Dateiname der **JSON-FLEXPOT-Datei**: NameJSONPrognosedatei_***FLEXPOT***.json*

Nachfolgend ist beispielhaft das Format einer **JSON**-Flexibilitätspotenzialdatei abgebildet.

Tabelle II-6: Aufbau der JSON-Flexibilitätspotentialdatei

Format der JSON-Flexibilitätspotentialdatei	Syntax	m/o
[	Beginn der FLEXPOT-Datei	
	---	m
{	Beginn des Headers	
	---	m
"author": "Autor",	"Text"	o
"date": "23.08.2022",	"Text"	o
"time": "13:08:20",	"Text"	o
"description": "Flexibilitätspotenziale 17.06.2016 5:00 - 5:15",	"Text"	o
"filetype": "Flexibilitätspotential",	"Text"	m
"fileversion": "1",	"Ganze Zahl"	m
"fileformat": "1",	"Ganze Zahl"	m
"program_version": "ATPDesigner Version 4.01.70 - 29.07.2022",	"Text"	o
"datafile": ".../Feldtestgebiet.bnet"	"Text"	o
},	Ende des Headers	
	---	m
{	Beginn der 1. Anlage	
	---	m
"id": "4001056473",	"Text"	m
"label": "PV-Anlage",	"Text"	o
"unit_1": "Pmax[kW]",	"Text"	m
"unit_2": "Pmin[kW]",	"Text"	m
"timeseries": [	Beginn der Zeitreihe	
	---	m
{	Beginn des 1. Zeitstempels	
	---	m
"timestamp": 1466132400000,	Ganze Zahl	m
"value_1": 0.0,	Fließkommazahl	m
"value_2": 0.0	Fließkommazahl	m
},	Ende des 1. Zeitstempels	

	---	m
{	Beginn des 2. Zeitstempels	
	---	m
"timestamp": 1466133300000,	Ganze Zahl	m
"value_1": 0.0,	Fließkommazahl	m
"value_2": 0.0	Fließkommazahl	m
}	Ende des 2. Zeitstempels	
	---	m
]	Ende der Zeitreihe	
	---	m
},	Ende der 1. Anlage	
	---	m
{	Beginn der 2. Anlage	
	---	m
"id": "8001048401",	"Text"	m
"label": "Heimspeicher_Einspeisung",	"Text"	o
"UseSocPct": 50.0,	Fließkommazahl	o
"unit_1": "Pmax[kW]",	"Text"	m
"unit_2": "Pmin[kW]",	"Text"	m
"unit_3": "UseWh[Wh]",	"Text"	o
"timeseries": [	Beginn der Zeitreihe	
	---	m
{	Beginn des 1. Zeitstempels	
	---	m
"timestamp": 1466132400000,	Ganze Zahl	m
"value_1": 120.0,	Fließkommazahl	m
"value_2": 0.0,	Fließkommazahl	m
"value_3": 100000.0	Fließkommazahl	o
},	Ende des 1. Zeitstempels	
	---	m

Tabelle II-7: Aufbau der JSON-Fahrplandatei

Format der JSON-Fahrplandatei	Syntax	m/o
[	Beginn der Fahrplandatei	
	---	m
{	Beginn des Headers	
	---	m
"author": "Autor",	"Text"	o
"date": "23.08.2022",	"Text"	o
"time": "13:08:20",	"Text"	o
"description": "Fahrplan 1 - 17.06.2016 5:00 - 5:15",	"Text"	o
"filetype": "Fahrplan",	"Text"	m
"fileversion": "1",	"Ganze Zahl"	m
"fileformat": "1",	"Ganze Zahl"	m
"program_version": "ATPDesigner Version 4.01.70 - 29.07.2022",	"Text"	o
"datafile": ".../Feldtestgebiet.bnet"	"Text"	o
},	Ende des Headers	
	---	m
{	Beginn der 1. Anlage	
	---	m
"id": "4001056473",	"Text"	m
"label": "PV-Anlage",	"Text"	o
"unit_1": "P[kW]",	"Text"	m
"timeseries": [	Beginn der Zeitreihe	
	---	m
{	Beginn des 1. Zeitstempels	
	---	m
"timestamp": 1466132400000,	Ganze Zahl	m
"value_1": 0.0	Fließkommazahl	m
},	Ende des 1. Zeitstempels	
	---	m

]	Ende der Zeitreihe	
	---	m
}	Ende der 2. Anlage	
	---	m
]	Ende der Prognosedatei	
	---	m

Fahrplanbericht in DIO5b zur Darstellung für Anwender

Der Fahrplanbericht liegt im Office Open XML-Format [13] und lässt sich mit gängigen Textverarbeitungsprogrammen öffnen. Er enthält folgende fahrplanspezifische Informationen:

- Auftretende Netzenspässe in Form von Strom- und Spannungsgrenzwertverletzungen für jedes 15-Minuten-Intervall des Prognosezeitraums:

Tabelle II-8: Strom- und Spannungsüberwachung: Betriebsmittel mit Grenzwertverletzungen

Strom- und Spannungsüberwachung: Betriebsmittel mit Grenzwertverletzungen			
17.06.2016 05:00 UTC-Zeitstempel 1466132400000	Prognose	Prognose mit Lastverschiebung	Prognose mit Flexibilitäten
Name	ULL [%Un]	ULL [%Un]	ULL [%Un]
[Bb 2] Knoten 3	90.574	89.637	93.985
[Bb 3] Knoten 4	91.018	91.509	94.131
Name	I [%Izul]	I [%Izul]	I [%Izul]
[Line 5] Leitung 2	161.325	164.287	100.000
[Line 4] Leitung 1	152.172	155.075	95.627
[Tra 1] Tra 1	128.913	132.454	81.694

Es werden nur Betriebsmittel aufgeführt, für die eine Grenzwertverletzung detektiert wurde. In der Spalte **Prognose** werden die Spannungs- und Stromwerte ausgegeben, die mit den initialen Prognosewerten der Anlagen aus der Prognosedatei im Netzberechnungsprogramm ermittelt wurden. Die Spalte **Prognose mit Lastverschiebung** enthält ggf. angepasste Prognosewerte unter Berücksichtigung von Nachholeffekten (Lastverschiebungen) aus vorangehenden 15-Minuten-Intervallen (im vorliegenden Beispiel z.B. 04:45 Uhr). Unter **Prognose mit Flexibilitäten** werden die Strom- und Spannungswerte angegeben, die sich nach Berechnung des notwendigen Flexibilitätseinsatzes zur Behebung der Grenzwertverletzungen ergeben. Aus obigem Beispiel geht hervor, dass der Flexibilitätseinsatz so geplant wird, dass an Leitung 2 der Grenzwert von 100%Izul genau erreicht wird. Die übrigen Ströme und Spannungen liegen innerhalb des zulässigen Bereichs mit größeren Abständen zu ihren Grenzwerten. Nähere Informationen zur Berechnung von Grenzwertverletzungen sind Kapitel IO zu entnehmen.

Die maximal und minimal auftretenden Spannungen im Prognosezeitraum sowie die maximale Stromauslastung vor Flexibilitätseinsatz werden zu Beginn des Fahrplanberichtes aufgeführt:

Tabelle II-9: Kleinste Spannung, größte Spannung (Prognose mit Lastverschiebung)

Kleinste Spannung, größte Spannung (Prognose mit Lastverschiebung)		
Name	ULL [%Un]	15-Minuten-Intervall
[Bb 2] Knoten 3	81.222	17.06.2016 05:30
[Bb 1] Knoten 2	98.158	17.06.2016 05:15
Größte Betriebsmittelauslastung (Prognose mit Lastverschiebung)		
Name	I [%Izul]	15-Minuten-Intervall
[Line 5] Leitung 2	191.114	17.06.2016 05:30

- Geplanter Flexibilitätseinsatz und angenommene Lastverschiebungen für jedes 15-Minuten-Intervall des Prognosezeitraums:

Tabelle II-10: Geplanter Flexibilitätseinsatz

Geplanter Flexibilitätseinsatz							
17.06.2016 05:00 UTC-Zeitstempel 1466132400000	Prognose	Prognose mit Lastverschiebung	Prognose mit Flexibilitäten	Flexibilitätspotential		SoC	Lastverschiebung
Flexibilität [ID]	P [kW]	P [kW]	P [kW]	Pmin [kW]	Pmax [kW]	[%]	[kWh]
[Load 1] - EM [ID=5]	11.000	---	6.053	0.000	11.000	---	-3.987
[Load 1] - EM [ID=2]	22.000	---	12.106	0.000	22.000	---	-2.473
Lastverschiebungen							
[Load 1] - HP [ID=3]	5.000	9.000	---	0.000	9.000	---	-5.889
[Load 2] - BS [ID=6]	1.000	0.717	---	0.000	10.000	100.000	---
Ausstehende Lastverschiebungen							
[Load 1] - EM [ID=17]	11.000	---	---	0.000	11.000	---	-2.750

Hier werden Anlagen aufgeführt, die in dem 15-Minuten-Intervall entweder als Flexibilität eingesetzt werden (**geplanter Flexibilitätseinsatz**) oder für die eine angepasste Prognose aufgrund einer Lastverschiebung aus vorgelagerten 15-Minuten-Intervallen berücksichtigt wurde (**Lastverschiebungen**). Anlagen, für die nachzuholende Energiemengen aus vorangehenden Flexibilitätseinsätzen vorliegen (**ausstehende Lastverschiebungen**), werden hier auch aufgeführt, wenn die Lastverschiebung im betrachteten 15-Minuten-Intervall nicht umgesetzt werden kann, da $P_{\text{Prognose}} = P_{\text{max}}$.

In der Spalte **Prognose** werden die initialen Prognosewerte der Anlagen angegeben. Die Spalte **Prognose mit Lastverschiebung** enthält die resultierenden Werte unter Berücksichtigung von Nachholeffekten (Lastverschiebungen) aus vorangehenden 15-Minuten-Intervallen (im vorliegenden Beispiel z.B. 04:45 Uhr). Unter **Prognose mit Flexibilitäten** werden die Leistungswerte der Anlagen aufgeführt, die während der Berechnung des Flexibilitätseinsatzes ermittelt

wurden. Nähere Informationen zur Berechnung des Flexibilitätseinsatzes und der Lastverschiebungen sind den vorangehenden Kapiteln zu entnehmen.

Zusätzlich werden in der Tabelle die Werte $P_{\min}$ und $P_{\max}$ aus der **Flexibilitätspotenzialdatei**, für Speicher der Ladezustand am Ende des betrachteten 15-Minuten-Intervalls (**SoC**) und die noch ausstehenden nachzuholenden Energiemengen der Anlagen am Ende des 15-Minuten-Intervalls (**Lastverschiebung**) aufgeführt.

- Summarische Flexibilitätsleistung in jedem 15-Minuten-Intervall des Prognosezeitraums:

Tabelle II-11: Flexibilitätseinsatz unterschieden in Leistungsreduktion (-) und Leistungserhöhung (+)

Der Flexibilitätseinsatz wird unterschieden in Leistungsreduktion (-) und Leistungserhöhung (+) angegeben im Verbraucherzählpfeilsystem.	
Verfügbare Flexibilitätsleistung Gesamt (-):	-346.02 kW
Eingesetzte Flexibilitätsleistung Gesamt (-):	-106.65 kW
Verfügbare Flexibilitätsleistung Gesamt (+):	+56.98 kW
Eingesetzte Flexibilitätsleistung Gesamt (+):	---

Die summarische Wirkleistungsanpassung aller in einem 15-Minuten-Intervall eingesetzten Anlagen wird unter **Eingesetzte Flexibilitätsleistung gesamt** angegeben. Demgegenüber gestellt wird die mögliche Leistungsänderung unter **Verfügbare Flexibilitätsleistung gesamt**.

Kennwerte zum Flexibilitätseinsatz im Prognosezeitraum

Im Rahmen des Projekts wurden Kennwerte zur Bewertung des Flexibilitätseinsatzes definiert, die zusammenfassend für den betrachteten Prognosezeitraum gelten und zusätzlich zu den bereits beschriebenen Angaben am Anfang des Fahrplanberichtes im Office Open XML-Format [13] enthalten sind. Angaben zum summarischen Flexibilitätseinsatz im Prognosezeitraum sind wie folgt enthalten:

- Dauer des Flexibilitätseinsatzes im Prognosezeitraum
- Konnten alle Netzengpässe behoben werden?
- Anzahl eingesetzter Flexibilitäten
- Im Prognosezeitraum **maximal auftretende Wirkleistungsänderung** an einer Flexibilität

Tabelle II-12: Maximal auftretende Wirkleistungsänderung

Kommentare	
Netzengpässe in 12,5 % des Prognosezeitraums (3 h)	
Alle Netzengpässe wurden behoben.	
Flexibilitätseinsatz	
Anzahl der eingesetzten Flexibilitäten	3 = 20.00 % der Flexibilitäten
Maximal auftretende Wirkleistungsänderung einer Flexibilität	
Name	deltaP[kW]

- **Eingesetzte Flexibilitätsenergie** (vgl. Kapitel III1.1.2) insgesamt im Prognosezeitraum
- **Technisch umgesetzte Ausgleichsenergie** (vgl. Kapitel III1.1.2) insgesamt im Prognosezeitraum

Demgegenüber gestellt wird die insgesamt **verfügbare Flexibilitätsenergie**

- durchschnittlich eingesetzte **Flexibilitätsenergie** je Anlage

Dieser Wert entspricht der Gesamt-Flexibilitätsenergie, dividiert durch die Anzahl der eingesetzten Anlagen.

- Welche summarische Wirkleistungsänderung (**Gesamt-Flexibilitätsleistung**) aller im Rahmen eines Flexibilitätseinsatzes eingesetzten Anlagen in einem 15-Minuten-Intervall tritt im Prognosezeitraum maximal, minimal oder durchschnittlich auf?
- Durchschnittliche Leistungsänderung einer Anlage in einem 15-Minuten-Intervall im Rahmen eines Flexibilitätseinsatzes (**Mittlere eingesetzte Flexibilitätsleistung der Anlagen**)

Tabelle II-13: Flexibilitätseinsatz mit Leistungsreduktion (-) im Verbrauchszählpeilsystem

Der Flexibilitätseinsatz wird unterschieden in Leistungsreduktion (-) und Leistungserhöhung (+) - angegeben im Verbrauchszählpeilsystem.	
Flexibilitätseinsatz mit Leistungsreduktion (-) im Verbrauchszählpeilsystem	
Verfügbare Flexibilitätsenergie im Prognosezeitraum	-423.44 kWh
Eingesetzte Flexibilitätsenergie im Prognosezeitraum	-130.93 kWh
Physikalisch umgesetzte Ausgleichsenergie im Prognosezeitraum	-78.00 kWh
Mittlere Flexibilitätsenergie je Flexibilität im Prognosezeitraum	-43.64 kWh
Maximale Gesamt-Flexibilitätsleistung in einem 15min-Intervall	-145.36 kW
Minimale Gesamt-Flexibilitätsleistung in einem 15min-Intervall	-17.84 kW
Mittlere Gesamt-Flexibilitätsleistung in einem 15min-Intervall	-104.74 kW
Mittlere eingesetzte Flexibilitätsleistung der Anlagen je 15min-Intervall	-37.85 kW

Außerdem wird eine Liste der Flexibilitäten im Netz erstellt:

Tabelle II-14: Flexibilitäten im Netz

Der Flexibilitätseinsatz wird unterschieden in Leistungsreduktion (-) und Leistungserhöhung (+)										
Flexibilität [ID]	Dauer der Flexibilitätseinsatzung [h]		Eingesetzte Flexibilitätsenergie [kWh]		Maximale Wirkleistungsänderung [kW]		Minimale Wirkleistungsänderung [kW]		Mittlere Wirkleistungsänderung [kW]	
	-	+	-	+	-	+	-	+	-	+
[Load 1] - EM [ID=5]	0.25	---	-2.75	---	-11.00	---	-11.00	---	-11.00	---
[Load 1] - EM [ID=2]	---		---		---		---		---	
[Load 1] - HP [ID=3]	1.25	---	-52.67	---	-63.23	---	-13.00	---	-42.13	---
[Load 1] - HP [ID=4]	1.25	---	-75.51	---	-82.14	---	-4.85	---	-60.41	---
[3Ph 4] - BS [ID=7]	---		---		---		---		---	
[Load 2] - BS [ID=6]	---		---		---		---		---	

Die Liste enthält eine Übersicht über den Flexibilitätseinsatz je Anlage.

- In wie vielen Zeitintervallen¹⁷ wird die Anlage eingesetzt? (**Dauer der Flexibilitätsnutzung**)
- Wie hoch ist die **eingesetzte Flexibilitätsenergie** (vgl. Kapitel III1.1.2) der Anlage im Prognosezeitraum?
- Welche **Wirkleistungsänderung** wird an der Anlage im Rahmen eines Flexibilitätseinsatzes maximal, minimal oder durchschnittlich umgesetzt?

Erweiterungspotenzial im Datenaustausch

Ausgehend vom Implementierungsstand am Ende des Projekts wird zu folgenden Punkten ein Erweiterungsbedarf der Schnittstellenspezifikation festgestellt.

Handelt es sich bei dem Wert P[kW] der JSON-Fahrplandatei um eine Sollwertvorgabe?

In der JSON-Fahrplandatei werden die Wirkleistungswerte aller Anlagen für jedes 15-Minuten-Intervall angegeben. Wirkleistungsänderungen können im Flexmanager im Vergleich mit den Prognosedaten identifiziert werden. Allerdings ergeben sich Wirkleistungsänderungen gemäß dem Algorithmus zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs (Kapitel 0) für zwei verschiedene Fälle, zum einen aufgrund notwendiger Flexibilitätseinsätze infolge von Netzengpässen, zum anderen durch Nachholeffekte (Lastverschiebungen) im Anschluss an Flexibilitätseinsätze. In allen anderen Fällen stimmt der Wert aus der Fahrplandatei mit dem Prognosewert überein.

Die Berücksichtigung von Lastverschiebungen entspricht einer Anpassung der Prognose, mit welcher der Einfluss einer vorangehenden Steuermaßnahme auf das reale Anlagenverhalten abgeschätzt werden soll. Diese Wirkleistungsanpassung im Vergleich zur Prognose erfordert allerdings keine Steuerhandlung mit Sollwertvorgabe.

Lastverschiebungen können zwar mithilfe des Fahrplanberichtes für Anwendende (Kapitel 0) von Flexibilitätseinsätzen unterschieden werden, für eine maschinelle Verarbeitung der JSON-Fahrplandatei im Flexmanager fehlt diese Information allerdings nach aktuellem Implementierungsstand noch. Sie könnte bspw. wie im Folgenden ergänzt werden:

```
"id": "8001048401",
"label": "Heimspeicher",
"unit_1": "P [kW]",
"timeseries": [
  {
    "timestamp": 1466132400000,
    "value_1": 35.2,
    "value_1_target": "y"
  },
  {
    "timestamp": 1466133300000,
    "value_1": 90.5,
    "value_1_target": "n"  }
```

¹⁷ Unter einem Zeitintervall wird im Projektkontext das in der Energiewirtschaft und -technik übliche 15min-Zeitintervall verstanden.

Unter **value_1_target** wird angegeben, ob es sich bei value_1 um eine **Sollwertvorgabe** handelt ("y" =yes) oder nicht ("n" =no).

Konnten alle Netzengpässe behoben werden?

Wurden im Netzberechnungsprogramm auf Basis der Prognosen Netzengpässe identifiziert, aber das verfügbare Flexibilitätspotenzial reicht nicht aus, um diese zu beseitigen, werden dennoch fünf Flexibilitätssfahrpläne über das Informationsobjekt DIO5b übergeben. Aus diesen können Steuerwerte hervorgehen, die die Höhe der auftretenden Netzengpässe zwar reduzieren, aber den Netzzustand nicht in normativ zulässige technische Grenzen führen. Dieser Umstand wird nach aktuellem Implementierungsstand nur in dem zugehörigen Fahrplanbericht vermerkt. Für eine maschinelle Verarbeitung mithilfe der JSON-Fahrplandatei muss die Schnittstellenspezifikation um diese Information erweitert werden. Dies kann beispielsweise im Dateiheader erfolgen:

```
{
  "author":          "PowerEngS",
  "date":            "23.08.2022",
  "time":            "13:08:20",
  "description":     "JSON-Forecast File _PROG 17.06.2016 5:00 - 5:15",
  "filetype":        "Prognose",
  "fileversion":     "1",
  "fileformat":      "1",
  "program_version": "ATPDesigner Version 4.01.70 - 29.07.2022",
  "datafile":        ".../Feldtestgebiet.bnet",
  "congestions_eliminated": "n"
},
```

Unter **congestions_eliminated** wird angegeben, ob mithilfe des verfügbaren Flexibilitätspotenzials alle Netzengpässe beseitigt werden konnten ("y" =yes) oder nicht ("n" =no).

Zusätzliches Erweiterungspotenzial besteht für die nachfolgend erläuterten Aspekte.

Prognose und gezielte Anpassung der Blindleistung Q[kvar] von Anlagen

Nach aktuellem Implementierungsstand werden für die Anlagen prognostizierte oder berechnete Wirkleistungen zwischen den Teilsystemen ausgetauscht. Der Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$ einer Anlage wird als konstant angenommen und in der Netznachbildung im Netzberechnungsprogramm hinterlegt. Um innerhalb des Prozesses auch anlagenspezifische Blindleistungsprognosen zur Verfügung stellen zu können und ggf. eine gezielte Blindleistungssteuerung als Flexibilität zur Behebung von Netzengpässen nutzen zu können, müssen JSON-Elemente zur Angabe der Blindleistung in der JSON-Prognosedatei und der JSON-Fahrplandatei ergänzt werden:

```
"id": "4001056473",
"label": "PV-Anlage",
"unit_1": "P[kW]",
```

```

"unit_2": "Q[kvar]",
"timeseries": [

{

    "timestamp": 1466132400000,
    "value_1": 0.0,
    "value_2": 1.0,
}

```

Prüfung der Datenkonsistenz im Netzberechnungsprogramm und Abbruchbedingungen

Bevor eine korrekte Berechnung des Netzzustandes in PS3 und im Anschluss die Berechnung der Flexibilitätslösungen in PS5 erfolgen kann, wird eine Überprüfung der Datenkonsistenz durchgeführt.

Wenn die Inhalte der JSON-Prognosedatei oder der JSON-Flexibilitätspotenzialdatei nicht den definierten Bedingungen nach Kapitel 0 entsprechen, also beispielsweise Unterschiede in den Zeitreihen identifiziert werden oder eine Anlagen-ID in der Datei fehlt, die in der Netznachbildung aber hinterlegt ist und für die Leistungswerte benötigt wird, wird keine Berechnung im Netzberechnungsprogramm durchgeführt. In diesem Fall wird nur eine JSON-Datei nach Kapitel 0 und ein XML-Bericht nach Kapitel 0 an PS6 weitergegeben, in denen eine Fehlermeldung hinterlegt ist.

Die BaSyx Middleware kann hier Vorteile bieten und nicht notwendige Unterbrechungen des Prozessablaufs vermeiden. BaSyx ermöglicht Datenkonsistenzprüfungen für eine Vielzahl von Kommunikationsteilnehmern. Dadurch kann für die Entwickler der einzelnen Programme Entwicklungszeit eingespart werden, weil nur für BaSyx der Entwicklungsaufwand anfällt. Ferner wird Laufzeit eingespart, weil durch die einmalige Ausführung in der Cloud anstelle der mehrmaligen Ausführung in jedem Programm redundante Ausführungen entfallen.

Effizienzsteigerungen können sich auch ergeben, wenn in den jeweiligen Programmen die Prüfungen nur ad-hoc implementiert werden. In der BaSyx-Entwicklung liegt der Fokus explizit auch auf einer geeigneten Datenhaltung, die Abgleiche von Datensätzen effizient ermöglicht. In der individuellen Programmentwicklung hingegen liegt der Entwicklungs-Fokus auf der Anwendung mit ihren Berechnungen. Durch die Verwendung von etablierten Datenbanken und geeigneten Datenstrukturen in BaSyx ist es möglich, die Komplexität der Algorithmen zu verringern. So können Suchbäume statt Arrays die Suchzeit verringern. Ferner führt die Verwendung von Softwarebibliotheken, die zum Teil auch auf Graphikkartenbeschleunigung zurückgreifen, zu deutlichen Effizienzsteigerungen.

Die Überprüfung der Datenkonsistenz nimmt den größten Anteil der Prozesslaufzeit im Netzberechnungsprogramm ein (vgl. Kapitel 0). Es ist daher vorgesehen, die Funktionen bei einer Überführung in BaSyx auf ihre Laufzeitkomplexität hin zu untersuchen und durch das Design sicherzustellen, dass die Datenhaltung und die gewählten Algorithmen zu möglichst geringen Laufzeiten führen.

1.3.2 Übertragungstechnologien

Im Vorhaben wurden zwei Übertragungstechnologien verwendet, zum einen der Ansatz der Middleware und zum anderen ein Cloud-Konzept.

Middleware

BaSyx als Middleware nutzt bekannte Internet-basierte Technologien zur Umsetzung der Kommunikation zwischen den Teilnehmern. Middleware-Architekturen abstrahieren Bus-Technologien, indem sie mehreren Kommunikationsteilnehmern den Datenaustausch ermöglichen und den Entwicklern durch definierte Schnittstellen zugänglich machen. Die Middleware organisiert den Datenaustausch und definiert die Steuerung des Datenflusses.

Die Steuerung des Datenflusses erfolgt durch verschiedene Modi, darunter Zeit- und Eventsteuerung, die entweder push- oder pull-basiert sein kann. Die Middleware kontrolliert die Datenweiterleitung mittels Authentifikationsverfahren, wobei gängige Verfahren wie HTTPS mit ITU X509.3-basierten Zertifikaten verwendet werden. Zugriffsrechte auf Anwendungsebene ermöglichen eine feinere Steuerung. Die Middleware überwacht die Datenweiterleitung und kann bei Fehlern oder detektierten Ereignissen eingreifen sowie durch Timeouts und Watchdogs fehlende Daten signalisieren.

Für die Datenübertragung von den Teilnehmern zur Middleware sind standardisierte Schnittstellen erforderlich, entweder vorgefertigte Programmierschnittstellen oder standardisierte Protokolle wie UDP oder TCP/IP. BaSyx nutzt den JSON-Datei-Austausch mithilfe von HTTP und HTTPS-Protokollen, wobei HTTP(S) auf TCP/IP aufbaut.

Die Kommunikation in BaSyx ist rein ereignisgetriggert, jedoch können zeitbasierte Kommunikationen durch die Einführung von Watchdogs auf Anwendungsebene realisiert werden. BaSyx bietet einen HTTP-Server an und akzeptiert HTTP GET- und POST-Anfragen. Es kann auch selbst als Client aktiv werden und bekannten Middleware-Teilnehmern HTTP GET- und POST-Anfragen senden. BaSyx wertet die empfangenen Nachrichten auf HTTP-Ebene als JSON-Dateien aus und leitet sie ungefiltert an weitere Teilnehmer weiter.

Zusätzlich zu diesen Grundfunktionalitäten kann BaSyx weitere Aufgaben erfüllen, um die Qualität der Datenweiterleitung zu erhöhen. Dazu gehört das Filtern von Nachrichten, das Puffern von Nachrichten im Falle einer Nichtverfügbarkeit eines Systems, die Plausibilitätsprüfung von Nachrichteninhalten, das Ergänzen von Nachrichteninhalten sowie die Überwachung des Zustands der gesamten Kommunikation und die Reaktion auf hohe Lastsituationen oder ungewollte Systemzustände anhand von Regeln.

Cloud Konzept

Das Cloud Konzept wurde als Alternative zur Middleware entworfen und in das Netzberechnungsprogramm integriert. Gerade zu Projektbeginn war eine sichere, zuverlässige und performante Lösung zur Übertragung von Daten notwendig.

Bei diesem Konzept wird zur Übertragung der Daten eine Cloud verwendet, wie es Abbildung II-1 zeigt. Die Daten werden dazu in zwei Bereiche eingeteilt. Die Cloud selbst ist DSGVO-konform.

Sensible Netzdaten wie Kundeninformationen, Betriebsmitteldaten usw. werden in einem verschlüsselten Bereich innerhalb der Cloud gespeichert. Diese Daten sind für den Projektzeitraum

quasistatisch, d.h. sie müssen nicht aktualisiert werden. Über den Shared-Bereich werden aktuelle Zustandsdaten, z.B. Messwerte übertragen.

Beide Datenbereiche werden regelmäßig auf einen Datenserver innerhalb einer geschützten Intranet-Umgebung gespiegelt. Dort überwacht das Netzberechnungsprogramm per File Watcher das Datenverzeichnis. Sobald neue Zustandsdaten erkannt werden, wird die Datenverarbeitung durch das Netzberechnungsprogramm angestoßen. Bei Abschluss der Verarbeitung gelangen die erzeugten Ergebnisse auf dem gleichen Weg zurück zu den Softwaresystemen, welche über die Cloud angebunden sind.

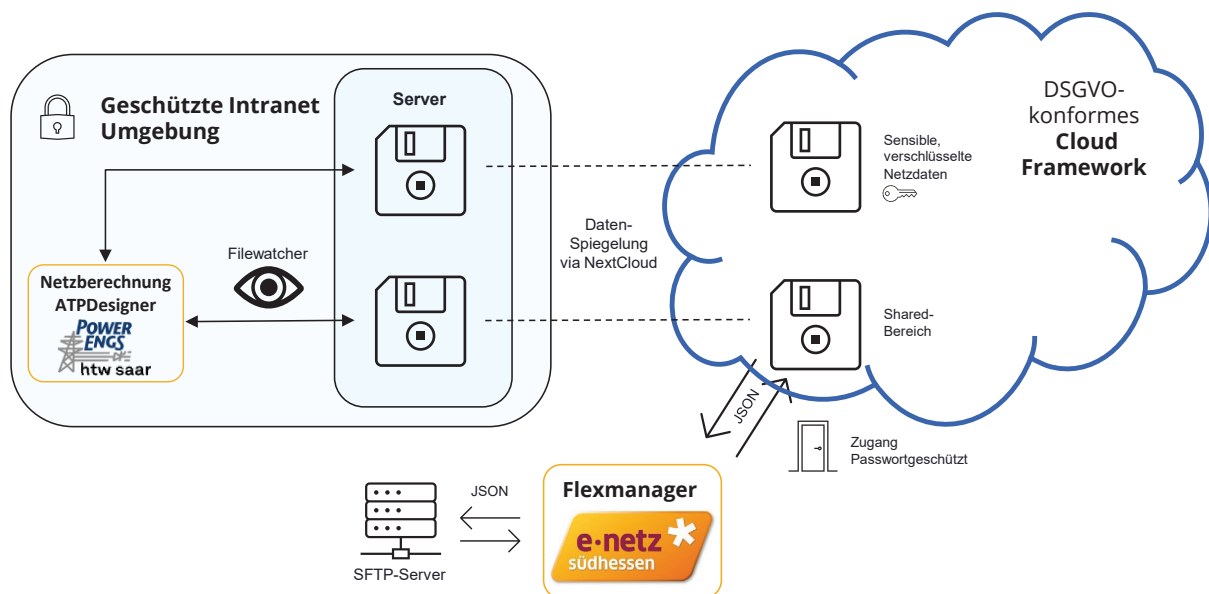


Abbildung II-9: Cloud-Konzept zur Übertragung von Informationen

Webserver/REST-API – Integration der Netzberechnung in die Middleware

Um das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner mit Hilfe standardisierter IKT-Strukturen und IKT-Protokolle direkt in die Middleware zu integrieren, wurde als Alternative zum Cloud-Konzept ein in das Netzberechnungsprogramm integrierter Webserver konzipiert und implementiert. Das Netzberechnungsprogramm stellt der Middleware eine TCP/IP-basierte REST-API als Kommunikationsschnittstelle zur Verfügung, um ihr Zugang zum Funktionsumfang des Netzberechnungsprogramms zu bieten. Die Datenübertragung basiert auf Dateien im JSON-Format [10]. Eine Übersicht zum Informationsaustausch zwischen den Softwaresystemen ist in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt.

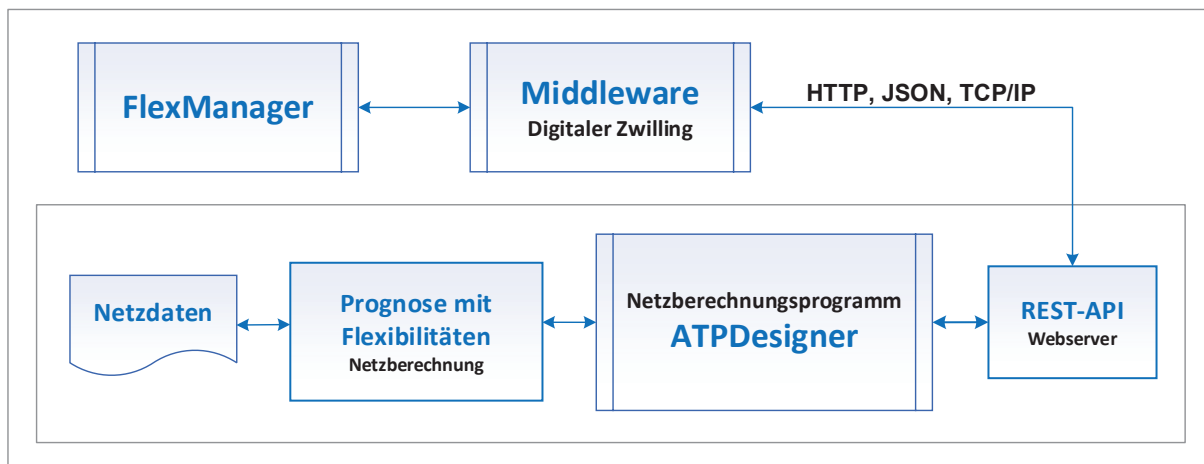


Abbildung II-10: Übersicht zum Informationsaustausch zwischen den Softwaresystemen

„Eine API oder *Application Programming Interface* ist ein Satz von Regeln, die definieren, wie Anwendungen oder Geräte eine Verbindung herstellen und miteinander kommunizieren können. Eine REST-API ist eine API, die dem Design des architektonischen Stils REST oder *Representational State Transfer* entspricht. Daher werden REST-APIs manchmal als RESTful APIs bezeichnet.“ (Quelle: <https://www.ibm.com/de-de/topics/rest-apis>)

„REST-APIs kommunizieren über http-Requests, um Standarddatenbank-Funktionen ausführen zu können, z. B. Erstellen, Lesen, Aktualisieren und Löschen von Datensätzen (auch bekannt als CRUD) innerhalb einer Ressource. Eine REST-API würde beispielsweise eine GET-Anforderung verwenden, um einen Datensatz abzurufen, eine POST-Anforderung, um einen Datensatz zu erstellen, eine PUT-Anforderung, um einen Datensatz zu aktualisieren, und eine DELETE-Anforderung, um einen Datensatz zu löschen. Alle http-Methoden können in API-Aufrufen verwendet werden. Eine gut konzipierte REST-API ist vergleichbar mit einer Website, die in einem Webbrowser mit integrierter http-Funktionalität läuft.“

Der Zustand einer Ressource zu einem bestimmten Zeitpunkt oder Zeitstempel ist als Ressourcendarstellung bekannt. Diese Informationen können in praktisch jedem Format an einen Client übermittelt werden, einschließlich JavaScript Object Notation (JSON), HTML, XLT, Python, PHP oder einfachem Text. JSON ist beliebt, weil es sowohl von Menschen als auch von Maschinen lesbar ist, außerdem ist es programmiersprachenunabhängig.“ (Quelle: <https://www.ibm.com/de-de/topics/rest-apis>)

Der integrierte und in einem parallelen Thread laufende Webserver ist in der Lage, in einem TCP/IP-Netzwerk mit Hilfe eines http-basierten **REST-API** Anfragen (**Request**) zu empfangen und Antworten (**Response**) an den anfragenden Webclient zurückzusenden.

Das http-basierte **REST-API** verwendet zur Datenübermittlung zwischen dem integrierten Webserver des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner und der Middleware als Webclient das **JSON**-Format [10]. Die **REST-API** Schnittstelle von ATPDesigner unterstützt folgende http-basierte Anfragen (**Request**).

Tabelle II-15: REST-API unterstützte Request

Anfrage (Request)	Bedeutung
GET	Abrufen einer bestimmten Ressource, d.h. von vorhandenen Daten
POST	Erstellen einer neuen Ressource, d.h. Start eines Verarbeitungsprozesses (Task), der ggfs. neue Daten generiert

Durch Verwendung der Standard-IKT-Struktur ist eine örtliche und systembasierte Entkopplung von Netzberechnung als Service und der Middleware als integrierendes Softwaresystem möglich. Beide Softwaresysteme können in unterschiedlichen Softwareumgebungen implementiert werden. So kann das Netzberechnungsprogramm z.B. in der erforderlichen Windows® basierten VM-Umgebung, die Middleware z.B. in einer Linux-basierten VM-Umgebung implementiert werden. Die Integration kann auf einer gemeinsamen Hardware-Plattform mit mehreren VM-Umgebungen oder auf verschiedenen Hardware-Plattformen auch örtlich getrennt erfolgen. Bei örtlicher Trennung muss das Konzept aber um eine gesicherte IKT-Verbindung, wie z.B. mit dem HTTPS-Protokoll oder anderen Verschlüsselungsverfahren üblich, erweitert werden. Durch den Lösungsansatz eines Webservers mit http-basiertem REST-API ist eine derartige Erweiterung, die heute üblichen Standards entspricht, grundsätzlich möglich, wurde aber im Projekt aus Aufwands- und Zeitgründen nicht weiterverfolgt.

2 Verfahren zur Planung des Einsatzes von Flexibilitäten

In diesem Kapitel wird das im Projekt konzipierte, implementierte und in Referenzbeispielen eingesetzte Verfahren zur Planung des Einsatzes von Flexibilitäten, d.h. zur Ermittlung von Flexibilitätsfahrplänen, beschrieben. Es werden Methoden, Modelle und Algorithmen als Komponenten des Verfahrens definiert und deren Implementierung erläutert, die als Grundlage für die Ermittlung von Prognosen und Flexibilitätspotenzialen sowie zur Bewertung von Flexibilitätspotenzialen, -bedarfen und -anforderungen dienen.

2.1 Prognosemodelle

Prognosen sind in einer Vielzahl von Bereichen wie Wirtschaft, Finanzen, Wetter, Technologie und Gesundheitswesen von entscheidender Bedeutung. Sie dienen der Schätzung oder dem Vorhersagen zukünftiger Ereignisse oder Entwicklungen auf der Grundlage historischer Daten und Informationen. Die Erstellung von Prognosen erfolgt in der Regel durch den Einsatz von statistischen Modellen, maschinellem Lernen oder künstlicher Intelligenz. Diese Modelle analysieren historische Daten, um Muster, Trends und Zusammenhänge zu erkennen, die für die Vorhersage zukünftiger Entwicklungen nützlich sein können. Die Genauigkeit einer Prognose hängt von der Qualität der verwendeten Daten, der Auswahl des geeigneten Modells und der richtigen Anwendung der Methodik ab.

Im Zuge der Energiewirtschaft werden Prognosen immer relevanter, um das zukünftige Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten besser einschätzen zu können. Vor allem im Rahmen des Netzbetriebes ist die vorzeitige Harmonisierung der fluktuierenden Erzeuger und unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen ein hervorzuhebender Faktor für den Netzbetrieb der Zukunft. Hierbei können die gewählten Prognosemodelle auf einem breiten Feld an Informationen aufsetzen.

Für die Erstellung von Prognosen für das Projekt „*MobiGrid*“ wurde eine Vielzahl von zu prognostizierenden Elementen festgelegt. Divergent zu dem historischen Netzbetrieb können die Netzbetreiber nicht wie zuvor auf Standardlastprofile aufsetzen. Hierbei sind die erhobenen Messwerte aus intelligenten Messsystemen mittel TAF 7, TAF 9 und TAF 10 eine hervorzuhebende Datengrundlage für lang- und kurzfristige Prognosemodelle.

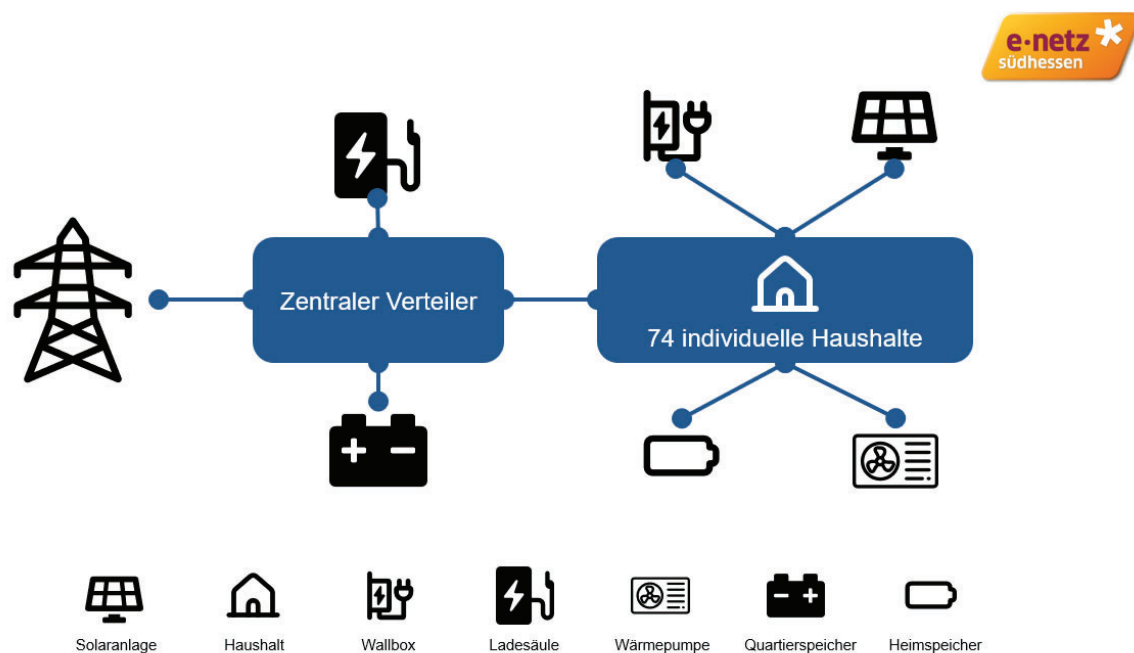


Abbildung II-11: Schematische Darstellung der verschiedenen Prosumern

Diese wurden im Vorfeld in quartierbezogene Prognosen und hausbezogene Prognosen unterteilt und orientieren sich an den lokalen Bedingungen im Feldtestgebiet. Hierbei wurden die Prognosemodelle zunächst in zwei unterschiedliche Einheiten unterteilt. Auf der einen Seite stehen die Verbraucher und Erzeuger, welche im öffentlichen Netz angeschlossen sind.

Resiliente Prognosemodelle sind unabdingbar für einen effizienten Ausbau der Niederspannungsnetze. Intelligente Messsysteme bei den Erzeugern und Verbrauchern bilden hierfür eine entscheidende Datengrundlage.

Wie aus Abbildung II-12 zu entnehmen, sind dies stationäre öffentliche Ladesäulen und Quartierspeicher, welche teilweise unabhängig voneinander betrieben werden. Die Prognose der Stromerzeugung an Quartierspeichern bezieht sich auf die Vorhersage der Energieproduktion und -speicherung in einem Quartier. Sie basiert auf Ist-Werten und berücksichtigt Faktoren wie den Energiebedarf, das Verbraucherverhalten und die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energieressourcen. Diese Prognose hilft dabei, den optimalen Einsatz von Energiequellen und -speichern zu planen, um die Energieversorgung im Quartier effizient und nachhaltig zu gestalten. Die Prognose des Verbrauchs von Ladesäulen bezieht sich auf die Vorhersage der Nutzung und Verfügbarkeit von E-Fahrzeug-Ladesäulen im Quartier. Diese Prognose berücksichtigt Faktoren, wie die Anzahl der E-Fahrzeuge, das Fahrverhalten der Bewohner und die Kapazität der Ladeinfrastruktur. Die Prognose unterstützt die Planung und den Ausbau der Ladeinfrastruktur, um den Bedürfnissen der wachsenden E-Mobilität gerecht zu werden und eine umweltfreundliche Verkehrsentwicklung zu fördern.

Die Einteilung dieser beiden Prognosearten in quartierbezogene Prognosen zeigt die Bedeutung von lokalisierten Vorhersagen für die nachhaltige Entwicklung von Stadtvierteln und Quartieren. Die Kenntnis der spezifischen Bedürfnisse und Herausforderungen in einem Quartier ermöglicht es Entscheidungsträgern, maßgeschneiderte Lösungen zu entwickeln und die Lebensqualität der Bewohner zu verbessern.

Transformatorstationen benötigen einen hohen Digitalisierungsgrad, um ihre Belastung evaluieren zu können. Zusätzlich müssen die technischen Verbraucher im Haushalt prognostiziert werden. Hierbei ist die Herausforderung, dass diese Verbraucher und Erzeuger sich direkt gegenseitig beeinflussen. Hierzu zählen PV-Anlagen, Wärmepumpen, Heimspeicher, Wallboxen sowie Hausverbräuche. Neben den Verbrauchern müssen die verbauten Dachanlagen prognostiziert werden. Hausbezogene Prognosen sind spezialisierte Prognosemethoden, die sich auf die Vorhersage von Ereignissen und Entwicklungen innerhalb einzelner Haushalte konzentrieren. Diese Prognosen sind wichtig, um die Energieeffizienz und den Energieverbrauch in Wohngebäuden zu optimieren, erneuerbare Energien zu fördern und den Übergang zu einer nachhaltigen Energieversorgung zu unterstützen. Fünf wichtige hausbezogene Prognosearten sind die Prognose der Erzeugung von Heimspeichern, PV-Anlagen, Wärmepumpen, Wallboxen und Haushaltsverbräuchen.

Die Prognose der Erzeugung von Heimspeichern bezieht sich auf die Vorhersage der Energieproduktion und -speicherung im Kurzzeitspeicher eines Haushalts. Sie wird ohne Ist-Werte erstellt und basiert auf der Differenz zwischen der Prognose der PV-Erzeugung sowie der Prognose des Haushaltsverbrauchs. Dabei werden Annahmen getroffen, dass die Wärmepumpe nicht im Haushaltsverbrauch berücksichtigt ist und der Speicher über Nacht geleert wird. Die Prognose der Erzeugung von PV-Anlagen bildet die Vorhersage der PV-Erzeugung in einem Haushalt ab. Sie berücksichtigt Faktoren wie die installierte Leistung, die Sonneneinstrahlung und die Effizienz der PV-Module, um den erwarteten Energieertrag der Anlage zu prognostizieren.

Die Prognose der Erzeugung von Wärmepumpen bezieht sich auf die Vorhersage der Wärmepumpenleistung in einem Haushalt. Sie basiert auf einer dreistufigen Logik, die RLM-Lastgänge, Vergleichstage und anwenderspezifisches Lastprofil in Anlehnung an die Standardlastprofile nach VDEW umfasst. Diese Prognose hilft bei der Planung und Optimierung der Energieversorgung für Heizung und Warmwasser in Wohngebäuden.

Die Prognose der Erzeugung von Wallboxen bildet die Vorhersage der Nutzung und Verfügbarkeit von E-Fahrzeug-Ladestationen in den Haushalten ab. Sie berücksichtigt Faktoren wie die Anzahl der E-Fahrzeuge, das Fahrverhalten der Bewohner und die Kapazität der Ladeinfrastruktur, um den Bedarf an Ladestationen in Wohngebäuden zu prognostizieren. Wie in diesem Bericht näher dargestellt, konnte hierbei das Projekt MobiGrid auf eine Vielzahl von Primärdaten aus verschiedenen dimmbaren Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen, aber auch reinen Haushaltverbräuchen zurückgreifen.

Die Prognose der Erzeugung von Haushaltsverbräuchen bezieht sich auf die Vorhersage des Energieverbrauchs in einem Haushalt. Sie wird auf der Grundlage eines anwenderspezifischen Lastprofils in Anlehnung an die Standardlastprofile nach VDEW berechnet und Faktoren wie das Verbraucherverhalten, die Gebäudecharakteristika und die Effizienz von Haushaltsgeräten werden berücksichtigt.

Die Einteilung dieser fünf Prognosearten (siehe Tabelle II-1) in hausbezogene Prognosen zeigt die Bedeutung von individuellen Vorhersagen für die nachhaltige Entwicklung und Energieversorgung in Wohngebäuden. Die Kenntnis der spezifischen Bedürfnisse und Herausforderungen in einem Haushalt ermöglicht es Entscheidungsträgern, maßgeschneiderte Lösungen zu entwickeln, die den Energieverbrauch optimieren, erneuerbare Energien fördern und die Umweltauswirkungen von Haushalten minimieren. Hausbezogene Prognosen tragen dazu bei, eine dezentrale Energieversorgung zu unterstützen, die Energiewende zu beschleunigen und die Lebensqualität der Bewohner zu verbessern. Durch den Einsatz dieser Prognosearten können

Haushalte ihren Energieverbrauch besser planen, Kosten sparen und einen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Energieversorger und Netzbetreiber können auf Basis dieser Prognosen die Netzstabilität und Versorgungssicherheit gewährleisten sowie gezielte Maßnahmen zur Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien ergreifen.

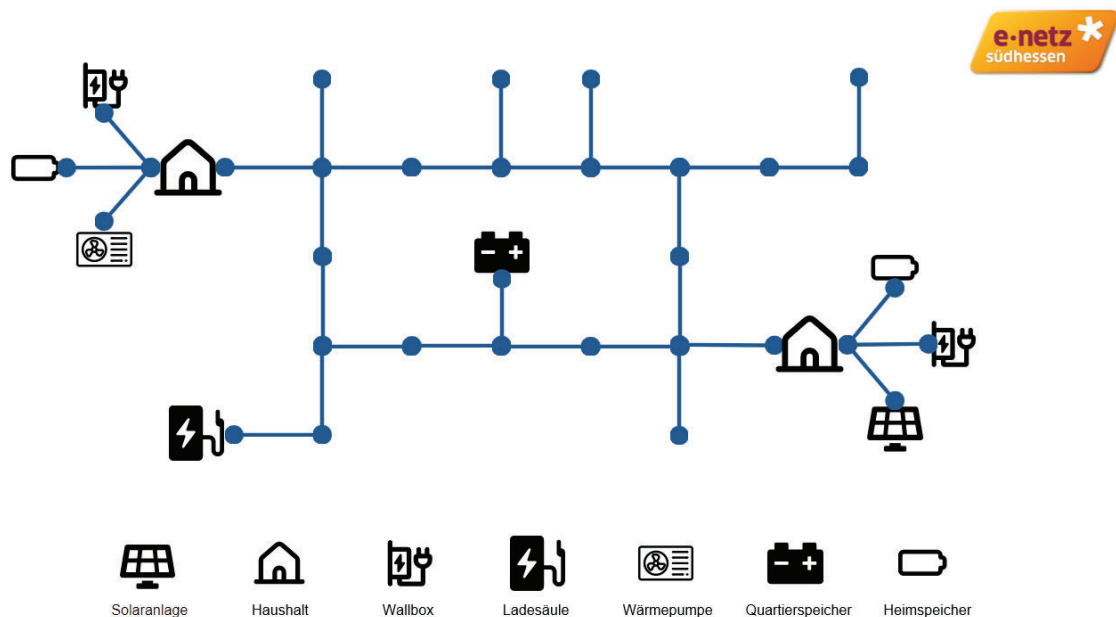


Abbildung II-12: Schematische Darstellung des Niederspannungs-Netzes

Im Projekt „MobiGrid“ wollten die Verbundpartner untersuchen, welche Herausforderungen durch eine starke Verbreitung von E-Mobilität und anderen Flexibilitäten auf die Niederspannungsnetze zukommen und wie der normkonforme Einsatz dezentraler Flexibilitätspotenziale die Integration von E-Mobilität unterstützen kann. Darüber hinaus steht auch eine prädiktive Analyse und Bewertung des Netzschutzkonzeptes im Fokus, da sowohl das Ladeverhalten der E-Fahrzeuge als auch der Einsatz von Flexibilitätspotenzialen im Normalbetrieb der Stromnetze in keinem Fall zu einer unzulässigen Auslösung von Schutzorganen und zu Versorgungsunterbrechungen führen darf. Hierdurch rückt die schematische Darstellung des Stromnetzes (Abbildung II-12) in den Fokus der Betrachtung.

In dem untersuchten Quartier befinden sich 82 Grundstücke für insgesamt 90 bis 100 Wohneinheiten. Hiervon sind derzeit elf Wohnhäuser mit iMSys ausgestattet, welche alle 15 Minuten den Stromverbrauch der Haushalte messen und an die e-netz Südhessen AG übermitteln. Von den 74 PV-Anlagen besitzen aufgrund der 70%-Einspeisebegrenzung etwa 40 % einen Rundsteuerempfänger (also 30 PV-Anlagen), welcher die stufenweise Fernsteuerung durch den VNB ermöglicht. Auch wenn die 70%-Wirkleistungsbegrenzung mit der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) entfällt, sind die Rundsteuerempfänger weiterhin vorhanden.

Im Späteren näher beschrieben finden hier Prognoseverfahren nach dem aktuellen Stand der Wissenschaft und Technik statt:

Tabelle II-16: Beschreibung verschiedener Verfahren zur Energieverbrauchsprognose

Energieverbrauchsprognose	Beschreibung
Standardlastprofile	Dies sind statistisch ermittelte Durchschnittswerte des Energieverbrauchs für bestimmte

	Kundengruppen, zum Beispiel Haushalte, Gewerbe oder Industrie. SLPs stellen den Verlauf des durchschnittlichen Tagesverbrauchs über einen bestimmten Zeitraum (meist ein Jahr) dar. Sie sind sehr allgemein gehalten und berücksichtigen oft nicht spezifische Einflussfaktoren wie Wetter oder individuelles Nutzerverhalten. (siehe VDEW [6])
Lasttage	Diese Methode verwendet die Energieverbrauchsdaten der letzten Tage (z.B. 5 Tage), um den Verbrauch des nächsten Tages vorherzusagen. Diese Methode kann nützlich sein, um kurzfristige Trends zu erkennen, ist aber möglicherweise weniger genau bei längerfristigen Vorhersagen.
Wetterbasierte Prognosen	Diese Methoden verwenden Wetterdaten (wie Temperatur, Sonneneinstrahlung, Windgeschwindigkeit usw.) zur Vorhersage des Energieverbrauchs. Das Wetter hat oft einen großen Einfluss auf den Energieverbrauch, insbesondere auf Heiz- und Kühlbedarf.
Maschinelles Lernen	Diese Methoden verwenden Algorithmen, um Muster und Zusammenhänge in den Daten zu erkennen und daraus Vorhersagen zu treffen. Diese Methoden können sehr genau sein, erfordern aber auch viele Daten und technisches Know-how.
Vergleichstagverfahren	Die Prognose mit Vergleichstagmethoden basiert auf der Fortschreibung von historischen Messdaten vergleichbarer Tage in die Zukunft.

Um den Betriebszustand des Stromnetzes jederzeit zu erfassen, werden die Abgangsleisten in der Transformatorenstation sowie die Stromflüsse in den Kabelverteilerschränken gemessen, wodurch Informationen darüber vorliegen, welche Last auf jedem einzelnen Kabel vorhanden ist. Zudem ist ein regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) in der Transformatorenstation untergebracht, der durch den VNB regelbar ist. Dadurch ist im vorliegenden Netzlabor jederzeit bekannt, ob und in welchem Maße Flexibilität bereitgestellt werden muss. Dies ist sehr fortschrittlich und stellt im Hinblick auf den Status Quo aller Verteilnetze in Deutschland eher eine Ausnahme dar.

2.1.1 Prognosemodell E-Mobilität

Um die Prognosemodelle auf einer fundierten Primärdatenbasis aufzubauen, wurden die einzelnen Verbrauchergruppen der E-Mobilität ebenfalls mit moderner Messtechnik ausgestattet.

Zudem wurde ein höherer Durchdringungsgrad an E-Mobilität im Laufe des Projektes realisiert. Die erste zu betrachtende Verbrauchergruppe ist die sogenannte Wallbox.

Unter einer Wallbox (oder Wandladestation) ist eine Ladeeinrichtung zu verstehen, die den Ladevorgang an ein E-Fahrzeug steuert. In der Regel wird diese beim Endkunden z.B. in der Garage montiert und an das Niederspannungsnetz angeschlossen. Aufgrund der signifikanten technologischen Lernkurve der letzten Jahre sind hierbei unterschiedliche technische Möglichkeiten im Verteilnetz vorhanden.

Technische und Bauliche Ertüchtigung Baugebiet „Am Umstädter Bruch“ in Groß-Umstadt

Um im Zuge des Projektes „MobiGrid“ Primärdaten der Endkunden, die die Forschungsfahrzeuge singulär fahren, erheben zu können, wurden zwei Wallboxen in der Solarsiedlung errichtet (Abbildung II-13) und an einen Verteilerschrank angeschlossen.

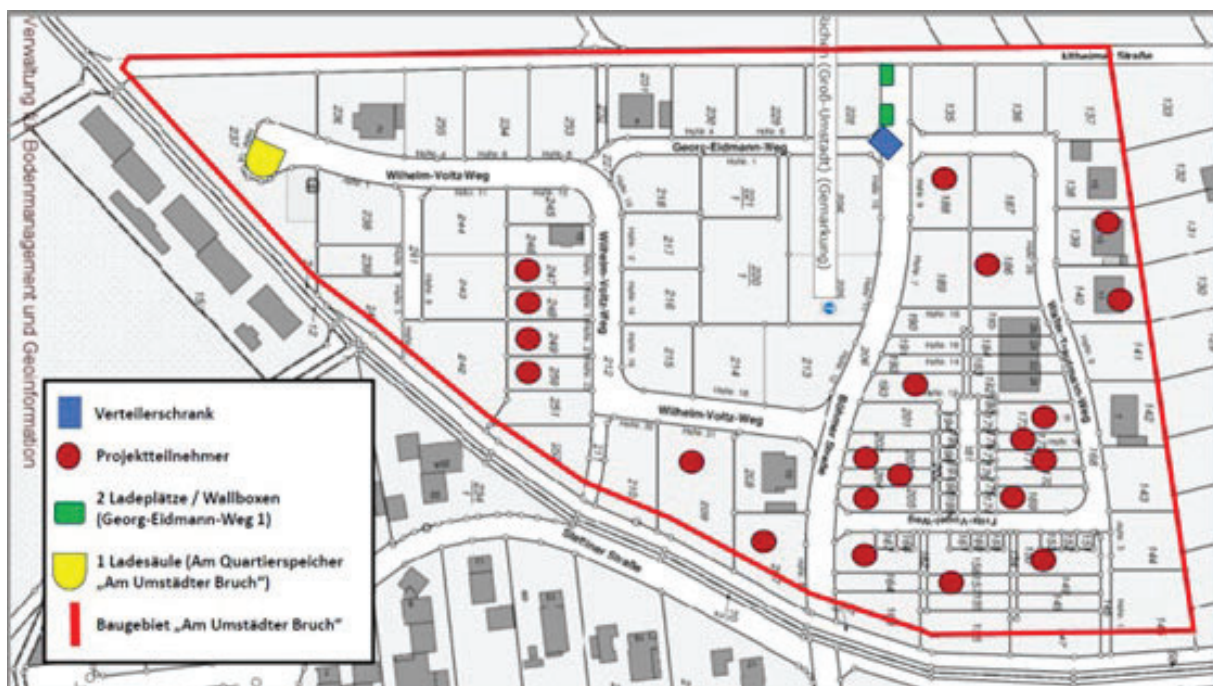


Abbildung II-13: Plan Baugebiet „Am Umstädter Bruch“, Groß-Umstadt (Aufbau der Ladepunkte)

Die verbauten Wallboxen befanden sich zum Zeitpunkt der Montage auf einem hohen technologischen Reifegrad. Eine Ladereduzierung der Wallboxen konnte über das hauseigene Backendsystem realisiert werden. Die Kommunikation fand über das Kommunikationsprotokoll OCPP 1.618 statt.

Die wichtigsten technischen Kennzahlen der Wallboxen sind **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zu entnehmen.

¹⁸ OCPP (Open Charge Point Protocol) ist ein Protokoll, das es ermöglicht, Ladestationen für E-Fahrzeuge verschiedener Hersteller in einem zentralisierten System zu verwalten und zu steuern, wodurch die Einrichtung und Verwaltung von Elektromobilitätsinfrastrukturen vereinfacht wird.

Eve Single Pro-line

Die Ladestation

Erweiterte smarte Funktionalität
Marktführende smarte Funktionalität mit Internetverbindung per LTE (50k) oder Ethernet-Kabel. Die Eve Single Pro-line kommuniziert mit anderen intelligenten Technologien und Lösungen auf der Grundlage gemeinsamer Standards und offener Protokolle.

3.5"-Bildschirm mit Logo Upload

Auch die kleinere Version unserer beliebigen Displays – bekannt aus unseren Top-Modellen – bietet über einen einfaches Zugriff die Möglichkeit individuellen Branding hochzuladen.

Wählen Sie Ihr Management System

Verwalten Sie Ihre Ladestation mit dem Affen Managementssystem oder einem beliebigen OCPP-kompatiblen Backend mit Zahlungs- und Abrechnungsfunktion. Die Änderung des Management-systems erfolgt durch einfachen Tausch der SIM-Karte.

Affens Smart Charging Network
Intelligente Lastverteilung zur Optimierung des Netzausschlusses eines Netzwerkes von bis zu 100 Ladepunkten an einem einzigen Standort.

Bereit zur Integration

Alle Affen Produkte werden entwickelt unter Berücksichtigung der Netz- und Energieoptimierung. Das befähigt sie zur Integration und Interoperation mit erneuerbaren Energien, Speicherung und intelligenten Technologien und Lösungen auf Basis gemeinsamer Standards und offenen Protokollen.

Entwickelt für die Ewigkeit

Robust, sicher, zuverlässig: Alle Modelle werden in Affens niederländischer Produktion unter Verwendung von A-Grade-Komponenten gefertigt, intensiv getestet und zertifiziert. Neben unserer Standardgarantie bieten wir verschiedene optionale Servicepakete.

Weitere Informationen unter: www.affen.com

Affen Charging Equipment
Hofburgweg 28 | 3332 AP Arnhem | Niederlande
Niederlande Postbus 12642 | 3300 BR Arnhem | Niederlande
Vertrieb Charging Equipment: +31 (0)6 54 93 402
Affens: +31 (0)6 54 93 400
www.affen.com
Gesamterde: Schenkman-energie.nl
Gesamterde: Schenkman-energie.nl

AFFEN
POWER TO ADAPT



Eve Single Pro-line

Intelligent, kompakt und elegant Ladestation
für den Heim- und Geschäftsbereich

Die Eve Single Pro-line von Alfen wurde als kompakte Ladelösung für den privaten und semi-öffentlichen Bereich konzipiert und bietet die smarten Standards der Alfen Produktfamilie. Die Ladestation ist in einem eleganten Polycarbonat-Gehäuse untergebracht, leicht und dennoch sehr robust und kann sowohl an der Wand als auch auf einem separaten Standfuß montiert werden. Die Eve Single Pro-line ist sowohl in einer Variante mit integrierter Anschlussdose als auch mit Ladekabel-stecker verfügbar.

Die Benutzerführung erfolgt über einen 3,5"-Farbbildschirm und bietet eine einzigartige Upload-Funktion für individuelle Anzeigen. Unabhängig ob der Zugriff über eine Benutzerauthentifizierung oder einfachen Plug & Charge Modus erfolgte, mit jedem webfähigen Gerät haben Sie jederzeit Zugriff auf Ihre Nutzerdaten.

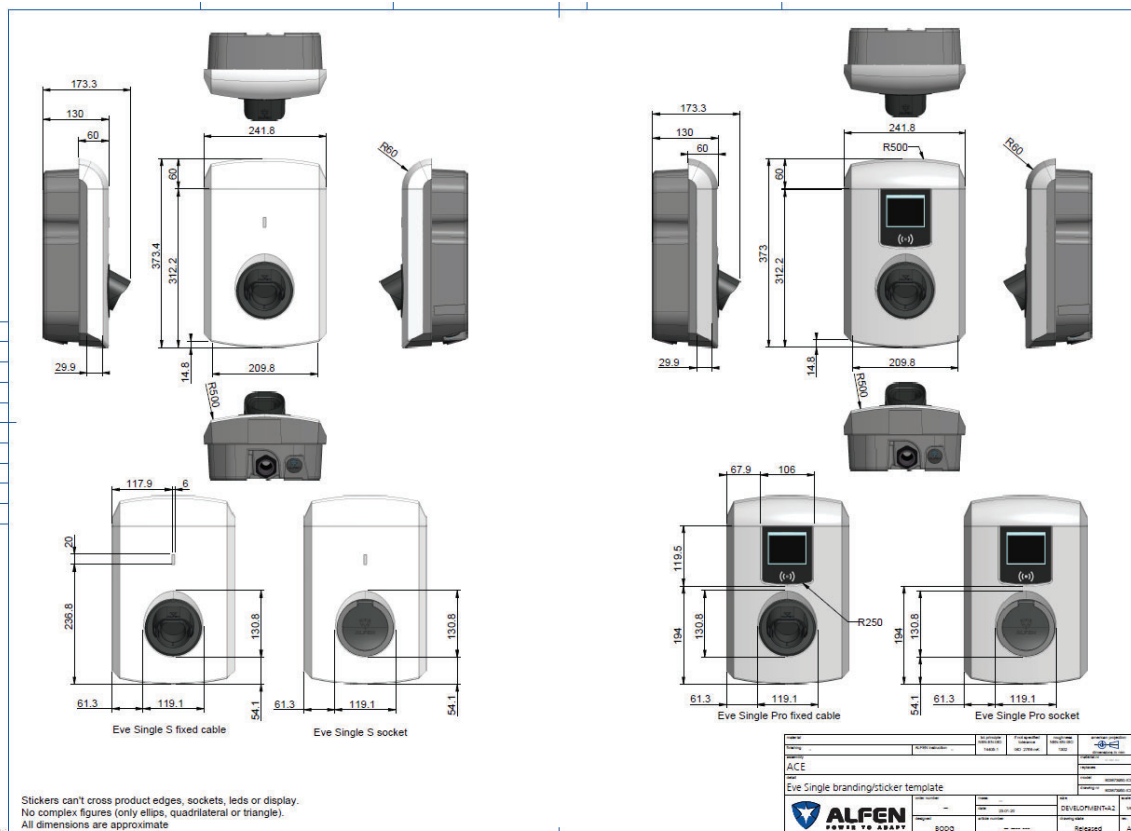


Abbildung II-15: Technisches Datenblatt Alfen-Wallbox Eve Single Pro-line

Nach erfolgreicher Montage einer ortsveränderlichen Musterwallbox erfolgte zunächst ein Testbetrieb auf dem Firmengelände. Nach der erfolgreichen Testphase wurden die Wallboxen im Feldtestgebiet montiert und für realitätsnahe Untersuchung vorbereitet.

Wie Abbildung II-17 zu entnehmen, hatten die Endkunden hier einen reservierten Stellplatz in unmittelbarer Nähe zu ihrem Wohnort. Die Wallboxen hatten eine Nennleistung von jeweils 11 kW_{el} und wurden zum singulären Aufladen der beiden Projektautos verwendet. Die Wallboxen wurden hierbei so parametrisiert, dass jeweils ein Testfahrzeug je Wallbox laden konnte. Die Parkplätze wurden mit dem Kennzeichen der E-Fahrzeuge versehen, so dass das Laden über den gesamten Evaluationszeitraum gewährleistet werden konnte. Die E-Fahrzeuge sollten hier in der Regel über Nacht aufgeladen werden. Um eine möglichst praxisnahe Testumgebung realisieren zu können, wurden den Projektteilnehmern keine Vorgaben hinsichtlich ihres Ladeverhaltens gemacht. Die einzige Besonderheit war, dass die Kosten sowohl bei den Wallboxen als auch bei den stationären Ladesäulen durch die ENTEGA AG und später durch die e-netz Süd Hessen AG getragen wurden.



Abbildung II-16: Zwei Ladestationen (Wallboxen) und Baustromzähler im Georg-Eidmann-Weg

Alle erhobenen Messwerte, hier hervorzuheben die Verbräuche der Wallboxen, wurden über das Backendsystem erfasst, welches eine evidente Datenanalyse gewährleistete. Die Primärdaten der Wallboxen wurden hierbei zur Analyse des Ladeverhaltens der Projektteilnehmer verwendet. Ein Fokus lag auf der Evaluation möglicher Flexibilitätspotenziale, aber auch auf dem direkten Vergleich des Ladeverhaltens von Wallboxen und stationären Ladesäulen. Hieraus konnten die späteren Prognosemodelle der Wallboxen abgeleitet werden.

Neben den Wallboxen wurde zudem eine stationäre Ladesäule im Wohngebiet installiert.

Gemäß der Definition der Internationalen Elektrotechnischen Kommission versteht man unter stationären Ladestationen für Elektromobilität Ladepunkte, die an das Versorgungsnetz angeschlossen sind. Hierbei differenziert man bei aktuellem Stand der Technik in Normallader (maximale Ladeleistung zwischen 3 kW und 50 kW) und Schnelllader (maximale Ladeleistung zwischen 50 kW und 300 kW). Neben der Ladeleistung

unterscheidet man zudem in Wechselstromladesäulen und Gleichstromladesäulen. Die stärkste Marktdurchdringung liegt in 22 kW Ladesäulen mit zwei Ladepunkten.

Zunächst wurde ein Standort für eine stationäre Ladesäule festgelegt. Hierbei fiel die Entscheidung auf einen Standort in unmittelbarer Nähe zum Quartierspeicher. Bei der Auswahl der Hardware der Ladesäule wurde sich an dem aktuellen Stand der Technik orientiert. Die beiden wichtigsten Auswahlparameter waren sowohl die Interoperabilität mit moderner Messtechnik als auch Steuertechnik. Die verbaute und später projektierte Ladesäule unterstützte hierbei alle gängigen Kommunikationsprotokolle, exemplarisch OCCP; UMTS und verfügte über ein GSM-Modem. Um die spätere Hardware- und Systemlandschaft bestmöglich abzubilden, wurde bereits ein intelligentes Messsystem verbaut. In enger Abstimmung mit der Kommune und wie aus Abbildung II-18 zu entnehmen, wurde

eine Planzeichnung erstellt und die Ladesäule installiert.

Vorbereitend für die Installation der stationären Ladesäulen wurden alle notwendigen Arbeiten, wie beispielsweise Tiefbau, Kabelfundament, Straßenquerung oder Schutzrohr für oberirdische Verlegung, im Vorfeld abgeschlossen. Im Anschluss hierzu wurde die Fundamentmontage durchgeführt. Die Ladesäule wurde mit zwei gebogenen Abdeckungselementen aus Stahl auf das Fundament gestellt und mittels Schrauben fixiert. Zur Herstellung des Anschlusses der Ladesäulen an das Stromnetz wurde an den ausgewählten Standorten eine Zähleranschlussstange installiert. Nach dem Anschluss und der Erdung konnte die Ladesäule mittels einer Ladekarte freigeschaltet werden.



Abbildung II-17: Verkehrsschild „Laden mit Zeitbeschränkung“

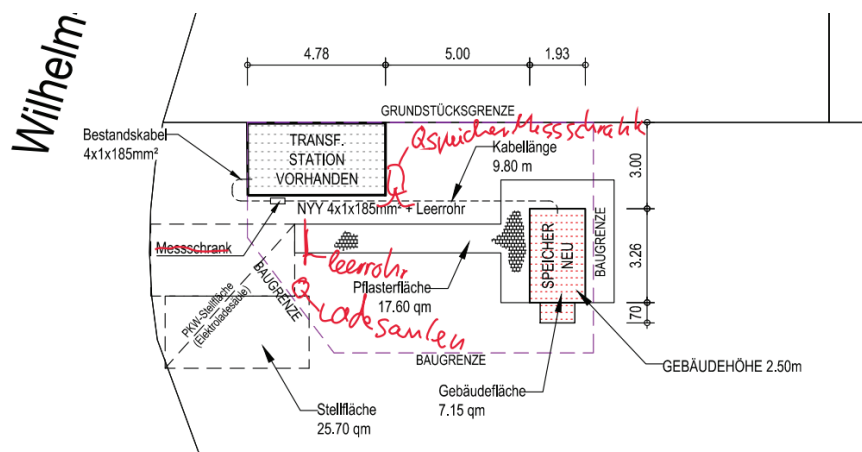


Abbildung II-18: Planzeichnung Installation Ladesäule Quartierspeicher (Wilhelm-Voltz-Weg)

Neben dem Bauplatz wurde zudem die Beschilderung der Ladesäule mit der Kommune abgestimmt. Hierbei wurde sich, wie aus Abbildung II-20 zu entnehmen, für eine Parkerlaubnis ohne Beschränkung auf den elektrischen Ladevorgang, aber mit E-Kennzeichen entschieden. Aufgrund der Vielzahl von freien Stellplätzen in unmittelbarer Umgebung zur Ladesäule war eine

zeitliche Begrenzung, wie in Abbildung II-2019 dargestellt, nicht notwendig. Des Weiteren wurde auch nicht eine Parkerlaubnis mit Beschränkung auf den elektrischen Ladevorgang gewählt.



Abbildung II-19: Ladestation Wilhelm-Voltz-Weg (Links die Trafostation, im Hintergrund der Quartierspeicher)

Die Ladesäule selbst hat eine Ladeleistung von 22 kW mit zwei Ladepunkten. Wenn ein Ladepunkt belegt ist, dann kann dieser bis 22 kW beziehen. Voraussetzung ist hier jedoch, dass das Fahrzeug die Leistung aufnehmen kann. Kommt ein zweites Fahrzeug hinzu, wird die Leistung FAIR SHARE auf die beiden Ladepunkte aufgeteilt. Folglich laden dann beide E-Fahrzeuge mit je 11 kW. Ergänzend zu der Ladesäule in der Solarsiedlung Groß-Umstadt wurden für ein HochlaufszENARIO der E-Mobilität im Wohngebiet zwanzig weitere Ladesäulen mit intelligenten Messsystemen ausgestattet. All diese Ladesäulen befinden sich in netztopografischer Nähe des Wohngebiets, aber nicht im selben Speisebereich. Neben dem Ausstatten von Normalladern wurden die Primärdaten von vier Schnellladern herangezogen.

In Abhängigkeit von der maximalen Ladeleistung des E-Fahrzeuges können an Schnellladern Ladezeiten signifikant verkürzt werden. Der überwiegende Teil der Fast Charger liefert 50-kW-Ladeleistung für die DC-Stecker und 43 kW für den Typ-2-AC. Neuere Ladesäulen bieten auch schon 75-150 kW DC und sind zum Teil noch aufrüstbar auf bis zu 350 kW Ladeleistung. In den meisten Fällen werden Schnelllader an Autobahnraststätten installiert.

Für etwaige HochlaufszENarien wurden hierbei die realen Lastgangdaten von vier Schnellladestation mit 150 kW gesammelt und ausgewertet. Aufgrund des hohen Verbrauchs der Schnellladestationen musste keine zusätzliche Messtechnik aufgebaut werden, sondern einzig

eine Erweiterung der bestehenden IT-Infrastruktur. Wie in Abbildung II-17 zu sehen ist, handelt es sich hierbei um Ladesäulen mit je zwei Ladepunkten. Wenn nur ein Ladepunkt belegt ist, dann kann dieses Fahrzeug bis 150 kW laden (vorausgesetzt das Fahrzeug kann so viel aufnehmen). Kommt ein zweites hinzu, wird die Leistung FAIR SHARE auf die beiden Ladepunkte aufgeteilt.

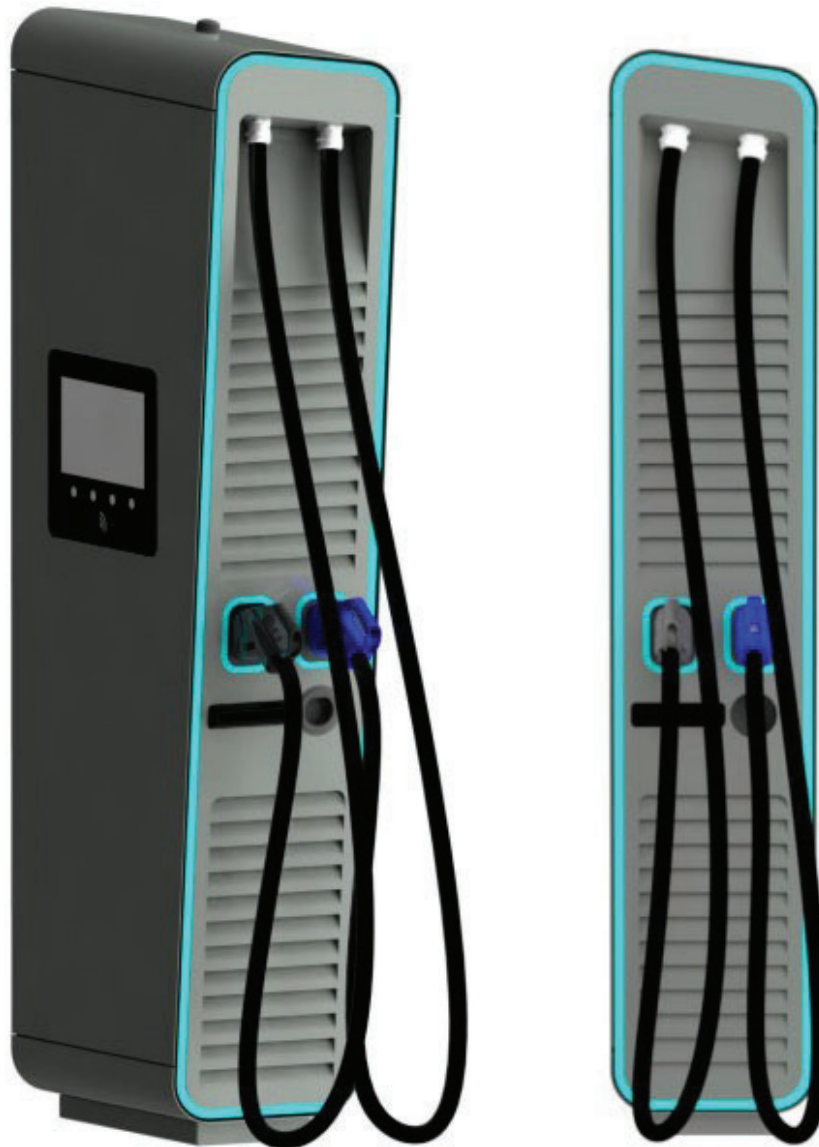


Abbildung II-20: Ladesäule mit „Fair Share“ Funktion

E-Fahrzeuge

Im Rahmen des Forschungsprojektes “MobiGrid” hat man sich für zwei E-Fahrzeuge (ID.3 Performance 150 kW (204 PS), 58 kWh, 1-Gang-Automatik) von Volkswagen entschieden (Abbildung II-23), welche zur Generierung von Primärdaten dienen.



Abbildung II-21: VW ID 3 Performance

Diese wurden mit einem Branding der ENTEGA AG ausgestattet (Abbildung II-23).



Abbildung II-22: Branding ENTEGA AG - Design

Um das Fahrverhalten der Forschungsteilnehmer zu erfassen, wurden beide Fahrzeuge mit einer Telematikeinheit (Fahrzeugdiagnose-Schnittstelle) der Firma mobileeee ausgerüstet. Hierzu wurden die Fahrzeugschlüssel mit einer Telematikeinheit in den Fahrzeugen verbaut und diese dann mit dem Online-Portal von mobileeee verbunden. In dieses Portal fließen Primärdaten sowie das Fahrverhalten ein. Die Telematikeinheiten arbeiten unabhängig vom Fahrer und zeichnen während der Fahrt die Positionsdaten sowie unterschiedliche Fahrzeugdaten auf. Es gibt verschiedene Kennzahlen und Metriken, die verwendet werden, um das Fahrverhalten von Fahrzeugen oder Fahrern zu bewerten. Diese Kennzahlen können dazu beitragen, sichereres, umweltfreundlicheres und effizienteres Fahren zu fördern. Im Rahmen des Feldversuches wurden die Fahrzeit und die Strecke aufgezeichnet, hierbei insbesondere die

Gesamtfahrzeit, also die Gesamtzeit, die das Fahrzeug auf der Straße verbrachte, und die Gesamtfahrstrecke, folglich die insgesamt gefahrene Strecke.

Darüber hinaus konnten mittels der Telematikeinheit die Fahrzeuge über eine APP geöffnet und verschlossen werden.

Ein Elektroauto, kurz E-Fahrzeug, ist ein Kraftfahrzeug, das durch elektrische Motoren angetrieben wird. Die benötigte Energie stammt aus Akkumulatoren, die mit Strom aus dem Netz geladen werden. Im Gegensatz zu benzin- oder dieselbetriebenen Fahrzeugen, emittiert es keine Abgase und fährt in der Regel geräuschärmer.

Buchungsplattform

Die E-Fahrzeuge konnten über eine E-Carsharing- bzw. Buchungsplattform (mobileeee) gebucht werden. Die Projektteilnehmer mussten sich dort via Führerscheinnummer validieren (Abbildung II-24) und anschließend auf der ENTEGA Elektromobil Buchungs-App registrieren (siehe Abbildung II-27). Die Validierung des Führerscheines musste halbjährlich erfolgen.

Abbildung II-23: Führerscheinvalidierung (Eigene Darstellung)

Zusätzlich wurde ein Kraftfahrzeug-Mietvertrag von der Rechtsabteilung der ENTEGA AG, ähnlich einem Leasingvertrag, aufgesetzt. Dieser wurde zur Absicherung beider Parteien bei der Fahrzeugübergabe zwischen ENTEGA/e-netz Südhessen und dem Projektteilnehmer abgeschlossen (Abbildung II-25).

Kraftfahrzeug-Mietvertrag
Vertrags-Nr. XX

Präambel
Der hiermit vereinbarte Mietvertrag über eine festgelegte Anzahl von Kraftfahrzeugen (Mietgegenstand) zwischen den nachfolgend benannten Parteien hat persönliche Ausprägungen für die Nutzung des Mietgegenstandes im Rahmen der eigenen Zwecke. Die Nutzung des Mietgegenstandes ist räumlich ausdrücklich beschränkt auf das Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland.

Dieses Vertragsstück, vereinbaren die
ENTEGA AG
Forschung & Entwicklung
Friedrichstraße 119
66253 Dornsfeld

– nachstehend als „Vermieter“ oder „ENTEGA“ bezeichnet –
und
– nachstehend als „Mietler“ bezeichnet –
beide gemeinsam als „Parteien“ bezeichnet, dessen

Mietvertrag
Dieses Mietvertrags ist folgendermaßen (Kraftfahrzeug):
1.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

2.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

3.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

4.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

5.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

6.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

7.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

8.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

9.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

10.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

11.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

12.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

13.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

14.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

15.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

16.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

17.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

18.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

19.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

20.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

21.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

22.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

23.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

24.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

25.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

26.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

27.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

28.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

29.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

30.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

31.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

32.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

33.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

34.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

35.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

36.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

37.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

38.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

39.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

40.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

41.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

42.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

43.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

44.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

45.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

46.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

47.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

48.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

49.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

50.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

51.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

52.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

53.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

54.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

55.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

56.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

57.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

58.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

59.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

60.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

61.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

62.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

63.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

64.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

65.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

66.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

67.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

68.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

69.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

70.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

71.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

72.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

73.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

74.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

75.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

76.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

77.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

78.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

79.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

80.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

81.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

82.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

83.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

84.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

85.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

86.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

87.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

88.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

89.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

90.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

91.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

92.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

93.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

94.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

95.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

96.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

97.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

98.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

99.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

100.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

101.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

102.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

103.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

104.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

105.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

106.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

107.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

108.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

109.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

110.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

111.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

112.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

113.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

114.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

115.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

116.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

117.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

118.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

119.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

120.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

121.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

122.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

123.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

124.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

125.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

126.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

127.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

128.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

129.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

130.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

131.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

132.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

133.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

134.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

135.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

136.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

137.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

138.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

139.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

140.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

141.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

142.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

143.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

144.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

145.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

146.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

147.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

148.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

149.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

150.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

151.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

152.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

153.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

154.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

155.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

156.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

157.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

158.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

159.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

160.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

161.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

162.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

163.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

164.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

165.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

166.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

167.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

168.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

169.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

170.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

171.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

172.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

173.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

174.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

175.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

176.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

177.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

178.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

179.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

180.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

181.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

182.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

183.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

184.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

185.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

186.

Verfahren	Fahrzeugkategorie	Ort

187.

Alle nötigen Informationen für das Buchen der E-Fahrzeuge sowie die Nutzung der Buchungs-App wurde den Projektteilnehmern zur Verfügung gestellt (siehe Abbildung II-27 bis Abbildung II-30). Hierzu wurde eine aufschlussreiche Handlungsanweisung für die Projektteilnehmer erstellt.

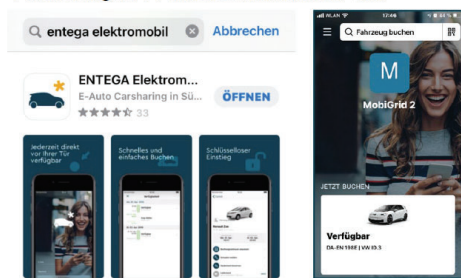
Informationen für die Nutzung des E-Fahrzeugs ID3

- **Führerscheininvalidierung**

Hierfür benötigen wir die E-Mailadressen und Namen der Fahrer*innen aus Ihrem Haushalt sowie die eingescannten Führerscheine und den gegengezeichneten Mietvertrag + Übernahmeprotokoll (Rücksendung bitte an die E-Mailadresse smartgrids@e-netz-suedhessen.de). Sobald wir diese erhalten haben, erhalten Sie eine E-Mail mit der Registrierung in unserem MobiGrid-Portal.

- **ENTEGA-APP**

Bitte laden Sie die ENTEGA Elektromobil – APP auf Ihr Handy (jeder Fahrer bzw. Fahrer*in) und tragen Sie zur Validierung Ihre Führerscheinnummer ein.



Nach Prüfung und Bestätigung durch ENTEGA können Sie das E-Fahrzeug (entweder MobiGrid 1 oder 2, je nach Fahrzeug) mit der APP öffnen und schließen (siehe nächste Folie).

Das Fahrzeug steht zur Abholung in

Groß-Umstadt, Georg-Eidmann-Weg 1

bereit. Hier können Sie das E-Fahrzeug während der Nutzung parken und kostenlos mit dem Chip oder der Karte laden (siehe Mappe im Handschuhfach, hier finden Sie auch Informationen über weitere Ladesäulen, welche Sie kostenlos nutzen können).

1

Abbildung II-26: Anleitung Registrierung Führerschein und ENTEGA APP (Eigene Darstellung)

Öffnen und Schließen mit der ENTEGA-App

Bitte Bluetooth auf Ihrem Smartphone einschalten



App öffnen, dieses Bild erscheint



Die Buchungszeiten sind für das Öffnen und Schließen nicht relevant.

Bitte darauf achten, dass das Handy immer genügend aufgeladen ist.

Das E-Fahrzeug ist geschlossen

Abbildung II-27: Anleitung zum Öffnen und Schließen des E-Fahrzeugs via APP (Eigene Darstellung)

Informationen zum E-Fahrzeug ID 3

Das E-Fahrzeug startet mit dem Öffnen. Die Parkbremse ist aktiv. Nachdem Sie die Parkbremse (2) entschert haben, legen Sie durch drehen am Hebel nach links oder rechts die Gänge (1) ein.

D = Fahren
B = Fahren mit Energierückgewinnung
N = Leerlauf
R = Rückwärts



Im Fahrzeug befindet sich eine Mappe mit einer Kurzanleitung und weiteren Informationen. Bitte beachten Sie die gelben Informationsblätter (Wie verhalte ich mich bei einem Unfall).

Bitte beachten:
Wenn Sie den Gang „B“ eingeschaltet haben, bremsst das Fahrzeug sehr schnell ab.



Mit dieser Karte können Sie an jeder Shell, Avia, Esso, Eni (Agip) und an allen Shell-Partnertankstellen mit dem -Zeichen das E-Fahrzeug waschen. Hierzu müssen Sie an der Tankstellenkasse vorab den Pin 7010 (steht auf der Kartenrückseite) eingeben.



3

Abbildung II-28: Allgemeine Informationen zum E-Fahrzeug (Eigene Darstellung)

APP – Stromtankstellen-Finder

Mit der ENTEGA Ladekarte haben Sie die Möglichkeit an über 245.000 Ladepunkten europaweit zu Laden. Hierfür gibt es ergänzend die kostenfreie ENTEGA „Stromtankstellen Finder“ App.

Über die Karten- und Suchfunktion der App, lassen sich alle mit der ENTEGA Ladekarte nutzbaren Ladestationen anzeigen. Dort finden Sie auch die Kosten, welche an der jew. Ladestation gelten. In Echtzeit wird in der App angezeigt, ob ein Ladepunkt gerade belegt oder frei ist.

Hier geht es zum Download der App:

Android:

<https://play.google.com/store/apps/details?id=com.entegaEStation.app>



i-Phone:

<https://itunes.apple.com/us/app/stromtankstellen-finder/id1444760709?1=de&ls=i&mt=8>



Allgemeiner Hinweis: Sollten Sie Probleme an einer Ladesäule haben, dann wenden Sie sich direkt die Rufnummer, welche an der Säule angebracht ist. Die Mitarbeiter der 24/7 Hotline können direkt auf die Ladesäule zugreifen und Ihnen helfen.

Abbildung II-29: QR-Codes Stromtankstellenfinder (Eigene Darstellung)

Akquise der Projektteilnehmer

In Groß-Umstadt, im Baugebiet „Am Umstädter Bruch“, haben bereits 25 Haushalte an Forschungsprojekten rund um den Quartierspeicher (z.B. Flex4Energy, ESQUIRE, MAGDA¹⁹) teilgenommen. Diese Haushalte wurden bei einer Veranstaltung im September 2021 (Kapitel IV9.5) über das Forschungsprojekt „MobiGrid“ informiert. Im Frühjahr 2022 wurde den Projektteilnehmern aus dem Baugebiet „Am Umstädter Bruch“ per E-Mail (Abbildung II-31) die Teilnahme am Forschungsprojekt angeboten. Diese bestand darin, ein E-Fahrzeug für 2 x einen Monat zu fahren und an den dafür vorgesehenen Wallboxen im Georg-Eidmann-Weg zu laden. Voraussetzung für die Teilnahme war das Ausfüllen einer Online-Befragung, um die Erwartungshaltung zur E-Mobilität, insbesondere zum Ladeverhalten, abschätzen zu können.

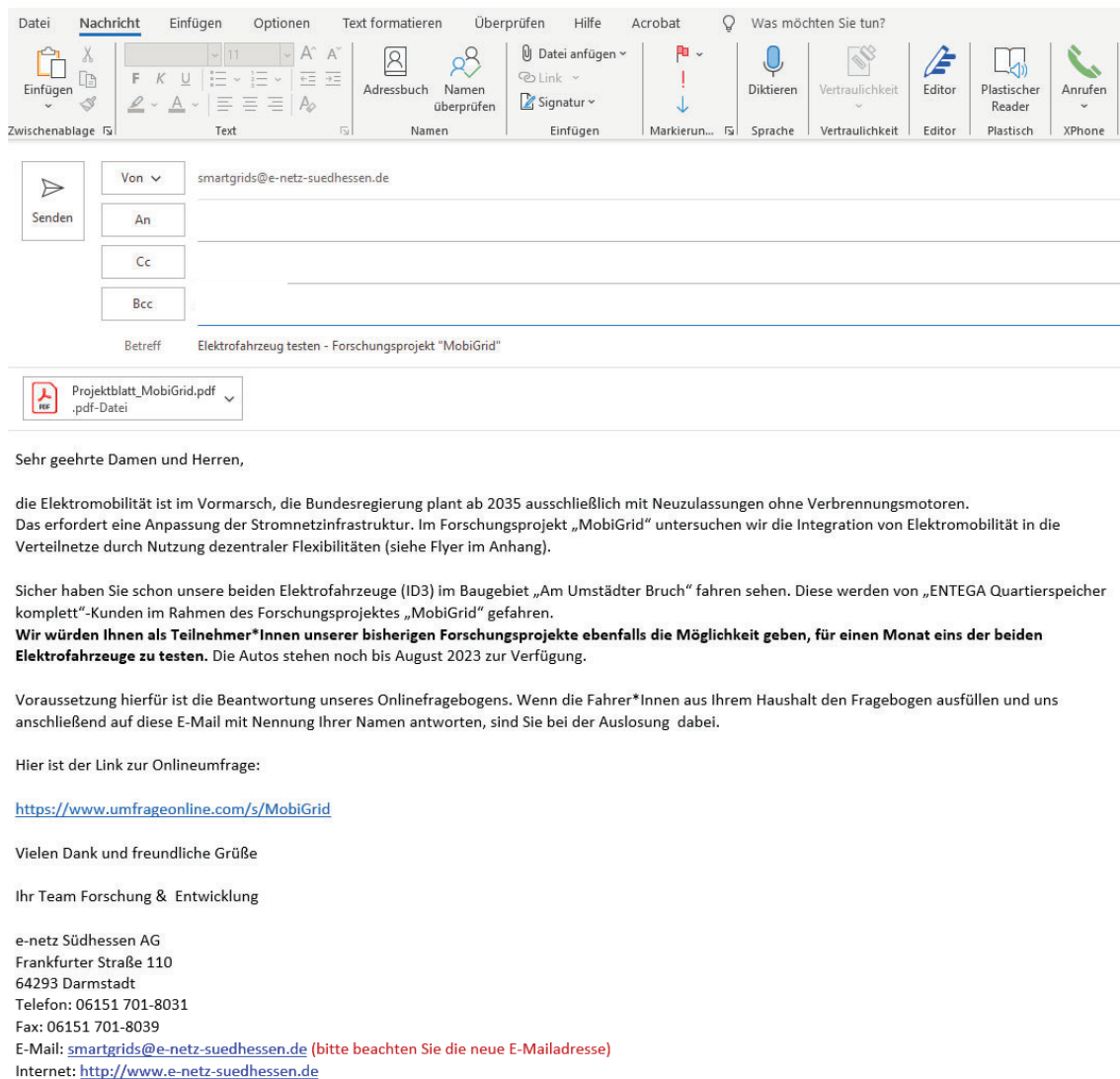


Abbildung II-30: E-Mailkontakt Endkunde (Eigene Darstellung)

¹⁹ Flex4Energy, ESQUIRE, MAGDA: Informationen hierzu sind zu finden unter: [Forschung & Entwicklung | ENTEKA AG](#)

Auswertungen der Carsharingstationen

Für die Nutzungsanalyse von E-Mobilität wurden die Primärdaten von allen Carsharing-Stationen der ENTEGA Plus als Konzernschwester ausgewertet.

Carsharing bezeichnet ein Modell der gemeinschaftlichen Autonutzung, bei dem registrierte Projektteilnehmer auf eine Flotte von E-Fahrzeugen zugreifen können, ohne diese besitzen zu müssen. Die E-Fahrzeuge werden je nach Bedarf stunden- oder tagesweise gemietet und anschließend für den nächsten Projektteilnehmer zurückgelassen. Dies ermöglicht eine flexible Mobilität ohne die Kosten und Verpflichtungen des E-Fahrzeugbesitzes.

Die organisierte gemeinschaftliche Nutzung eines oder mehrerer E-Fahrzeuge auf der Grundlage einer Rahmenvereinbarung stellt eine differenziert zu betrachtende Verbrauchergruppe im Niederspannungsnetz dar.

Seit 2019 betreibt die ENTEGA Plus 22 Carsharing-Stationen. Von den 22 eingesetzten E-Fahrzeugen sind 20 rein elektrisch. Diese haben an Ihrem Einstellplatz eine reservierte Ladesäule. Um die Carsharing-E-Fahrzeuge nutzen zu können, muss sich der Kunde zunächst auf der Website registrieren oder über die mobile App. Hierbei gibt der Kunde seine persönlichen Informationen, exemplarisch Führerschein und eine gültige Zahlungsmethode an. Nach Verifizierung durch das Elektromobilitätsteam kann der Kunde Fahrzeuge buchen und diese direkt fahren oder sie reservieren und zu einem späteren Zeitpunkt nutzen. Als zentrales Steuermedium fungiert hier die gleiche APP wie bei den Projektteilnehmer*innen im Feldtestversuch „MobiGrid“. Einzig leichte Anpassungen in den Prozessschritten Buchung, Reservierung, Abholung des Fahrzeugs sowie Abrechnung, Bezahlung, Bewertung und Feedback sind hier leicht angepasst worden.

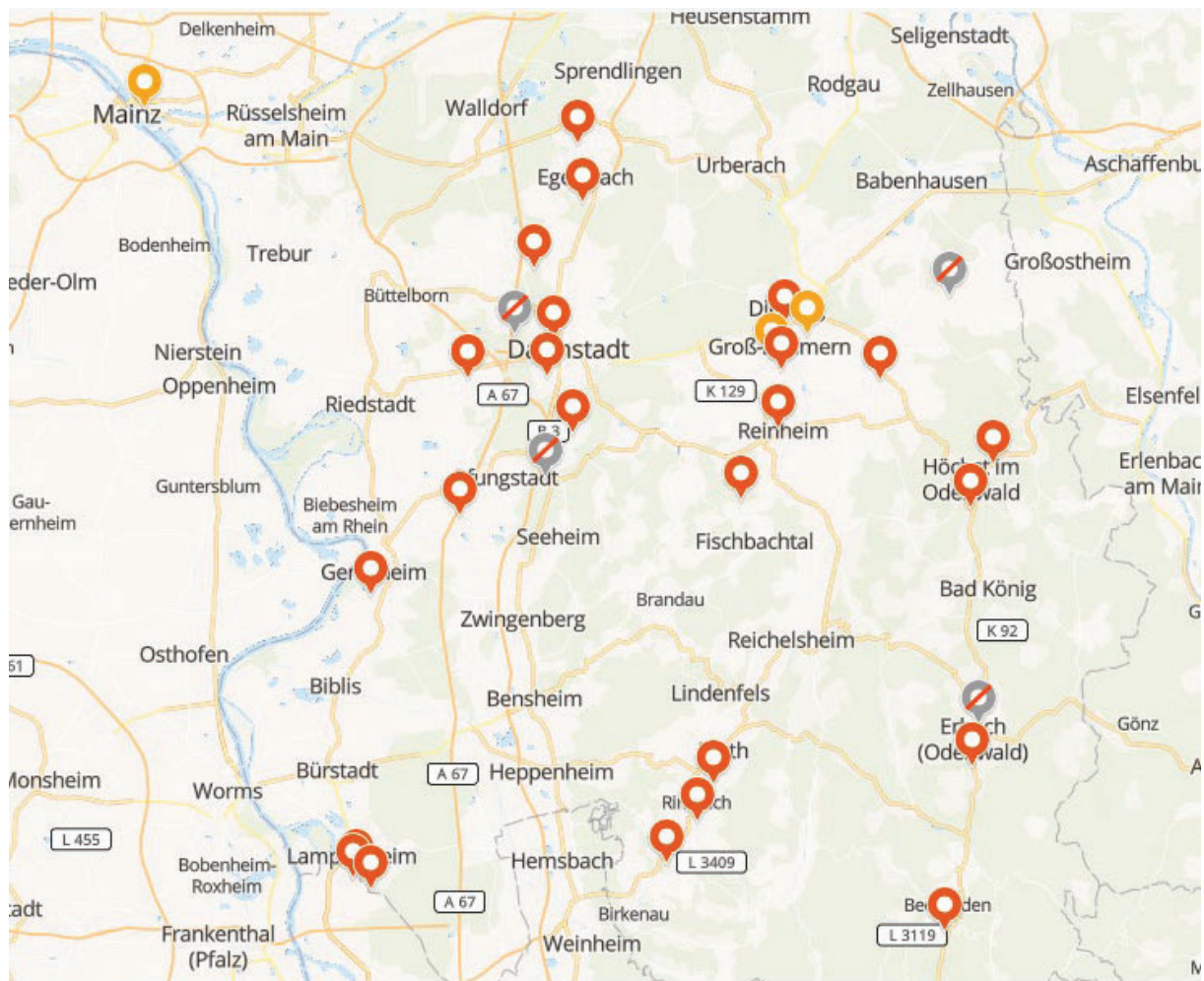


Abbildung II-31: Ladestationen der ENTEGA Plus GmbH (Eigene Darstellung)

Die Kundengruppe der Carsharingstationen ist individuell zu stationären öffentlichen Ladesäulen, aber auch Ladeparks zu bewerten und zu prognostizieren. Im Sinne des Gesetzgebers soll mittels Carsharingfahrzeugen der Individualverkehr verringert werden. Die Exklusivität der Fahrzeuge wurde gegenüber den Projektteilnehmern begrenzt, da auch andere Nutzer diese buchen konnten. Auch die Fahrzeugauslastung konnte dadurch gesteigert werden.

Um das Prognosemodell der Carsharingstation evaluieren zu können, müssen die Standzeiten und die Fahrzeugauslastung betrachtet werden, um hierauf basierend die Lademengen berechnen zu können. Bei der Betrachtung der Buchungsdaten lässt sich eine starke Abhängigkeit von Stadt- und Gemeindetypen erkennen. Es gibt außerdem eine schwache Korrelation zwischen der Anzahl an Buchungen und der Einwohnerzahl. Dies bestätigt sich auch in einer ebenfalls schwachen Korrelation zwischen der Anzahl an Buchungen und der Fahrstrecke nach Darmstadt. Gemeinden in urbanen Gebieten, wie exemplarisch Griesheim, Fürth und Büttelborn zeigen wiederum eine starke Auslastung sowie ein signifikant höheres Buchungsverhalten.

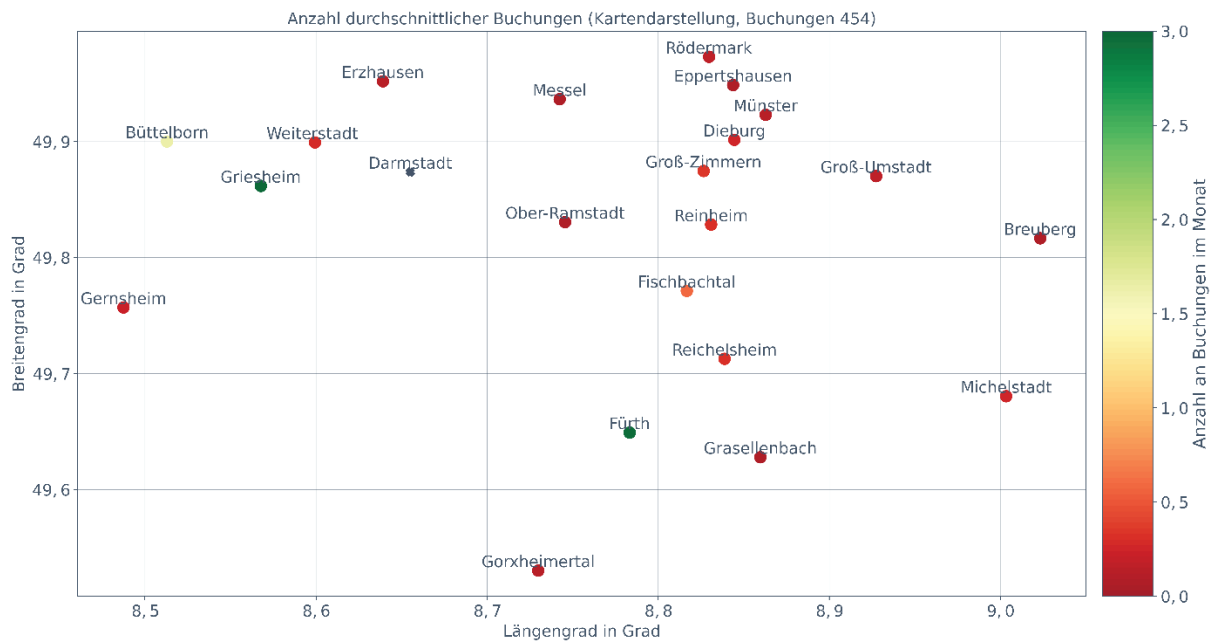


Abbildung II-32: Durchschnittliche Buchungsmenge pro Gemeinde (Eigene Darstellung)

Abbildung II-33 zeigt die durchschnittliche Buchungsmenge je Gemeinde.

Die meisten Buchungen werden in den drei Kommunen Griesheim, Büttelborn und Fürth durchgeführt. Die zurückgelegten Strecken pro Buchung unterscheiden sich je nach Kommune deutlich. In Griesheim werden mit Abstand die meisten Fahrten durchgeführt. In ländlichen Regionen werden häufiger längere Strecken gefahren, jedoch findet eine seltenere Buchung statt.

Es wurden insgesamt 7049 Buchungen von aktiven Nutzern durchgeführt. Ca. 1/3 aller Buchungen wurden von der Altersgruppe 50-60 Jahre getätigt. Die jüngere Altersgruppe hat weniger Buchungen pro Nutzer. Die durchschnittlichen Ausgaben aller Buchungen sind bei der Altersgruppe 50-60 Jahre am höchsten. Über 50% der Buchungen sind kürzer als 2 Stunden.

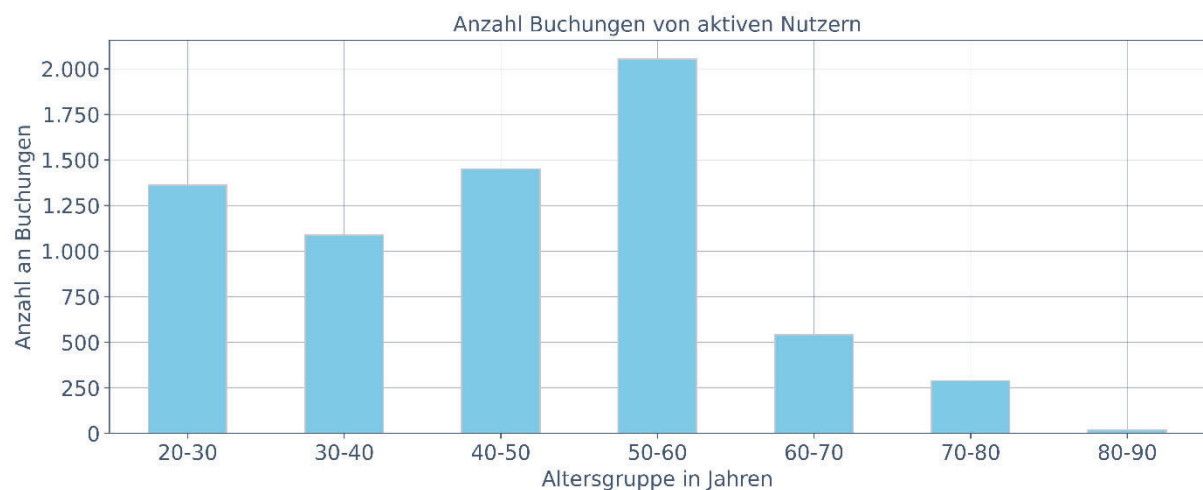


Abbildung II-33: Anzahl der Buchungen von aktiven Nutzern (Eigene Darstellung)

Es lässt sich eine direkte Korrelation zwischen der Nutzerhäufigkeit im urbanen, suburbanen und ländlichen Raum feststellen. Der demographische Wandel gibt keinen direkten Rückschluss auf die Nutzerhäufigkeit im Rahmen von Carsharing. Im Allgemeinen sind die Fahrzeuge nicht voll ausgelastet.

Um effektive Prognosen im Carsharing-Sektor durchzuführen, wurden zunächst die Nachfrageprognose, also eine Analyse, wo sich Carsharing-Dienste geografisch ausbreiten könnten, sowohl in Bezug auf die Abdeckung in Städten als auch möglicherweise in Vororten oder ländlichen Gebieten durchgeführt. Im Anschluss wurde dies mit dem aktuellen Konsumentenverhalten, wie sich die Einstellungen der Verbraucher zum Autobesitz und zur gemeinsamen Mobilität ändern könnten bzw. was die Nachfrage nach Carsharing-Diensten beeinflusst, gesetzt. Carsharing ist ein Dienst, der es Einzelpersonen ermöglicht, Fahrzeuge für kurze Zeiträume, oft stundenweise, zu mieten, als Alternative zum traditionellen Autobesitz. Das Prognostizieren oder Vorhersagen von Carsharing kann die Schätzung der zukünftigen Nachfrage, technologische Fortschritte, Marktwachstum, regulatorische Änderungen und andere relevante Faktoren umfassen. Bei der aktuellen Auswertung der Carsharingfahrzeuge wäre eine Vehicle-to-Grid Anwendung denkbar. Dem divergent gegenüber steht die aktuelle Kurzfristigkeit der Buchungen der Nutzer, wie aus den Primärdaten hervorgeht.

Durch Superposition der einzelnen Säulen wird das Lastprofil des Ladeparks bestimmt. Je nachdem, wie oft das Modell gefahren wird, findet eine Modellbildung statt. In Abbildung II-35 werden vier Modellfahrten dargestellt. Die Lücke im Jahr 2023 beruht auf einer Ausfallzeit.

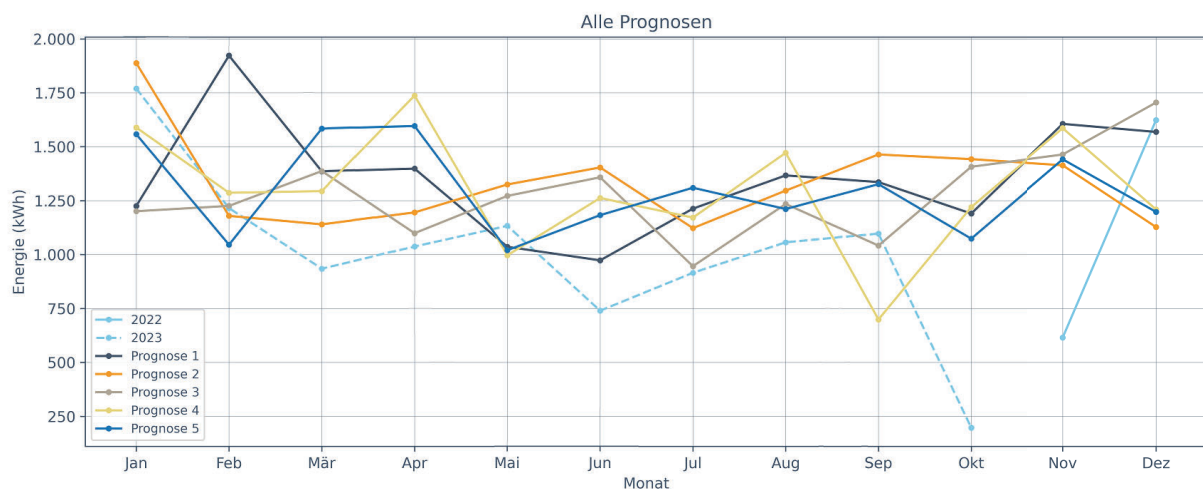


Abbildung II-34: Prognosemodell des Carsharingladeparks (Eigene Darstellung e-netz Südhessen AG)

Neben der Verbrauchsgruppe des Carsharings haben auch Ladeparks einen individuellen Gleichzeitigkeitsfaktor und auf Basis dessen ein unterschiedliches Verbrauchs- und Prognoseprofil. Um diese Profile prognostizieren und im Rahmen von Szenariomodellen auswerten zu können, wurde ein Ladepark der ENTEGA mit moderner Messtechnik ausgestattet.

Ein Ladepark ist eine größere Anlage bzw. ein Bereich, der mehrere Ladestationen für E-Fahrzeuge beinhaltet. Er dient dazu, mehreren Fahrzeugen gleichzeitig das Aufladen ihrer Batterien zu ermöglichen. Solche Parks sind oft strategisch an Verkehrsknotenpunkten, Autobahnen oder in städtischen Zentren platziert, um den Zugang und die Verfügbarkeit von Lademöglichkeiten für E-Fahrzeug-Nutzer zu erhöhen.



Abbildung II-35: Ladepark am Grosso (Eigene Darstellung: e-netz Süd Hessen AG)



Abbildung II-36: Schnelllader am Ladepark (Eigene Darstellung: e-netz Süd Hessen AG)

Ein Ladepark ist ein Standort, an dem elektrisch betriebene Fahrzeuge (meist E-Fahrzeuge, teilweise aber auch Elektrofahrräder usw.) aufgeladen werden können. Diese Ladeparks bieten Lademöglichkeiten, um die Batterien der E-Fahrzeuge mit elektrischer Energie zu versorgen. Ladeparks spielen eine wichtige Rolle bei der Förderung der E-Mobilität und der Schaffung einer Infrastruktur für elektrisch betriebene Fahrzeuge. Im Gegensatz zu einer herkömmlichen einzelnen Ladesäule befinden sich in einem Ladepark mehrere unterschiedliche Ladesäulen

und/oder Lademöglichkeiten mit meist unterschiedlichen Ladeleistungen. Im betrachteten Beispiel verfügt der Ladepark über einen DC-Lader mit 150 kW sowie vier AC-Säulen mit je 22 kW Leistung. Die Verbräuche des Ladeparks werden über eine reale Lastgangmessung erfasst. Darüber hinaus verfügt der Ladepark über eine DSM-MessungEV.



Abbildung II-37: Darstellung Standort Ladepark im städtischen Bereich (Eigene Darstellung: e-netz Südhessen AG)

In der dynamischen Welt der Energiewirtschaft spielt die Modellierung von Lastprofilen eine entscheidende Rolle, um den Anforderungen an die Energieversorgung gerecht zu werden. Ein innovatives Modellierungskonzept ermöglicht es, spezialisierte Wahrscheinlichkeitsmodelle zu entwickeln, die eine präzise Prognose der täglichen Lastprofile liefern. Diese Modelle sind nicht nur für ihre Genauigkeit, sondern auch für ihre Erklärbarkeit und Validierbarkeit konzipiert, was sie zu einem wertvollen Werkzeug für Energieunternehmen macht.

Um die Komplexität der Energienutzungsmuster zu erfassen, werden verschiedene Modelle für unterschiedliche Fragestellungen und Aspekte entwickelt. So kann beispielsweise analysiert werden, wie oft ein Ladepark oder eine Ladesäule täglich angefahren wird, welche Ladeart bevorzugt wird, zu welchen Uhrzeiten die höchste Frequenz herrscht, wie viel Ladeleistung erforderlich ist und wie das spezifische Ladeprofil aussieht. Diese differenzierte Betrachtung ermöglicht es, die Bedürfnisse der Nutzer besser zu verstehen und die Infrastruktur entsprechend anzupassen.

Besonders interessant ist die Anwendung dieses Modellierungskonzepts im Bereich des Car-sharings und der Ladeparks, wo eine flexible und zuverlässige Energieversorgung unerlässlich ist. Da es sich um einen probabilistischen und nicht um einen deterministischen Ansatz handelt, können die Einflussgrößen auf die verschiedenen Modelle unabhängig voneinander untersucht

werden. Dies erlaubt eine tiefere Einsicht in die einzelnen Faktoren, die das Lastprofil beeinflussen und trägt dazu bei, die Energieeffizienz zu steigern und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

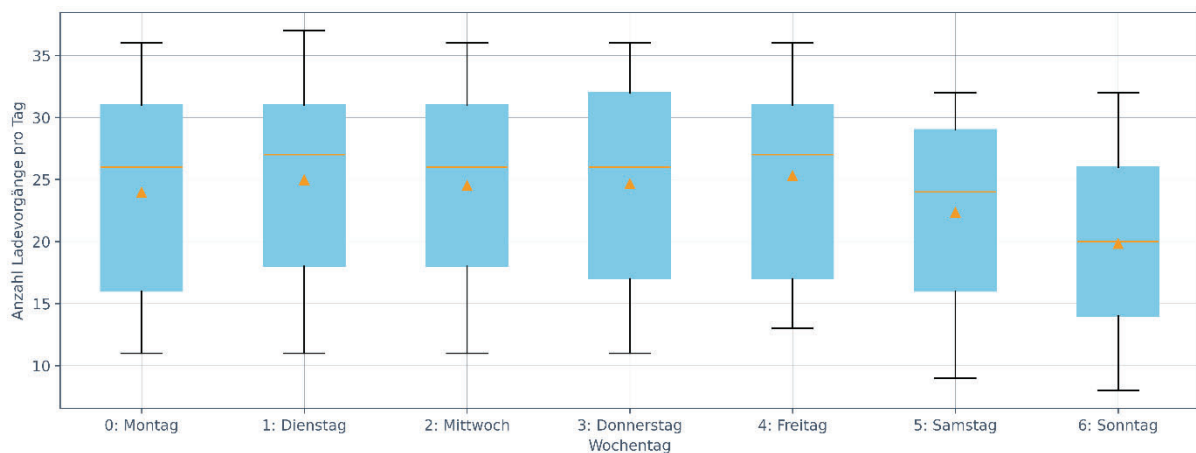


Abbildung II-38: Anzahl der Ladevorgänge pro Tag und Wochentag (Eigene Darstellung)

Die Anzahl an Ladevorgängen hat sich über die letzten Jahre verändert. Das Jahr 2021 war durch eine Anlaufphase geprägt, während anhand der Jahre 2022 und 2023 allerdings kein Trend ableitbar ist. Ein signifikanter Einfluss der Jahreszeit auf das Ladeverhalten konnte nicht beobachtet werden. Der Einfluss der Jahreszeiten und der Jahre wird daher aktuell nicht berücksichtigt, Trends könnten jedoch über einen Parameter modelliert werden.

Der jeweilige Wochentag beeinflusst die Anzahl an Ladevorgängen. An Werktagen (inkl. Samstagen) gibt es tendenziell mehr Ladevorgänge und die Streuung ist größer. Daher wird der Wochentag bei der Modellierung berücksichtigt.

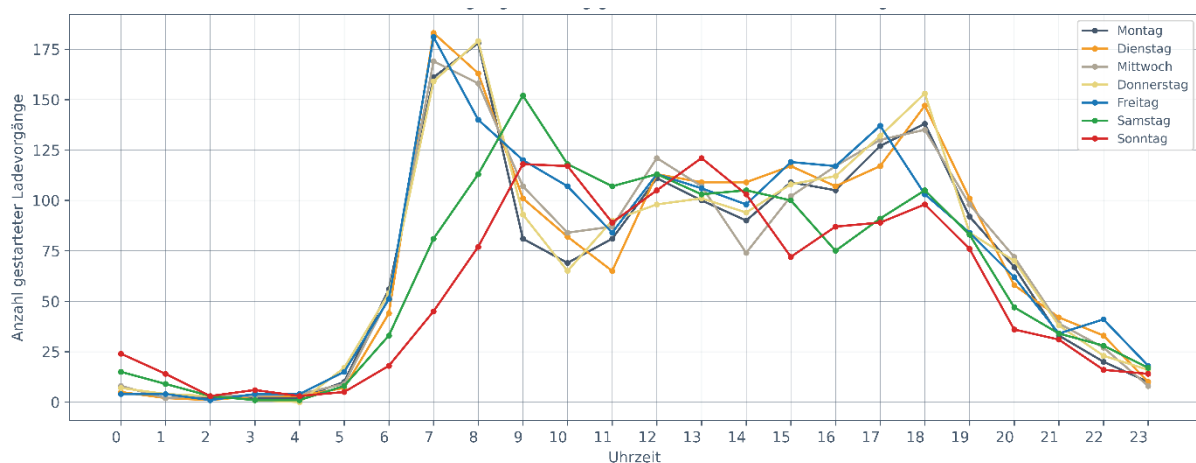


Abbildung II-39: Ladeprozess in Abhängigkeit von Startzeitpunkt (Eigene Darstellung)

Die Uhrzeit, zu denen Ladevorgänge gestartet werden, hängt maßgeblich vom Wochentag ab. Am Wochenende werden Ladevorgänge in der Regel zu einer späteren Uhrzeit gestartet. Daher wird die Verteilung der Ladevorgänge zu den jeweiligen Uhrzeiten berücksichtigt.

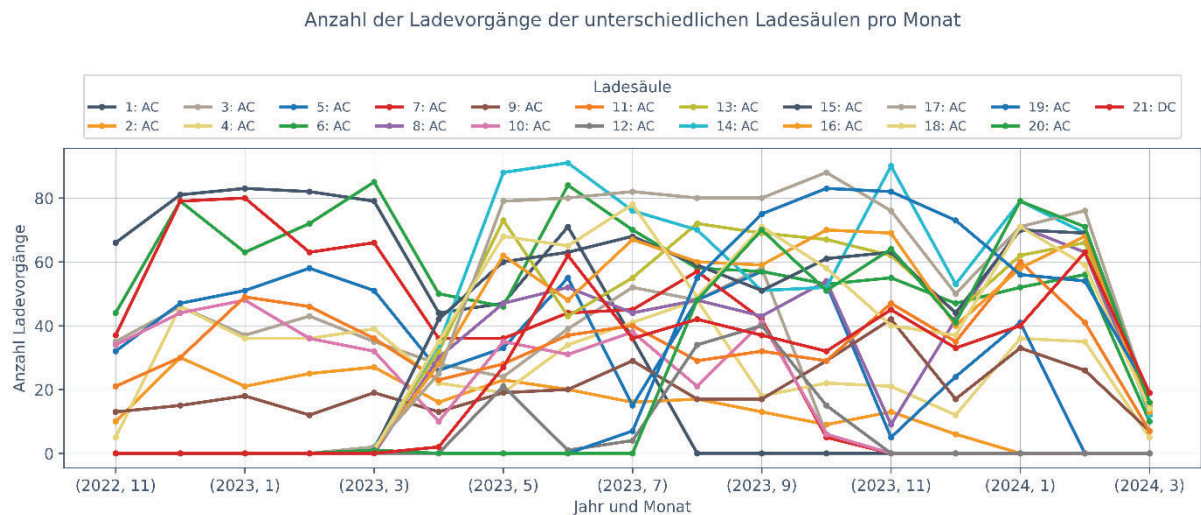


Abbildung II-40: Anzahl der Ladevorgänge der unterschiedlichen Ladesäulen pro Monat (Eigene Darstellung: e-netz Süd Hessen AG)

Die Verwendung von DC schwankt stark durch bauliche Maßnahmen. Die AC-Nutzung (hier rot, lila, blau und braun dargestellt) beeinflusst nicht die DC-Nutzung (orange und gelb dargestellt). In der Simulation wird angenommen, dass DC-Ladung durchgehend verfügbar ist. Ein Zeitraum, in dem DC-Ladung durch Defekt nicht möglich ist, kann ebenfalls modelliert werden.

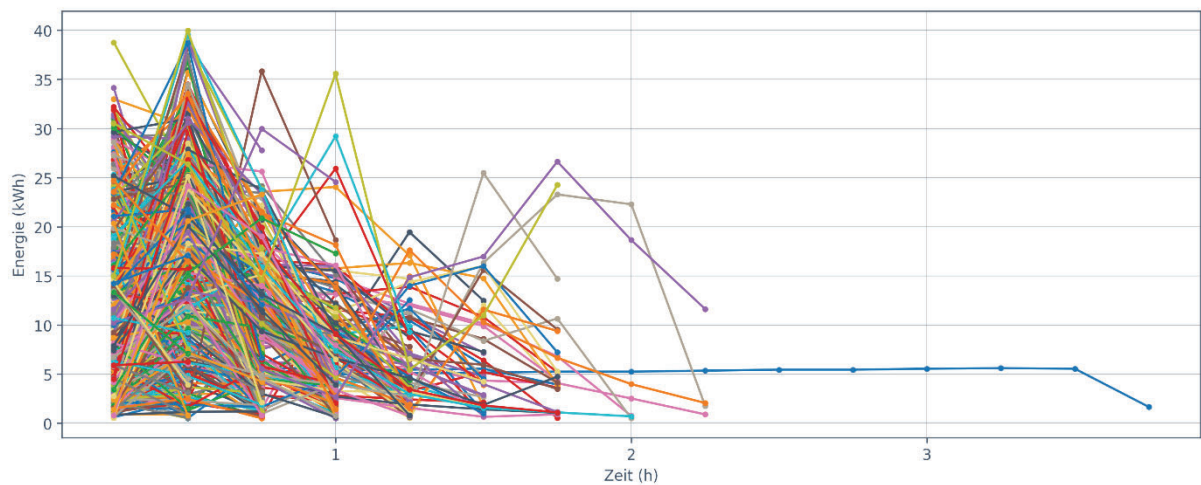


Abbildung II-41: Ladekurven DC (Eigene Darstellung)

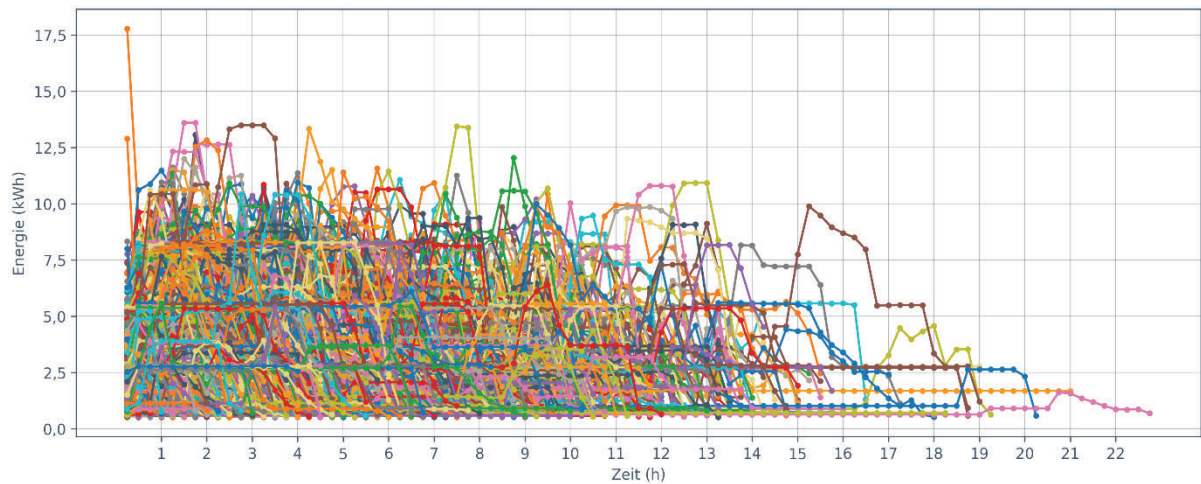


Abbildung II-42: Ladekurven AC (Eigene Darstellung)

Die benötigte Ladeenergie ist über die Zeit hinweg konstant. Die AC- sowie DC-Ladekurven können sich dabei aber deutlich unterscheiden. Anhand historischer Daten kann auf einen Pool von ~5000 einzelnen Ladekurven (4.000 x AC und 1.000 x DC) zurückgegriffen werden.

Es wird die Modellierung eines Lastprofils für einen Tag vorgenommen. Die Anzahl der Ladevorgänge wird über eine Normalverteilung modelliert, wobei AC- und DC-Vorgänge separat modelliert werden. Der Erwartungswert und die Standardabweichung variieren je nach Wochentag und Uhrzeit eines Ladevorgangs. Die Uhrzeit jedes einzelnen Ladevorgangs wird anhand einer abgeleiteten Verteilungsform je nach Wochentag bestimmt. Jeder Ladevorgang nutzt eine reale Ladekurve aus der angelegten Datenbank. Es erfolgt eine Unterscheidung zwischen AC- und DC-Ladevorgängen. Das Lastprofil des Ladeparks ergibt sich durch Superposition der einzelnen Lastkurven von Ladesäulen und Anzahl an Ladevorgängen pro Tag. Die Prognose wird iterativ für jeden Tag in einem definierten Zeitraum ausgeführt.

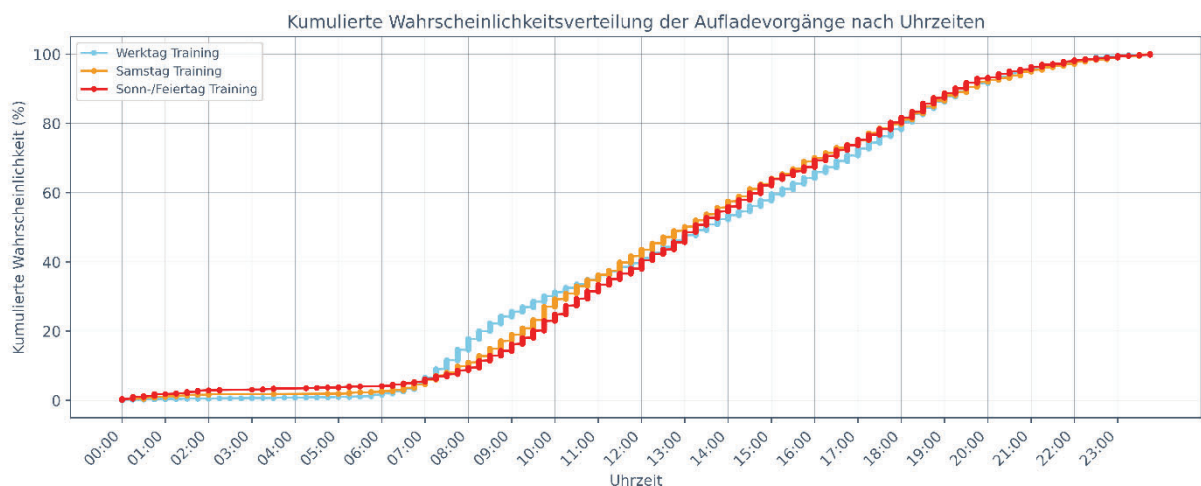


Abbildung II-43: Kumulierte Wahrscheinlichkeitsverteilung der Aufladevorgänge nach Uhrzeiten (Eigene Darstellung: e-netz Südhessen AG)

Anhand der beschriebenen Erkenntnisse kann die Prognose getroffen werden, dass an Werktagen die Ladevorgänge überwiegend zu einem früheren Zeitpunkt starten als an Samstagen und Sonntagen. Dargestellt ist eine beispielhafte Prognosekurve innerhalb des Evaluationszeitraums. Durch Superposition der einzelnen Säulen wird das Lastprofil des Ladeparks bestimmt.

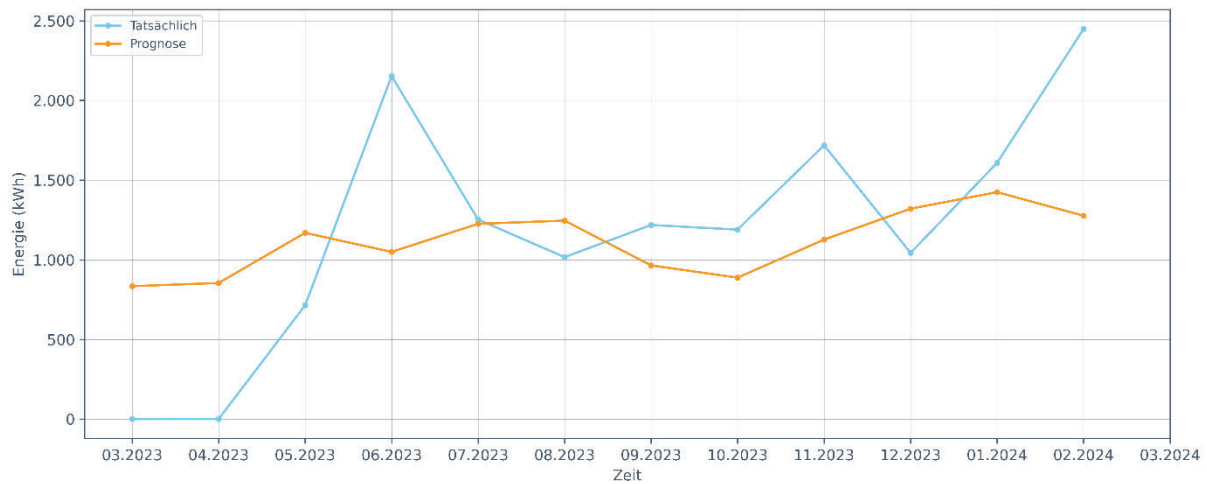


Abbildung II-44: Fokuszeitraum März (Eigene Darstellung)

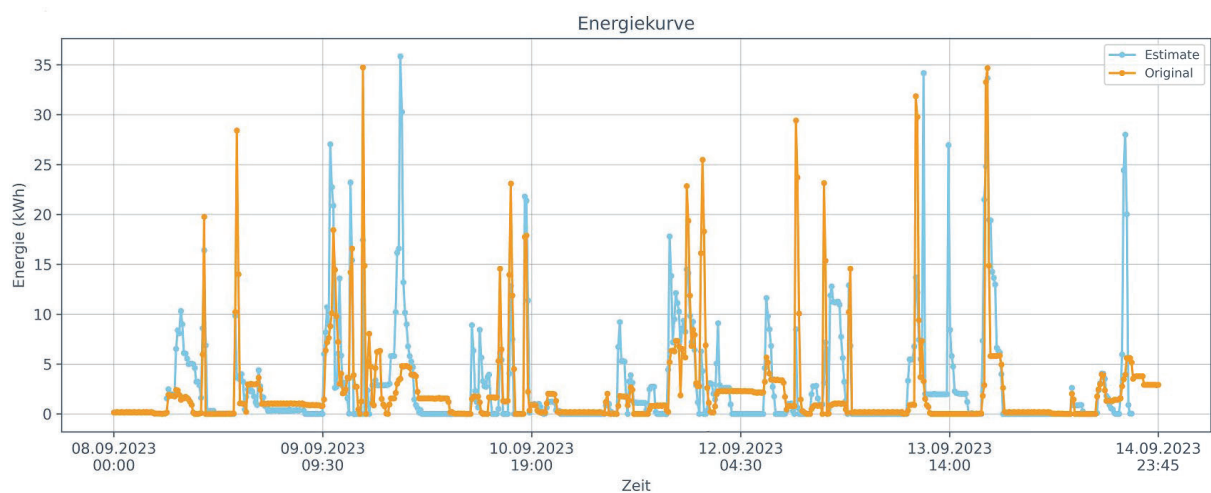


Abbildung II-45: Prognosemodell Evaluationszeitraum (Eigene Darstellung)

Über den Tag verteilt finden am Morgen (evtl. mit Ankunft am Arbeitsplatz), um die Mittagszeit, am späten Nachmittag (nach Arbeitsende) und am späten Abend die meisten Ladevorgänge statt.

Prognosemodell Wallboxen

Rückschlüsse durch sozioökonomische Kriterien, wie exemplarisch Beschäftigungsverhältnis oder Familienstand, geben direkte Indikatoren für das Verbrauchs- und Ladeverhalten einzelner Haushalte bzw. unterbrechbarer Verbrauchseinheiten wie Wallboxen an. Exemplarisch ist von einem kinderlosen Haushalt, bei dem sich alle Mitbewohner im Home-Office befinden, ein anderes Ladeverhalten an den Wallboxen zu erwarten als von einem Haushalt mit Kindern, bei dem sich alle Erwerbstätigen im Schichtdienst befinden. Untermuert wird diese These durch eigens erhobene Messungen im Rahmen des Projektes „MobiGrid“.

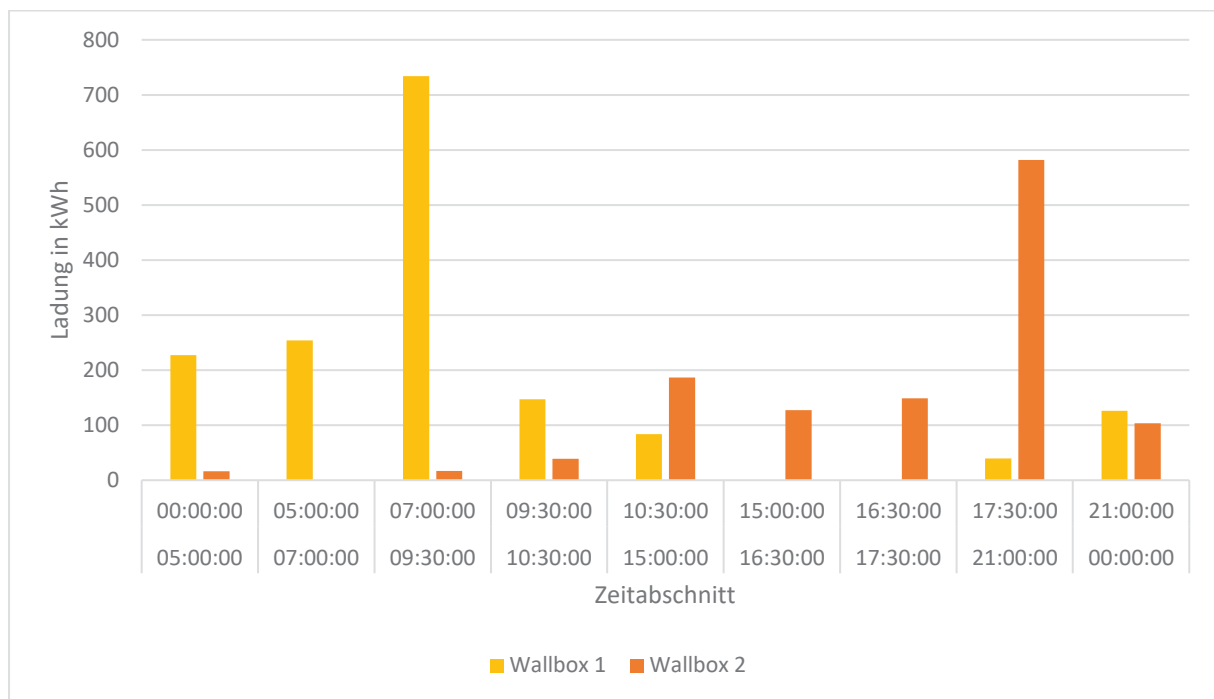


Abbildung II-46: Ladeverhalten an den Wallboxen (Evaluationszeitraum: 09.09.2021 – 31.03.2022) – Darstellung: e-netz Südhausen AG

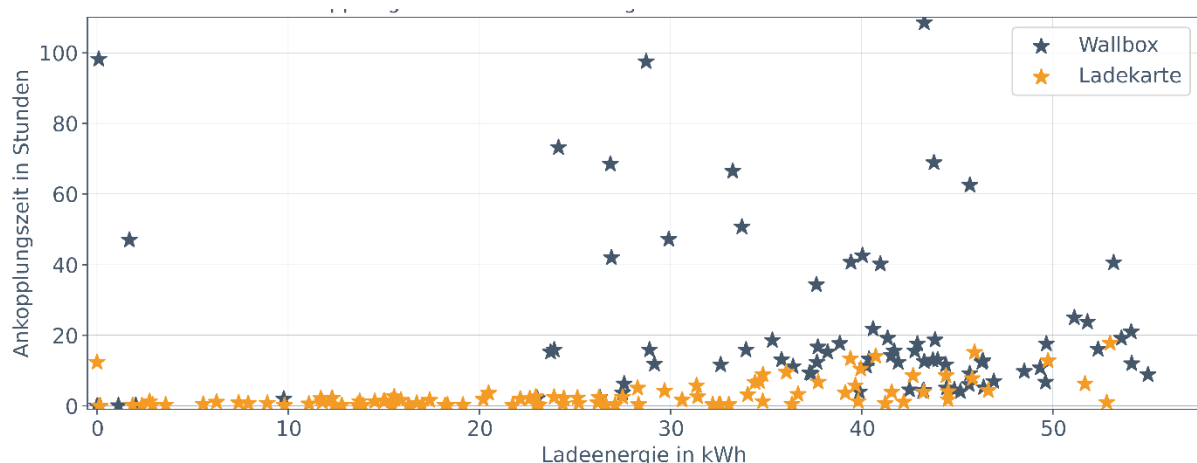


Abbildung II-47: Ankopplungszeiten und Ladeenergie der Ladekarten und Wallboxen (Eigene Darstellung: e-netz Südhausen AG)

Abbildung II-47 zeigt das Ladeverhalten der in Kapitel I0 beschriebenen Probandengruppen an den Wallboxen im Rahmen des Feldversuches. Dargestellt ist hier der Auswertungszeitraum 09.09.2021 – 31.03.2022 und die in diesem Zeitraum insgesamt geladenen Mengen. Zu diesem Zeitpunkt hatten 19 Probanden mit insgesamt 140 Ladevorgängen an dem Feldversuch teilgenommen. Auffällig ist, dass an der Wallbox ein stark divergentes Ladeverhalten zu beobachten ist. Während an Wallbox 1 meist zwischen 07:00 Uhr – 9:30 Uhr geladen wurde, fanden die Ladungen an Wallbox 2 meist zwischen 17:30 Uhr und 21:00 Uhr statt.

Im Rahmen des Fragebogens und dem darauf aufbauenden Kundenworkshop stellte sich heraus, dass unterschiedliche Verbrauchsgruppen die Fahrzeuge in diesem Zeitraum verstärkt nutzten. Während Wallbox 1 verstärkt von Haushalten im Home-Office genutzt wurde, nutzten Wallbox 2 verstärkt Haushalte mit einem externen Arbeitsplatz. Im Rahmen des späteren

Evaluationszeitraums und vor allem außerhalb der Coronazeit schwächt sich die Lastspitze im Zeitraum 05:00 Uhr – 07:00 Uhr wieder ab. In Abbildung II-49 sieht man hierzu auch die Selbsteinschätzung der Probanden im Vergleich zu den realen Verbräuchen. Dargestellt ist hier die prozentuale Verteilung der Ankopplung im Verhältnis zum geladenen normierten Gesamtverbrauch der Wallboxen. Aufgeteilt wurden diese auf die jeweiligen Verbrauchsclusterzeiträume. Erwartet wurde hier ebenfalls eine Lastspitze zwischen 17:30 Uhr und 21:00 Uhr. Es wurde auch die von 07:00 Uhr – 09:30 erhobene Lastspitze erwartet.

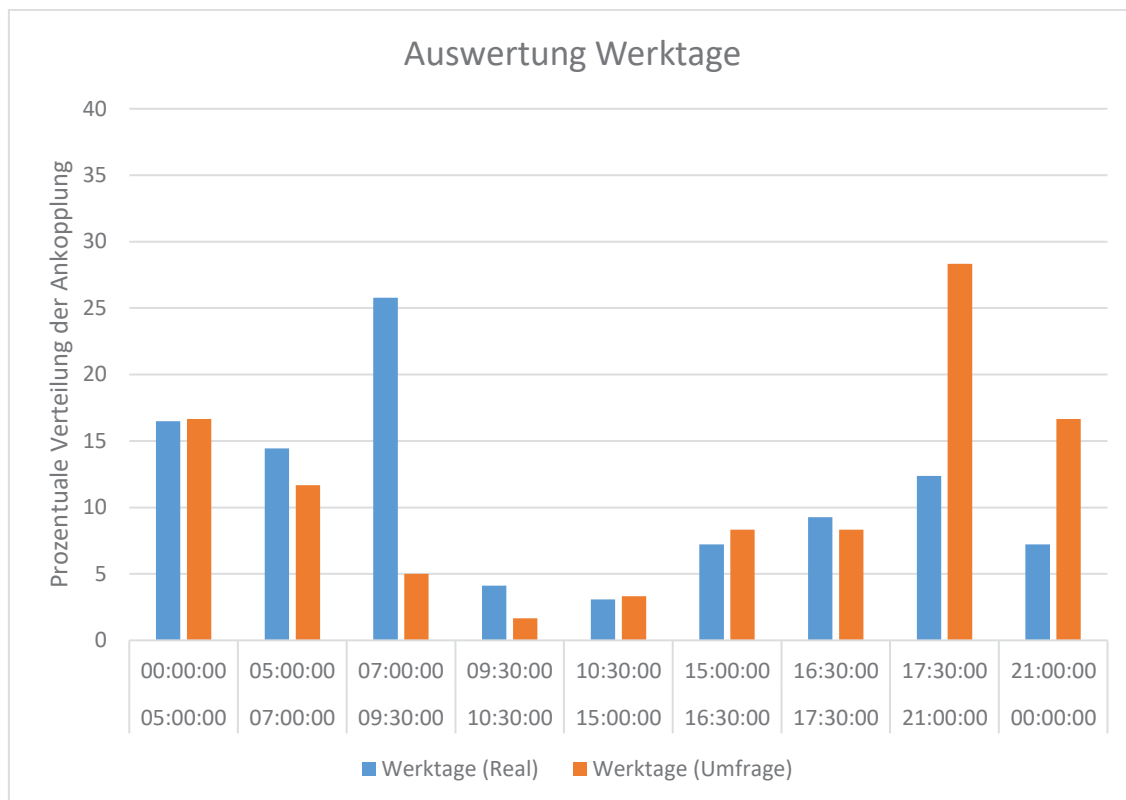


Abbildung II-48: Zu welchem Zeitpunkt rechnen Sie damit, das Fahrzeug nach einer Fahrt an Ihre heimische Wallbox anzuschließen? (3c) - Darstellung: e-netz Südhessen AG

Es ist davon auszugehen, dass vor allem die Hochlaufphase der E-Mobilität eng mit dem Zubau von Wallboxen zusammenhängt. Das technische Flex-Potenzial hängt jedoch von zwei wesentlichen Faktoren ab, nämlich dem State-of-Charge (SOC) sowie der Verfügbarkeit der E-Fahrzeuge. Zum einen kommen nur Fahrzeuge für die Bereitstellung von Flexibilität in Frage, welche auch einen entsprechenden Ladebedarf haben, d.h. einen SOC < 100 %. Zum anderen ist das Flex-Potenzial abhängig von der Verfügbarkeit der Fahrzeuge, d.h. wie viele der aktuell zugelassenen E-Pkw tatsächlich am Stromnetz angeschlossen und steuerbar sind. Während Ladevorgänge an privaten Wallboxen, sei es zu Hause oder beim Arbeitgeber, aufgrund der meist langen Verweildauer für netzdienliches Laden prädestiniert sind, sind öffentliche Ladepunkte mit meist geringer Verweildauer für eine Steuerung des Ladevorgangs nur eingeschränkt geeignet. Die gängigsten Leistungsstufen für private Wallboxen liegen bei Leistungen von 3,7 kW, 11 kW und 22 kW. Bei einer Leistung von 3,7 kW ergibt sich aufgrund einer langen Ladedauer ein eher geringes Flex-Potenzial. Bei einer Leistung von 11 kW liegt durch eine verkürzte Ladedauer ein großes Flex-Potenzial und bei 22 kW entsprechend ein erhebliches technisches Flex-Potenzial vor. Daraus kann abgeleitet werden, dass VNB steuerbare Einrichtungen größer 3,7 kW im Rahmen des netzdienlichen Ladens mit einbeziehen sollten.

Um die Interoperabilität und die Umsetzung der rechtlichen Vorgaben zu gewährleisten, müssen technische Standards in der Mess- und Steuerinfrastruktur eingeführt werden. Dies inkludiert auch, dass Wallboxen die Kommunikationsprotokolle der FNN-Steuerboxen unterstützen.

Wie aus den Daten weiterhin hervorgeht, lassen sich die Wallboxen und die dahinterliegende Speicherkapazität als Speichermedium für Vehicle-to-X Anwendungen nutzen. Problematisch ist hierbei, dass Wallboxen, welche bidirektionales Laden ermöglichen, drei- bis viermal teurer als herkömmliche Modelle sind. Auch das Lastmanagement selbst und die benötigte Technik im Auto kosten Geld. Um diese Investitionen wieder zu erwirtschaften, muss viel Strom in die Autobatterie hinein- und wieder herausfließen. Dies könnte im Hinblick auf virtuelle Kraftwerke lukrativ sein, wenn viele E-Batterien zur Netzstabilität zusammengeschaltet werden und dieser Strom dann am Markt hohe Erlöse erzielt. Derzeit begrenzen Fahrzeughersteller die bidirektional laufende Energiemenge stark, um möglichen Schadensersatzansprüchen von Nutzern zuvorzukommen, falls die Fahrzeugbatterien frühzeitig altern sollten. Außerdem fehlt noch die entsprechende Infrastruktur, vom Anschluss der Geräte bis zur Absicherung gegen Überspannung. Auch ein passendes Abrechnungssystem für

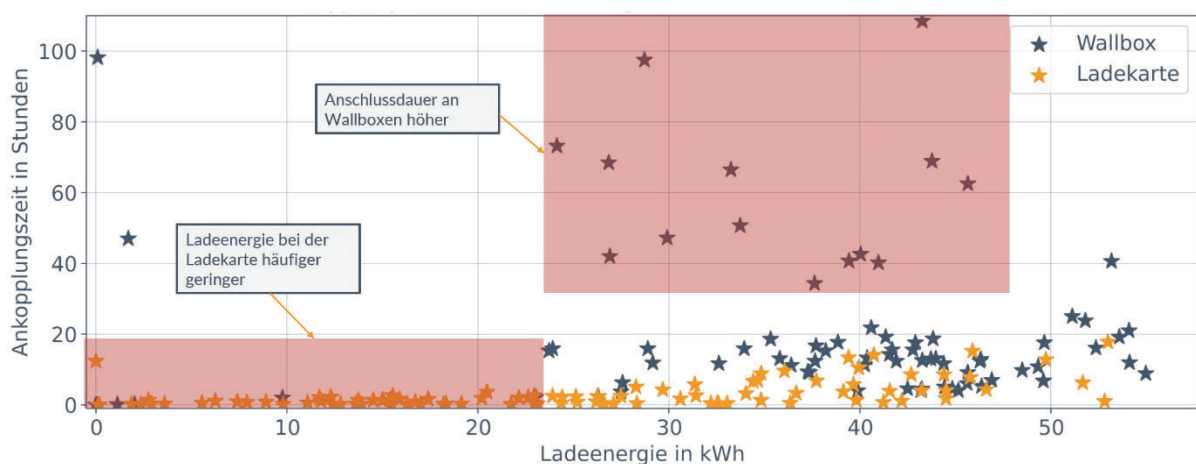


Abbildung II-49: Ankopplungszeiten und Ladeleistungen der Ladekarten sowie Wallboxen (Eigene Darstellung: e-netz Südhessen AG)

die Energieversorgungsunternehmen müsste entwickelt werden.

Die Darstellung zeigt Ankopplungszeit und Ladeleistungen von Ladevorgängen der Ladekarten und Wallboxen. Hierzu ist auf der x-Achse die Ladeleistung in kWh dargestellt, die y-Achse zeigt die Ankopplungszeit in Stunden. Die Punkte (Sterne), die auf diesen beiden Achsen aufgetragen sind, unterscheiden sich durch ihre Farbe. Grüne Sterne stellen einen Ladevorgang über die Wallbox dar, rote Sterne sind Ladevorgänge, die mit der Ladekarte durchgeführt wurden. Auffällig mit roten Kästen markiert sind Kategorien bzw. Bereiche, in denen verschiedene Verhalten zu beobachten sind. Der rote Kasten nahe des Koordinatenursprungs beinhaltet nahezu ausschließlich rote Sterne, also Ladevorgänge, die mit der Ladekarte durchgeführt wurden. Hierbei fällt auf, dass die Ladeleistung zwischen 0 und 23 kWh liegt, die Anschlussdauer hingegen bei 0 bis 15 Stunden. Hieraus lässt sich erkennen, dass die Ladeleistung der Ladevorgänge, welche mit einer Ladekarte durchgeführt wurden, häufig gering ausfällt.

Der andere, deutlich größere rote Kasten auf der rechten oberen Seite des Diagramms bildet erneut eine Kategorie ab. In diesem sind fast ausschließlich grüne Sterne, also Ladevorgänge an der Wallbox enthalten. Die Ladeleistungen liegen hier zwischen 23 und 55 kWh, wobei die Anschlussdauer stark variiert. Diese liegt zwischen 16 und 100 Stunden. Feststellbar ist somit eine generell höhere Anschlussdauer, wenn ein Ladevorgang an einer Wallbox stattfindet.

Der linke untere markierte Bereich, der hauptsächlich Ladevorgänge aus Ladekarten enthält, lässt sich dadurch erklären, dass die Ladekarte hauptsächlich von Kurzladern verwendet wurde. Es wurde immer nur so viel geladen, wie benötigt wurde, weswegen die Ladezeit gering blieb und die Ladeenergie 23 kWh nicht überschritt. Der obere rechte markierte Bereich stellt eine Ansammlung von Ladevorgängen an der Wallbox dar. Diese heben sich durch eine längere Ladedauer und eine größere Energieentnahme ab. Hierbei sind Ausreißer zu identifizieren, an welchen die E-Fahrzeuge über mehrere Tage geladen haben. Diese Ausreißer wurden im Prognosemodell „MobiGrid“ nicht berücksichtigt. Aus den Erfahrungen, welche durch die Primärdaten evaluiert wurden, floss hierauf basierend ein Vergleichstagesverfahren in die Prognosebildung der Wallboxen mit ein.

Prognosemodell stationäre Ladesäulen

Im Zuge Prognosebildung für stationäre Ladesäulen spielen andere Faktoren eine hervorzuhebende Rolle. Je nach Beschilderung, Standortbedingungen und regionaler Durchdringung von E-Mobilität ergeben sich unterschiedliche Verbrauchsprofile von stationären Ladesäulen. Wie aus der Datenauswertung hervorgeht, hat eine Ladesäule im Innenstadtbereich (siehe Ladesäule 11) trotz hoher Belegungszeit eine niedrigere Bezugsenergie als eine Ladesäule in einem angrenzenden Wohngebiet (siehe Ladesäule 3). Neben der Betrachtung der absoluten Ladedauer und Ladeenergie sind auch stark divergente Trendladezeiten

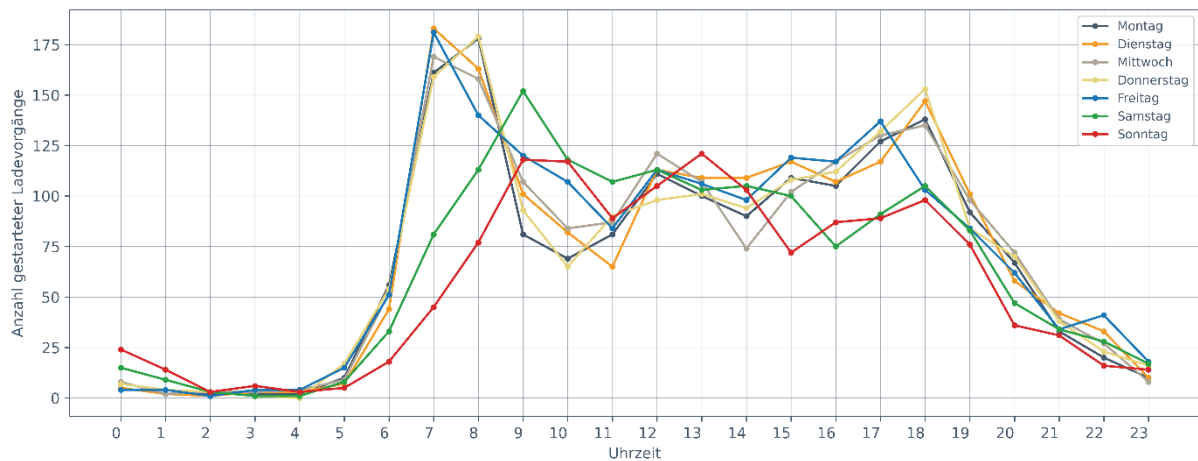


Abbildung II-50: Aufladevorgänge abhängig von Uhrzeit und Wochentag (Eigene Darst. e-netz Südhessen AG)

abzuleiten. Während die Ladesäulen 5 bis 10 hauptsächlich Nutzungszeiten tagsüber haben (8-18 Uhr), weisen die Ladesäulen 2-4 hauptsächlich Nutzungszeiten über Nacht auf.

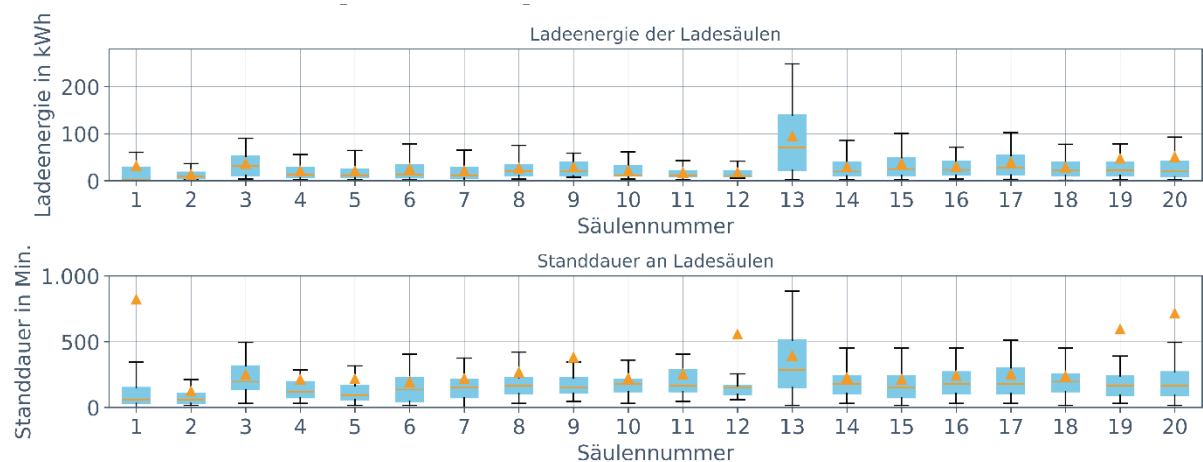


Abbildung II-51: Ladeenergie und Ladedauer der Ladesäulenteststellen (Eigene Darst.: e-netz Südhessen AG)

Abbildung II-52 zeigt zwei verschiedene Diagramme, in welchen die Ladeleistung sowie die Ladezeit nach Nummer der Ladesäule dargestellt ist. Hierbei handelt es sich um einen Boxplot, also ein grafisches Darstellungsinstrument, das den Median, die Quartile und Ausreißer eines Datensatzes zeigt, um die Datenverteilung auf einen Blick zu visualisieren. Der Boxplot ermöglicht einen schnellen Überblick über die Zentralisierung, Streuung und mögliche Anomalien der Daten.

Im oberen Plot sind die Nummern der Ladesäulen von 1 bis 10 auf der x-Achse angegeben, die y-Achse zeigt die entnommene Leistung je Ladesäule in kWh. Im unteren Plot sind auf der x-Achse ebenfalls die Nummern der Ladesäulen angegeben, die y-Achse zeigt hingegen die Anzahl der Minuten, die eine einzelne Ladesäule in Benutzung war.

In dieser Abbildung stellt das dunkelblaue Rechteck, genau genommen die obere und untere Begrenzung dessen, die oberen bzw. unteren Quartile dar. Die weiße Linie im inneren des Rechtecks ist der Median. Die Punkte, die oberhalb des kurzen, horizontalen Striches liegen, sind die Ausreißer des Datensatzes.

Zu erkennen ist, dass der Median der Ladedauer über alle Ladesäulen hinweg in der gleichen Größenordnung, nämlich zwischen 50 und 200 Minuten liegt. Ebenso ist dies bei Ladesäule 1 der Fall, wobei die entnommene Leistung geringer ausfällt als bei den anderen Säulen. Ladesäule 1 steht nahe einer Fußgängerzone und die Beschilderung lässt zu, dass auch ohne E-Fahrzeuge oder Ladevorgang geparkt werden darf. Somit wurde an Ladesäule 1, im Gegensatz zu den meisten anderen Säulen, auch ohne Stromentnahme geparkt. Damit ist die Anschlusszeit ähnlich, die Ladeleistung allerdings unterdurchschnittlich.

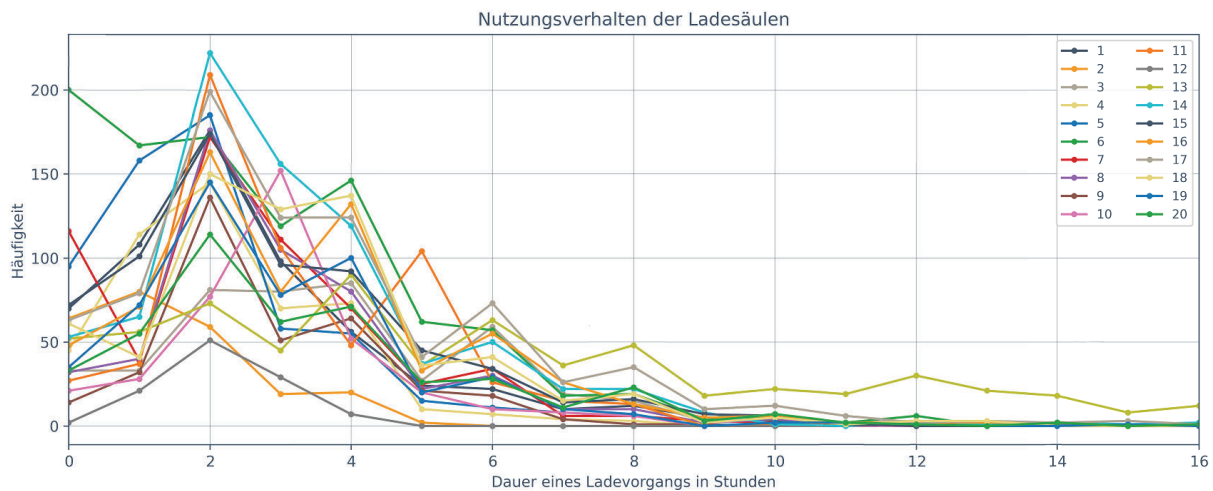


Abbildung II-52: Nutzungsverhalten der Ladesäulen (Eigene Darstellung: e-netz Südhessen AG)

Diese Zusammenstellung von Graphen zeigt die Häufigkeit der Nutzungsdauer der verschiedenen Ladesäulen. Die x-Achse zeigt die Dauer von Aufladevorgängen in Stunden, welche zwischen 0 und 13 Stunden angegeben sind. Die y-Achse stellt die Häufigkeit dar, also die Anzahl der Ladevorgänge, die über eine gewisse Dauer hinweg stattgefunden haben. Die farbigen Linien unterscheiden die Nummern der Ladesäulen von 1 bis 20 analog zur vorigen Abbildung II-52. Grundsätzlich wurden deutlich häufiger kurze Ladevorgänge durchgeführt. An Ladesäule 1 wurden rund 350 Ladevorgänge mit einer Dauer von einer Stunde festgestellt, wobei an dieser Ladesäule nur rund 50 Ladevorgänge mit einer Dauer von 5 Stunden verbucht wurden. Deutlich zu erkennen ist also, dass Ladevorgänge von kurzer Dauer häufiger stattgefunden haben als länger andauernde Ladevorgänge. Aufgrund der starken divergenten Verbrauchsprofile der unterschiedlichen Ladesäulen wurden hinsichtlich des Standardlastprofils für die Verbrauchsprognose stationäre Ladesäulen gewählt. Die Standardlastprofile wurden in jedem Quartal angepasst.

Prognosemodell Schnelllader

Bei dem Prognosemodell für die Schnellladesäulen wurden verschiedenen Faktoren berücksichtigt, welche die Ladeaktivitäten und somit die Netzlast berücksichtigen. Ein zentraler Schlüsseldistributor, welcher in das Prognosemodell eingeflossen ist, sind historische Daten. Der Standort einer Schnellladesäule spielt hier, synchron zu den Normalladern, eine äußerst wichtige Rolle bei der Vorhersage der Ladeaktivität und der Genauigkeit des Prognosemodells. Auf Basis der historischen Ladedaten können saisonale und tägliche Lademuster identifiziert werden. Dies ermöglicht Vorhersagen für ein Standardlastprofil, basierend auf vergangenen Verhaltensmustern.

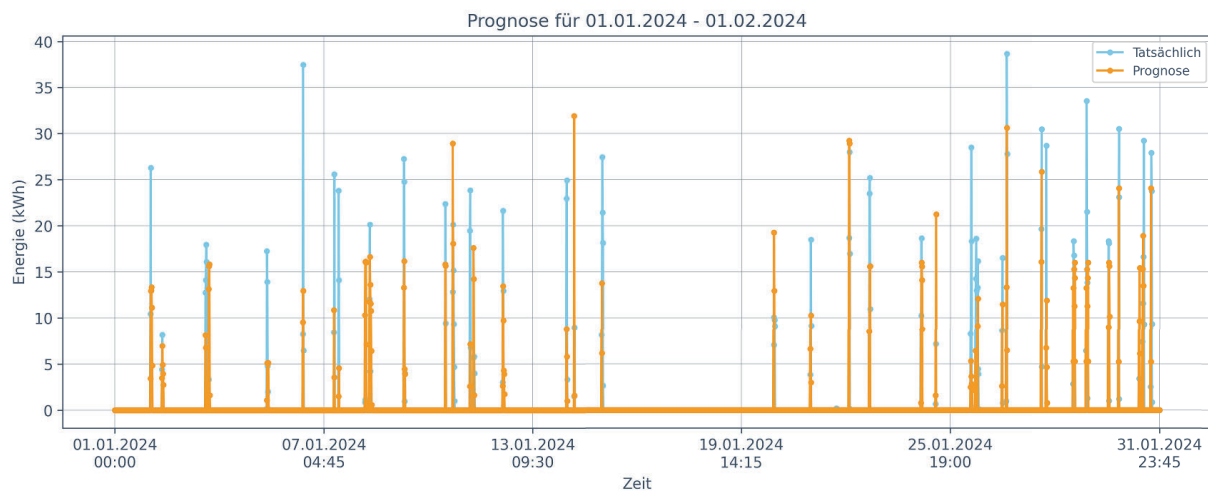


Abbildung II-53: Lastprofil anhand von Vergleichstagesverfahren (Eigene Darstellung: e-netz Südhessen AG)

Einflussfaktor Endverbraucher

Das real nutzbare Flexibilitätspotenzial von E-Fahrzeugen hängt viel stärker vom Verhalten der Endverbraucher/Fahrzeugnutzer ab als bei anderen Flexibilitäten. Zwar unterliegt auch das Mobilitätsverhalten regelmäßigen Einflüssen, wird aber stärker als z.B. im Fall von Wärmepumpen durch kurzfristige und unregelmäßige Faktoren beeinflusst. Daher war es im Projekt wichtig, einen Eindruck von dem zu erwartenden Nutzungsverhalten von E-Fahrzeugen zu gewinnen und darüber hinaus die Erwartungen und Anforderungen der Fahrzeugnutzer hinsichtlich einer möglichen Einflussnahme auf das Ladeverhalten zu analysieren.

Hierzu wurde zu Beginn des Feldtests eine Online-Befragung von Haushalten gestartet. Während des Feldtests wurden dann ergänzende Workshops mit Fahrzeugnutzer durchgeführt, um die realen Erfahrungen im Unterschied zu den ursprünglichen Erwartungen zu diskutieren.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist es wichtig zu beachten, dass die Workshops innerhalb der Corona-Pandemie stattfanden, wodurch das reale Mobilitätsverhalten stark verändert war. Ebenfalls konnte die Online-Befragung nicht wie geplant komplett vor Beginn des Feldtests abgeschlossen werden, sodass sich Befragung und testweise Nutzung der E-Fahrzeuge zeitlich überschneit. Aufgrund der Anonymität der Befragung ist nicht auszuschließen, dass einige Reaktionen auf die Befragung schon unter dem Eindruck konkreter Nutzungseindrücke entstanden sind.

Online-Fragebogen vor der Testzeit

Mit der Online-Nutzerbefragung sollten im Wesentlichen Informationen über die Ausgangssituation der späteren Probanden gewonnen werden. Der Online-Fragebogen umfasste grob die Bereiche „Generelles Mobilitätsverhalten“, „Vorerfahrungen mit Elektromobilität“ und „Erwartungen an Elektromobilität“. In Summe nahmen 23 Teilnehmer*innen an der Online-Befragung teil.

Auch wenn die Stichprobengröße keinen Anspruch auf statistische Signifikanz erheben kann, erscheinen die Aussagen zum bisherigen Mobilitätsverhalten sehr repräsentativ.

Die Nutzung von Kraftfahrzeugen erfolgt überwiegend für Fahrten zur Arbeitsstätte sowie im Freizeitbereich, zum Einkaufen und zu regelmäßigen Freizeitaktivitäten. Etwa ein Drittel der Befragten nutzte öffentliche Verkehrsmittel für die Wege zur Arbeitsstätte. Gut die Hälfte der Befragten griff für kürzere Fahrten auch auf Fahrräder zurück.

Die mit Kraftfahrzeugen täglich zurückgelegten Strecken deckten einen weiten Raum ab. Jeweils ähnliche Nutzerzahlen gaben typische Distanzen von 10-30 km, 30-50 km und 50-100 km an. Die Strecken wurden an Wochenenden überwiegend kürzer. Es gab aber auch drei Nutzer, die jeden Tag Strecken zwischen 100 und 200 km zurücklegten.

Die Hälfte der Befragten hatte bisher noch keine Erfahrungen mit E-Fahrzeugen gesammelt. Von der anderen Hälfte hatte wiederum die Hälfte bereits ein Elektrofahrzeug in Verwendung oder bestellt. Ca. ein Drittel plante die Anschaffung eines Elektrofahrzeugs mit dem nächsten Fahrzeugwechsel. Nur ein Viertel der Befragten sieht derzeit E-Fahrzeuge nicht als Option für das eigene Mobilitätsverhalten.

Entsprechend war die Einstellung der befragten Gruppe zu E-Mobilität überwiegend positiv. Als problematisch wurden im Wesentlichen die geringere Reichweite in Verbindung mit einem unzureichenden Netz an Lademöglichkeiten genannt. Entsprechend wurde auch ein Mindestladezustand von 20-30% als Sicherheitsreserve genannt, der möglichst nicht unterschritten werden sollte. Als Zielladestand wurden überwiegend Werte zwischen 80 und 90% genannt. Damit sollen im Regelfall nur ca. 60% der Batteriekapazität wirklich genutzt werden, was die Reichweitenproblematik gegenüber Verbrennerfahrzeugen nochmals verstärkt. Vereinzelt bestanden auch noch grundlegende Zweifel an der technischen Reife und Umweltbilanz von E-Fahrzeugen.

Die Eignung von E-Fahrzeugen für das eigene Mobilitätsverhalten wurde ebenfalls überwiegend positiv eingeschätzt. Lediglich für Urlaubsfahrten und lange Dienstfahrten erschienen der Gruppe E-Fahrzeuge als schlecht geeignet. Trotzdem würden zwei Drittel aller Befragten zumindest vorübergehend ein Fahrzeug mit Verbrennungsmotor als Reservefahrzeug beibehalten wollen, bis mehr Erfahrungen mit E-Fahrzeugen gesammelt werden konnten. Knapp ein Viertel sieht auch dauerhaft E-Fahrzeuge nur als Zweitfahrzeug.

Auf die Frage nach den erwarteten bevorzugten Ladezeiten lag der Schwerpunkt an Werktagen mit 75% im Bereich 17.30 bis 21 Uhr. Jeweils die Hälfte bis ein Drittel der Befragten konnte sich aber auch das Laden im Zeitraum zwischen 21 Uhr und 7 Uhr vorstellen. Erwartungsgemäß nivellierten sich die erwarteten Ladezeiten am Wochenende, wobei der Zeitraum 17.30 bis 21 Uhr immer noch den Schwerpunkt bildete.

Die Frage zum erwarteten eigenen Ladeverhalten ergab keine klare Tendenz. Alle Auswahlmöglichkeiten erhielten mittlere Durchschnittsbewertungen. Nimmt man die Bandbreite der Bewertungen mit hinzu, schneiden drei Faktoren als besonders relevant ab:

- „Es reicht mir, wenn das Auto rechtzeitig vor der nächsten Fahrt aufgeladen wurde“
- „Ich möchte das Auto möglichst nur laden, wenn meine PV-Anlage überschüssigen Strom erzeugt“
- „Ich möchte das Auto immer an die Wallbox anschließen und möchte mich sonst um nichts kümmern müssen“

Alle drei Faktoren zeigen das Bedürfnis nach einer automatisierten Steuerung des Ladeverhaltens. Dies wird auch dadurch gestützt, dass den Befragten die Nutzung eines möglichst großen Anteils eigenerzeugten Stroms besonders wichtig war, deutlich wichtiger als die Schnelligkeit des Ladevorgangs. (Hierbei muss beachtet werden, dass alle befragten Haushalte im Feldtestgebiet über eine eigene PV-Anlage verfügten.) Explizit nach den Anforderungen an eine intelligente Ladesteuerung der eigenen Wallbox gefragt, wurde als ergänzende Anforderung die Möglichkeit der Nutzung zeitvariabler Strompreise genannt.

Die zeitliche Verschiebung von Fahrten zur Optimierung des Ladeverhaltens wurde überwiegend skeptisch gesehen. Auch hier war die Möglichkeit der stärkeren Nutzung eigenen PV-Stroms ein Hauptargument für eine zeitliche Verschiebung. Dies wurde aber lediglich für Fahrten im Freizeitbereich in Betracht gezogen. Als möglicher Zeitraum einer Verschiebung wurden bis zu 2 Stunden genannt. Lediglich bei Einkaufsfahrten kam auch eine Verschiebung von mehr als 2 Stunden für ein Viertel der Befragten in Frage.

Als besonders geeignete Maßnahme zur Beeinflussung des eigenen Ladeverhaltens wurde eine dynamische Regelung der Ladeleistung angesehen, wenn damit ein besonders günstiger, konstanter Tarif verbunden wäre. Diese Option wurde deutlich gegenüber der Nutzung eines zeitvariablen Stromtarifs bevorzugt, auch wenn die Haushalte selbst die Steuerung der Ladeleistung vornehmen müssten. Die Möglichkeit der Einflussnahme des Netzbetreibers auf das Ladeverhalten traf auf überraschend große Zustimmung, wenn dies zur Netzstabilisierung nötig sei. Allerdings wurde dies an die Bedingung geknüpft, dass ein individuell festgelegter Mindest-Ladestand nie unterschritten wird, bzw. möglichst schnell erreicht wird und dass dieser Mindest-Ladestand auch kurzfristig durch den Fahrzeugnutzer verändert werden kann, wenn sich ein akutes Mobilitätsbedürfnis ergibt.

Insgesamt ergab sich als Eindruck aus der Online-Befragung, dass die Beeinflussung der Ladeleistung von E-Fahrzeugen als Flexibilitätspotenzial realistisch ist und auf grundsätzliche Akzeptanz bei den Fahrzeugnutzern treffen dürfte, wenn ihr Mobilitätsbedarf dadurch nicht wesentlich eingeschränkt wird. Es zeichnete sich allerdings auch ab, dass das real nutzbare Flexibilitätspotenzial von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst wird. Ein gezielter Zugriff auf einzelne E-Fahrzeuge setzt den Austausch nutzerspezifischer Daten voraus. Dies war im Rahmen von „*MobiGrid*“ nicht umsetzbar. Vereinfacht wurde daher davon ausgegangen, dass in Anlehnung an eine typische zeitliche Verteilung der Nutzung immer eine gewisse Anzahl an Fahrzeugen zum Laden ans Netz angeschlossen ist und damit technisch für Flexibilitätsdienste verfügbar ist. Flexibilitätsbeiträge durch Rückspeisung aus E-Fahrzeugen in das Netz wurden im Rahmen von „*MobiGrid*“ nicht betrachtet.

Mit Abschluss der Online-Befragung wurde ein erster Kundenworkshop organisiert, um einerseits das Projekt und die Ergebnisse der Befragung vorzustellen sowie erste Eindrücke aus der Nutzung von E-Fahrzeugen und Akzeptanzfragen zur Bereitstellung von Flexibilität aus E-Fahrzeugen zu diskutieren. Aufgrund der Corona-Pandemie durfte der Workshop nicht wie geplant als Präsenzveranstaltung stattfinden, sondern musste in einem Online-Format erfolgen. Dies schmälerte leider sowohl das Interesse an einer Teilnahme seitens der angesprochenen Fahrzeugnutzer als auch die Interaktionsmöglichkeiten während des Workshops. Die Ergebnisse sind daher nur als Indikationen zu interpretieren.

Zunächst wurde den Workshopteilnehmern das Projekt „*MobiGrid*“ sowie erste Analysen der bisherigen Nutzung der im Rahmen des Feldtests zur Verfügung gestellten E-Fahrzeuge vorgestellt. Im Gegenzug zur Bereitstellung eines Elektrofahrzeugs hatten sich die Nutzer bereit erklärt, dem Projekt ihre Nutzungsdaten zur Verfügung zu stellen.

In

ist die Einordnung der Fahrten in Abhängigkeit von der Startzeit zu sehen. Signifikant sind hier die Peaks zwischen 6 und 9 Uhr sowie 16 und 18 Uhr. Diese können als Fahrten zu und von der Arbeitsstätte interpretiert werden. Die hierbei entstehenden Ladepeaks sind im Anschluss zu den Fahrten einzuordnen. Ab 18 Uhr nehmen die Fahrten deutlich ab. Zwischen 0 und 5 Uhr finden kaum Fahrten statt. Vor allem in dieser Zeit bestehen Flexibilitätspotenziale,

vorausgesetzt, die Fahrzeuge sind in diesem Zeitraum an eine Wallbox oder Ladesäule angeschlossen und haben ihren Zielladestand noch nicht erreicht.

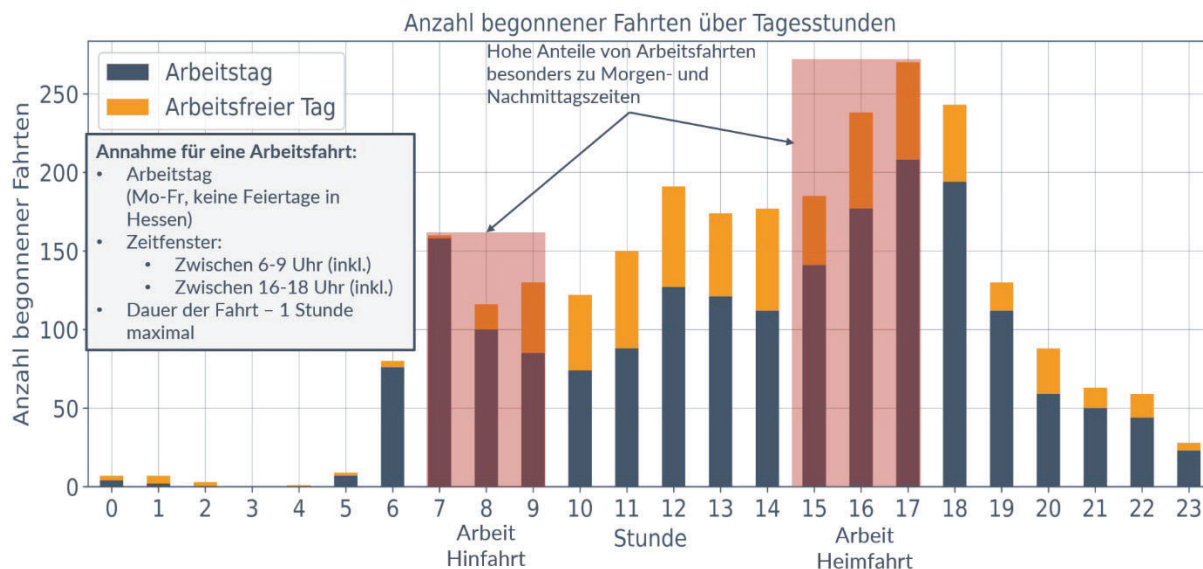


Abbildung II-54: Grafik Anzahl begonnener Fahrten aller Projektteilnehmer (Eigene Darstellung: e-netz Süd Hessen AG)

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. beschreibt das Nutzungsverhalten der Fahrzeugnutzer bis kurz vor dem ersten Workshop.

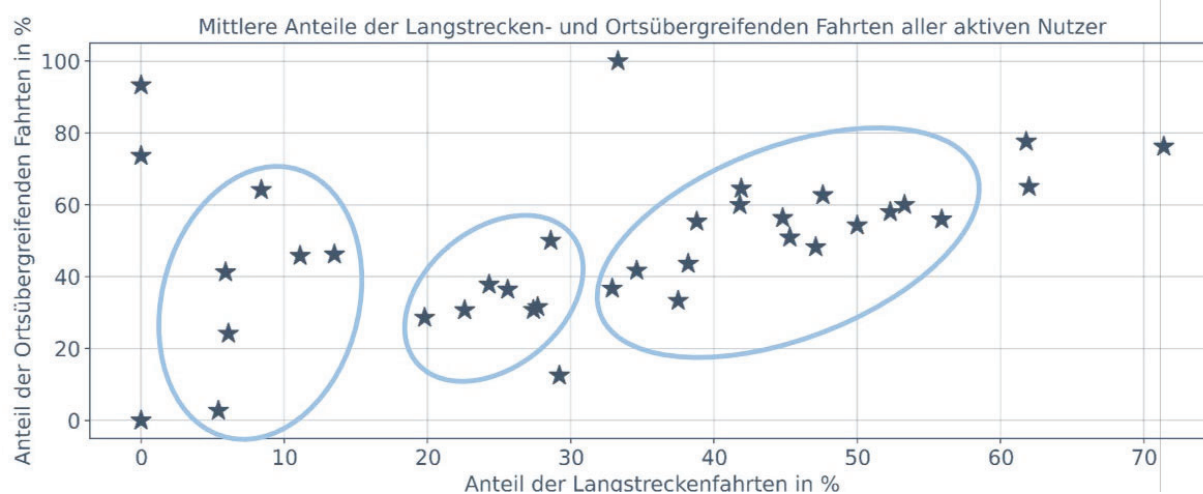


Abbildung II-55: Mittlerer Anteil der Langstrecken und ortsübergreifender Fahrten aller aktiven Nutzer (Eigene Darstellung: e-netz Süd Hessen AG)

In der Diskussion des realen Fahrverhaltens bestätigte sich einerseits die Sorge hinsichtlich einer unzureichenden Reichweite von E-Fahrzeugen. Andererseits bestätigten die Teilnehmer, dass sich Strategien finden ließen, sich darauf einzustellen.

Zwei exemplarische Zitate von Teilnehmern unterstreichen dies.

„Fahre seit 2019 E-Fahrzeug, habe kein Problem, längere Strecken zu fahren und habe Strategien für das Laden (auf dem Hin- und Rückweg zum und vom Urlaub auf der Raststätte beim Schnellader vollladen).“

„Sehr positiv, das E-Fahrzeug hat überzeugt, man benötigt ein wenig Übung zum Abschätzen der Reichweite, die Infrastruktur müsste sich verbessern.“

Ungefähr zwei Drittel der Nutzer verwenden das Fahrzeug primär für Kurzstrecken und innerorts. Die meisten Fahrten sind hier unter 20 km Fahrdistanz, welche als Reverenz für die Einordnung zwischen Kurz- und Langstreckenfahrten verwendet wurde. Die meisten Buchungen (ca. 2/3) haben eine Laufzeit von maximal 20 Minuten → Gleicher Anteil wie bei Kurzstreckenfahrten. Die Anteile von innerort und ortsübergreifenden Fahrten ist ungefähr gleich. Rund 3/4 aller Fahrten finden an Arbeitstagen (Mo-Fr) statt. An arbeitsfreien Tagen ist das Verhältnis Lang- zu Kurzstrecke ähnlich. Die am häufigsten gefahren Route zwischen Ortschaften ist hier Groß-Umstadt und Darmstadt. Die Reichweitenangst wurde von den Probanden mit der unzureichenden Erfahrung, aber auch der zu schlechten Ladeinfrastruktur begründet. Festzustellen ist, dass bei der zweiten Nutzung der Fahrzeuge ein konstant leicht steigender Entfernungsdurchschnitt wahrzunehmen war.

Im zweiten Teil des Workshops wurden einzelne Fragen an die Teilnehmer gestellt, die zunächst mittels eines Online-Tools individuell beantwortet und anschließend in der Gruppe diskutiert wurden. Mit den Fragen sollte die Bereitschaft zur Bereitstellung von Flexibilität durch Beeinflussung der Ladeleistung des Elektrofahrzeugs, die bereits in der Online-Befragung abgefragt wurde, unter dem Eindruck der realen Nutzungserfahrung neu bewertet werden.

Mit den ersten Fragen wurde zunächst wieder nach dem Ladeverhalten der Nutzer gefragt.

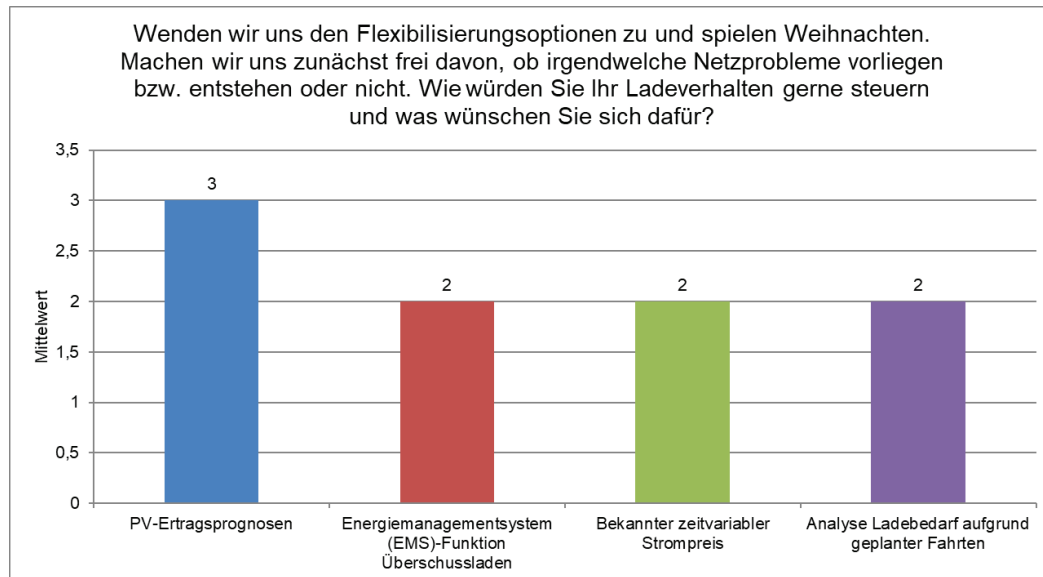


Abbildung II-56: Workshopfrage zur Produktpriorisierung (Eigene Darstellung)

Wie bereits in der Online-Befragung festgestellt, stellte sich die Ausnutzung des eigenerzeugten PV-Stroms auf Basis verlässlicher PV-Ertragsprognosen als wichtigstes Ziel des Ladeverhaltens heraus.

Eine ergänzende Frage lieferte nochmals die Bestätigung, dass die Nutzung des eigenerzeugten PV-Stroms ein vordringliches Ziel der Teilnehmer war. Über allen anderen Kriterien stand allerdings die Anforderung, dass zu jedem Zeitpunkt der Ladestand den anstehenden Fahrbedarf abdecken muss (siehe Tabelle II-16).

Tabelle II-17: Priorität Ladekriterien

Ladekriterien	Priorität (1 – hoch / 5 - niedrig)
Ausreichender Ladestand für anstehende Fahrten	1,5
Möglichst viel eigener PV-Strom	1,75
Möglichst günstig	3,5
Möglichst schnell	4,25
Möglichst batteriesparend	4

In der anschließenden Diskussion stieß die Möglichkeit einer automatisierten Ladesteuerung durch ein Energiemanagementsystem auf Interesse. Eine derartige Funktion wurde im Rahmen der Feldtests nicht zur Verfügung gestellt.

Die Nutzung eines zeitvariablen Strompreises stieß ebenfalls auf Interesse, obwohl entsprechende Angebote zum Zeitpunkt des Workshops noch sehr begrenzt und die zukünftige Ausgestaltung derartiger Angebote noch weitgehend ungeklärt waren.

Bei der Analyse des Ladebedarfs aufgrund geplanter Fahrten bestand die Überlegung darin, entweder über die Eingabe konkret geplanter Fahrten oder die Auswertung historischer Daten eine Vorhersage des Ladebedarfs zu erstellen und die Aufladung des Fahrzeugs genau darauf auszurichten. Dies würde z.B. eine automatische Anhebung des nicht zu unterschreitenden Mindestladestands bedeuten, wenn ein entsprechender Fahrbedarf berechnet wurde.

Sowohl die Analyse des Ladebedarfs aufgrund geplanter Fahrten als auch die Bereitstellung geeigneter Funktionen im Energiemanagementsystem wurde für die Umsetzung von „Vehicle-to-Grid“, d. h. die gezielte Ausspeicherung von Strom aus dem Fahrzeug zur Netzstabilisierung angesehen.

Vehicle-to-Grid Anwendungen bieten zwar ein hohes theoretisches Potenzial, müssen jedoch auf die Kundenbedürfnisse abgestimmt sein. Hierbei bestehen nachhaltige kulturelle Akzeptanzprobleme. Die Veränderung der Nutzungsgewohnheiten muss hier Berücksichtigung finden.

Im Anschluss wurde gezielt die Bereitschaft zur Bereitstellung von Flexibilität abgefragt und wie sich ein solcher Prozess gestalten ließe.

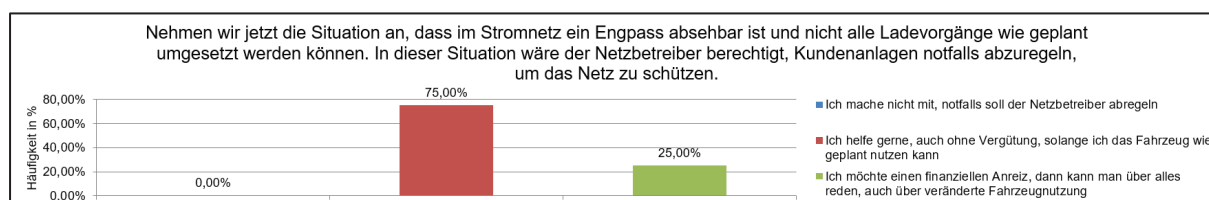


Abbildung II-57: Workshopantworten - Empfänglichkeit bidirektionales Laden

Überraschend positiv fiel die Frage nach der generellen Bereitschaft aus. Niemand lehnte eine Flexibilitätsbereitstellung grundsätzlich ab. 75% waren sogar unter Verzicht auf eine Vergütung dazu bereit – solange daraus keine Einschränkung der Mobilität resultiert.

Auf Rückfrage zu diesem Ergebnis wurde im Wesentlichen der Nutzen genannt, den jeder Einzelne aus einem stabilen Netzbetrieb ziehen würde. Auch wurde auf ansonsten steigende Kosten durch einen alternativen Netzausbau hingewiesen.

Sehr eindeutig fiel die Antwort auf die Frage aus, wie die Steuerung der Anlagen zu erfolgen habe. Kein Haushalt war bereit, eine händische Steuerung der Anlagen vorzunehmen. Dies sei ggf. in einer Anfangsphase für Technikbegeisterte interessant. Insgesamt müsste eine solche Steuerung aber automatisiert im Hintergrund erfolgen.

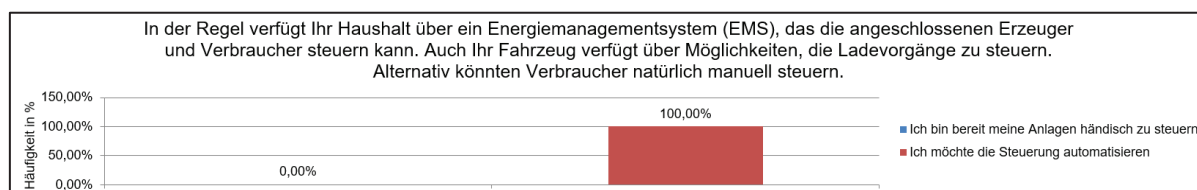


Abbildung II-58: Workshopantworten - Automatisierungsgrad Steuerbarkeit der Infrastruktur

Die überwiegende Mehrheit der Teilnehmer war bereit, einem Netzbetreiber Zugriff auf die Anlagen zu gewähren.

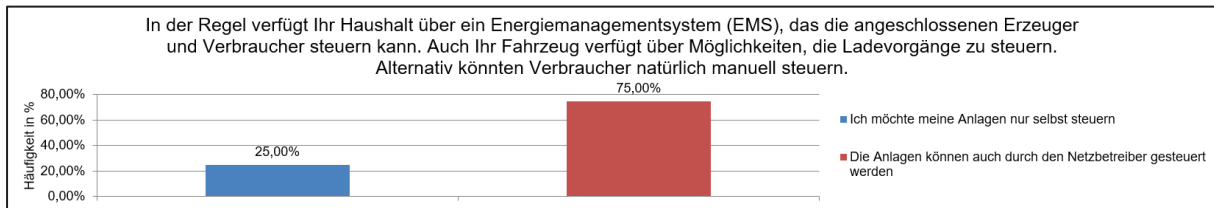


Abbildung II-59: Workshopantworten - Bereitschaft netzdienliches Steuern

Nicht explizit diskutiert wurde die Frage, ob dem Netzbetreiber hierbei ein besonderes Vertrauen aufgrund seiner Verantwortung entgegengebracht wird oder ob sich die Bereitschaft zur externen Steuerung auch auf andere „Dritte“ übertragen lässt.

Die Vermeidung von Komplexität und hohem eigenem Aufwand kam auch in den Antworten auf die nächste Frage zum Ausdruck. Ganz eindeutig wurde hier der Wunsch nach einem Rahmenvertrag geäußert, innerhalb dessen dann alle Steuerungsvorgänge ablaufen sollten. Eine Einzelfallentscheidung wurde als nicht realisierbar abgelehnt.

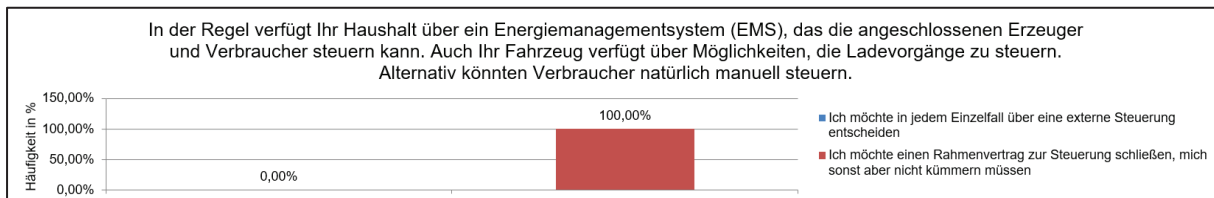


Abbildung II-60: Workshopantworten - Bereitschaft Vertragskonstrukt netzdienliches Steuern I

Zunächst nicht zu 100% konsistent mit der vorangegangenen Frage erschienen die Antworten nach einem geeigneten Vergütungsmodell. Hier äußerte ein Teil der Teilnehmer den Wunsch nach einem spezifischen Preisangebot für einen bevorstehenden Steuerungsvorgang. Allerdings wurde in der Diskussion klar, dass damit die Erwartung verbunden wurde, dass das Energiemanagementsystem aufgrund entsprechender Vorgaben derartige Preisangebote automatisch beantworten können müsste. Damit widerspricht sich das Ergebnis nicht mit der Forderung nach einem vollautomatisierten Prozess. Auch hier wünschte sich die Mehrheit der Befragten eine pauschale Vergütungsvereinbarung.

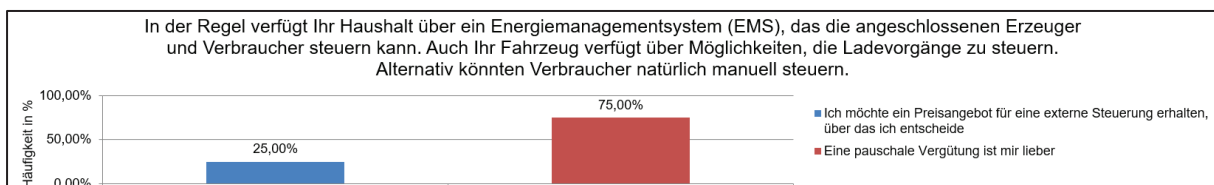


Abbildung II-61: Bereitschaft Vertragskonstrukt netzdienliches Steuern II

Der existierende §14a EnWG mit den darin enthaltenen Vergütungsregelungen kommt dem Bedürfnis der Haushalte sehr entgegen.

Eine wesentliche Abweichung von den Bestimmungen des §14a EnWG ergibt sich aber aus dem überwiegenden Wunsch nach einer Vorabinformation über eine geplante Steuerungsmaßnahme und der Möglichkeit, der Steuerung aktiv widersprechen zu können.

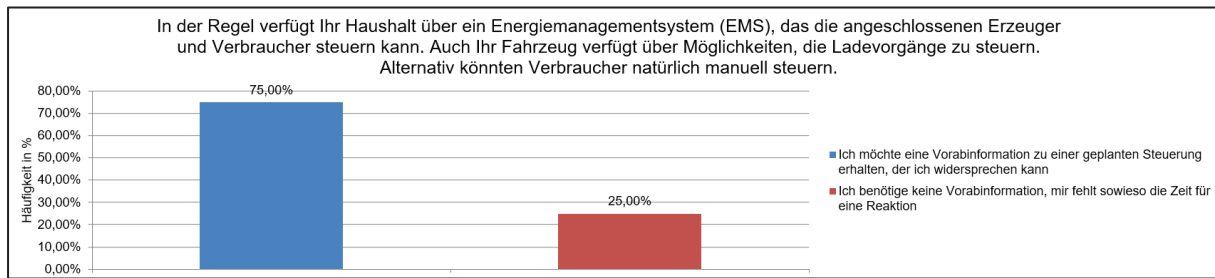


Abbildung II-62: Bereitschaft Vertragskonstrukt netzdienliches Steuern III

Darin äußerte sich die Befürchtung der Teilnehmer, dass ein automatisierter Algorithmus zur Abregelung von Ladeleistung im Einzelfall mit einem kurzfristig entstehenden Mobilitätsbedarf in Widerspruch stehen könnte. Wie in einem vollautomatisierten Prozess eine auf den Einzelfall bezogene Widerspruchsmöglichkeit durch einen Haushalt abgebildet werden könnte, wurde intensiv diskutiert. Als potenziell geeignet erschien eine App-Anwendung, die eine Benachrichtigung verschickt, welche bei einer ausbleibenden Beantwortung aber als Zustimmung zur Anlagensteuerung gewertet wird.

Ein Zitat eines Workshopteilnehmers fasst die Ergebnisse recht gut zusammen.

„Grundsätzlich habe ich kein Problem damit, dass der Netzbetreiber steuert, möchte aber eine Vorabinformation und die letzte Entscheidung bezüglich der Steuerung selbst treffen.“

Als Fazit aus der Analyse der Kundenbedürfnisse lässt sich festhalten, dass eine grundsätzliche Bereitschaft zur Flexibilitätsbereitstellung gegeben ist, wenn der daraus entstehende Nutzen kommuniziert wird. Geringe Komplexität und keine Komforteinschränkung sind zu erfüllende Mindestanforderungen an entsprechende Steuerungsprozesse. Um alle Anforderungen seitens der Haushalte zu erfüllen, bedarf es der signifikanten Weiterentwicklung der Funktionalitäten von Energiemanagementsystemen.

2.1.2 Prognosemodell Wärmepumpen

Neben der Integration der E-Mobilität wird bereits eine größere Menge an Wärmepumpen der Endverbraucher in die Verteilnetze eingebaut. Im Zuge der Energiewende werden Wärmepumpen als effiziente technische Einrichtung gesehen, energieeffizient und bei einer nachhaltigen Stromerzeugung klimaneutral Wärme bereitzustellen. Sie stellen somit eine nachhaltige Alternative zu konventionellen Öl- oder Gasheizungen. Wärmepumpen können ihre Betriebszeiten flexibel an die Verfügbarkeit von Strom anpassen. Sie können also dann betrieben werden, wenn viel erneuerbarer Strom in das Stromnetz eingespeist wird, was dazu beiträgt, die Lastspitzen zu glätten und die Netzstabilität zu erhöhen. Durch die Nutzung von Wärmepumpen kann die Last im Netz besser verteilt werden, was dazu beiträgt, Überlastungen zu vermeiden und die Netzstabilität zu erhöhen. Aufgrund dessen gelten Wärmepumpen als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung und werden im Rahmen des Projektes „MobiGrid“ als Flexibilitätspotenzial angesehen.

Um das Lastenprofil von Wärmepumpen fundiert prognostizieren zu können, werden mehrere Rahmenparameter benötigt. Signifikante Lastenunterschiede ergeben sich neben tagesindividuellen Schwankungen auch durch das Bewohnerverhalten, grundlegende Betriebseinstellungen und Gebäudedaten, in welchen die Wärmepumpen verbaut sind. Die Analyse von Gebäudedaten wie Isolierung, Größe, Fenstertypen usw. sowie Informationen zum Nutzerverhalten sind deshalb unverzichtbar, um den Betrieb der Wärmepumpe für eine dynamische

Lastensteuerung zu prognostizieren. Da moderne Wärmepumpen neben einem Heizprozess auch einen Klimatisierungsprozess ermöglichen, ist dies neben der Prognose im Winter auch im Sommer relevant.



Abbildung II-63: Reallabor - Solarsiedlung Groß-Umstadt (Eigene Darstellung)

Im Falle des Reallabors „MobiGrid“ werden Gebäude mit einem hohen Energieeffizienzstandard analysiert. Im Reallabor war zum Zeitpunkt des Baus die Energieeffizienzklasse C mit der Mindestanforderung aus dem Gebäudeenergiegesetz vorgeschrieben. Dieses schreibt einen Endenergieverbrauch von unter 100 kWh/(m²*a) vor. Aufgrund aktueller Förderprogramme wurden jedoch fast ausschließlich Niedrigenergiehäuser der KfW-Effizienzhausklasse A gebaut. Diese haben einen niedrigen Endenergieverbrauch von unter 50 kWh/(m²*a) und eine entsprechend gute Baudämmung.

Zudem wurde im Rahmen eines Fragebogens evaluiert, welche Projektteilnehmer eine Wärmepumpe eingebaut und welche Leistungsklasse diese haben. Im Falle des Wohnbaugebietes haben alle Projektteilnehmer eine Wärmepumpe. Die Leistungsklassen sind hier im Schnitt sehr gering und liegen zwischen 4,2 kW und 20 kW Nennleistung. Aufgrund der hohen Wärmedämmung der Energieeffizienzhäuser befindet sich der Großteil der Gebäude im niedrigen Segment um die 4,2 kW. Nur einzelne Mehrfamilienhäuser haben eine zweistellige Nennleistung.

Das Flexibilitätspotenzial in Neubaugebieten ist bei Wärmepumpen deutlich geringer als im Bestand, da die Leistungsklassen hier deutlich geringer sind.

Infolgedessen sind die Leistungsklassen der Häuser eher gering einzustufen. Einige Mehrfamilienhäuser verfügen über leistungsstärkere Wärmepumpen. Die Fähigkeit zur Klimatisierung besitzen nur wenige. Neben der Verfügbarkeit von sozioökonomischen und betrieblichen

Informationen werden zudem historische Leistungsprofile betrachtet. Hierfür wurde das Messkonzept 2U bei einigen Projektteilnehmern installiert und die Verbrauchswerte der Wärmepumpen separiert von den anderen Verbrauchern erfasst. Wie in Abbildung II-65 dargestellt, wurde die unterbrechbare Verbrauchseinrichtung, in diesem Fall die Wärmepumpe, separiert gemessen.

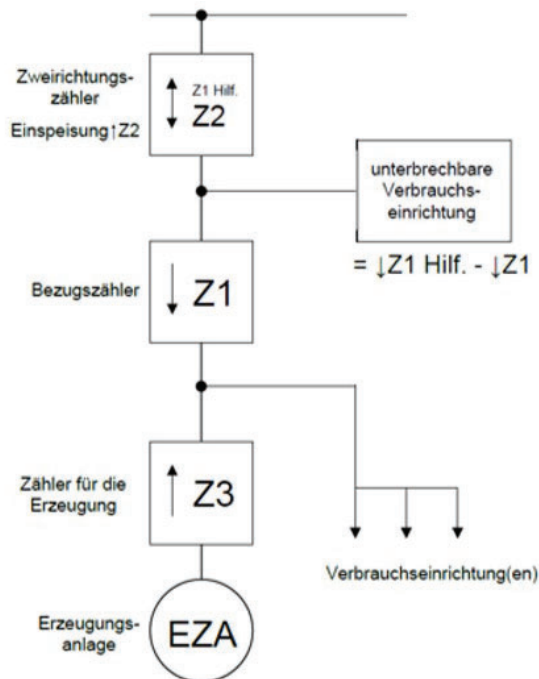


Abbildung II-64: Messkonzept und Messinfrastruktur Haushalte (Eigene Darstellung)

Durch die Analyse historischer Betriebsdaten der Wärmepumpe kann ein Muster für deren Betriebsverhalten identifiziert werden. Dieses kann verwendet werden, um zukünftige Betriebszeiten und -muster vorherzusagen. Maschinelles Lernen und statistische Methoden können hilfreich sein, um Trends und Muster zu erkennen. Im Zuge des Variantenmodells, welches in „MobiGrid“ aufgebaut wurde, konnte mit Hilfe der historischen Daten ein Vergleichstagesverfahren aufgebaut werden. Da der Leistungsbezug von Wärmepumpen stark von der Außenlufttemperatur abhängt, kann eine genaue Wettervorhersage mit dem Inkorrelationsetzen von historischen Verbräuchen eine validierte Grundlage für die Prognose des Betriebsverhaltens einer Wärmepumpe bieten. Wettermodelle können verwendet werden, um die Temperatur und andere relevante meteorologische Variablen für die kommenden Stunden oder Tage vorherzusagen.

Im Zuge des Modells von „MobiGrid“ wurde die in Abbildung II-66 dargestellte Außentemperatur genutzt, um eine Korrelation zwischen Verbrauchsverhalten und Wetterprognose herzustellen. Für die Kurzfristprognose wurde der durchschnittlich gemessene Ist-Wert in einem 15-Minuten-Turnus an der Wetterstation in Groß-Umstadt verwendet. In Abbildung II-66 ist auf der Y-Achse die Temperatur in Grad Celsius und auf der X-Achse der Zeitverlauf dargestellt. Der Messturnus war an der Wetterstation 1 Minute. Er wurde auf 15 Minuten verdichtet.

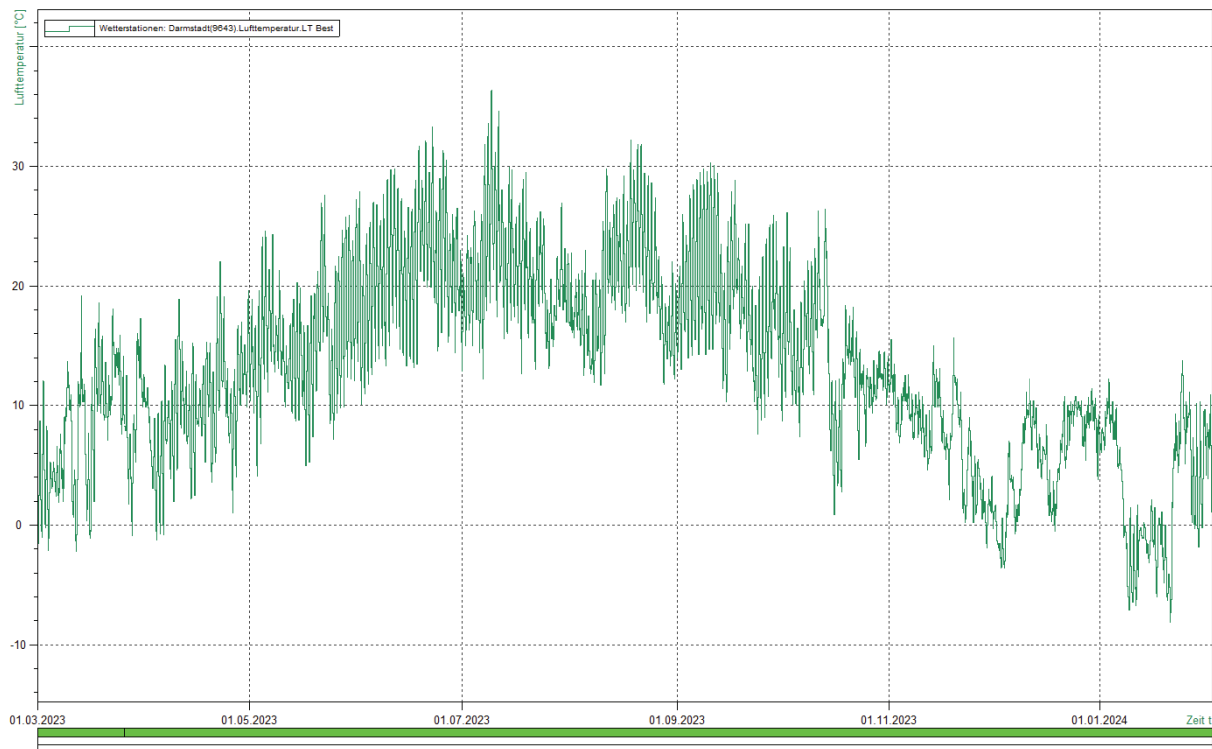


Abbildung II-65: Messung Evaluationszeitraum Lufttemperatur (Eigene Darstellung)

Durch die Kombination des Verbrauchsverhaltens der Wärmepumpen, dem konsequenten Analysieren der historischen Verbrauchsdaten und sozioökonomischen Daten sowie dem Inkorrelationsetzen der Wettermodelle konnte eine ausreichende Prognosequalität erreicht werden.

2.1.3 Prognosemodell Haushaltsverbräuche

Ein zentrales Element in der Netzzustandbewertung eines Niederspannungsnetzabschnittes ohne nennenswertes Flexibilitätspotenzial sind die Haushaltverbräuche der Projektteilnehmer. Zwar können mit Marktanreizen Verbrauchscluster in Niedriglastzeiten verschoben werden, exemplarisch energieintensive Verbraucher wie Waschmaschinen, jedoch sind die ausgewiesenen Marktpotenziale von Smart-Home-Anwendungen für ein Demand-Side-Management des Netzbetreibers kritisch zu hinterfragen. Aufgrund dessen wurden die Flexibilitätspotenziale bei Haushaltverbräuchen im Varianten- und Prognosemodell im Base-Case nicht berücksichtigt, da diese beim aktuellen Stand der Wissenschaft und Technik noch keine ausreichende Marktakzeptanz erreicht haben, um kurzfristige Flexibilitätspotenziale bereitzustellen.

Haushaltsverbräuche haben aufgrund der strukturellen und kulturellen Gegebenheiten kein nennenswertes Flexibilitätspotenzial.

Die Prognose des Stromverbrauchs im Haushalt kann auf verschiedene Weise erfolgen, wobei historische Daten, saisonale Muster, Wetterbedingungen und Verhaltensmuster berücksichtigt werden. Verbräuche von Haushalten werden aktuell noch meist über sogenannte Standardlastprofile abgebildet. Hierbei werden großflächig Zählpunkte zusammengefasst und anhand von

zentralen Eigenschaften, typischerweise ländliche, suburbane und urbane Regionen, standardisiert.

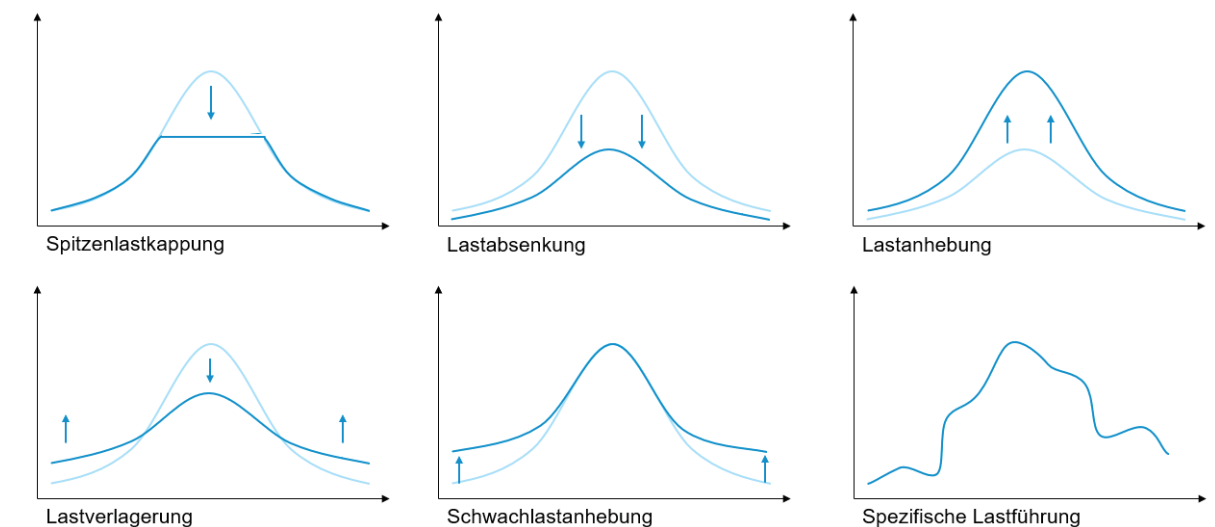


Abbildung II-66: Lastprofilveränderung Haushalte (Eigene Darstellung)

Die Evaluation von sogenannten Standardlastprofilen obliegt dem Netzbetreiber. Beispielhaft hat der Verband der Netzbetreiber ein H0-Standardlastprofil für Haushalte entwickelt. Dieses wird für verschiedene Zwecke im deutschen Stromsektor verwendet, einschließlich der Netzplanung, der Prognose des Strombedarfs, der Tarifgestaltung und der Analyse von Energieeffizienzmaßnahmen. Es dient als Referenz oder Standard, um den erwarteten Stromverbrauch für Haushalte in Deutschland vorherzusagen und die entsprechenden Maßnahmen zu planen und umzusetzen.

Um auf den dynamischen Markt und Netzgegebenheiten im Rahmen des digitalen Zwillings reagieren zu können, musste im Projekt jedoch auf ein flexibleres Modell zurückgegriffen werden. Aufgrund der Vielzahl von Faktoren ist nur dann eine resiliente Netzbetzberechnung möglich. Der zunehmende Einsatz von PV-Anlagen, Wärmepumpen und Elektroauto-Ladesäulen beeinflusst die Charakteristik der Lastprofile eines Haushalts, und durch diese Veränderung entsteht eine Abweichung vom gängigen Standardlastprofil. Erschwerend hinzu kommen auch kulturelle Veränderungen, wie exemplarisch die Nutzung von Home-Office. Durch die dezentrale Energieerzeugung entstehen so auch gänzlich neue Zählpunktklassen. Haushalte, welche sowohl Konsumenten als auch Produzenten sind, werden als Prosumer bezeichnet. Im Zuge des Projektes und um die Prognosegüte weiter zu steigern, wurden Prosumerlastprofile mit unterschiedlichen Ausprägungen entwickelt, welche auf den historischen und aktuellen Messdaten der Haushalte beruhen. Aus den Prosumermesswerten wurde dann eine einzelne Haushaltsverbrauchsprognose synthetisiert. Unabhängig von der Verbrauchsbelastung, die für die Netzberechnung relevant ist, wurde jedoch kein Flexibilitätspotenzial aus Sicht des Netzbetreibers zugeordnet.

Die Haushaltverbrauchsprognose nimmt eine zentrale Rolle bei der Netzzustandsberechnung im Niederspannungsnetz ein. Die historisch starren Standardlastprofile müssen hier dynamischer gestaltet werden. Kulturelle Änderungen, aber auch der Zuwachs an unterbrechbaren Verbrauchern und Erzeugern, ändern das Lastenprofil eines Haushaltes nachhaltig und individualisieren dieses stark.

Innerhalb des Verfahrens der Evaluation resilienter Standardlastprofile für Haushalte wurden einige mathematische Verfahren angewendet, wie beispielsweise Clustering-Verfahren zur Betrachtung der verschiedenen Charakteristiken der Grundlasten oder die Monte-Carlo-Simulation zum Anonymisieren der intelligenten Messsysteme. Resümierend wurden die synthetisierten Haushaltsgrundlasten mit den Ausprägungen des Prosumers durch eine Szenario-Basis aggregiert und analysiert. Die Ergebnisse zeigen einen Einfluss auf die Lastprofile durch den großen zusätzlichen Energie-Überschuss aus den PV-Anlagen und durch die zusätzliche Last aus den Wärmepumpen und Elektroauto-Ladesäulen.

Nach ersten systematischen Tests wurde das k-Means-Clustering zur Gruppierung der unbeschrifteten Messdaten angewendet, um verschiedene Charakteristiken von Haushalten herauszufinden. Anschließend wurde die Wahrscheinlichkeitsdichte der gruppierten Haushalte berechnet und die weiteren Haushalte mit gleicher Wahrscheinlichkeitsdichte generiert. Durch das Messkonzept 2 U konnten neben Messungen an den Netzverknüpfungspunkten auch die gemessene PV-Erzeugung und -Einspeisung als 15-minutige Wirkarbeit separat zur Verfügung gestellt werden. Zur Verifizierung wurden weitere zusätzliche Haushaltslast-Messdaten aus der Literatur angewendet, um optimalere Ergebnisse bei dem Clustering-Verfahren und der Monte-Carlo-Simulation zu erhalten. Die angewendeten Methoden zur Erstellung der Haushaltslastprofile und deren Ausprägungen wie PV-Anlagen, EV-Ladeleistung und Wärmepumpen, wurden zunächst separiert evaluiert. Jahreszeiteffekte (Sommer, Übergangszeit und Winter) und Tageszeiten (Werktage und Wochentage) wurden hierbei separiert geclustert. Im Folgenden wird aufgezeigt, wie die Ergebnisse und somit die Lastprofile für den Base-Case evaluiert wurden.

Als quantitative Bewertung wurden die simulierten Ergebnisse mit den realen Messdaten mithilfe von der MSE ausgewertet. Die Ausprägungen des Prosumers mit den Haushaltslastprofilen wurden auf Szenario-Basis aggregiert. Im Sommer haben die Prosumerhaushalte bei PV-Erzeugungsspitzen den größten Überschuss an durch PV-Anlagen produzierter Energie im Vergleich zu anderen Jahreszeiten. Dies ist dadurch verursacht, dass die höchste Erzeugung der PV-Anlagen nicht gleichzeitig mit dem höchsten Energieverbrauch des Haushalts einhergeht, was zu einem Energieüberschuss führt. Außerdem wurde gezeigt, dass es durch den Einsatz von Elektroautos zu einem sehr großen zusätzlichen Energiebedarf kommt. Daher ist die Anwendung von PV-Anlagen denkbar, um langfristig unabhängig von den gängigen Kohlekraftwerken zu werden.

Es wurden alle historischen Daten aller Lastprofile der Komponenten aus den vorherigen Unterkapiteln durch Szenario-Basis aggregiert, um die Haushaltslastprofile zu erstellen. Um die starken individuellen Eigenschaften der Haushalte aufzuzeigen, werden im Folgenden drei Szenarien beschrieben. Diese wurden im Rahmen der Netzzustandbewertung aber noch stärker individualisiert, um verschiedene Lastprofile je Haushalt zu aggregieren.

Es wird zur Aggregation wie folgt in drei Szenarien eingeteilt:

- Szenario A: Simulierte Haushaltslastprofile + PV-Eigenbedarf + WP
- Szenario B: Simulierte Haushaltslastprofile + EV-Ladeprofile + WP
- Szenario C: Simulierte Haushaltslastprofile + PV-Eigenbedarf + EV-Ladeprofile + WP

Außerdem wird hier angenommen, dass je Haushalt nur ein Elektroauto und durchschnittlich die gleiche Größe von PV-Anlagen vorhanden ist. Die getroffene Annahme war, dass das Elektroauto in jedem Haushalt nur mit durchschnittlich 50 km am Tag gefahrener Strecke und mit einem durchschnittlichen Verbrauch von 22 kWh/100 km gefahren wurde.

Zunächst werden nun die aggregierten Lastprofile von Szenario A beschrieben. In den Abbildung II-68 - Abbildung II-70 werden die aggregierten Lastprofile des ersten Clusters (durchgehende grüne Linie) mit den verschiedenen Szenarien als 15-minütige Wirkleistungsmittelwerte dargestellt. Die Lastprofile sind für verschiedene Jahreszeiten und Tagesarten vorhanden. Außerdem werden die Erzeugungsprofile (in Gelb), die Einspeisungsprofile (in Grün) und der PV-Eigenbedarf (in Blau) in den Ausbildungen als 15-minütige Wirkleistungsmittelwerte dargestellt. Gemäß den Abbildung II-68(a) und (b) ist auffallend, dass die durchschnittlichen Leistungsspitzen der aggregierten Lastprofile im Sommer zwischen 06:00 Uhr und 18:00 Uhr wegen des PV-Ertrags deutlich reduziert sind. Bei diesem Cluster verlaufen die Grundlastprofile sowohl an Werktagen als auch an Wochenenden durchschnittlich stabil zwischen 400 kW und 600 kW, da es in dieser Zeit keinen größeren Bedarf an Heizung gibt. In der Übergangszeit weisen die Verläufe durchschnittlich eine deutlich größere Leistungsspitze als im Sommer auf. Anhand der Abbildung II-69 (c) ist erkennbar, dass die Leistungsspitze des aggregierten Lastprofils an Werktagen genauso groß wie das Lastprofil ohne PV-Eigenbedarf ist. Dies wird dadurch verursacht, dass die PV-Erzeugung erst später als die Leistungsspitze beginnt. Allerdings wird der Leistungsbedarf ab etwa 07:30 Uhr wegen der PV-Erzeugung deutlich reduziert. Am Wochenende wird die Leistungsspitze anhand der Abbildung II-69 (d) um etwa 500 W reduziert, da die Leistungsspitze am Wochenende im Vergleich zu den Werktagen erst später stattfindet. Daher wird die Leistungsspitze teilweise vom PV-Eigenbedarf gedeckt.

An Winter-Werktagen bleibt die durchschnittliche Leistungsspitze des aggregierten Lastprofils bei etwa 2.400 W und damit genauso wie ohne PV-Anlagen. Allerdings wird der Leistungsverbrauch in diesem Zeitraum zwischen etwa 10:00 Uhr und 16:00 Uhr wegen der PV-Erzeugung durchschnittlich um etwa 500 kW reduziert. An Winter-Wochenenden wird die Leistungsspitze des aggregierten Lastprofils etwa 250 kW wegen der PV-Erzeugung gesenkt.

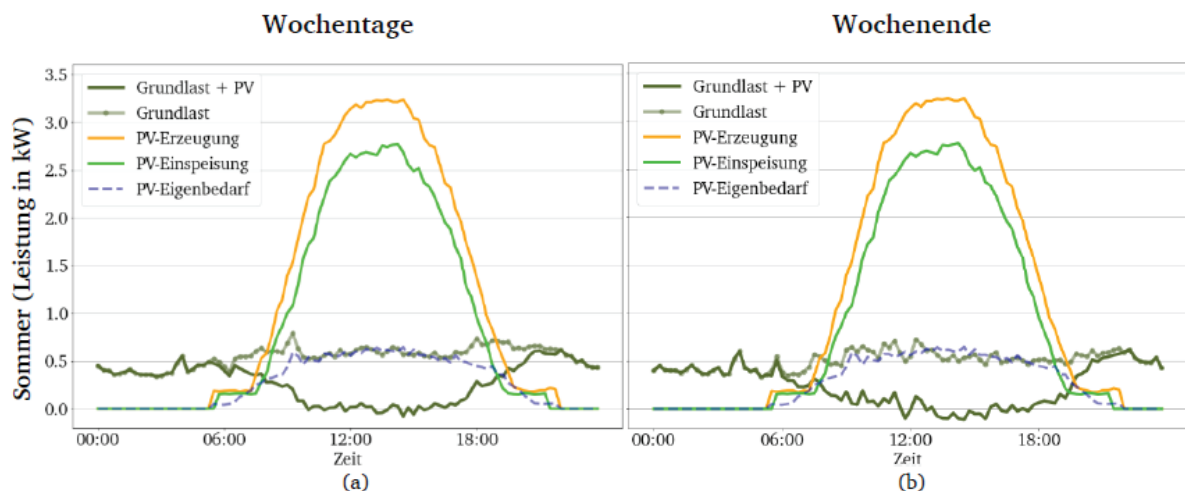


Abbildung II-67: Lastprofile Einfluss Wochentage (Eigene Darstellung)

Ergebnisse der Aggregation (Szenario A) für Gruppe High als Wirkleistungsmittelwerte in kW.

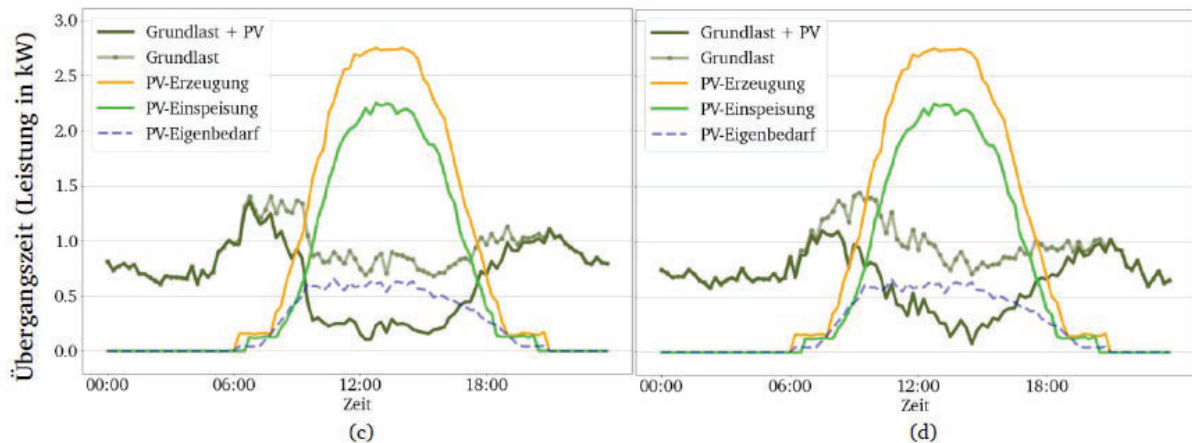


Abbildung II-68: Lastprofile Haushalte mit dimmbaren Verbrauchern und Erzeugern I (Eigene Darstellung)

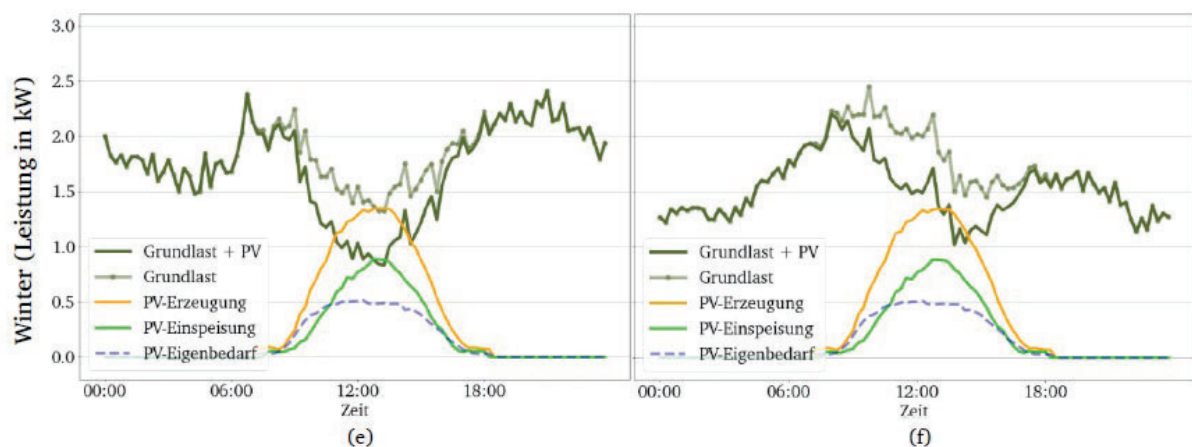


Abbildung II-69: Lastprofile Haushalte mit dimmbaren Verbrauchern und Erzeugern II

Der Abbildung II-69 ist zu entnehmen, dass es einen deutlich größeren Überschuss an PV-Erzeugung gibt. Die Erzeugungsspitze der PV-Anlagen ist im Sommer sowohl an Werktagen als auch am Wochenende durchschnittlich deutlich größer als die Grundlast. Das heißt, die überschüssige Energie wird wieder in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Dabei ist es denkbar, einen Batteriespeicher und ein Lademanagementsystem zu investieren. Zum einen wird ein Haushalt durch den Einsatz von PV-Anlagen und Batteriespeicherung unabhängiger von den gängigen Kraftwerken. Zum anderen kann ein großer Energieüberschuss das Stromnetz stark belasten. In der Übergangszeit wird die PV-Erzeugung ebenfalls zum Großteil wieder in das Stromnetz eingespeist. Die Erzeugungsspitze der PV-Anlagen liegt durchschnittlich deutlich höher als die Grundlast. Hingegen sind die Erzeugungsspitzen der PV-Anlagen im Winter sowohl an Werktagen als auch am Wochenende geringer als die Grundlast.

Weiterhin werden die aggregierten Lastprofile von Szenario C beschrieben. In der Abbildung II-70 sind die aggregierten Lastprofile von Szenario B als 15-minütige Wirkleistungsmittelwerte in kW dargestellt. Außerdem werden die EV-Lastprofile (in Blau) in den Abbildungen als 15-minütige Wirkleistungsmittelwerte dargestellt. Aus der Abbildung II-68 (a) ist erkennbar, dass sich die durchschnittliche Leistungsspitze des aggregierten Lastprofils an Sommer-Werktagen deutlich erhöht. Das EV-Lastprofil hat eine durchschnittliche Leistungsspitze von ca. 2.000 W gegen 18:00 Uhr. Somit erhöht sich die Leistungsspitze der Grundlast an Sommerwerktagen durchschnittlich um knapp das Vierfache. Es kann allerdings eine große Varianz zum einzelnen Ladevorgang entstehen, da eine 11 kW Wallbox in der Regel ein Elektroauto mit einem

boxförmigen Ladevorgang, wie in der Abbildung II-130 (Unterkapitel 4.3) dargestellt, auflädt. Anhand der Abbildung II-71 (b) ist erkennbar, dass die Leistungsspitzen des aggregierten Lastprofils an Sommer- Wochenenden durchschnittlich geringer als an Sommer-Werktagen sind. Dies wird dadurch verursacht, dass die Wallbox meistens an Werktagen genutzt wird. Außerdem sind die Leistungsspitzen am Wochenende durchschnittlich um ca. 12:00 Uhr und 18:00 Uhr vorhanden. In der Übergangszeit ist anhand der Abbildung II-71 (c) erkennbar, dass es an Werktagen eine Erhöhung der Leistungsspitze des aggregierten Lastprofils gibt. Die Leistungsspitze erhöht sich wegen der 11 kW Wallbox um etwa das Dreifache um ca. 18:00 Uhr. An Übergangszeit-Wochenenden beträgt die durchschnittliche Leistungsspitze des aggregierten Lastprofils rund 2.000 W. Dies entspricht einer Erhöhung von durchschnittlich etwa 30 % der Leistungsspitze der Grundlast um ca. 09:00 Uhr. Anhand der Abbildung II-71 (e) und (f) ist erkennbar, dass die aggregierten Lastprofile eine deutliche Erhöhung der Leistungsspitzen aufweisen. Aufgrund des Einsatzes von Elektroautos und Wärmepumpen steigt die Leistungsspitze an Winter-Werktagen durchschnittlich auf ca. 4.000 W um etwa 18:00 Uhr. Dies entspricht etwa 1.000 W mehr als die durchschnittliche Leistungsspitze an Übergangszeit-Werktagen. An Winter-Wochenenden erhöht sich die Leistungsspitze ebenfalls durchschnittlich auf rund 3.000 W um ca. 13:00 Uhr. Zusammenfassend wird durch den Einsatz von Szenario B wegen der großen Zunahme an Energiebedürfnissen eine sehr starke Belastung des Stromnetzes verursacht. Ohne erneuerbare Energiequellen wie PV-Anlagen ist ein großer Einsatz von Elektroautos weniger sinnvoll, da die gängigen Kraftwerke deutlich mehr Energie produzieren müssen. Somit werden die Menschen abhängiger von den gängigen Kraftwerken.

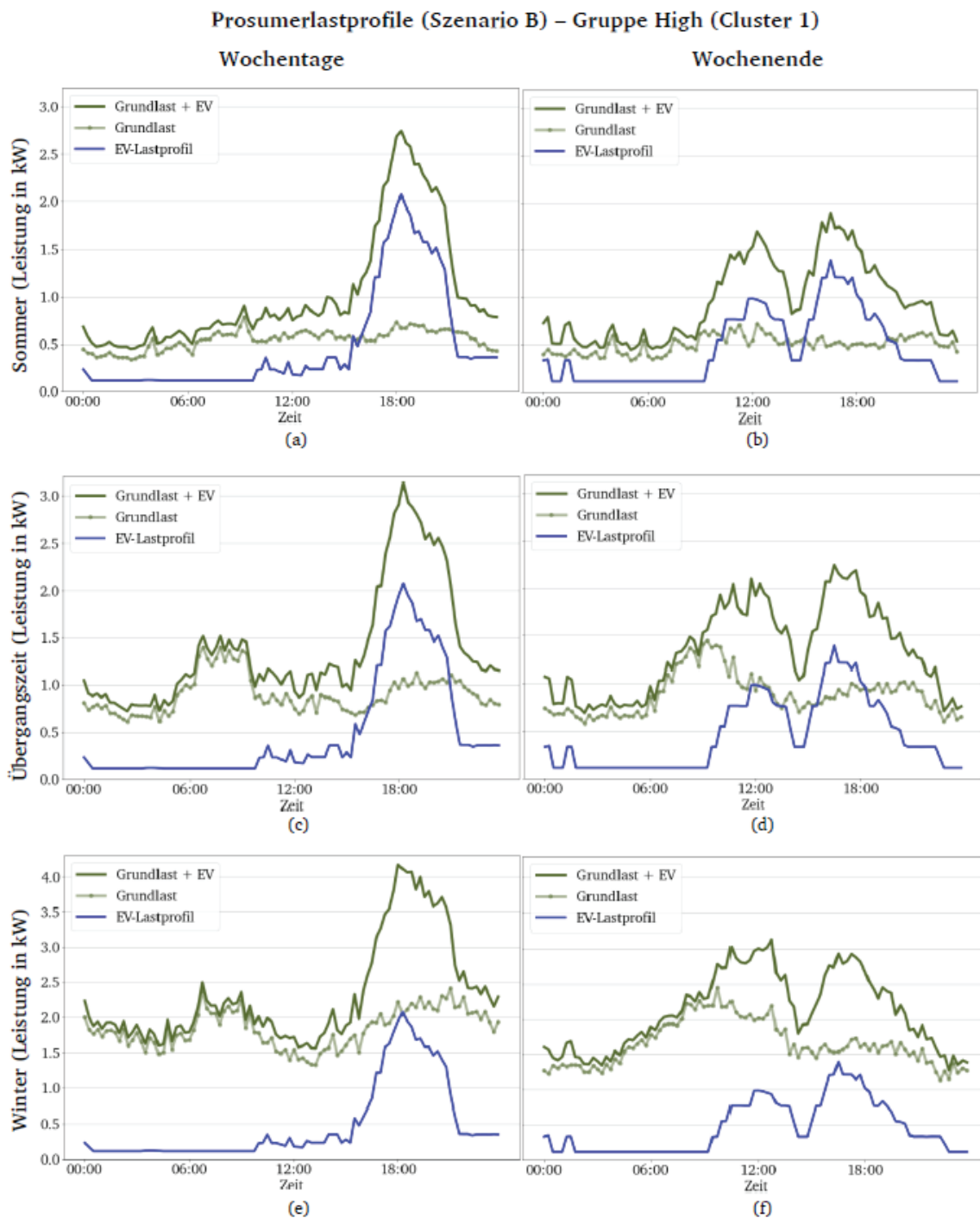


Abbildung II-70: Lastprofile Haushalte mit dimmbaren Verbrauchern und Erzeugern III (Eigene Darstellung)

Schließlich werden die Ergebnisse von Szenario C beschrieben. In der Abbildung II-72 werden die aggregierten Lastprofile von Szenario C (in durchgehender grüner Linie) und die Grundlast (in gepunkteter grüner Linie) als 15-minütige Wirkleistungsmittelwerte dargestellt. Außerdem werden das Erzeugungs-Profil (in Gelb), das Einspeisungs-Profil (in Grün), der Eigenbedarf (in Blau gestrichelt) und die EV-Lastprofile (in Blau durchgehend) dargestellt.

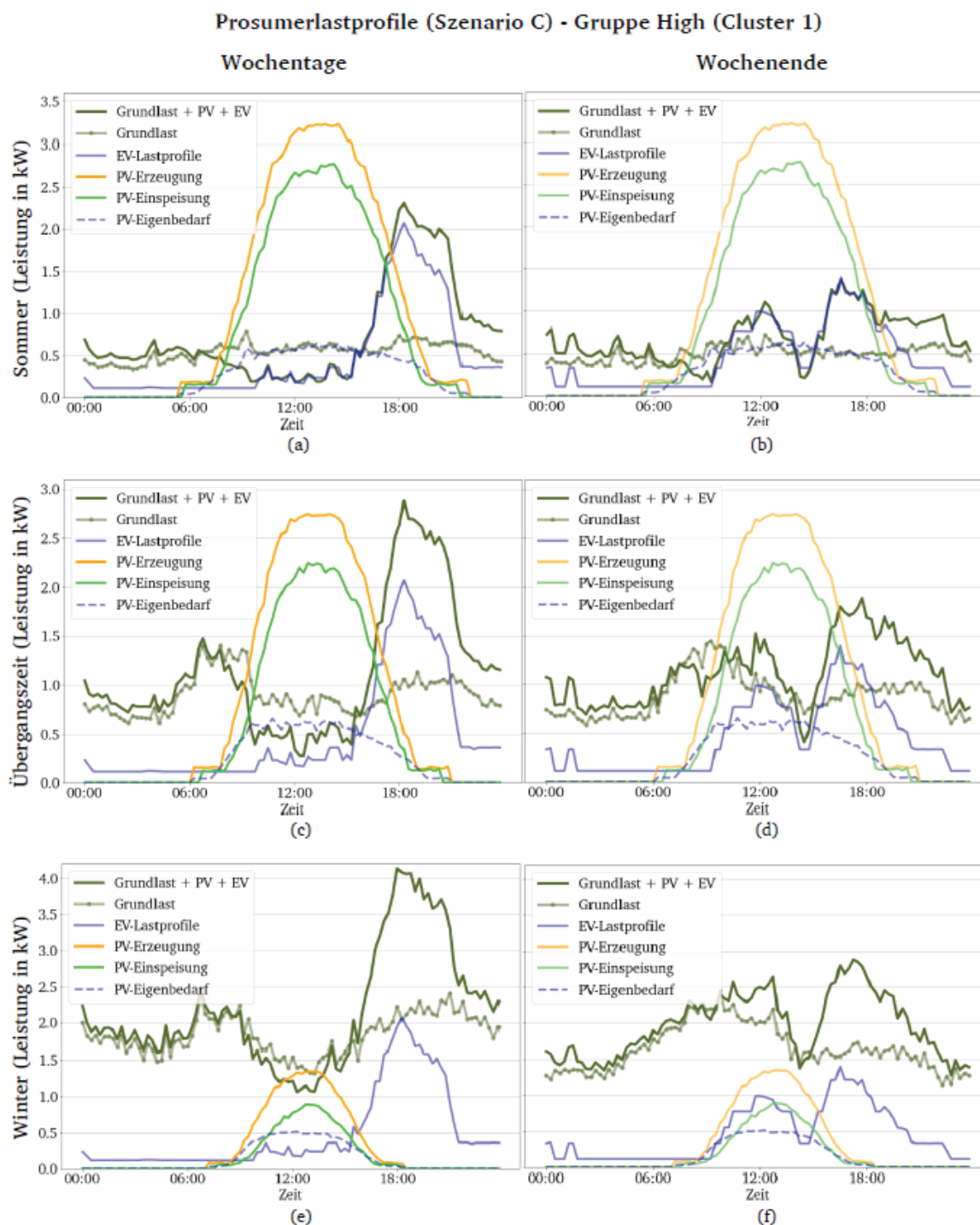


Abbildung II-71: Lastprofile Haushalte mit dimmbaren Verbrauchern und Erzeugern IV (Eigene Darstellung)

Anhand der Abbildung II-72 (a) ist zu erkennen, dass die Leistungsspitze des aggregierten Lastprofils an Sommer-Werktagen um ca. 18:00 Uhr wegen des PV-Ertrags gesenkt wird. Im Vergleich zu den Sommer-Werktagen (Szenario B) verringert sich die Leistungsspitze von Szenario C um etwa 500 W. Dies entspricht einer etwa um das Dreifache höheren Belastung als die Grundlast. An Sommer-Wochenenden verhält sich das aggregierte Lastprofil nahezu gleich dem EV-Lastprofil. Dies wird dadurch verursacht, dass die Grundlast tagsüber durchschnittlich vom PV-Eigenbedarf gedeckt wird. An Übergangszeit-Werktagen beeinflusst der PV-Eigenbedarf die Grundlast zwischen 09:00 Uhr und 16:00 Uhr. Da die Leistungsspitze des EV-Lastprofils an

Werktagen durchschnittlich erst um 18:00 Uhr stattfindet, wird die Leistungsspitze des aggregierten Lastprofils leicht reduziert.

Im Vergleich zu Szenario B wird die Leistungsspitze zum gleichen Zeitpunkt durchschnittlich um etwa 100 W gesenkt. An Übergangszeit-Wochenenden ist die Leistungsspitze des aggregierten Lastprofils gegen 18:00 Uhr durchschnittlich um ca. 500 W geringer als bei Szenario B zum gleichen Zeitpunkt. Dies ist deutlich mehr als an Werktagen, da die Ladevorgänge an Wochenenden tendenziell früher als an Werktagen stattfinden. Somit wird der Energiebedarf teilweise noch von der PV-Erzeugung gedeckt. An Winter-Werktagen bleibt die Leistungsspitze des aggregierten Lastprofils bei etwa 4.000 W um ca. 18:00 Uhr, wie in Szenario B zum gleichen Zeitpunkt. Hingegen ist die Leistungsspitze des aggregierten Lastprofils an Winter-Wochenenden deutlich geringer als an Werktagen. An Winter-Wochenenden hat das aggregierte Lastprofil eine durchschnittliche Leistungsspitze von knapp 3.000 W. Im Vergleich zu Szenario B verringert sich die Leistungsspitze von Szenario C gegen 12:00 Uhr durchschnittlich um ca. 500 W. Allerdings bleibt die zweite Leistungsspitze um ca. 18:00 Uhr genauso wie in Szenario C zum gleichen Zeitpunkt. In der untenstehenden Tabelle wird der durchschnittliche Tagesenergieverbrauch pro Haushalt von den Grundlasten (inkl. Wärmepumpen) und allen Szenarien von der Haushaltsgruppe High zusammengefasst. Der Tagesenergieverbrauch der Haushaltsgruppe Low und Mid ist im Anhang enthalten (Siehe Anhang C). Anhand der Tabelle ist zu erkennen, dass der Tagesenergieverbrauch durch den Einsatz der PV-Anlagen im Sommer durchschnittlich ca. 6,07 kWh beträgt, was um 50 % geringer als die Grundlast im Sommer ist. In der Übergangszeit ist der Tagesenergieverbrauch von Szenario A durchschnittlich etwa 30 % geringer als die Grundlast. Im Winter ist der Tagesenergieverbrauch von Szenario A wegen des geringeren PV-Ertrags durchschnittlich nur etwa 8 % geringer als die Grundlast. Hingegen nimmt der Tagesenergieverbrauch bei Szenario B durchschnittlich um etwa 11 kWh pro Tag für alle Jahreszeiten gemäß der im Kapitel II.3.4 getroffenen Annahmen zu. Dies entspricht einer Zunahme um etwa 50 % im Sommer, 35 % in der Übergangszeit und 22 % im Winter, ausgehend von der Grundlast. Bei Szenario C ist der Tagesenergieverbrauch im Sommer durchschnittlich um etwa 5 kWh/Tag größer als die Grundlast.

Tabelle II-18: *Energieverbrauch für Lastflussberechnung „MobiGrid“ (Eigene Darstellung)*

	Sommer Energieverbrauch in kWh pro Tag	Übergangszeit Energieverbrauch in kWh pro Tag	Winter Energieverbrauch in kWh pro Tag
Grundlast	12,63	21,49	41,97
Szenario A	6,07	15,83	38,69
Szenario B	23,92	32,78	53,23
Szenario C	17,34	27,12	49,97

Für die dezentrale Versorgung in urbanen, suburbanen und ländlichen Gebieten spielt die Stromerzeugung durch Dachphotovoltaikanlagen eine immer größer werdende Rolle.

In Kooperation mit der Stadt Groß-Umstadt etablierte sich eine engagierte Partnerschaft für zukünftige Unternehmungen im neu erschlossenen Baugebiet, welches von der Stadt Groß-Umstadt in Zusammenarbeit mit e-netz erschlossen wurde. Das Baugebiet "Am Umstädter Bruch" in Groß-Umstadt umfasst insgesamt 82 Grundstücke, die für 90 bis 100 Wohneinheiten vorgesehen sind. Die Bebauung ermöglicht private Einzel-, Doppel- oder Reihenhäuser in

offener Bauweise. Das besondere Merkmal dieses Neubaugebiets liegt in der Festlegung des Bebauungsplans für den "Umstädter Bruch" als Solarsiedlung.

Jedes Haus muss demnach über eine PV-Anlage mit einer Mindestleistung von 5 kWp verfügen. Zusätzlich ist jeder Haushalt verpflichtet, über einen Stromspeicher zu verfügen. Die Art des genutzten oder installierten Stromspeichers liegt im Ermessen des jeweiligen Bauherrn. Nach Erwerb eines Grundstücks wurden die Eigentümer von der Kommune gemeinsam mit ENTEGA informiert und auf die Möglichkeit der Teilnahme an einem Speicherprojekt aufmerksam gemacht.

In den vorangegangenen Projekten "Flex4Energy" und "ESQUIRE" konnten bereits 25 Projektteilnehmer gewonnen werden. Diese Teilnehmer zeigten Interesse an einer Fortsetzung oder einem konkreten Angebot nach dem Ende des Projekts "ESQUIRE". ENTEGA hatte bereits ein Basissystem eines neuen Quartierspeichers bestellt, welcher der Eigenverbrauchsoptimierung der Projektteilnehmer dienen sollte. Um diesen Quartierspeicher im Rahmen der Energiewende auch netzdienlich zu nutzen, wurde die Möglichkeit der Erweiterung durch eine zusätzliche Komponente in Betracht gezogen.



Abbildung II-72: Netzlabor mit Quartierspeicher im Baugebiet „Am Umstädter Bruch“ (Eigene Darstellung)

Die hohe PV-Erzeugung ergibt bereits umfangreiche Einspeisepotenziale.

Um die Netzbelastung für die Folgetage zu erstellen, wurde eine Prognose erstellt, die sich auf mehrere Methoden stützt. Die Prognose des PV-Verbrauchs fokussiert sich typischerweise auf die antizipierte Menge an erzeugter Solarenergie über einen festgelegten Zeitraum. Die Präzision solcher Prognosen ist von eminenter Bedeutung, um den Energiebedarf zu planen, die Netzeffizienz zu optimieren und den effektiven Betrieb von PV-Anlagen sicherzustellen. Als Einflussfaktoren wurde die in Abbildung II-74 dargestellte Globalstrahlungsprognose verwendet. Aus dieser wurde dann wiederum eine Prognoseprofil für die PV-Anlagen, wie in Abbildung II-75 dargestellt, berechnet.

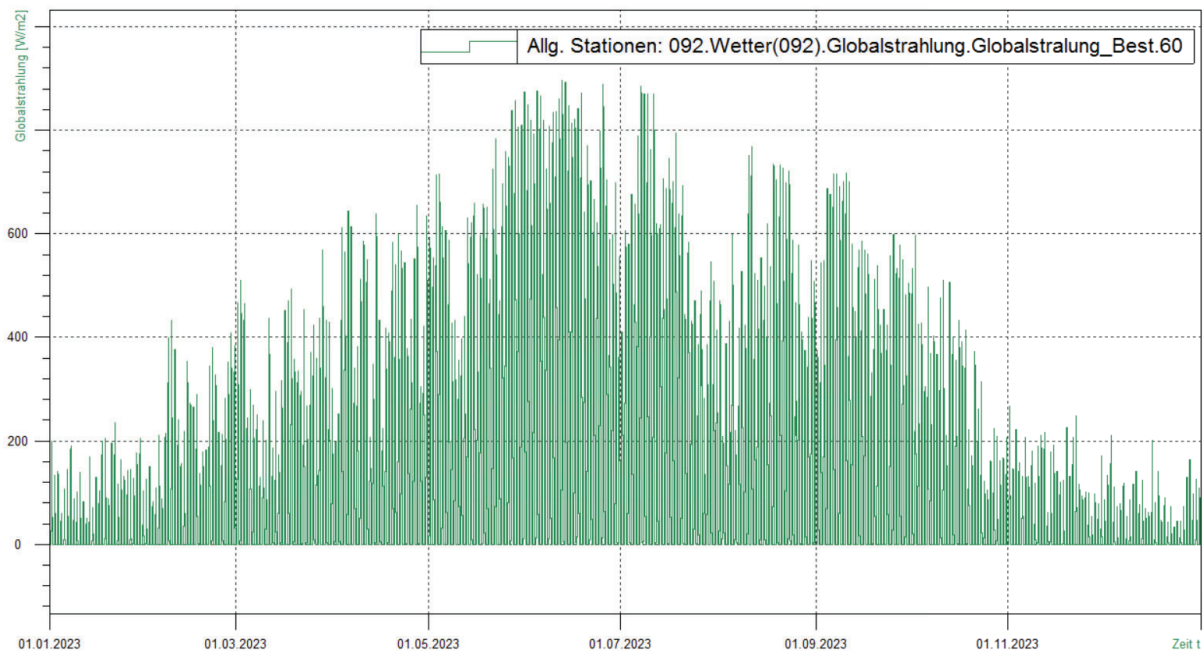


Abbildung II-73: Globalstrahlungsprognose (Eigene Darstellung)

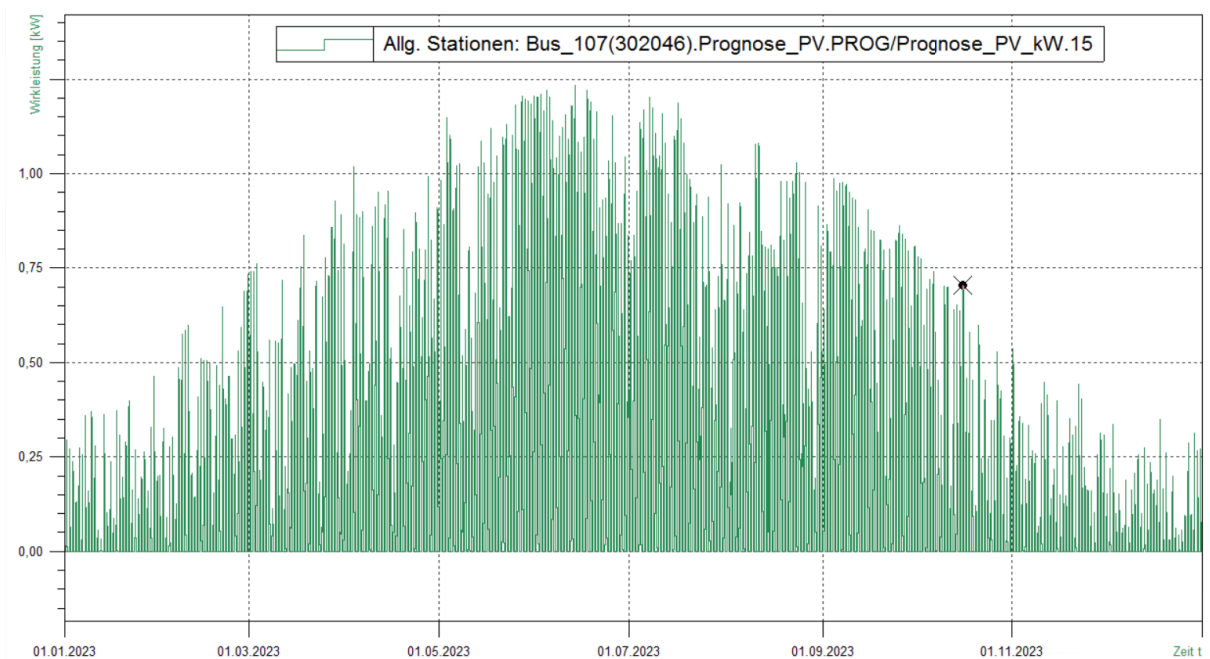


Abbildung II-74: Berechnung Prognose PV Haushalt (Eigene Darstellung)

2.1.4 Prognosemodell Heimspeicher

Bei Heimspeichern wird elektrische Energie durch eine elektrochemische Reaktion in chemische Energie umgewandelt und zwischengespeichert, um diese bei Bedarf durch eine Umkehrung des Prozesses wieder abzugeben. Generell sind Stromspeicher mit Blick auf die Netzstabilität und den Strommarkt die in ihrer Nutzung variabelste Flex-Option, da sie in beide Richtungen, sowohl als flexibler Verbraucher (Speicher wird geladen) als auch als flexibler Erzeuger (Speicher wird entladen) einsetzbar sind. Zudem bieten sie ein einfach anzuhebendes netzdienliches Flex-Potenzial, da sie im Gegensatz zu nachfrageseitigen Flex-Optionen keine grundlegenden Bedürfnisse wie Wärme oder Mobilität erfüllen müssen.



Abbildung II-75: Heimspeicher eines Probanden (Darstellung: e-netz Südhessen AG)

Derzeit erfahren kleine, stationäre Batterien in Verbindung mit PV-Anlagen und der Eigenverbrauchsoptimierung einen stark wachsenden Einsatz, da der durch PV-Anlagen erzeugte Strom nicht immer dann benötigt wird, wenn er erzeugt wird und Batteriespeicher diesen zwischenspeichern sowie zu einem späteren Zeitpunkt einsetzen können. Auf dem Markt gibt es zwar verschiedene technische Lösungen, jedoch sind die Lithium-Ionen-Batterien aufgrund ihres hohen Wirkungsgrads und ihrer vergleichsweise langen Lebensdauer am weitesten verbreitet. Bei diesen Batterien kann die Speicherkapazität im Dauerbetrieb fast vollständig genutzt werden, ohne dass die Batterie darunter leidet. Durch die hohe Durchdringung der Lithium-Ionen-Akkus auch in anderen Anwendungsfeldern, wie unter anderem bei E-Fahrzeugen, sinken auch fortwährend die Preise durch die steigenden Produktionszahlen und die technische Weiterentwicklung. Mit Hilfe des produzierten PV-Stroms können Haushalte ihren Eigenverbrauch in die Abendstunden ausdehnen und dementsprechend erheblich erhöhen. Grundsätzlich werden PV-Batteriespeicher in Haushalten im Betriebsmodus „PV-Eigenverbrauchsoptimierung“ betrieben. Bei dieser für den Haushalt wirtschaftlich optimalen Betriebsweise wird die Batterie aufgeladen, sobald erzeugte PV-Energie zur Verfügung steht, die nicht für die momentane Deckung des Haushaltsverbrauchs benötigt wird. In der Regel beginnt dieser Ladevorgang vormittags und endet, wenn der maximale Batterieladezustand erreicht ist. Die Entladung beginnt wiederum in den Abendstunden, wenn der Haushaltsverbrauch die PV-Erzeugung übersteigt.

Insbesondere zwischen Frühjahr und Herbst weist die Batterie aufgrund der vielen Sonnenstunden oft über mehrere Stunden am Tag einen hohen Ladezustand auf. Dadurch verbleibt eine gewisse Flexibilität, die über den PV-Eigenverbrauch für eine netzdienliche Anwendung eingesetzt werden könnte. Dies kann durch präzise PV-Stromerzeugungs- und Verbrauchsprognosen

ohne Nachteile aus Haushaltssicht erfolgen. Im Bedarfsfall kann die Flexibilität so eingesetzt werden, dass der Batterieladevorgang zeitlich verzögert wird, sodass die PV-Einspeisung in das Stromnetz auf die Morgenstunden vorgezogen wird und die Aufladung des Batteriespeichers erst in den Mittagsstunden erfolgt. Die netzdienliche Systemführung der Heimspeicher würde somit verhindern, dass die Batterie vor der Mittagszeit, wenn hohe Gleichzeitigkeiten der PV-Erzeugung vorliegen, bereits vollständig geladen ist. Durch eine gezielte Reduktion der mittäglichen PV-Einspeisespitze kann das NS-Netz deutlich entlastet und negative Flexibilität für den VNB bereitgestellt werden. Eine zentrale Herausforderung ist hier die Datenlage sowie die Motivation der Projektteilnehmer, ihren Stromspeicher als Flexibilitätspotenzial zur Verfügung zu stellen. In das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur müssen alle netzgekoppelten PV-Anlagen, Batteriespeicher und Blockheizkraftwerke eingetragen werden. Allerdings befinden sich Heimspeicher im Regelfall hinter dem Netzverknüpfungspunkt und sind systemisch nicht mit diesem gekoppelt. Aufgrund des Einflusses aus Prognoseprofilen von PV und anderen Verbrauchern wäre dies jedoch zentral für eine resiliente Prognose.

In Folge der geringen Datenlage über installierte Heimspeicher im Reallabor wurde eine Ausbaurate von 33,33% angenommen. Im Rahmen des Variantenmodells wurde die ökonomisch optimale Variante für den Haushaltskunden ausgewählt. Gemäß dem Prognosemodell wird der Heimspeicher umgehend aufgeladen, sobald erzeugte PV-Energie zur Verfügung steht, die nicht unmittelbar für den aktuellen Haushaltsverbrauch benötigt wird. Die Batteriegröße wurde auf 4,2 nutzbare Speicherkapazität in kWh und max. Entladeleistung von 5 kW ausgelegt. Sobald der Energiespeicher beladen ist und die PV-Anlage den Haushaltverbrauch nicht mehr decken kann, wird der Speicher wieder entladen.

2.1.5 Prognosemodell Quartiersspeicher

Die Implementierung eines Quartiersspeichersystems in einer photovoltaisch dominierten Wohnsiedlung repräsentiert einen zentralen Schritt in Richtung einer nachhaltigen Energiezukunft. Die involvierten Bewohnerinnen und Bewohner partizipieren an einem optimierten Eigenverbrauch und tragen somit zur lokalen Verbrauchssteigerung regenerativ erzeugter Energien bei. Der in der Wohnsiedlung betriebene Speicher befindet sich im Multi-Use-Betrieb. Das Prognosemodell wurde somit unter der Prämisse der Multi-Use-Flexibilität erstellt und berücksichtigt hohe Volllaststudien, die mit positiven Synergieeffekten und einer effizienten Energienutzung des Quartiersspeichers einhergehen. Bei der Kombination verschiedener Betriebsführungsstrategien, wie der Optimierung des Eigenverbrauchs, des Peak-Shavings, der unterbrechungsfreien Stromversorgung oder des Intraday-Handels, müssen sowohl rechtliche als auch physikalische und makroökonomische Rahmenbedingungen beachtet werden. Hierzu ist die Erstellung einer kurzfristigen Prognose erforderlich, die auf einer Vielzahl von Parametern basiert und sich aus dem jeweiligen Marktumfeld ergibt, einschließlich der Gesamterzeugungsprognosen für PV und Windenergie, der Schwankungsbreiten dieser Prognosen, der Temperaturvorhersagen, der verfügbaren und ausgefallenen Kraftwerkskapazitäten, der Stromverbrauchsprognosen, der saisonalen Einflüsse sowie der Import- und Exportprognosen in Nachbarländern und der Preise für Ausgleichsenergie und Intraday-Handel.



Abbildung II-76: Quartierspeicher Wohngebiet (Eigene Darstellung)

Angesichts der signifikanten Komplexität, die mit der Konzeption eines Prognosemodells für den Multi-Use-Betrieb einhergeht, erfolgte eine Orientierung an historischen Datenmustern, wobei ein Verfahren der Vergleichstage in das Variantenmodell integriert wurde, um eine präzisere Vorhersagegenauigkeit zu erzielen. Um das Flexibilitätspotenzial des Speichers darzulegen, wurde der Quartierspeicher in zwei Speicheranteile aufgeteilt. Ein Teil simulierte den regulären marktwirtschaftlichen Betrieb, der andere wurde für netzwirtschaftliche Anwendungen genutzt, sofern der reale Be- oder Entladezustand dies ermöglichte, den das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner nach einer Flexibilitätspotenzialanalyse als Flexibilitätspotenzial zur Verfügung stellte.

2.2 Flexibilitätspotenziale und Einsatzsteuerung

Das Kapitel "Flexibilitätspotenzial und Einsatzsteuerung" widmet sich der zentralen Frage, wie vorhandene Flexibilitätspotenziale optimal genutzt werden können, um unterschiedliche Wirkziele zu erreichen. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Vermeidung von Netzengpässen, einem primären Wirkziel im Kontext des Projektes „MobiGrid“. Die Fähigkeit, auf Abruf Regelleistung zur Frequenzhaltung, d.h. zum Wirkleistungsausgleich bereitzustellen und die Wirkleistung von Anlagen entsprechend anzupassen, ist ein Beispiel für den gezielten Einsatz von Flexibilität.

In diesem Kapitel wird beschrieben, welche Anlagen unter Berücksichtigung regulatorischer, wirtschaftlicher und technischer Anforderungen für Flexibilitätseinsätze in Frage kommen. Es wird untersucht, welche Anforderungsanalysen für die Einsatzplanung und -steuerung von Flexibilitäten notwendig sind, um eine effiziente und effektive Nutzung der vorhandenen Potenziale zu gewährleisten. Zudem wird die Prognose des Flexibilitätspotenzials auf Basis des Anlagenmodells thematisiert, um die aktuelle Verfügbarkeit für die Einsatzplanung zu

bestimmen. Dabei wird von der Annahme ausgegangen, dass die Steuerung der Anlagen in kontinuierlichen Schritten erfolgen kann, was eine flexible und präzise Anpassung an die jeweiligen Netzbedingungen ermöglicht.

2.2.1 Steuerung des Verteilnetzes

Flexibilität kann auf verschiedenen Netzebenen und durch unterschiedliche Technologien bereitgestellt werden. Jeder Teilnehmer im Stromnetz, ob Erzeuger, Verbraucher oder Speicher, hat neben seiner eigentlichen Funktion ein Flexibilitätspotenzial, welches es zu nutzen gilt. Als Flex-Optionen können daher sowohl Erzeugungs- und Bezugsanlagen als auch Energiespeicher eingesetzt werden. In **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** sind die im Forschungsprojekt betrachteten Flexibilitätspotenziale im NS-Netz dargestellt und der jeweiligen Kategorie zugeordnet.

Tabelle II-19: Betrachtete Flex-Optionen im Niederspannungsnetz nach ihrer jeweiligen Kategorie

Erzeuger	Lasten
PV-Anlagen	E-Mobilität
Batteriespeicher	Wärmepumpen
	Haushalt (sonstige Verbraucher)
	Batteriespeicher

Die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen unterscheiden sich jeweils durch ihre Flexibilitätspotenziale, welche neben der Technologie auch von weiteren Faktoren, wie dem aktuellen Energiedargebot, der aktuellen Energienachfrage oder von Zeit und Ort abhängig sind. Erzeugungsanlagen dienen dabei in erster Linie zur Veränderung der Stromerzeugung, wie bspw. zur Drosselung von Erzeugungsleistung. Die Flexibilitätsoption von Bezugsanlagen sieht die Veränderung des Stromverbrauchs z.B. durch Lastmanagement wie Demand-Side-Management (DSM) vor. Flexibilitätsoptionen der Kategorie Energiespeicher sind neben konventionellen Stromspeichern wie Pumpspeicherkraftwerken auch Batterietechnologien wie Lithium-Ionen-Batterien oder innovative Speichertechnologien, wie z.B. Druckluft- und Schwungradspeicher sowie Quartierspeicher.

Eine Verschiebung von Angebot und Nachfrage über längere Zeiträume kann mittels Elektrolyse sowie Power-to-Liquid und Power-to-Gas erzielt werden. Diese unterschiedlichen Gruppen der Flexibilitätsoptionen können wiederum gemäß ihrer Wirkrichtung und Wirkweise untergliedert werden. Hinsichtlich der Wirkrichtung des Lastflusses kann grundsätzlich in positive und negative Flexibilität unterschieden werden. Erstere beschreibt die Einspeiseerhöhung, Lastreduktion oder das Entladen von Speichern. Das negative Pendant beschreibt die Einspeisereduktion, Lasterhöhung und das Laden von Speichern, um die Netzfrequenz zu senken. Je nach eingesetzter Technologie kann Flexibilität nur in eine oder in beide Richtungen bereitgestellt werden. In einer Situation mit einer niedrigen Einspeisung an Erneuerbare Energien-Strom werden also flexible Erzeugungsanlagen zugeschaltet und/oder Verbraucher abgeschaltet (positive Flexibilität). In einer Situation mit einem hohen Anteil an Erneuerbare Energien-Erzeugung können flexible Erzeugungsanlagen abgeschaltet und/oder Verbraucher zugeschaltet werden (negative Flexibilität).

Speicher können je nach vorliegender Situation in beide Richtungen agieren (Ein- bzw. Ausspeisung). In Bezug auf die Wirkweise wird in die räumliche Verschiebung, die zeitliche Verschiebung sowie die Anpassung der Betriebsweise in Form von Lastabschaltung und -erhöhung unterschieden. Durch den Ausbau und die Verstärkung der Netzinfrastruktur, national und über Ländergrenzen hinweg, kann eine räumliche Entkopplung von Stromerzeugung und -nachfrage sowohl bei einer positiven als auch bei einer negativen Residuallast²⁰ erfolgen. Damit stellt das Stromnetz bzw. der Netzausbau eine Möglichkeit zur räumlichen Verschiebung von Stromerzeugung und -nachfrage dar. Energiespeicher können durch eine zeitliche Verschiebung der Stromerzeugung und -nachfrage ebenfalls in beide Richtungen wirken. Beim Lastmanagement ohne Ausgleich, also bei der Lastabschaltung oder -erhöhung, kommt es zu einer einseitigen Reduzierung bzw. Erhöhung des elektrischen Energieverbrauchs. In diesem Zusammenhang kann es zu Produktionsausfällen kommen, daher sollte diese Flex-Option nur im Notfall erwogen werden.

Das Lastmanagement mit Ausgleich ist hingegen durch zwei Phasen gekennzeichnet. Während es in der ersten Phase zu einer Lasterhöhung bzw. -reduktion kommt, tritt in der anschließenden nachfolgenden Phase der Nachholeffekt ein, bei dem die zuvor reduzierte bzw. erhöhte Last wieder ausgeglichen wird. Daher wird in Zusammenhang mit der Wirkweise auch von einer Lastverschiebung gesprochen. Innerhalb der Nachfrageflexibilität kann zwischen der industriellen, der in privaten Haushalten sowie der Nachfrageflexibilität im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen unterschieden werden. Auf Stromerzeugungsseite können thermische Kraftwerke ihre Betriebsweise anpassen sowie Erneuerbare Energien durch die Reduktion bzw. Abregelung ihre Einspeiseleistung.

Für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten können die Drosselung bzw. Abschaltung dezentraler Erzeugungsanlagen, die netzdienliche Nutzung von Speichern sowie die zeitliche Verschiebung des Verbrauchs durch den VNB, das sogenannte „Loadshifting“, also Lastverschiebung, welches durch Demand Side Management (DSM) erreicht werden kann, eingesetzt werden. DSM ist eine Systemdienstleistung mit dem Ziel, die Netzfrequenz im normativ zulässigen Frequenzband von 50Hz $\pm$ 200mHz zu halten und damit den Leistungsausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch zu steuern. Im Gegensatz zur Regelleistung, die sowohl die Erzeugungs- als auch die Verbrauchsseite beinhaltet, beeinflusst DSM nur die Verbrauchsseite. Es handelt sich um die direkte Beeinflussung des Leistungsangebots eines Erzeugers oder des Leistungsbezuges eines Endverbrauchers durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) oder durch andere Akteure, ohne dass der Endverbraucher im konkreten Einzelfall zustimmt. Die Steuerhoheit liegt somit nicht beim Endverbraucher, sondern beim VNB, der durch Steuerimpulse eine Instanz, z.B. eine Rundsteuerung, lenkt. Die Auswirkungen auf die Netzfrequenz und damit das Leistungsgleichgewicht Erzeugung-Verbrauch sind im gesamten Stromnetz messbar. Tabelle zeigt die in der Arbeit betrachteten Flex-Potenziale. Es wird dargestellt, welche der dezentralen Flexibilitätspotenziale sich zur Lastverschiebung, Energieeinsparung sowie zur Zu- bzw. Abschaltung eignen und bei welchen dieser Flexibilitätspotenziale Speichermöglichkeiten vorhanden sind.

²⁰ Die Differenz zwischen der Gesamtnachfrage nach elektrischer Energie und der Menge an elektrischer Energie, die durch nicht-steuerbare erneuerbare Kraftwerke sowie durch Grundlastkraftwerke bereitgestellt wird.

Tabelle II-20: Tabelle Lastverschiebung in verschiedenen Zeitabschnitten

	Lastverlagerung	Einsparung (Strom)	Zuschalten	Abschalten	Speichermöglichkeit
PV				x	
Batteriespeicher	X		X	x	x
Wärmepumpe	X		X	x	x
E-Mobilität (vorausgesetzt das Auto befindet sich an einer Ladesäule)	X		X	x	x
Sonstige Verbraucher	X	X	X	x	(x)

Wie man Tabelle entnehmen kann, ist eine Verschiebung von Last in einen anderen Zeitabschnitt grundsätzlich bei allen Flexibilitätsoptionen, außer bei den PV-Anlagen, möglich. Auch Speichermöglichkeiten sind zumindest in begrenzter Form bei allen Anwendungen, außer bei PV-Anlagen, vorhanden. So fungiert bei Wärmepumpen die Gebäudesubstanz als Wärmespeicher oder ein Pufferspeicher, sofern vorhanden. E-Fahrzeuge können mit Hilfe der Batterie Energie speichern und auch wieder abgeben. Im Bereich intelligenter Geräte können z.B. Kühlschränke für eine gewisse Zeit Kälte speichern. Bei PV-Anlagen muss grundsätzlich ein Batteriespeicher vorhanden sein, um überhaupt Energie speichern zu können und dadurch ein Lastverlagerungspotenzial zu generieren. Positives Flexibilitätspotenzial kann durch Abschalten bzw. Abregeln bei allen Technologien zur Verfügung gestellt werden.



Abbildung II-77: Steuerinfrastruktur beim Endverbraucher (Eigene Darstellung)

Wie in Abbildung II-78 dargestellt, ist die technische Infrastruktur hier die Steuerbox, welche in Verbindung mit einem intelligenten Messsystem die Steuerinfrastruktur bei den unterbrechbaren Verbrauchern oder Erzeugern einnimmt. Die FNN-Steuerbox repräsentiert eine innovative Lösung zur Modernisierung der Energieinfrastruktur und spielt eine entscheidende Rolle bei

der Ablösung veralteter Rundsteuertechnik. Durch ihre fortschrittliche Technologie ermöglicht sie eine sichere und effiziente Steuerung von Anlagen, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) betrieben werden. Dies umfasst nicht nur das kontinuierliche Monitoring der Anlagen, sondern auch die Möglichkeit, die Momentanleistung in Echtzeit abzufragen, um eine optimale Einspeisung ins Stromnetz zu gewährleisten.

Darüber hinaus bietet die FNN²¹-Steuerbox die Flexibilität, Tarife dynamisch zu schalten, was insbesondere für die Betreiber von Wärmepumpen von Vorteil ist. Sie können somit Energie zu den kostengünstigsten Zeiten beziehen und dadurch erheblich Kosten sparen. Auch im Bereich der E-Mobilität leistet die Steuerbox einen wichtigen Beitrag, indem sie die Steuerung von Ladesäulen übernimmt und so eine intelligente und netzschonende Ladung von E-Fahrzeugen ermöglicht. Die Steuerung der Straßen- und Objektbeleuchtung ist ein weiteres Anwendungsgebiet der FNN-Steuerbox. Sie trägt dazu bei, Energie zu sparen, indem die Beleuchtung nur dann aktiviert wird, wenn sie tatsächlich benötigt wird. Dies ist nicht nur aus Kostensicht ein Vorteil, sondern unterstützt auch kommunale Energieeffizienz- und Nachhaltigkeitsziele.

Ein nicht zu unterschätzender Aspekt ist die Fähigkeit der FNN-Steuerbox, zur Auflösung von Doppelinfrastrukturen beizutragen. Indem sie eine zentrale Steuerung verschiedener Systeme ermöglicht, werden Ressourcen effizienter genutzt und die Infrastrukturkosten gesenkt. Insgesamt ist die FNN-Steuerbox ein Schlüsselement für ein intelligentes Energiemanagement und eine zukunftsfähige Netzinfrastuktur, die den Weg für eine nachhaltige Energiezukunft ebnet.

2.2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen (vor allem §14a EnWG)

Wie in Kapitel II.2.1.2 bereits dargestellt, erfordert ein Phasenwechsel in der Energiewende eine entsprechende regulatorische Anpassung der Rahmenbedingungen. Aktuell befindet sich das Energiesystem in der zweiten Phase „Flexibilisierung des Energiesystems“, jedoch ist der regulatorische Rahmen während des Phasenübergangs von der ersten in die zweite Phase nicht ausreichend weiterentwickelt worden, wodurch die heutige Rollendefinition des VNB noch aus der Zeit vor der Energiewende stammt. Daher stellt sich die Frage, wie die gesetzlichen Regelungen auf nationaler Ebene ausgestaltet werden müssen, um auf die Verschiebung der Verantwortlichkeit zu reagieren.

²¹ Die FNN Steuerbox ermöglicht eine sichere und interoperable Integration dezentraler Energieerzeuger und -verbraucher in bestehende Netze

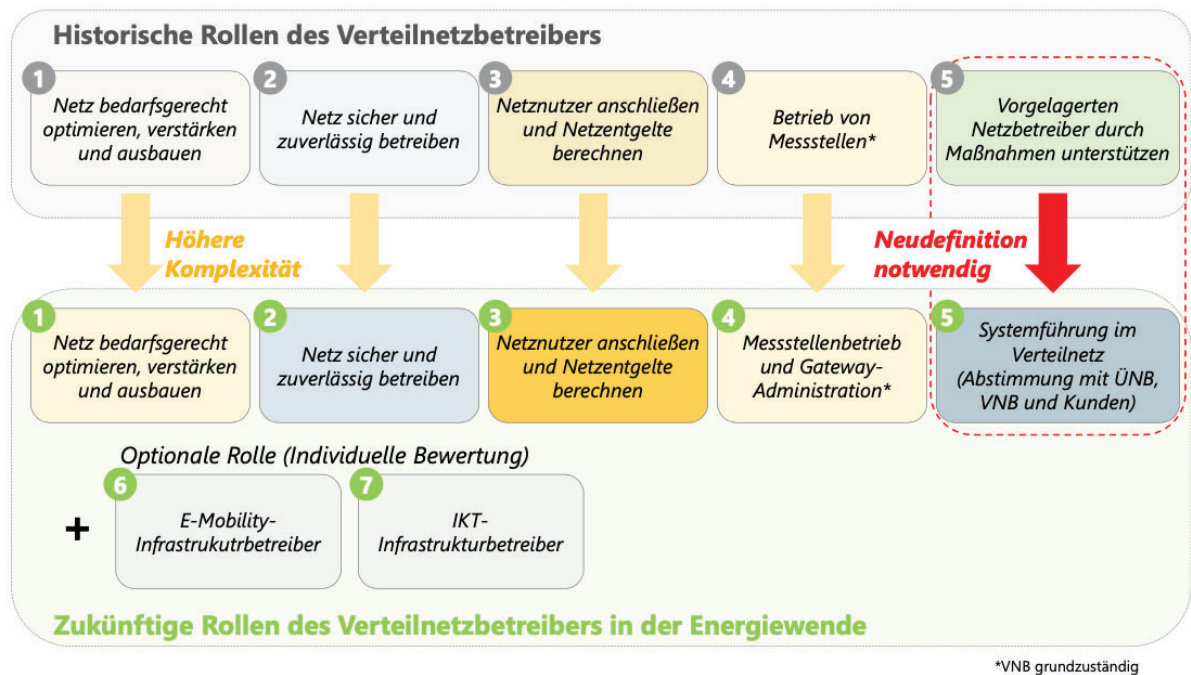


Abbildung II-78: Historische Rollen des Verteilnetzbetreibers

Grundsätzlich erhöhen sich mit einer zunehmenden Dezentralisierung des Energiesystems die Komplexität und der Aufwand bei der Ausübung der bestehenden Rollen des VNB (Rollen eins bis vier, siehe Abbildung II-79). Mit der Einführung von modernen Messsystemen geht für die VNB außerdem eine neue Aufgabe einher, und zwar die Smart Meter Gateway Administration (SMGWA), welche eine Erweiterung der vierten Rolle erforderlich macht. Als grundzuständiger Messstellenbetreiber sind Verteilnetzbetreiber (VNB) für die Verwaltung der Zähl Daten zur Betriebsoptimierung, Steuerung und Abrechnung zuständig. Im Zuge des Smart Meter-Rollouts erhalten die VNB die Aufgabe des SMGWA und sorgen damit als zentrale Eckpfeiler im intelligenten Energienetz der Zukunft für einen sicheren und korrekten Datentransfer zwischen den Marktteilnehmern. Hierbei geht es um ein hohes, angemessenes Maß an Integrität, Vertraulichkeit und Verfügbarkeit im Rahmen der Interoperabilität. Die Rolle des SMGWA ist generell dem VNB bzw. dem Messstellenbetreiber zugeordnet. Allerdings ist es auch möglich, dass Dritte sich entsprechend zertifizieren lassen und die Rolle des SMGWA im Sinne eines externen Dienstleisters übernehmen. Die Rollen sechs (E-Mobility Infrastrukturbetreiber) und sieben (IKT-Infrastrukturbetreiber) sind optionale Rollen des VNB, welche das Aufgabenspektrum erweitern können, wenn sie als nutzbringend eingestuft werden.

Daher bedarf es entsprechend einer Neudefinition des ordnungspolitischen Rahmens, siehe dazu auch Abbildung II-80.

In der Vergangenheit beschränkten sich Flexibilitätsinstrumente zur Sicherstellung der Systembilanz im Stromnetz auf kurzfristige Handelsmärkte und Regelleistungsmärkte. Ebenso wie Redispatch-Maßnahmen dienen diese Instrumente in erster Linie der Behebung von Problemen auf Höchst-, Hoch-, und Mittelspannungsebene.

GESETZLICHER SMART-METER-ROLLOUTFAHRPLAN*

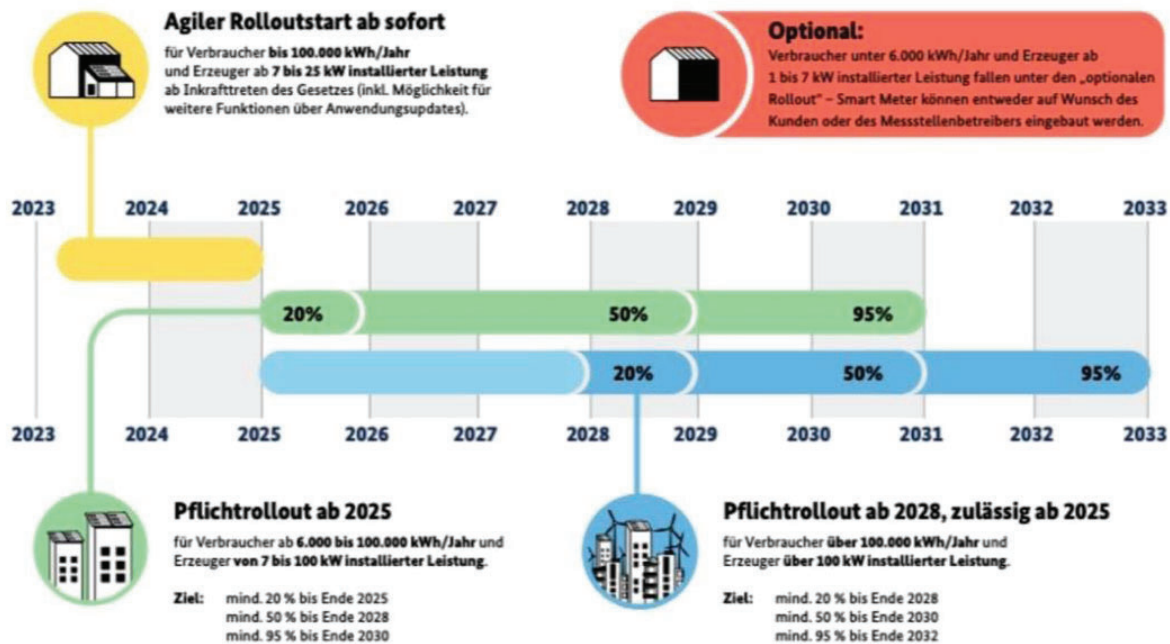


Abbildung II-79: Gesetzlicher Rolloutplan BMWK

Perspektivisch wird es aufgrund der zunehmenden Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen, neu hinzukommenden signifikanten Lasten (Wärmepumpen, E-Fahrzeuge) und Speichern verstärkt zu lokalen Netzengpässen und Betriebsmittelüberlastungen auf Verteilnetzebene kommen, siehe auch Kapitel II.2.4. Diese Situationen können nicht durch Maßnahmen im vorgelagerten Netz behoben werden. Umgekehrt kann aber der koordinierte Einsatz lokaler Maßnahmen signifikante Beiträge zur Systemstabilisierung im vorgelagerten Netz leisten. Eine zunehmende Dezentralisierung des Energiesystems muss daher von einer Stärkung der Rolle des VNB gegenüber dem ÜNB in der Verantwortung für Netzstabilität, Versorgungswiederaufbau und Engpassmanagement begleitet werden. Hierfür müssen dem VNB neue Werkzeuge zur Ausübung der Rollen in der Energiewende bereitgestellt werden.

Mit der zunehmenden Digitalisierung der Energiewende und insbesondere der Einführung sogenannter „intelligenter Messsysteme“ (iMSys) wird eine wichtige technische Voraussetzung geschaffen, um den Netzzustand auch im kleinräumigen Zusammenhang zu erfassen und lokale Flexibilitätspotenziale zu nutzen. iMSys bestehen aus der Kombination „moderner Messeinrichtungen“ zur zeitlich hochaufgelösten Erfassung von Energieströmen und einem „Smart Meter Gateway“ zur sicheren Kommunikation energiewirtschaftlich relevanter Daten. Insbesondere die Verzögerungen in der Marktverfügbarkeit von Smart Meter Gateways haben sich negativ auf die Umsetzung der Energiewende ausgewirkt.

Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) wurden am 20. April 2023 vom Bundeskabinett die Weichen für einen gesetzlich klar geregelten Smart Meter-Rollout gelegt. Zentrales Ziel dieses Gesetzes ist es, den iMSys-Rollout zu beschleunigen, die Verfahren zu entbürokratisieren und die Rechtssicherheit zu stärken. Hierzu wurde ein gesetzlich fixierter Smart Meter-Rollout-Fahrplan mit verbindlichen Zielen und definiertem Zeitrahmen verankert (siehe Abbildung II-80).

Die iMSys ermöglichen eine volkswirtschaftlich effiziente Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern und Projektteilnehmern als Basis für ein Gleichgewicht im energiewirtschaftlichen Ziel-dreieck. Die Schaffung eines rechtssicheren Rahmens und die Standardisierung von Steuereinrichtungen, Ladeeinrichtungen, Wärmepumpen und energiewirtschaftlichen Prozessen waren hier dringend erforderlich. Positiv hervorzuheben ist außerdem die Abschaffung der „3-Hersteller-Regel“, da inzwischen ein ausreichendes Angebot an SMGW vorhanden ist, wodurch eine Zertifizierung von drei voneinander unabhängigen Herstellern obsolet ist. Des Weiteren wird der „agile Rollout“ für Verbraucher bis 100.000 kWh (optional < 6.000 kWh) Jahresverbrauch und Erzeugern bis 25 kW (optional 1 bis 7 kW) installierte Leistung eingeführt. Dadurch können zertifizierte SMGW unmittelbar für die Übertragung von Strommessdaten installiert und weitere Funktionen, wie z.B. Steuern und Schalten, über Anwendungsupdates erst zu einem späteren Zeitpunkt bereitgestellt werden. Dies beinhaltet auch den späteren Beginn des Rollouts für größere Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen, um die hier bereits bestehenden Infrastrukturen (Rundsteuertechnik) nicht zu früh und unnötig zu ersetzen. Wie in Kapitel II.2.4 beschrieben, müssen Stromversorger ab 2025 verpflichtend dynamische Stromtarife anbieten, wodurch Verbraucher den Strombezug in kostengünstigere Zeiten mit hoher Erneuerbare-Energieerzeugung verlagern können. Derzeit ist dies nur für Lieferanten, welche mehr als 100.000 Letztverbraucher beliefern, verpflichtend. Mit dem GNDEW werden diese Prozesse nun beschleunigt.

Als sichere Kommunikationsplattform des Smart Meters soll die Möglichkeit geschaffen werden, das SMGW am NAP einzubauen. Dadurch können über verschiedene Schnittstellen mehrere Verbraucher wie Ladeeinrichtungen und Erzeuger am NAP kostenoptimiert gebündelt werden und selbstständig am Markt agieren. Dies ist auch im Sinne der Nachhaltigkeit, da weniger Geräte verbaut werden müssen. Des Weiteren wird die vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) vorgeschriebene, sichere Lieferkette (SiLKe) deutlich vereinfacht, deren Vorgaben den Rollout unnötig erschweren. So soll ein massentauglicher Postversand bei sicheren Lieferketten zugelassen werden. Hervorzuheben ist ebenfalls die geplante Vereinfachung des Messstellenbetriebs durch eine Modernisierung der eichrechtlichen Vorschriften.

Problematisch ist für den VNB hingegen die Anbindung von Steuerungseinrichtungen und Zusatzgeräten auf Kundenwunsch sowie die vorzeitige Ausstattung von Messstellen mit einem iMSys innerhalb einer Viermonatsfrist, da sich dies als nachhaltige Herausforderung für einen gesamteffizienten Rollout darstellt. Auch wenn in der Praxis solche Fälle selten vorkommen, sollte diese Regelung kritisch hinterfragt werden. Zudem ist für den VNB der beachtliche Zuwachs von Daten zwar in weiten Zügen positiv zu bewerten, aber vor allem im Kontext der bestehenden Preisobergrenze kritisch zu evaluieren. Die Preisobergrenze liegt für Privathaushalte und Kleinanlagenbetreiber bei maximal 20 €/a für ein iMSys, wobei die Messentgelte zwischen Anschlussnutzer und Netzbetreiber aufgeteilt werden. Die BNetzA hat zum 01. Januar 2024 eine neue Regelung für die Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen festgelegt.

2.2.3 Netzorientierte Einsatzsteuerung von Flexibilitäten im Verteilnetz

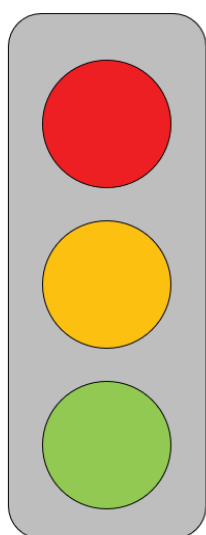
Der gesetzliche Rahmen zu Beginn des Projekts „MobiGrid“ ermöglichte VNB gemäß §13 Abs.1 Nr.2 EnWG einen Zugriff auf alle Stromerzeuger im Sinne des „Redispatch 2.0“²² ab einer Größe

²² Eingriffe in die Erzeugungsleistung von konventionellen Kraftwerken (bisher mit einer installierten Leistung größer 10 MW), um Leitungsabschnitte oder Trafos vor einer Überlastung zu schützen.

von 100 kW sowie auf alle Anlagen, die bereits durch einen Netzbetreiber ferngesteuert werden können. Stromverbraucher wurden bisher noch nicht zur Lösung von Netzenspässen eingesetzt. Lediglich zur Erbringung von Regelleistung konnten sie ihre Flexibilität anbieten, sofern sie einzeln oder durch „Pooling“ mehrerer Anlagen (§6 AbLAV) eine Leistung von mindestens 1 MW aufwiesen (§13i Absatz 2 Satz 4 EnWG) und hierfür besonders „präqualifiziert“ wurden.

Die Grundlage für die Eingriffsmöglichkeiten des VNB stellt das sogenannte Ampelmodell des BDEW dar, welches die grundlegende Interaktion von Markt und Netz anhand der Ampelphasen „grün“, „gelb“ und „rot“ formuliert, siehe dazu auch Abbildung II-81. In der grünen Phase liegen keine kritischen Netzzustände vor, sodass der VNB keine Maßnahmen ergreifen muss. In der gelben Phase machen sich Netzenspässe in definierten Netzsegmenten bemerkbar, wodurch die lokale Spannungsstabilität gefährdet ist. In dieser Phase hat der VNB die Möglichkeit der marktbasierten und vertraglich kontrahierten Nutzung lokaler Flex-Optionen. Daneben kann der Markt weiterhin verbleibende Flexibilität system- und marktdienlich nutzen. In der roten Phase liegt eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität durch lokale Netzenspässe bei unzureichenden Flexibilitätsoptionen vor, weshalb der VNB steuernd und regelnd in Betriebsmittel und in den Markt eingreifen muss.

Erläuterung VDE-Ampelmodell*



In der „Rotphase“ befindet sich das Netz bereits in einem kritischen Zustand.

- Der Netzbetreiber hat die Verantwortung das Netz durch Eingriffe zu stabilisieren (heutige Rechtslage).

In der „Gelbphase“ nähert sich das Netz einem kritischen Zustand.

- Der Netzbetreiber kann aufgrund individueller Vereinbarungen mit Prosumern das Netz stabilisieren.

In der „Grünphase“ befindet sich das Netz einem stabilen Zustand.

- Der Netzbetreiber hat keine Veranlassung einzugreifen.

Abbildung II-80: VDE-Ampelmodell

Der bisherige regulatorische Rahmen beschränkte die Eingriffsmöglichkeiten auf die Rotphase, in der sich das Netz bereits in einem kritischen Zustand befindet und unmittelbarer Handlungsbedarf besteht. Für Haushalte und Verteilnetzbetreiber (VNB) führte das zu der unbefriedigenden Situation, dass zwar technisch zunehmend Flexibilitätspotenziale im lokalen Verteilnetz aufgebaut wurden, diese aber weiterhin wie unflexible Anlagen behandelt werden mussten.

Klassische Regelung bei Netzproblemen

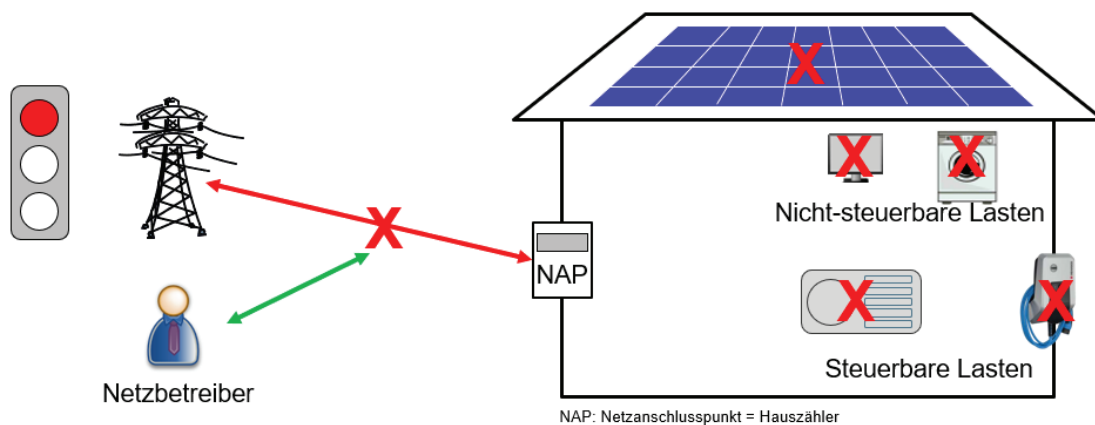


Abbildung II-81: Schaubild Klassische Regelung bei Netzproblemen

Im Fall eines kritischen Netzzustands musste der Verteilnetzbetreiber (VNB) geeignete Schaltmaßnahmen im Stromnetz ergreifen. Dadurch waren ganze Straßenzüge und alle Verbraucher der Haushalte betroffen, ohne dass hierzu eine Vorabinformation erfolgen konnte oder ein finanzieller Ausgleich für die Abschaltung erfolgte. Auch dezentrale Erzeugungsanlagen waren von der Abschaltung betroffen, soweit Haushalte nicht in eine spezielle Inselnetzfähigkeit ihrer Anlagen investiert hatten.

Ein erster Schritt zum Einbezug der Flexibilitätpotenziale kleinerer dezentraler Verbraucher wurde während der Projektdurchführung mit der Verabschiedung des §14a EnWG gemacht. Dieser legt die regulatorische Grundlage zur Einbeziehung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung zur Stabilisierung der Verteilnetze.

Grundsätzlich wird Netzbetreibern damit die Möglichkeit eingeräumt, auf alle steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die ab dem 1. Januar 2024 an das Netz angeschlossen werden (bei Altanlagen auf freiwilliger Basis), steuernd einzuwirken. Dabei werden die Anlagen jedoch nicht notwendigerweise komplett abgeschaltet, sondern lediglich in der Bezugsleistung maximal auf 4,2 kW pro Anlage (garantierte Mindestbezugsleistung) begrenzt.

Im Gegenzug wird der Netzbetreiber verpflichtet, den Betreibern steuerbarer Verbrauchseinrichtungen ein reduziertes Netzentgelt als finanzielle Kompensation anzubieten. Hierfür hat die BNetzA drei Module der Entgeltreduzierung festgelegt:

- Modul 1 bietet eine pauschale Reduzierung des Netzentgelts mit Beträgen zwischen 110 und 190 Euro pro Jahr, abhängig vom Netzgebiet.
- Modul 2 ermöglicht eine prozentuale Reduzierung des Netzentgelt-Arbeitspreises um 60 Prozent auf den Strombezug der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Hiefür ist aber die Erfassung der Strommengen über einen separaten Zählpunkt erforderlich (ggf. können mehrere steuerbare Verbrauchseinrichtungen über einen gemeinsamen Zählpunkt erfasst werden).
- Modul 3 ist ein zeitvariables Netzentgelt, das Netzbetreiber ab 2025 verpflichtend anbieten müssen und das in Kombination mit Modul 1 zur Anwendung kommen kann. Es bietet niedrigere Entgelte in Zeiten geringer Netzauslastung, um Verbraucher zu ermutigen, ihren Verbrauch entsprechend anzupassen.

Im Detail kann der steuernde Zugriff durch den Netzbetreiber auf zwei Arten erfolgen, zwischen denen die Haushalte wählen können.

Variante 1: Direkte Steuerung durch VNB nach §14a EnWG

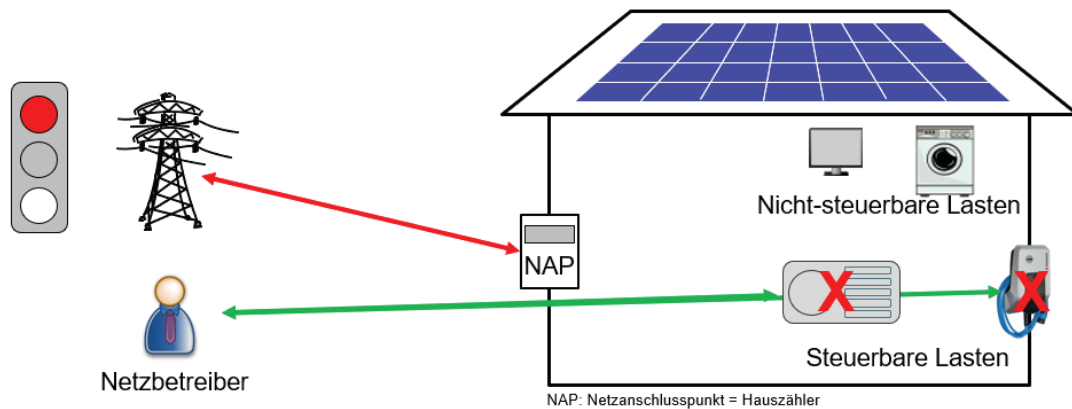


Abbildung II-82: Schaubild direkte Steuerung durch VNB nach §14a EnWG

In der ersten Variante erlaubt der Haushalt dem Netzbetreiber den direkten Zugriff auf die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Dabei muss der Haushalt die notwendigen technischen Voraussetzungen schaffen, dass eine Teilabregelung der Anlagen auf die Minimumleistung von 4,2 kW pro Anlage möglich ist. Ansonsten kann der Netzbetreiber die Anlagen auch komplett abschalten. Je nach Anlagentyp kann es Einschränkungen geben, wie häufig und für welche Zeiträume eine Abregelung der Anlagen erfolgen darf. Alle anderen Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen im Haushalt bleiben durch den Eingriff des Netzbetreibers unberührt.

Variante 2: Maximalleistungsvorgabe durch VNB nach §14a EnWG

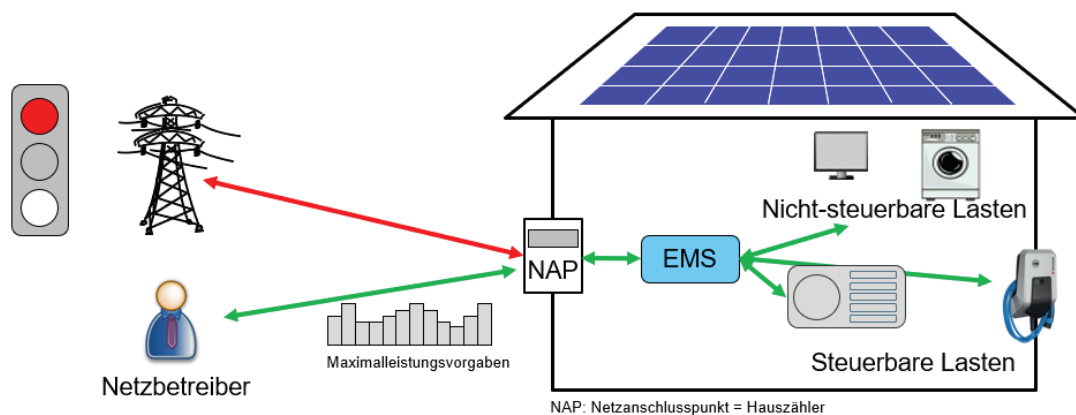


Abbildung II-83: Schaubild Maximalleistungsvorgabe durch VNB nach §14a EnWG

In der zweiten Variante erhält der Netzbetreiber keinen Zugriff auf einzelne Anlagen. Stattdessen kann der Netzbetreiber dem Haushalt einen Maximalwert des Leistungsbezugs am Netzanschlusspunkt vorgeben. Der Haushalt kann dann eigenständig über ein Energiemanagementsystem die Aufteilung der möglichen Leistung auf die verschiedenen Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen im Haushalt regeln. Diese Variante bietet dem Haushalt deutlich mehr Optimierungsmöglichkeiten, insbesondere wenn über einen Batteriespeicher in Zeiten der Leistungsbegrenzung die fehlende Leistung hausintern zur Verfügung gestellt werden kann. Außerdem kann in dieser Variante prinzipiell auch der Leistungsbezug nicht steuerbarer Verbrauchseinrichtungen zur Optimierung herangezogen werden. Voraussetzung für Variante 2 ist allerdings ein geeignetes Energiemanagementsystem, das in der Lage ist, einen komplexen Anlagenverbund zu steuern und auf eine Leistungsvorgabe unmittelbar zu reagieren. Dies ist in der derzeitigen Praxis nur bei wenigen Energiemanagementsystemen möglich. Strenggenommen muss

Variante 2 nicht zu einer Flexibilitätsbereitstellung im Haushalt führen, wenn zum Zeitpunkt der Maximalleistungsvorgabe der geplante Netzbezug unterhalb dieser Schwelle liegt.

Sowohl in Variante 1 als auch Variante 2 darf der Netzbetreiber erst aktiv werden, wenn bereits eine Rotphase im Netz eingetreten ist. Entsprechend kann keine Vorabinformation der Haushalte erfolgen. Jeder Eingriff muss sorgfältig dokumentiert werden und Steuerungsmaßnahmen müssen diskriminierungsfrei durchgeführt werden, d. h. alle Haushalte im betroffenen Netzgebiet müssen gleichzeitig angesteuert werden. Sollten Steuerungsmaßnahmen häufiger erfolgen, wird der Netzbetreiber verpflichtet, einen Ausbau der betroffenen Netze zu planen.

Mit dem §14a EnWG wurde ein probates Instrument geschaffen, um beim Auftreten von Netzengpässen kurzfristig Flexibilitätspotenziale in Haushalten nutzen zu können und dafür eine finanzielle Kompensation zu gewähren. Die kleinen Zeitfenster (3 Minuten) zwischen Erkennen einer kritischen Netzsituation und dem Ergreifen von Gegenmaßnahmen schränken diese aber weitgehend auf direkte Steuermaßnahmen ein.

2.2.4 Marktliche Steuerung von Flexibilitäten im Verteilnetz

Mit der weiteren Digitalisierung in Stromverteilnetzen und der Weiterentwicklung von Energiemanagementsystemen wird es möglich sein, zunehmend verlässliche Prognosen zur Entwicklung des Netzzustandes zu bilden und darauf eine präventive Flexibilitätsnutzung aufzubauen, die prädictiv verhindert, dass das Stromnetz in einen kritischen Netzzustand gerät.

Diese Intention wurde auch im Projekt „*MobiGrid*“ verfolgt.

Seitens des Gesetzgebers ist beabsichtigt, mit der Ausarbeitung eines §14c EnWG die regulatorischen Grundlagen für einen marktlichen Prozess der Nutzung von Flexibilitätspotenzialen im Verteilnetz zu legen. Wie dieser Prozess gestaltet werden wird, ist derzeit noch weitgehend offen. Im Projekt „*MobiGrid*“ wurden verschiedene Optionen hierzu entwickelt und mit Haushalten in Workshops diskutiert.

Die diskutierten Optionen sollten drei wesentlichen Gesichtspunkten genügen:

- Neben einem netzdienlichen Flexibilitätsbedarf soll auch eine marktorientierte Flexibilitätsnutzung (z. B. Handel an Intraday-Märkten, lokale Pufferung von EE-Strom in Energie-Communities etc.) unterstützt werden. Dabei sollte im Bedarfsfall der netzdienliche Flexibilitätsbedarf Priorität erhalten.
- Haushalte sollten mit einem ausreichenden zeitlichen Vorlauf über einen Flexibilitätsbedarf informiert werden, um ihr Verbrauchsverhalten entsprechend anpassen zu können. Dies sollte bevorzugt in einem vollautomatisierten Prozess erfolgen.
- Der Prozess sollte transparent und durch die Haushalte entsprechend der eigenen Verbrauchspräferenzen gestaltet werden können, um eine möglichst hohe Akzeptanz zu schaffen.

Variante 3: Marktparallele Steuerung durch VNB nach §14c EnWG

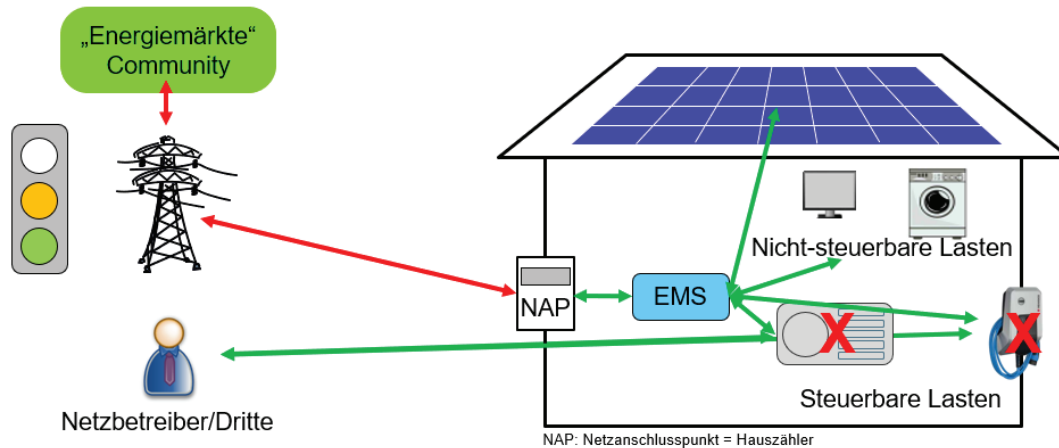


Abbildung II-84: Schaubild Marktparallele Steuerung durch VNB nach §14c EnWG

Relativ nah an den Regeln des §14a EnWG läge die erste Option (Variante 3) zur Gestaltung des §14c EnWG. Danach könnte ein Netzbetreiber, aber auch Dritte individuelle Konditionen aushandeln, um steuernden Zugriff auf die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zu erhalten. Dabei könnte entweder ein festes Vergütungsschema oder eine auf die jeweilige Einzeltransaktion bezogene Preisfindung vereinbart werden. Letzteres würde in eine Form des Flexibilitätshandels münden. Parallel könnte der Haushalt über sein Energiemanagement an Energiemärkten teilnehmen, diese Teilnahme aber nicht durch §14c EnWG reguliert werden. Der steuernde Zugriff durch Dritte könnte z.B. zum Pooling von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in virtuellen Kraftwerken genutzt werden, bliebe aber auf eine Flexibilitätserbringung durch Laststeuerung beschränkt. Im Fall eines kritischen Netzengpasses müsste die Steuerung durch den Netzbetreiber Priorität erhalten.

Variante 4: Marktliche Kontrahierung von Flexibilitätsprofilen nach §14c EnWG

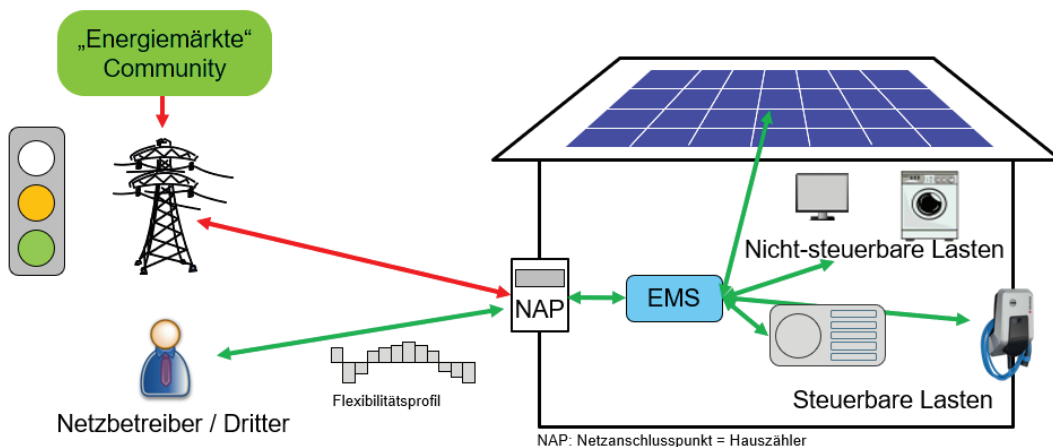


Abbildung II-85: Schaubild Marktliche Kontrahierung von Flexibilitätsprofilen nach §14c EnWG

Variante 4 stellt die komplexeste Form der Flexibilitätseinsatzsteuerung dar. Während in Variante 2 der Netzbetreiber Maximalleistungswerte am Netzzugangspunkt vorgegeben hatte, würde in Variante 4 mit dem Haushalt ein Flexibilitätsprofil kontrahiert werden. Ein Flexibilitätsprofil stellt dabei eine Abweichung vom ursprünglich vorgesehenen Leistungsprofil dar. Im Gegensatz zu allen anderen Varianten könnten so auch Flexibilitätsbeiträge durch Steuerung des Einspeiseverhaltens einbezogen werden. Flexibilitätsprofile könnten vom Netzbetreiber und Dritten kontrahiert und im Energiemanagementsystem des Haushalts konsolidiert werden.

So könnte z.B. ein Direktvermarkter für PV-Strom ein Einspeiseprofil in Abhängigkeit von den Strommarktpreisen kontrahieren, während gleichzeitig der Netzbetreiber ein Lastprofil kontrahiert.

Die Kontrahierung eines Flexibilitätsprofils als Abweichung vom geplanten Leistungsprofil setzt voraus, dass letzteres durch geeignete Prognoseinstrumente erstellt und zumindest dem Netzbetreiber bekannt gemacht oder vom Netzbetreiber aufgrund historischer Bezugsdaten des Haushalts selbst ermittelt wird. Außerdem stellt sich die Herausforderung, die erfolgte Bereitstellung der Flexibilität zu dokumentieren. Es wird in der Praxis schwer oder nur mit hohem Aufwand nachvollziehbar sein, ob eine Abweichung vom prognostizierten Leistungsprofil aufgrund einer gezielten Steuerungsmaßnahme im Haushalt oder zufällig zustande kam.

Der Vorteil von Variante 4 wäre aber, dass der Netzbetreiber gezielt nur die Haushalte für Flexibilitätsbeiträge heranziehen könnte, die zum fraglichen Zeitpunkt auch ein Flexibilitätspotenzial besäßen. Ggf. könnte auch die physikalische Wirksamkeit der Flexibilitätsbeiträge aufgrund der Lokation im Verteilnetz bei dieser Auswahl herangezogen werden.

Aufgrund der Komplexität der mit Variante 4 verbundenen Herausforderungen stellt diese aus Sicht des Projekts „MobiGrid“ eher ein Gedankenexperiment für die fernere Zukunft dar.

Es ist allerdings zu erwähnen, dass das im Projektverlauf entwickelte Verfahren zur netzorientierten Steuerung einem präventiven Netzengpassmanagement²³ entspricht und daher eher im Bereich der Regelungen des §14c EnWG (marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen) verortet ist, während die netzorientierte Steuerung²⁴ nach §14a EnWG gemäß BNetzA nur bei unmittelbar bevorstehenden Netzengpässen zum Einsatz kommen soll. Außerdem wird nach §14a EnWG eine gleichmäßige Aussteuerung von Flexibilitäten innerhalb eines bestimmten Netzbereichs vorgeschrieben. Diese Forderung wurde im Projekt „MobiGrid“ explizit nicht zugrunde gelegt, da u.a. untersucht wurde, inwieweit eine Priorisierung von Flexibilitäten nach technischen Kriterien die insgesamt notwendigen Leistungsänderungen reduzieren kann.

Wie bereits beschrieben, sollte in allen marktlichen Varianten der Flexibilitätseinsatzsteuerung ein Mechanismus etabliert werden, der einer netzorientierten Flexibilitätssteuerung im Bedarfsfall Priorität einräumt.

Die Diskussion der verschiedenen Steuerungsvarianten mit Haushalten ergab keine eindeutige Präferenz für eines der Modelle. Einig waren sich die Haushalte darin, dass die bisherige Praxis, im Bedarfsfall ganze Netzbereiche durch den Verteilnetzbetreiber abzuschalten, durch bessere Varianten ersetzt werden müsse.

In der Diskussion wurden zwei gegenläufige Bedürfnisse deutlich. Zum einen möchten Haushalte möglichst viel eigenen Gestaltungsspielraum behalten und in jedem Fall deutliche Komforteinbußen vermeiden. Zum anderen scheuen Haushalte vor der Komplexität zurück, sich mit ihrem Verbrauchsverhalten und der Steuerung ihrer Anlagen auseinanderzusetzen. Es erscheint daher sinnvoll, unterschiedliche Modelle zum Einsatz steuerbarer Verbrauchseinrichtungen vorzusehen, die den Bedürfnissen unterschiedlicher Haushaltsgruppen entgegenkommen. Ebenfalls erscheint es möglich, dass sich aus diesen widersprüchlichen Bedürfnissen

²³ Innerhalb der Netzbetriebsführung getroffene Maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen.

²⁴ Im Kontext des Projekts „MobiGrid“: Die Anpassung der Wirkleistung von einer oder mehreren Flexibilitäten zur Vermeidung von Netzengpässen.

Optionen für neue Geschäftsmodelle ergeben, in denen die Flexibilitätsbereitstellung aus einem Haushalt durch einen Dienstleister erbracht wird, der sich den wirtschaftlichen Nutzen daraus mit dem Haushalt teilt.

2.2.5 Einsatzplanung von Flexibilitäten (wirtschaftlich, technisch, Akzeptanz-Kriterien)

Die Einsatzplanung von netzdienlichen Flexibilitäten durch den VNB wird von wirtschaftlichen, technischen, regulatorischen sowie Akzeptanz-Kriterien und weiteren makroökonomischen Faktoren bestimmt. Hierbei sind auch die Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks (Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit) zu berücksichtigen. Grundsätzlich muss der Netzbetreiber technisch in der Lage sein, den Flexibilitätsbedarf zu erkennen sowie zu steuern und regulatorisch berechtigt sein, Flexibilitäten netzdienlich zu nutzen. Außerdem muss ein Anreiz zur Nutzung von Flexibilitäten bestehen. Der Netzbetreiber muss zudem berechtigt sein, den flexiblen Netznutzern einen Vorteil für netzdienliches Verhalten zu gewähren. Die PESTEL-ANALYSE in Abbildung II-87 zeigt einen Überblick über das gesamte makroökonomische Umfeld und dessen Einflussfaktoren auf die Einsatzplanung von Flexibilitäten.

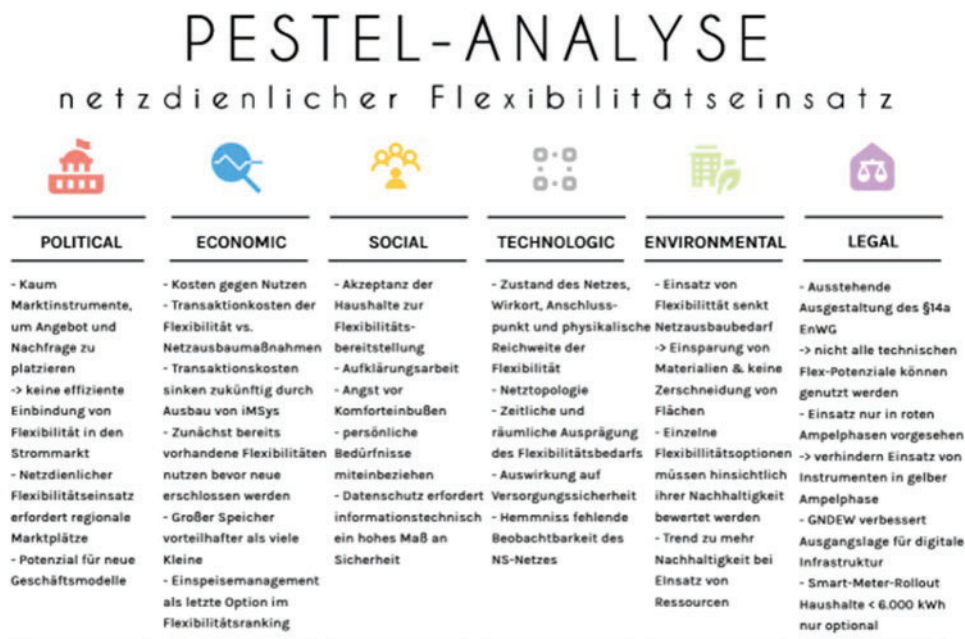


Abbildung II-86: PESTEL-Analyse zum netzdienlichen Flexibilitätseinsatz

Dabei gilt der Betriebszustand des Stromnetzes als Indikator für den Verteilnetzbetreiber (VNB), ob und in welchem Maße Flexibilitäten oder gesetzlich gewährte Steuerungs- und Regelungsmechanismen zur Vermeidung von Netzengpässen eingesetzt werden können. Die digitale Erfassung und Modellierung der Stromverteilnetze und der zeitlichen Verteilung der Komponentenbelastungen stellt die Grundvoraussetzung dar, um den Flexibilitätsbedarf und sinnvolle netzdienliche Flex-Optionen identifizieren zu können.

Da kritische Netzzustände lokal auftreten, können sie auch nur durch den lokalen Einsatz von netzdienlichen Flexibilitäten entschärft werden. Aus diesem Grund müssen beim Flexibilitätsabruf der Wirkort und die physikalische Reichweite der Flexibilität sowie die örtlichen Gegebenheiten des Netzes, die sogenannte Netztopologie, berücksichtigt werden. Das heißt, die Anzahl an Verbrauchern, die netztechnisch auf einen Engpass einwirken können, ist begrenzt

und muss im Vorhinein bestimmt werden. Dabei ist auch die zeitliche und räumliche Ausprägung des Flexibilitätsbedarfs für den Verteilnetzbetreiber (VNB) von größter Bedeutung, um ein sinnvolles Flexibilitätsranking zu identifizieren.

Im Sinne der Versorgungssicherheit im energiepolitischen Zieldreieck ist, neben der Fähigkeit zur Residuallastverringerung, die mögliche Dauer der Leistungsänderung besonders relevant. Je länger die Verschiebedauer, desto besser ist dies im Sinne der Versorgungssicherheit zu bewerten. Problematisch ist derzeit vor allem die fehlende Beobachtbarkeit der NS-Netze, welche die Basis für darauf aufbauende Konzepte zur Regelung von Flexibilitätsoptionen darstellt.

Bei der Bereitstellung von Flexibilität sind im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit die volkswirtschaftlichen Kosten und der Nutzen gegenüberzustellen. Um die Vorteilhaftigkeit einer Flex-Option beurteilen zu können, werden die zwei Systemzustände, also mit und ohne Einsatz der Flexibilität, hinsichtlich ihrer Gesamtkosten verglichen. Dabei sind die Transaktionskosten der Flexibilität entscheidend, denn diese bestimmen, ob es in gewissen Netzabschnitten sinnvoll ist, Flexibilität netzdienlich einzusetzen oder ob langfristig gesehen Netzverstärkungsmaßnahmen ökonomisch vorteilhafter sind. Hierbei gilt es zu beachten, dass die Transaktionskosten in Zukunft insbesondere zur Messung und Steuerung von Anlagen mit dem Vorhandensein von iMSys und korrespondierender Steuertechnologie stark sinken werden, wenn die notwendige Infrastruktur ohnehin zukünftig auch bei kleineren Verbrauchern mit einem Jahresverbrauch über 6.000 kWh und bei Erzeugern ab 7 kW vorhanden ist.

Obgleich Stromspeicher die in ihrer Nutzung variabelste Flexibilitätsoption sind, ist es aufgrund ihrer zusätzlich anfallenden Investitionskosten ökonomisch sowie ökologisch sinnvoller, zunächst bereits vorhandene Flexibilitätspotenziale auf der Nachfrageseite durch Umrüstung bestehender Anlagen vollständig zu nutzen und erst dann in Speicher zu investieren. Zudem ist technisch und volkswirtschaftlich gesehen ein Quartierspeicher vorteilhafter als viele kleine Batterien am Ende der Verteilnetze, da es zum einen bei Batterien eine relevante Kostendegression bei größeren Einheiten gibt und zum anderen im Stromnetz eine Vergleichsmäßigung von Erzeugungs- und Lastspitzen stattfindet, die kostenfrei genutzt werden kann. Batterien an zentralen Knoten im Stromnetz können kleiner ausgelegt werden als beim Stromkunden direkt. Zudem sollte die Abregelung von Erneuerbaren Energien aufgrund von hohen finanziellen Aufwendungen, die über die Netzentgelte an die Endverbraucher weitergegeben werden, die letzte Möglichkeit im Flexibilitätsranking darstellen.

Eine weitere Herausforderung bei der Einsatzplanung von Flexibilitätspotenzialen besteht in der dafür erforderlichen Akzeptanz der Bewohner. Technisch können noch so ausgereifte Lösungen zur Hebung kleinteiliger Flexibilitäten vorliegen, wenn die Bereitschaft zur Flexibilitätsbereitstellung bei den Haushalten nicht gegeben ist. Im Projekt *ReFlex* wurden die Besitzer von PV-Anlagen auf ihre Bereitschaft untersucht, ihre steuerbaren Anlagen zur Flexibilitätsnutzung bereitzustellen. Die Ergebnisse sind in Tabelle II–19: Relevanz der einzelnen Maßnahmen und Kriterien für die Entscheidung zur Flex-Bereitstellung graphisch dargestellt.

Tabelle II-21: Relevanz der einzelnen Maßnahmen und Kriterien für die Entscheidung zur Flex-Bereitstellung

	Monetäre Anreize	Komfort-verlust	Einfluss-nahme	Anzahl Abrufe	Infor-mations-material
Batteriespei-cher	• •	•	• •	•	• • •
Wärmepumpen	•	• • •	• •	•	• •
Heimspeicher	• •	• • •	• • •	•	• • •
stationäre Lade-säulen	•	• • •	•	• •	• • •
Wallboxen	• •	•	• • •	• • •	• • •
PV-Anlagen	• • •	• • •	• • •	• • •	• • •
Quartier-speicher	• • •	•	• • •	• • •	• • •

Die Analyse der Daten zeigte, dass die Haushalte einer Flexibilitätsbereitstellung grundsätzlich eher skeptisch gegenüberstehen. Nur etwa die Hälfte der Teilnehmer entschied sich für einen der angebotenen Flex-Optionstarife. Die Ergebnisse wiesen jedoch darauf hin, dass ein Unterschied zwischen Besitzern von Batteriespeichern und Besitzern von E-Pkw und Wärmepumpen besteht. Während die Besitzer von Batteriespeichern eher dazu bereit waren, diese als Flexibilität anzubieten, wollten Besitzer von E-Pkw und Wärmepumpen kaum Eingriffe zulassen. Durch eine Aufklärung der Teilnehmer über den ökologischen Nutzen der Flexibilitätsbereitstellung konnte unter den Besitzern von Wärmepumpen die Teilnahmebereitschaft gesteigert werden. Bei E-Fahrzeugen blieben die Besitzer über alle Gruppen hinweg skeptisch. Sowohl die Anzahl der erlaubten Flexibilitätsabrufe als auch die monetären Anreize hatten nur einen geringen Einfluss auf die Entscheidung. Hingegen steigerte die Möglichkeit der persönlichen Einflussnahme, z.B. durch das Verhindern von Abrufen, die Bereitschaft zur Flexibilitätsbereitstellung. Insgesamt wird deutlich, dass die Angst vor möglichen Komforteinbußen ein großes Hemmnis für die Bereitstellung von Flexibilität darstellt. Bei E-Pkw ist hierbei die Befürchtung vor kürzeren Reichweiten durch Eingriffe in den Ladeprozess vorherrschend, gefolgt von Komforteinbußen durch den Eingriff in die Nutzung von Wärmepumpen.

Informationstechnisch muss ein hohes Maß an Sicherheit gemäß den Regeln des BSI gewährleistet sein, um die Daten und somit die Privatsphäre der Haushalte zu schützen, aber auch um Cyberangriffe und Störungen abzuwehren. Des Weiteren stehen der Einsatzplanung von Flex-Potenzialen rechtliche Barrieren entgegen, vor allem im Rahmen der noch ausstehenden Ausgestaltung des §14a EnWG. Diese verhindern, dass die Einsatzplanung frei von regulatorischen Einschränkungen erfolgen kann und bewirken, dass nicht alle technisch möglichen Flex-Optionen derzeit tatsächlich miteinbezogen werden können. Zudem ist die Nutzung von Flexibilitäten im Augenblick in einer gelben Ampelphase nicht vorgesehen, wodurch Instrumente wie zeitvariable Netzentgelte oder die planwertbasierte Leistungsbegrenzung nicht eingesetzt werden können. Überdies gibt es auch im Hinblick auf die Ausgestaltung des §14a EnWG zwei unterschiedliche Standpunkte über die Art der Steuerung von flexiblen Verbrauchseinrichtungen, wobei nur die zentrale Steuerung der Flexibilitäten langfristig gesehen operativ für den VNB zu

bewerkstelligen ist. Die Einzelansteuerung von Flexibilitäten kann nur in der Übergangsphase in Betracht gezogen werden.

Der fehlende Rahmen zur Digitalisierung der Energiewende war lange das größte regulatorische Hemmnis. Dieses wird mit der Verabschiedung des Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) in die richtige Richtung gelenkt. Für eine flächendeckende Flexibilisierung des Niederspannungsnetzes ist der Smart Meter Rollout in allen Haushalten notwendig.

Ein weiterer Punkt bei der Einsatzplanung von Flexibilitäten ist, dass derzeit kaum Marktinstrumente auf Verteilnetzebene existieren, über die die beteiligten Akteure Nachfrage und Angebot platzieren können und die einen technologieneutralen Wettbewerb der Flexibilitäten ermöglichen. Um kritische Netzsituationen zu vermeiden, sind perspektivisch regionale Marktplätze, auf denen lokale Flexibilitätsoptionen angeboten und durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) nachgefragt werden können, notwendig. Vor diesem Hintergrund ist eine effiziente Einbindung von Flexibilität in den Strommarkt derzeit noch sehr schwierig. Aufgrund der diversen ungeklärten Punkte in Bezug auf die Einsatzplanung von Flexibilitäten gibt es in diesem Bereich ein großes Potenzial für neue Geschäftsmodelle.

Ökologisch gesehen senkt der Einsatz von Flexibilität den Netzausbaubedarf und trägt somit zu einer Einsparung von Materialien wie z.B. Kupfer bei und beugt einer Zerschneidung von Flächen entgegen. Trotzdem sollten auch einzelne Flexibilitätsoptionen hinsichtlich ihrer Nachhaltigkeit bewertet werden und Faktoren wie der Ressourcenbedarf verschiedener Technologien sowie deren Effizienz bei der Energieumwandlung mit einbezogen werden. So sind beispielsweise viele Batterietypen in ökologischer Hinsicht problematisch, da sie Schwermetalle und seltene Erden enthalten. Die Entwicklung der Speichertechnologien ist allerdings in den letzten Jahren vorangeschritten und der Trend geht zu mehr Nachhaltigkeit, z.Bsp. durch die Verwendung alternativer Rohstoffe, Steigerung der Recyclingquote und Second-Life-Anwendungen. Zudem wird mit der Marktreife weiterer Technologien mit einer steigenden Energiedichte der Batteriespeicher gerechnet. Bei Wärmepumpen wird derzeit der Einsatz von weniger umweltschädlichen Kältemitteln erforscht.

2.3 Bestimmung von Flexibilitätsbedarf im Rahmen der Einsatzplanung

Der Einsatz von Flexibilität dient im Projektkontext dem Ziel der Vermeidung von Netzengpässen durch Leistungsanpassung steuerbarer Anlagen. Er wird im Folgenden auch als präventives Engpassmanagement oder Netzengpassmanagement bezeichnet. Das folgende Kapitel beschäftigt sich mit den Verfahren, Methoden und Modellen zur Bestimmung dieses netzdienlichen Flexibilitätsbedarfs. Zu Beginn wird erläutert, auf welche Weise ein Bedarf an Flexibilität entsteht. Daran anschließend wird der Flexibilitätsbedarf als Optimierungsproblem beschrieben und ein Optimierungsmodell dazu entwickelt. Den Abschluss bildet die Lösung des Optimierungsproblems unter Verwendung einer Heuristik.

2.3.1 Definition Flexibilitätsbedarf

Im Projektkontext entsteht ein qualitativer Bedarf an Flexibilität, sofern sich ein Netzengpass nicht durch klassische Netzengpass-Managementmaßnahmen des Netzbetreibers beseitigen bzw. vermeiden lässt. Bei dem Flexibilitätsbedarf handelt es sich konkret um den Anpassungsbedarf von Bezugs- und Einspeiseleistung steuerbarer Anlagen, was im weiteren Verlauf genauer beschrieben wird. Um diesen Bedarf zu identifizieren, werden ausgehend von einer

Erzeugungs- und Lastprognose in 15-Minuten-Intervallen Knotenspannungen sowie Strom- und Leistungsflüsse im Stromnetz berechnet. Anschließend werden sie mit einstellbaren Grenzwerten verglichen, um normativ und anwenderspezifisch unzulässige Über- oder Unterschreitungen und damit Netzengpässe festzustellen. Diese Grenzwertverletzungen dienen als Grundlage für die Bestimmung von Flexibilitätsbedarfen. Die Quantifizierung dieses Bedarfs bildet den Kernpunkt der Modellbildung.

Die Quantifizierung von Flexibilitätsbedarfen muss den Bestimmungen des EnWG²⁵ folgen, nachdem die Energieversorgung so wirtschaftlich und sicher wie möglich erfolgen soll. Hier muss insbesondere die Vorgabe des EnWG nach §49 Absatz 2 beachtet werden: *„(1) Energieanlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten.“* und daran anschließend *„(2) Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von 1. Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., (Anm.d.Aut.: VDE) ... eingehalten worden sind.“*

Die Ermittlung des konkreten Bedarfs einer spezifischen Flexibilität erfordert jedoch die Kenntnis über die elektrische Wirkung der Flexibilität auf den Wirkort²⁶, da die Höhe ihres Beitrags u.a. von Ihrem Einbauort, d.h. vom Netzanschlusspunkt (NAP) im Stromnetz abhängt. Die Wirkung selbst wird über die Sensitivität ausgedrückt. Sie wird mithilfe einer Sensitivitätsanalyse, die im folgenden Kapitel beschrieben wird, berechnet. Sind die Sensitivitäten bekannt, können mit ihrer Hilfe die Flexibilitätsbedarfe quantifiziert werden. Der Flexibilitätsbedarf ist keine zeitlich unabhängige, sondern eine volatile Größe, abhängig von den zeitveränderlichen Einspeise- und Bezugsleistungen im Stromnetz. Er ist immer davon abhängig welche Flexibilitäten zum Einsatz kommen, d.h. abhängig von deren Verfügbarkeiten. Dementsprechend kann sich der Bedarf ändern, sofern eine Flexibilität zu Ihrem Einsatzzeitpunkt nicht mehr zur Verfügung steht und deshalb eine andere Flexibilitätsoption genutzt werden muss.

Setzt man in Anlehnung an die Festlegung der Bundesnetzagentur zur Ausgestaltung von §14a EnWG eine Teilnahmeverpflichtung aller Anschlussnehmer voraus, die eine steuerbare Verbrauchseinrichtung betreiben, so ergibt sich je nach Stromnetz eine Vielzahl an Flexibilitätsoptionen. Ihr Flexibilitätpotenzial ist jedoch aufgrund der eher geringen Nennleistung der Anlagen in Niederspannungsnetzen, wie beispielsweise 11 kW Ladesäulen, eher gering und nicht als gesichert anzunehmen, sondern u.a. abhängig von dem individuellen Nutzungsverhalten des Anlagenbetreibers. Zudem kann in komplexen Netzstrukturen der Bedarf an Flexibilität zur Bewirtschaftung eines Netzengpasses in Abhängigkeit der einzusetzenden Flexibilitäten stark variieren. Eine schnelle und zuverlässige Ermittlung dieser variablen Bedarfe ist daher für ein Niederspannungs-Netzengpassmanagement wichtig, das künftig auf dem Einsatz vieler Flexibilitäten mit geringer Nennleistung beruht.

2.3.2 Sensitivitätsanalyse als Grundlage zur Bedarfsbestimmung – Prozessschritt 4

Die Sensitivitätsanalyse ist in naturwissenschaftlichen Disziplinen ein etabliertes Verfahren, um herauszufinden, wie empfindlich ein physikalisches System auf Veränderungen der Eingangsparameter reagiert. In Stromnetzen ist sie hilfreich, um die Auswirkungen kleiner Änderungen der

²⁵ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)

²⁶ Der Wirkort ist bei der betrachteten Fragestellung der Ort im Stromnetz, an dem die Grenzwertverletzung auftritt, also der Netzengpass

Randbedingungen²⁷ auf den Netzzustand eines elektrischen Energieversorgungsnetzes zu untersuchen. Sie ist damit ein geeignetes Werkzeug zur gezielten Korrektur des Netzzustandes. Eine ausführliche Beschreibung der Sensitivitätsanalyse in Bezug auf elektrische Energieversorgungsnetze findet sich z.B. in [16] oder [17]. In diesem Bericht wird die Sensitivitätsanalyse in Bezug auf die Quantifizierung von Flexibilitätsbedarfen beschrieben. Sie dient damit der Ermittlung der elektrischen Wirkung einer Flexibilitätsmaßnahme auf einen Netzengpass. Dafür bietet es sich an, zwischen der Knotenspannungssensitivität und der Zweigstromsensitivität zu unterscheiden.

„Die Knotenspannungssensitivität ist das Verhältnis zwischen der Änderung des Betrags der Knotenspannung U_i an einem Netzknoten i und der Änderung der Steuergröße $s_{geg,j}$ an einem Knoten j . Die Änderung der Knotenspannung wird dabei allein durch die Änderung der Steuergröße verursacht.“

„Die Zweigstromsensitivität ist das Verhältnis zwischen der Änderung des Betrags des Zweigstromes I_{ik} eines Netzzweiges²⁸ ik zwischen den Knoten i und k und der Änderung der Steuergröße²⁹ $s_{geg,j}$ an einem Knoten j . Die Änderung des Zweigstromes wird dabei allein durch die Änderung der Steuergröße verursacht.“

Die elektrische Wirkung der Flexibilität auf den Wirkort ist insbesondere von der Topologie des Stromnetzes abhängig. Um den Einfluss aller Flexibilitäten auf jeden Knoten und jeden Zweig im Stromnetz quantifizieren zu können, ist die Berechnung vieler Sensitivitäten notwendig. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, eine Sensitivitätsanalyse durch eine Vielzahl von Lastflussberechnungen pro 15-Minuten-Intervall mit veränderten Eingangsdaten durchzuführen. Nachteilig ist hierbei, dass die Anzahl der notwendigen Berechnungen und damit der Rechenaufwand proportional mit der Anzahl der Flexibilitäten ansteigt.

Obwohl das im Projekt entwickelte Verfahren präventiv auf Basis von Leistungsprognosen arbeitet, sollen gemäß der Prozesslandkarte in Kapitel III.1.1 kurzfristige Aktualisierungen der Prognosen bei Bedarf möglich sein. Hieraus ergibt sich die Anforderung einer möglichst geringen Rechendauer des Netzberechnungsprogramms für den festgelegten Prognosezeitraum von 5 Tagen. In Anlehnung an die Festlegungen der Bundesnetzagentur zu einer Flexibilitätssteuerung nach §14a EnWG sollte eine Rechenzeit von 3 Minuten³⁰ für ein 15-Minuten-Intervall nicht überschritten werden.³¹ Um den Anforderungen an die Rechenzeit, u.a. aufgrund der Größe des betrachteten Feldtestgebietes, zu begegnen, erfolgt die Sensitivitätsanalyse im Rahmen des Projekts „MobiGrid“ auf Basis einer Linearisierung der Leistungsgleichungen

²⁷ Beispiele für geänderte Randbedingungen sind z.B. eine Erhöhung oder Verringerung von Bezugs- oder Einspeiseleistung, die Veränderung des Verschiebungsfaktors einer Erzeugungsanlage oder die Stufung eines Transformatorstufenstellers.

²⁸ Ein Netzzweig wird durch ein Betriebsmittel repräsentiert, welches zwei Netzknoten miteinander verbindet, beispielsweise eine Leitung.

²⁹ Die Änderung der Steuergröße ergibt sich z.B. in Form der Änderung der Ladeleistung einer Ladestation.

³⁰ Dabei werden 2 Minuten Puffer für die Kommunikation zwischen den Teilsystemen, zu externen Diensten und zu den einzelnen Anlagen eingeplant.

³¹ Eine Erweiterung des entwickelten Verfahrens hin zu einer Ultima-Ratio-Anwendung im Rahmen des §14a EnWG ist denkbar.

(Linearisierungsansatz). Durch diese kann bei der Berechnung von Flexibilitätsfahrplänen grundsätzlich eine beliebige Kombination von Wirk- und Blindleistungsanpassungen berücksichtigt werden.

Im Folgenden wird die Sensitivitätsanalyse genauer beschrieben. Auf die Unschärfen des Linearisierungsansatzes, der aus der Sensitivitätsanalyse resultiert, wird als Teilergebnis des Projektes in Kapitel III.2 näher eingegangen.

Knotenspannungs-Sensitivitätsanalyse

Bei der Berechnung der Knotenspannungs-Sensitivitäten besteht das betrachtete System i.d.R. aus m nichtlinearen Systemgleichungen, die in dem Funktionenvektor $\mathbf{f}(\mathbf{u}, \mathbf{s}_{geg})$ zusammengefasst werden. Dieser ergibt sich aus der Leistungsgleichung eines Netzknotens i entsprechend **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** in einem Stromnetz mit m Knoten in Matrixschreibweise für eine einphasige Nachbildung eines dreiphasigen Systems unter der Bedingung symmetrischer Betriebsmittel und eines symmetrischen Netzzustands (Mitsystem der symmetrischen Komponenten).

$$\mathbf{f}(\mathbf{u}, \mathbf{s}_{geg}) = \begin{pmatrix} \underline{s}_1 \\ \underline{s}_2 \\ \vdots \\ \underline{s}_j \\ \vdots \\ \underline{s}_m \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \underline{s}_{geg,1} \\ \underline{s}_{geg,2} \\ \vdots \\ \underline{s}_{geg,j} \\ \vdots \\ \underline{s}_{geg,m} \end{pmatrix}$$

$$= \begin{pmatrix} \underline{U}_{LL,1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{U}_{LL,2} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \underline{U}_{LL,j} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \underline{U}_{LL,m} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdots & \underline{Y}_{1i} & \cdots & \underline{Y}_{1m} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \cdots & \underline{Y}_{2i} & \cdots & \underline{Y}_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{j1} & \underline{Y}_{j2} & \cdots & \underline{Y}_{ji} & \cdots & \underline{Y}_{jm} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{m1} & \underline{Y}_{m2} & \cdots & \underline{Y}_{mi} & \cdots & \underline{Y}_{mm} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}_{LL,1}^* \\ \underline{U}_{LL,2}^* \\ \vdots \\ \underline{U}_{LL,i}^* \\ \vdots \\ \underline{U}_{LL,m}^* \end{pmatrix} \quad \text{GL II-1}$$

$$- \begin{pmatrix} \underline{s}_{geg,1} \\ \underline{s}_{geg,2} \\ \vdots \\ \underline{s}_{geg,j} \\ \vdots \\ \underline{s}_{geg,m} \end{pmatrix}$$

- $\underline{s}$: berechnete dreiphasige Knoten-Scheinleistung
- $\underline{s}_{geg}$: gegebene dreiphasige Knoten-Scheinleistung
- $\underline{U}_{LL}$: verkettete Knotenspannung
- $\underline{Y}_{ji}$: Betriebsmitteladmittanz zwischen Knoten j und i

Dabei sind i und j beliebige Netzknoten im Stromnetz mit $i, j \in [1, m]$. Das Gleichungssystem lässt sich auch in verkürzter Matrixschreibweise darstellen, wobei im Folgenden auf den Index „LL“ verzichtet wird.

$$\mathbf{f}(\mathbf{u}, \mathbf{s}_{geg}) = \mathbf{s}(\mathbf{u}) - \mathbf{s}_{geg} = \mathbf{u}_{diag} \cdot \mathbf{Y}^* \cdot \mathbf{u}^* - \mathbf{s}_{geg} \quad \text{GL II-2}$$

In **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** ist $\mathbf{u}$ der Vektor der Zustandsvariablen, der die komplexen Knotenspannungen enthält. Daneben ist $\mathbf{s}_{geg}$ der Vektor der gegebenen Knoten-Scheinleistungen. Im weiteren Verlauf werden alle gegebenen Knoten-Scheinleistungen als potenziell steuerbare Knotenleistungen betrachtet. Auf Basis dessen wird der Vektor $\Delta \mathbf{s}_{geg}$, welcher die Änderung der steuerbaren Knotenleistungen enthält, als Steuervektor bezeichnet. Der Funktionenvektor $\mathbf{f}(\mathbf{u}, \mathbf{s}_{geg})$ lässt sich um einen vorgegebenen Punkt $P_v = (\mathbf{u}^{(v)}, \mathbf{s}_{geg}^{(v)})$, welcher durch den vorher ermittelten Netzzustand bekannt ist, linearisieren.

$$\mathbf{f}(\mathbf{u}^{(v+1)}, \mathbf{s}_{geg}^{(v+1)}) = \mathbf{f}(\mathbf{u}^{(v)}, \mathbf{s}_{geg}^{(v)}) + \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial (\mathbf{u}^{(v)})^T} \Delta \mathbf{u} + \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial (\mathbf{s}_{geg}^{(v)})^T} \Delta \mathbf{s}_{geg} \quad \text{Gl. II-3}$$

Die Systemgleichungen selbst werden als Nullstellen definiert, wobei der Vektor der berechneten Knoten-Scheinleistung $\mathbf{s}(\mathbf{u})$ dem Vektor der Steuervariablen $\mathbf{s}_{geg}$ entspricht.

$$\mathbf{f}(\mathbf{u}, \mathbf{r}) = \mathbf{s}(\mathbf{u}) - \mathbf{s}_{geg} \stackrel{!}{=} \mathbf{0} \quad \text{Gl. II.1}$$

Damit ergibt sich für Gleichung Gl. II. 2

$$\frac{\partial \mathbf{f}}{\partial (\mathbf{u}^{(v)})^T} \Delta \mathbf{u} + \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial (\mathbf{s}_{geg}^{(v)})^T} \Delta \mathbf{s}_{geg} = \mathbf{0} \quad \text{Gl. II.2}$$

Gleichung Gl. II.2 gilt sowohl im Punkt $P_v = (\mathbf{u}^{(v)}, \mathbf{s}_{geg}^{(v)})$ als auch im Punkt $P_{v+1} = (\mathbf{u}^{(v+1)}, \mathbf{s}_{geg}^{(v+1)})$, wobei durch die Linearisierung für P_{v+1} ein Fehler entsteht, der umso größer ist, je mehr sich die beiden Betriebspunkte voneinander unterscheiden. Der Ausdruck $\partial \mathbf{f} / \partial (\mathbf{u}^{(v)})^T$ entspricht dabei der Jacobi-Matrix $\mathbf{J}$, der Ausdruck $\partial \mathbf{f} / \partial (\mathbf{s}_{geg}^{(v)})^T$ wird als Steuermatrix $\mathbf{F}$ definiert. Die Herleitung zur Berechnung der Koeffizienten der beiden Matrizen können in [16] nachgelesen werden. In abgekürzter Form gilt somit für das linearisierte Gleichungssystem

$$\mathbf{J} \cdot \Delta \mathbf{u} + \mathbf{F} \cdot \Delta \mathbf{s}_{geg} = \mathbf{0} \quad \text{Gl. II.3}$$

Umgeformt ergibt sich

$$\Delta \mathbf{u} = -\mathbf{J}^{-1} \cdot \mathbf{F} \cdot \Delta \mathbf{s}_{geg} \quad \text{Gl. II.4}$$

Gl. II.1 zeigt, dass eine Zeile f_j des Funktionenvektors $\mathbf{f}(\mathbf{u}, \mathbf{s}_{geg})$, welche die Leistungsbilanz an Knoten j beschreibt, nur von der gegebenen Leistung $\underline{s}_{geg,h}$ des Steuervektors $\mathbf{s}_{geg}$ an diesem Knoten $h=j$ abhängig ist. f_j ist jedoch unabhängig von den Steuervariablen der anderen Knoten $h \neq j$. Die Elemente der Steuermatrix $\mathbf{F}$ ergeben sich daher folgendermaßen:

$$F_{jh} = \frac{\partial f_j}{\partial \underline{s}_{geg,h}} = \begin{cases} 0 & \text{für } h \neq j \\ -1 & \text{für } h = j \end{cases} \quad \text{Gl. II.5}$$

Bei Definition aller gegebenen Knoten-Scheinleistungen als Steuervariablen ergeben sich nach Gl. II.5 alle Hauptdiagonalelemente ($h = j$) der Steuermatrix $\mathbf{F}$ betragsmäßig Eins, während die

Nebendiagonalelemente ($h \neq j$) Null ergeben. Die Steuermatrix $\mathbf{F}$ wird zur Einheitsmatrix $\mathbf{E}$ mit negativ besetzter Hauptdiagonalen. Durch diese Vorgabe vereinfacht sich Gl. II.4.

$$\Delta \mathbf{u} = -\mathbf{J}^{-1} \cdot \mathbf{F} \cdot \Delta \mathbf{s}_{geg} \quad \rightarrow \quad \Delta \mathbf{u} = \mathbf{J}^{-1} \cdot \Delta \mathbf{s}_{geg} \quad \text{Gl. II.6}$$

Durch Einführung der Knotenspannungssensitivitätsmatrix $\mathbf{S}_U = \mathbf{J}^{-1}$ ergibt sich die Knotenspannungssensitivitätsbeziehung zu:

$$\Delta \mathbf{u} = \mathbf{S}_U \cdot \Delta \mathbf{s}_{geg} \quad \text{Gl. II.7}$$

Sie bildet die Beziehung zwischen dem Steuervektor $\Delta \mathbf{s}_{geg}$ und dem Zustandsänderungsvektor $\Delta \mathbf{u}$. Ihre Elemente stellen die Empfindlichkeiten der Knotenspannungen in Abhängigkeit der Steuervariablen dar. Für die Berechnung der Knotenspannungssensitivitätsmatrix bietet es sich an, die Elemente des Zustandsänderungsvektors $\Delta \mathbf{u}$ in Polarkoordinaten als Knotenspannungsbetragsänderung ΔU und Spannungswinkeländerung $\Delta \varphi$ aufzuteilen. Der Steuervektor $\Delta \mathbf{s}_{geg}$ wird hingegen über seine Kartesischen Koordinaten mit ΔP und ΔQ abgebildet. Damit folgt für Gl. II.7 in Matrixschreibweise für ein Netz mit m Netzknoten:

$$\begin{pmatrix} \Delta \varphi_1 \\ \Delta U_1 \\ \vdots \\ \Delta \varphi_i \\ \Delta U_i \\ \vdots \\ \Delta \varphi_m \\ \Delta U_m \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} S_{\varphi,P,1,1} & S_{\varphi,Q,1,1} & \cdots & S_{\varphi,P,1,j} & S_{\varphi,Q,1,j} & \cdots & S_{\varphi,P,1,m} & S_{\varphi,Q,1,m} \\ S_{U,P,1,1} & S_{U,Q,1,1} & \cdots & S_{U,P,1,j} & S_{U,Q,1,j} & \cdots & S_{U,P,1,m} & S_{U,Q,1,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ S_{\varphi,P,i,1} & S_{\varphi,Q,i,1} & \cdots & S_{\varphi,P,i,j} & S_{\varphi,Q,i,j} & \cdots & S_{\varphi,P,i,m} & S_{\varphi,Q,i,m} \\ S_{U,P,i,1} & S_{U,Q,i,1} & \cdots & S_{U,P,i,j} & S_{U,Q,i,j} & \cdots & S_{U,P,i,m} & S_{U,Q,i,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ S_{\varphi,P,m,1} & S_{\varphi,Q,m,1} & \cdots & S_{\varphi,P,m,j} & S_{\varphi,Q,m,j} & \cdots & S_{\varphi,P,m,m} & S_{\varphi,Q,m,m} \\ S_{U,P,m,1} & S_{U,Q,m,1} & \cdots & S_{U,P,m,j} & S_{U,Q,m,j} & \cdots & S_{U,P,m,m} & S_{U,Q,m,m} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta P_j \\ \Delta Q_j \\ \vdots \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_m \end{pmatrix} \quad \text{Gl. II.8}$$

Zweigstrom-Sensitivitätsanalyse

Für ein Engpassmanagement mithilfe von Flexibilität ist es nicht nur notwendig, die Beziehung zwischen dem Vektor der Knotenspannungen $\mathbf{u}$ und dem Vektor der Steuervariablen $\mathbf{s}_{geg}$ zu kennen, sondern auch die Beziehung zwischen dem Vektor der Zweigströme $\mathbf{i}$ und $\mathbf{s}_{geg}$. Diese Beziehung wird im Weiteren als Zweigstromsensitivität bezeichnet.

Der Zweigstrom I_z des Netzzweiges z zwischen den Knoten i und k in einem elektrischen Energieversorgungsnetz ist direkt abhängig von den komplexen Knotenspannungen $\underline{U}_i$ und $\underline{U}_k$ seiner beiden Zweigenden und der Zweigadmittanz $\underline{Y}_{ik}$. Da bisher mit Leiter-Leiter-Spannungen gearbeitet wurde, muss der Faktor $1/\sqrt{3}$ ergänzt werden, um unter Annahme eines symmetrischen Netzzustandes auf die hier benötigten Leiter-Erd-Spannungen umzurechnen.

$$I_z = I_{ik} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (\underline{U}_{LL,i} - \underline{U}_{LL,k}) \cdot \underline{Y}_{ik} \quad \text{Gl. II.9}$$

Um die Zweigstromsensitivität zu ermitteln, eignet sich grundsätzlich derselbe Linearisierungsansatz wie jener der Knotenspannungssensitivitätsanalyse. Für den Zweigstromänderungsvektor $\Delta \mathbf{i}$ lässt sich schreiben:

$$\Delta \mathbf{i} = \frac{\partial \mathbf{i}}{\partial (\mathbf{u}^{(v)})^T} \Delta \mathbf{u} \quad \text{Gl. II.10}$$

Da nur der Zweigstrombetrag bei der Diagnose von Netzengpässen auslegungsrelevant ist, enthält der Zweigstromänderungsvektor im weiteren Verlauf keine Phasenwinkeländerung der Zweigströme, sondern nur die Betragsänderungen ΔI_z der Zweigströme. Werden die Ableitungen der Zweigstrombeträge aller n Netzzweige nach allen m komplexen Knotenspannungen gemäß Gl. II.10 gebildet, ergibt sich das lineare Gleichungssystem in Gl. II.11.

$$\begin{pmatrix} \Delta I_1 \\ \Delta I_2 \\ \vdots \\ \Delta I_z \\ \vdots \\ \Delta I_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial I_1}{\partial \underline{U}_{LL,1}} & \frac{\partial I_1}{\partial \underline{U}_{LL,2}} & \dots & \frac{\partial I_1}{\partial \underline{U}_{LL,j}} & \dots & \frac{\partial I_1}{\partial \underline{U}_{LL,m}} \\ \frac{\partial I_2}{\partial \underline{U}_{LL,1}} & \frac{\partial I_2}{\partial \underline{U}_{LL,2}} & \dots & \frac{\partial I_2}{\partial \underline{U}_{LL,j}} & \dots & \frac{\partial I_2}{\partial \underline{U}_{LL,m}} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial I_z}{\partial \underline{U}_{LL,1}} & \frac{\partial I_z}{\partial \underline{U}_{LL,2}} & & \frac{\partial I_z}{\partial \underline{U}_{LL,j}} & & \frac{\partial I_z}{\partial \underline{U}_{LL,m}} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial I_n}{\partial \underline{U}_{LL,1}} & \frac{\partial I_n}{\partial \underline{U}_{LL,2}} & \dots & \frac{\partial I_n}{\partial \underline{U}_{LL,j}} & \dots & \frac{\partial I_n}{\partial \underline{U}_{LL,m}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \underline{U}_{LL,1} \\ \Delta \underline{U}_{LL,2} \\ \vdots \\ \Delta \underline{U}_{LL,j} \\ \vdots \\ \Delta \underline{U}_{LL,m} \end{pmatrix} \quad \text{Gl. II.11}$$

In kompakter Form lautet das Gleichungssystem

$$\Delta \mathbf{i} = \mathbf{J}_I \cdot \Delta \mathbf{u} \quad \text{Gl. II.12}$$

mit der Zweigstromfunktionalmatrix $\mathbf{J}_I$. Die Herleitung zur Berechnung der Koeffizienten der Zweigstromfunktionalmatrix findet sich in [16]. Für den Zustandsänderungsvektor $\Delta \mathbf{u}$ kann an dieser Stelle die Sensitivitätsbeziehung nach Gl. II.7 eingesetzt werden.

$$\Delta \mathbf{i} = \mathbf{J}_I \cdot \mathbf{S}_U \cdot \Delta \mathbf{s}_{geg}$$

Gl. II.13

Durch Einführung der Zweigstromsensitivitätsmatrix $\mathbf{S}_I$ ergibt sich die Stromsensitivitätsbeziehung zu:

$$\Delta \mathbf{i} = \mathbf{S}_I \cdot \Delta \mathbf{s}_{geg}$$

Gl. II.14

Werden die komplexen Steuervariablen auch hier nach ihrem Wirk- und Blindanteil getrennt, ergibt sich für Gl. II.14 und einem Stromnetz mit m Netzknoten und n Netzzweigen folgende Matrixschreibweise:

$$\begin{pmatrix} \Delta I_1 \\ \vdots \\ \Delta I_z \\ \vdots \\ \Delta I_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} S_{I,P,1,1} & S_{I,Q,1,1} & \cdots & S_{I,P,1,j} & S_{I,Q,1,j} & \cdots & S_{I,P,1,m} & S_{I,Q,1,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ S_{I,P,z,1} & S_{I,Q,z,1} & \cdots & S_{I,P,z,j} & S_{I,Q,z,j} & \cdots & S_{I,P,z,m} & S_{I,Q,z,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ S_{I,P,n,1} & S_{I,Q,n,1} & \cdots & S_{I,P,n,j} & S_{I,Q,n,j} & \cdots & S_{I,P,n,m} & S_{I,Q,n,m} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta P_j \\ \Delta Q_j \\ \vdots \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_m \end{pmatrix} \quad \text{Gl. II.15}$$

Mit der Knotenspannungssensitivitätsbeziehung in Gl. II.7 und der Zweigstromsensitivitätsbeziehung in Gl. II.14 sind die beiden Grundlagen zur Quantifizierung des Flexibilitätsbedarfs hergeleitet. Im nächsten Kapitel wird die Aufgabe der Quantifizierung des Flexibilitätsbedarfs als Optimierungsproblem charakterisiert.

2.3.3 Bedarfsbestimmung als Optimierungsproblem

Bei der Quantifizierung von Flexibilitätsbedarfen zur Bewirtschaftung von Netzeingängen handelt es sich um ein Netzzustands-Optimierungsproblem, bei dem die Komplexität u.a. von der Wahl des Optimierungsziels abhängt. Im Folgenden werden einige typische Optimierungsziele benannt, die auf den effizienten und zuverlässigen Betrieb von Energieversorgungsnetzen ausgelegt sind:

- **Verlustminimierung:** Minimierung der Netz- bzw. Übertragungsverluste
- **Blindleistungsm minimierung:** Minimierung der Blindleistungsflüsse und Blindleistungseinspeisungen
- **Lastausgleich:** Minimierung der kurzfristigen Änderungen der Lastaufteilung bei der Kraftwerkseinsatzplanung (Redispatch)
- **Spannungsstabilität:** Einhaltung eines möglichst engen Spannungsbandes im Bereich der Versorgungsspannung.

Viele Optimierungsziele dienen dem übergeordneten Bestreben, die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems zu verbessern. So reduzieren sich bspw. bei einer Verlust- und Blindleistungsm minimierung entweder die Übertragungsverluste oder man nutzt die freigewordene Übertragungskapazität für mehr Wirkleistungstransport, wodurch es möglich ist, die Netzbetriebsmittel höher auszulasten. Es ist ebenfalls möglich, mehrere Optimierungsziele gleichzeitig zu definieren. Damit erhöht sich jedoch i.d.R. die Komplexität des Optimierungsproblems. Um das Optimierungsproblem definieren und lösen zu können, muss zunächst ein adäquates mathematisches Modell für die vorliegende Aufgabe gefunden werden. Es wird ein vereinfachtes

Modell angestrebt, um die benötigten Rechenzeiten und Ressourcenbedarfe gering zu halten. Ziel ist es, das Optimierungsproblem auf handelsüblichen Laptops/Desktops in angemessener Zeit lösen zu können. Dazu muss die Aufgabenstellung im Vorfeld weiter präzisiert werden.

Festlegung des Optimierungsziels

Die Anforderungen des EnWG nach einer möglichst preisgünstigen Stromversorgung³² führen zu der Fragestellung, wie der Flexibilitätseinsatz so wirtschaftlich wie möglich geplant werden kann. Die Wirtschaftlichkeit kann dabei grob anhand der mit dem Flexibilitätseinsatz verbundenen Kosten gemessen werden. Jedoch hängen die Kosten für das Ergreifen einer Flexibilitätsmaßnahme stark von marktbezogenen Faktoren und ausstehenden Anpassungen des Regulierungsrahmens ab. In der Regel werden diese Kosten durch Prozesse außerhalb der Netzsimulation verwaltet. Im Rahmen des Vorhabens ist es jedoch nicht ausreichend möglich, den einzelnen Steuermaßnahmen spezifische Kosten innerhalb der Netzsimulation zuzuordnen. Daher werden einer Steuermaßnahme im Rahmen der Optimierungsmodellierung keine spezifischen Kosten zugewiesen. Das Optimierungsmodell wird aufgrund dessen nicht auf Basis von Kostenfunktionen aufgebaut. Um die Betriebskosten indirekt zu berücksichtigen, wird angenommen, dass die Energiemenge, welche durch eine Steuermaßnahme entweder verschoben, vermieden, reduziert oder erhöht wird, proportional zu den durch die Umsetzung der Steuermaßnahme entstehenden Kosten ist. Dies impliziert, dass die Kosten einer Steuermaßnahme mit der durch sie beeinflussten Menge an Energie steigen.

Das Ziel der Planung des Flexibilitätseinsatzes besteht somit darin, die Gesamtenergiemenge, die innerhalb des betrachteten Zeitbereiches durch den Einsatz aller steuerbaren Anlagen, bezogen auf deren Netzanschlusspunkt (NAP), ein- oder ausgespeist wird unter der Bedingung zu minimieren, dass der netzphysikalische Zustand des Stromnetzes bei diesem Flexibilitätseinsatz stets einem normativ zulässigen Netzzustand entspricht. Werden nun die Energiemengen der eingesetzten Flexibilitäten als Änderung der Wirkleistung pro 15-Minuten-Intervall betrachtet, so kann das Ziel als Minimierung der Summe der Wirkleistungsänderungen $\Delta P_{Flex,l,f}$ aller N Flexibilitäten f über allen M 15-Minuten-Intervallen l definiert werden.

$$\Delta P_{Flex,ges} = \sum_{l=1}^M \sum_{f=1}^N |\Delta P_{Flex,l,f}| \rightarrow \min \quad \text{Gl. II.16}$$

Die Größe $\Delta P_{Flex,ges}$ wird als Flexibilitätsbedarf definiert. Sie beschreibt den nötigen Gesamtwirkleistungsänderungsbedarf der verfügbaren und eingesetzten Flexibilitäten im Stromnetzgebiet, durch welchen normativ unzulässige Betriebszustände des Stromnetzes verhindert werden. Die einzelnen Wirkleistungsänderungen $\Delta P_{Flex,l,f}$ der Flexibilitäten f korrespondieren mit den Änderungen der Steuervariablen, die in dem Steuervektor $\Delta \mathbf{s}_{geg}$ der Sensitivitätsanalyse enthalten sind (Kapitel 2.3.2).

³² EnWG §1 Zweck und Ziel des Gesetzes, Absatz (1)

Die obige Zielfunktion wird durch die folgende Nebenbedingung ergänzt.

$$1. \quad \mathbf{u}_{min} \leq \mathbf{u} \leq \mathbf{u}_{max} \quad \text{Gl. II.17}$$

$$2. \quad \mathbf{i} \leq \mathbf{i}_{max} \quad \text{Gl. II.18}$$

$$3. \quad \mathbf{f}(\mathbf{u}, \mathbf{s}_{geg}) = 0 \quad \text{Gl. II.19}$$

$$4. \quad \mathbf{s}_{geg,min} \leq \mathbf{s}_{geg} \leq \mathbf{s}_{geg,max} \quad \text{Gl. II.20}$$

Die erste Nebenbedingung legt fest, dass das normativ vorgegebene Spannungsband an allen Netzknoten eingehalten werden muss. Die zweite Nebenbedingung gewährleistet, dass Betriebsmittelüberlastungen durch die Einhaltung eines maximal zulässigen Leiterstroms vermieden werden. Die dritte Nebenbedingung verlangt ein Leistungsgleichgewicht, bei dem die Leistungseinspeisung, der Leistungsbezug und die Verlustleistung sowohl im Gesamtnetz als auch an jedem einzelnen Netzknoten summiert null ergeben. Diese Nebenbedingung ist in realen Stromnetzen netzphysikalisch immer gegeben, muss aber in Konzept und Implementierung des mathematischen Lösungsalgorithmus explizit berücksichtigt werden. Die vierte Nebenbedingung legt fest, dass die Stellbereichsgrenzen, d.h. vorgegebene minimale und maximale Leistungsgrenzen der steuerbaren Anlagen eingehalten werden müssen.

Der durch Gl. II.16 beschriebene Flexibilitätsbedarf, $\Delta P_{Flex,ges}$, welcher alle vier Nebenbedingungen erfüllt, wird im Folgenden als Flexibilitätslösung bezeichnet. Mit einer vorhandenen Flexibilitätslösung sind für jede eingesetzte Flexibilität und jedes 15-Minuten-Intervall des betrachteten Zeitbereiches die benötigten Wirkleistungsänderungen $\Delta P_{Flex,l,f}$ bekannt. Damit ist das Optimierungsziel für die vorliegende Aufgabenstellung definiert.

Zuletzt sei auf die Festlegung zur Ausgestaltung des §14a EnWG durch die Bundesnetzagentur hingewiesen. Diese Ausgestaltung sieht neben einer prozentualen Arbeitspreisreduzierung oder einem zeitvariablen Netzentgelt auch eine pauschale Vergütung für die Bereitstellung steuerbarer Leistung durch steuerbare Netzanschlusspunkte vor [9]. Daneben ist eine gleichmäßige, anteilige Absteuerung steuerbarer Netzanschlusspunkte vorgesehen, wobei für alle Verbrauchseinrichtungen die gleiche Wirkung auf die Entlastung des Netzes angenommen wird [9]. Bei dem Verfahren zu §14a handelt es sich zwar um ein Havarie-Konzept, aber die grundlegenden Regelungen zur Sicherstellung der Diskriminierungsfreiheit und des pauschalen Entgelts sind auch für präventive Steuerungskonzepte anzunehmen. Hierdurch würden wesentliche Entscheidungsvariablen des Optimierungsproblems entfallen. Diese Regelung würde damit einerseits die Komplexität erheblich reduzieren, andererseits wäre jedoch eine wirtschaftlich optimale Lösung nicht mehr möglich.

Algorithmus zur Lösung des Optimierungsproblems

Für die Lösung des Optimierungsproblems wurde ein heuristischer Lösungsalgorithmus konzipiert, entwickelt und in das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner implementiert. Die Heuristik ermittelt Lösungen in Form sogenannter Flexibilitätsfahrpläne. Bei einem Flexibilitätsfahrplan handelt es sich um eine Zeitreihe von Leistungswerten für Flexibilitäten im betrachte-

ten Stromnetz als Zeitreihe von Leistungswerten nach VDEW [6]. Das zeitliche Inkrement ist ein 15-Minuten-Intervall. Jeder Flexibilität wird für jedes 15-Minuten-Intervall des betrachteten Zeitbereiches ein Leistungswert als Betrag einer absoluten Wirkleistung zugewiesen. Die Differenz zwischen dem zugewiesenen und dem prognostizierten Wirkleistungswert der Anlage entspricht dabei der Wirkleistungsdifferenz, welche durch den Lösungsalgorithmus als Flexibilitätsbeitrag berechnet wurde. Der Lösungsalgorithmus ist auch in der Lage, Anpassungen der prognostizierten Wirkleistung aufgrund von Nachholeffekten (Lastverschiebungen) aus vorangehenden 15-Minuten-Intervallen zu berücksichtigen. Ist die Wirkleistungsdifferenz ungleich Null und wurde im betroffenen 15-Minuten-Intervall ein Flexibilitätsbedarf identifiziert, so müssen aus netzphysikalischer Sicht Steuerhandlungen erfolgen, die den Flexibilitäten für dieses 15-Minuten-Intervall neue Wirkleistungssollwerte vorgeben. Die berechneten Wirkleistungswerte aller Flexibilitäten für alle 15-Minuten-Intervalle des Zeitbereiches ergeben dabei einen Flexibilitätsfahrplan, der in einem nachgelagerten operativen System (Flexmanager Kapitel 1.2.1) weiterverarbeitet wird und nach weiteren Validierungen ggf. zu betrieblichen Steuerhandlungen führen kann. Der Blindleistungsbeitrag einer Flexibilität ergibt sich aus dem als konstant angenommenen Verschiebungsfaktor $\cos\varphi$ der Anlage. Der Lösungsalgorithmus berücksichtigt keine Kennlinien zur Blindleistungsbereitstellung.

Für jeden Fahrplan löst die Heuristik das in Gl. II.16 definierte Optimierungsproblem, wobei der ermittelte Flexibilitätsbedarf je nach Einsatzstrategie und verfügbaren Flexibilitätsoptionen zwischen den einzelnen Fahrplänen variiert.

Der Lösungsalgorithmus ist zentraler Bestandteil des Verfahrens *Prognose mit Flexibilitäten*, das im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner implementiert ist. Erläuterungen zu der Implementierung des Verfahrens mit einem Anwendungsbeispiel, Einstellwerten, Ergebnisberichten, etc. sind im Handbuch „*Prognose mit Flexibilitäten - Ein Verfahren für die Berechnung von 15min-Fahrplänen für Flexibilitäten zur Sicherstellung eines normativ zulässigen Netzzustandes*“ [18] enthalten.

Der Ablauf des Lösungsalgorithmus ist in Abbildung II-88 dargestellt und wird über zwei ineinander geschachtelte Schleifen gesteuert. Innerhalb der äußeren Zeitintervallschleife werden, beginnend mit dem ersten 15-Minuten-Intervall des Zeithorizonts, alle weiteren 15-Minuten-Intervalle nacheinander durchlaufen. Innerhalb eines 15-Minuten-Intervalls wird die innere Fahrplanschleife, beginnend mit dem ersten Fahrplan durchlaufen. Mit der Betrachtung des letzten Fahrplans endet die Fahrplanschleife und der Lösungsalgorithmus fährt mit dem nächsten 15-Minuten-Intervall fort. Mit dem Durchlauf des letzten 15-Minuten-Intervalls endet der Algorithmus mit Ausgabe der ermittelten Flexibilitätsfahrpläne und zugehörigen Fahrplanberichte gemäß Kapitel 0 und Abbildung II-89.

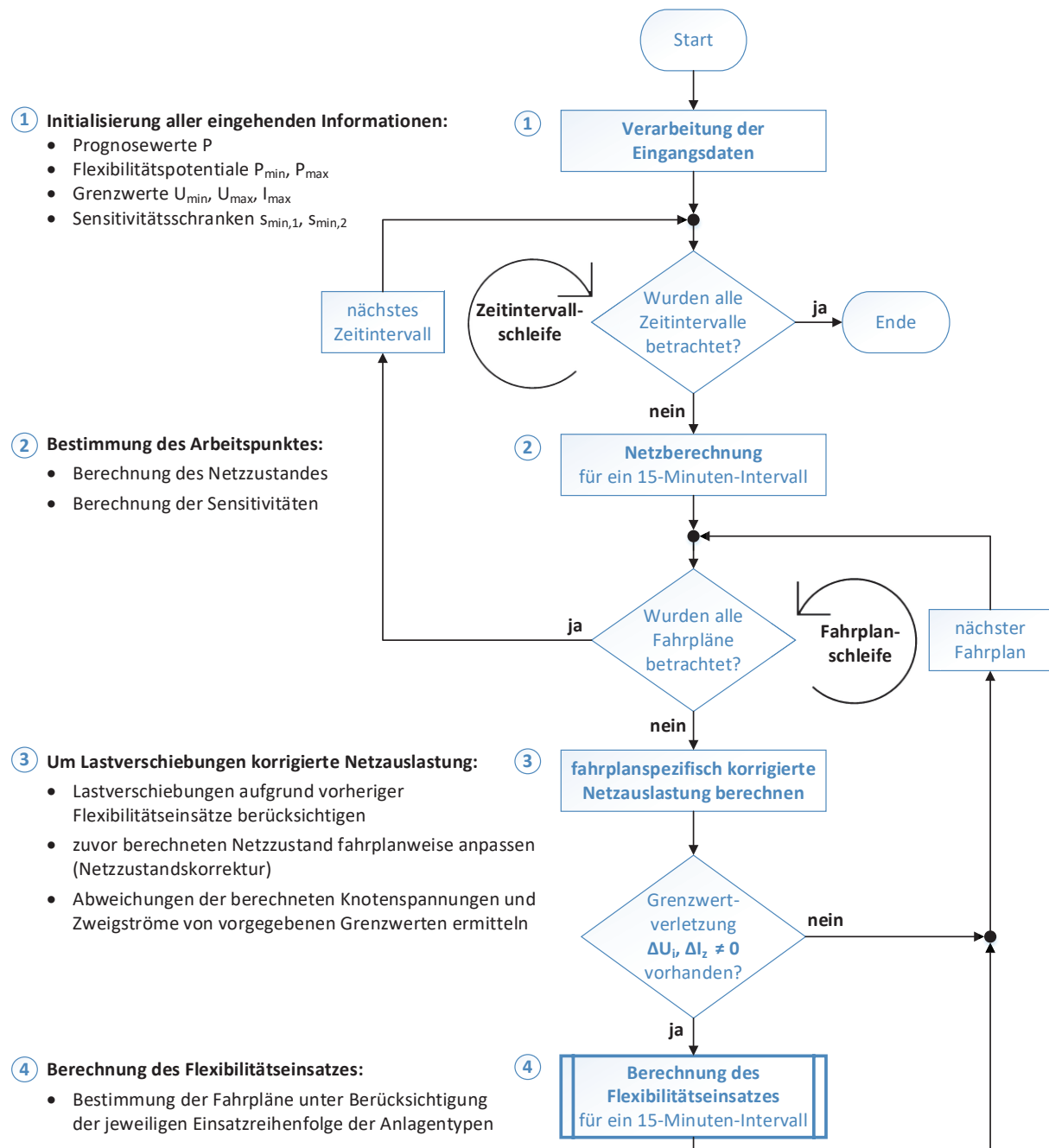


Abbildung II-87: Lösungsalgorithmus zur Ermittlung von Flexibilitätslösungen

2.3.3.1-1 Schritt 1) Verarbeitung der Eingangsdaten

Damit das Verfahren Prognose mit Flexibilitäten ordnungsgemäß startet, müssen zunächst Leistungsprognosen und Flexibilitätspotenziale für alle Bezugs- und Einspeiseanlagen des Stromnetzes initialisiert werden. Hierzu werden die Prognosedaten der Prognosemodelle aus Kapitel II.2.1 verwendet. Das Format der eingelesenen Daten geht aus der Schnittstellenspezifikation in Kapitel 0 hervor.

Das Verfahren verwendet, wie in Abbildung II-89 dargestellt, zwei Eingangsdateien im JSON-Format. Die Prognosedatei beinhaltet die prognostizierte Wirkleistung jeder Anlage für jedes 15-Minuten-Intervall des Prognosezeitraumes als Prognosedaten. Die

Flexibilitätspotenzialdatei beinhaltet die Flexibilitätspotenziale, z.B. die Stellbereichsgrenzen der Wirkleistungen für jede Anlage und für jedes 15-Minuten-Intervall.

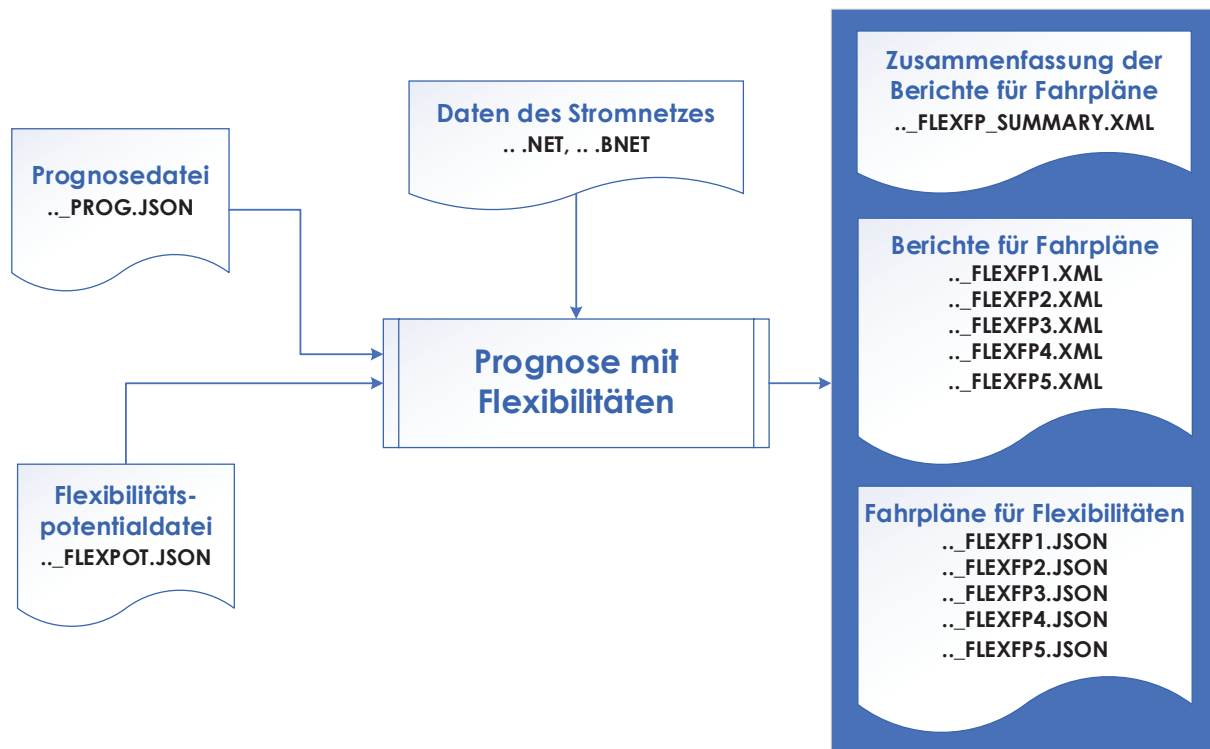


Abbildung II-88: Eingangs- und Ausgangsdateien des Verfahrens Prognose mit Flexibilität

Um normative Grenzwertverletzungen der Knotenspannungen und Leiterströme zu erkennen, werden für das Verfahren im Netzberechnungsprogramm folgende Einstellwerte [18] verwendet, die an das Stromnetz angepasst werden können. Damit kann der Lösungsalgorithmus an spezifische Anforderungen für die Ermittlung von Flexibilitätssfahrplänen angepasst werden.

- Einstellbare Grenzwerte für die minimal und maximal zulässigen Spannungsbeträge $U_{\min}$ und $U_{\max}$ an den Netzknoten
- Ein einstellbarer Grenzwert für die maximal zulässigen Leiterströme I_{grenz}
- Einstellwerte für die Sensitivitätsschranken $S_{\min,1}$ und $S_{\min,2}$
- Ein Einstellwert für die maximal zulässige Anzahl Wiederholungen zur Behebung zweigstrombedingter Grenzwertverletzungen N_{grenz}

2.3.3.1-2 Schritt 2) Netzberechnung – Prozessschritt 3 in der Prozesslandkarte

Im nächsten Schritt erfolgt die Berechnung des initialen Netzzustands eines 15-Minuten-Intervalls mit Hilfe einer Lastflussberechnung gemäß dem Verfahren nach Newton-Raphson. Für die Bestimmung der Knotenleistungen an den PQ-Knoten werden die zuvor eingelesenen Prognosedaten des Prognosemodells, d.h. die prognostizierten Wirkleistungswerte der Anlagen, zur Festlegung der Wirkleistungen P an jedem Netzknoten verwendet. Die Blindleistungen Q ergeben sich aus den in der Netznachbildung anlagenspezifisch hinterlegten Verschiebungsfaktoren $\cos\varphi$. Leistungsbezug oder -einspeisung der Anlagen werden als dreiphasig symmetrisch angenommen. In diesem Schritt erfolgt außerdem die Bestimmung des Einflusses der Flexibilität auf den Netzzustand mithilfe der zuvor beschriebenen Sensitivitätsanalyse. Als Ergebnis der Sensitivitätsanalyse ist der quantitative Einfluss des Flexibilitätspotenzials jeder Anlage, die als

Flexibilitäten verfügbar sind, auf die Spannungen jedes Netzknotens und die Leiterströme in jedem Netzzweig bekannt. Damit liegen grundlegende Eingangsdaten zur Planung des Flexibilitätseinsatzes vor.

2.3.3.1-3 Schritt 3) Berücksichtigung von Lastverschiebungen und Bestimmung von Grenzwertverletzungen – Prozessschritt 3 in der Prozesslandkarte

Der in Schritt 2) berechnete Netzzustand wird in Schritt 3) um fahrplanspezifische Nachholeffekte, die im Folgenden als Lastverschiebungen bezeichnet werden, korrigiert, und anschließend ggf. vorhandene Grenzwertermittlungen diagnostiziert.

2.3.3.1-3.1 Berücksichtigung von Lastverschiebungen

Lastverschiebungen sind eine Folge des geplanten Flexibilitätseinsatzes. Ermittelt der Lösungsalgorithmus für ein Zeitintervall Δt_1 einen Flexibilitätsbedarf und berechnet darauf aufbauend für dieses 15-Minuten-Intervall Sollwerte für Flexibilitäten, so kann sich eine Leistungs- respektive Energiedifferenz, bezogen auf den prognostizierten Lastgang der Flexibilitäten, die Prognosedaten, ergeben.

$$\Delta P_{Flex,f} = |P_{Flex,f} - P_{Prog,f}| \quad \text{Gl. II.21}$$

$$\Delta E_{Ausgleich,f} = \Delta P_{Flex,f} \cdot 15min \quad \text{Gl. II.22}$$

Je nach Anlagentyp wird die betreffende Anlage diese Energiemenge in einem späteren Zeitintervall Δt_2 nachholen. Eine Wärmepumpe könnte beispielsweise unmittelbar nach dem Ende eines Heizzyklus ihre Bezugsleistung erhöhen. Eine Ladestation kann die Ladezeit verlängern, um den gewünschten Ladezustand der Fahrzeugbatterie zu erreichen, sofern das Fahrzeug nicht zwischenzeitlich von der Station getrennt wird. Die hier getroffenen Grundannahmen zum Anlagenverhalten sind in Kapitel II2.3.3.1-4.5 erläutert.

Diese Lastverschiebungen müssen durch die Heuristik geeignet berechnet und in der Planung des Flexibilitätseinsatzes berücksichtigt werden. Das Verfahren berücksichtigt dies als Anpassung der Prognosedaten, die aus der Prognosedatei initial eingelesen wurden. Die Anpassung erfolgt auf Basis der nachzuholenden bzw. auszugleichenden Energiemenge $\Delta E_{Ausgleich,f}$, der ursprünglichen, d.h. initial eingelesenen Prognosedaten und des Flexibilitätspotenzials. Nur wenn ein ausreichend großes Flexibilitätspotenzial zur Verfügung steht, ist die Anlage in der Lage, die Energiemenge innerhalb des Prognosezeitraums nachzuholen.

Liegen dem Lösungsalgorithmus in Schritt 3) Lastverschiebungen, d.h. Nachholbedarfe vor, so erfolgt auf deren Basis eine Netzzustandskorrektur des ursprünglich in Schritt 2) ermittelten initialen Netzzustandes. Diese Korrektur erfolgt nicht mit einer Lastflussberechnung, sondern mithilfe eines Linearisierungsansatzes, d.h. einer Linearisierung im zuvor berechneten Arbeitspunkt des initialen Netzzustandes. Im Gegensatz zu einer iterativen Lastflussberechnung als Mehrschrittverfahren ist die für den Linearisierungsansatz erforderliche Rechenzeit erheblich geringer. Der Linearisierungsansatz erfolgt als Einschrittverfahren mithilfe der bereits in Schritt 2) berechneten Sensitivitäten respektive der Sensitivitätsmatrix.

2.3.3.1-3.2 Identifikation von Grenzwertverletzungen

Basierend auf dem unter Berücksichtigung von Lastverschiebungen korrigierten Netzzustand werden innerhalb von Schritt 3) ggfs. vorliegende Netzengpässe, d.h. Grenzwertverletzungen von Knotenspannungen oder Zweigströmen identifiziert. Die Betrachtung unzulässiger Netzzustände fokussiert sich auf die Unter- oder Überschreitung von Grenzwerten der Versorgungsspannung an Netzknoten wie z.B. Sammelschienen oder Hausanschlüssen und die Überschreitung der Strombelastbarkeit von Netzbetriebsmitteln wie Leitungen und Transformatoren. Als Grundlage für die Definition der Grenzwerte der Versorgungsspannung dient u.a. EN 50160 [14]. Die Norm gibt vor, dass an jeder Übergabestelle eines Niederspannungsnetzes sämtliche 10min-Mittelwerte der Versorgungsspannung zwischen $85\% \cdot U_n$ und $110\% \cdot U_n$ liegen müssen. In jeder Woche müssen 95 % dieser Werte auch $\geq 90\% \cdot U_n$ sein. Unter der Versorgungsspannung werden in diesem Kontext die Leiter-Leiter-Spannungen verstanden. Unter der Annahme eines symmetrischen Netzzustandes genügt es, die Beträge der Leiter-Leiter-Spannungen zu überwachen. Durch diese Annahme kann der Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen mit $U_{LE} = U_{LL}/\sqrt{3}$ in den Betrag der Leiter-Erd-Spannungen umgerechnet werden.

Die Strombelastbarkeit von Leitungen und Transformatoren wird in Anlehnung an DIN VDE 0276-1000 [15] und DIN IEC 60076 [19] ermittelt und ist abhängig von deren Aufbau, Werkstoffeigenschaften und den Betriebsbedingungen. Gemäß DIN VDE 0276-1000 [15] wird der für die Bestimmung des zulässigen Leiterstroms benötigte Tageslastgang an einer Leitung aus 15min-Mittelwerten des Betriebsstromes bestimmt.

Das zulässige Spannungsband für jeden Netzknoten im Niederspannungsnetz, also auch an jedem Hausanschluss, wird in Anlehnung an EN 50160 [14] für das Verfahren zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs zunächst auf $90\% \cdot U_n \leq U_{LL} \leq 110\% \cdot U_n$ festgelegt. Unter Annahme des symmetrischen Netzzustandes kann auch die folgende Formulierung mit Hilfe der symmetrischen Komponenten (012-System) erfolgen.

$$90\% \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \leq U_{LE} \leq 110\% \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad \text{Gl. II.23}$$

$$90\% \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \leq U_1 \leq 110\% \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad \text{Gl. II.24}$$

$$U_2 = 0 \quad U_0 = 0 \quad \text{Gl. II.25}$$

Im Rahmen des Projekts werden Niederspannungsnetze betrachtet und dabei der jeweilige Spannungsfall mit Hilfe eines Netzberechnungsprogramm berechnet. Eine gängige Modellannahme bei Netzberechnungen besteht darin, das dem Niederspannungsnetz vorgelagerte Mittelspannungsnetz durch das konzentrierte Modell der Netzeinspeisung nachzubilden. Das Modell der Netzeinspeisung verwendet die Einstellwerte *Nennspannung* und *Kurzschlussleistung*. Um die Volatilität der Versorgungsspannung im vorgelagerten Mittelspannungsnetz geeignet nachzubilden, muss der Einstellwert *Nennspannung* abweichend von der Nennspannung U_n geeignet verändert, d.h. erhöht bzw. verringert werden. Im Rahmen des Projektes „MobiGrid“ wurde eine alternative Vorgehensweise gewählt. Der Einstellwert *Nennspannung* der Netzeinspeisung wird fest mit Nennspannung U_n eingestellt. Um die Volatilität der Versorgungsspannung im Mittelspannungsnetz nachzubilden, werden die Spannungsgrenzwerte für das Niederspannungsnetz geeignet verändert. Bei der Festlegung der Spannungsgrenzwerte muss daher der Einfluss vorgelagerter Spannungsebenen (Mittel- und Hochspannungsnetze) auf die

Versorgungsspannung im Niederspannungsnetz berücksichtigt werden. Der Beitrag der vorge-lagerten Netzebenen zur Reduktion der maximalen Spannungsabsenkung im Niederspannungs-netz wird mit 3% und zur Reduktion der maximalen Spannungsanhebung mit 5% abgeschätzt. [20] Daraus ergeben sich mit Annahme eines symmetrischen Netzzustandes die nachfolgenden zulässigen Spannungsbänder für die Leiter-Leiter- und die Leiter-Erd-Spannungen.

$$93\% \cdot U_n \leq U_{LL} \leq 105\% \cdot U_n \quad \text{Gl. II.26}$$

$$93\% \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \leq U_{LE} \leq 105\% \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad \text{Gl. II.27}$$

Die Grenzwerte für das Verfahren zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs sind als Einstellwerte im Netzberechnungsprogramm hinterlegt.

$$U_{max} = 105 \% \quad \text{Gl. II.28}$$

$$U_{min} = 93 \% \quad \text{Gl. II.29}$$

$$I_{grenz} = 100 \% \cdot I_{zul} \quad \text{Gl. II.30}$$

$$I_{zul} = \begin{cases} f_{Red} \cdot I_r & \text{für Leitungen} \\ I_r & \text{für Transformatoren} \end{cases} \quad \text{Gl. II.31}$$

U_{max} : Maximal zulässiger Betrag der berechneten Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$, der an keinem Netzknoten überschritten werden darf

U_{min} : Minimal zulässiger Betrag der berechneten Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$, der an keinem Netzknoten unterschritten werden darf

I_{grenz} : Maximal zulässiger Betrag der berechneten Leiterströme $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$ und $\underline{I}_{L3}$ für ein bestimmtes Netzbetriebsmittel, der nicht überschritten werden darf

I_r : Bemessungsstrom des Betriebsmittels

f_{Red} : Reduktionsfaktor in Anlehnung an VDE 0276-1000 [15]

Die Spannungsgrenzwerte U_{min} und U_{max} gelten für Leiter-Leiter- und Leiter-Erd-Spannungen.

$$U_{min} \cdot U_n \leq U_{LL} \leq U_{max} \cdot U_n \quad \text{Gl. II.32}$$

$$U_{min} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \leq U_{LE} \leq U_{max} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad \text{Gl. II.33}$$

Das Verfahren vergleicht die Beträge aller Knotenspannungen und Zweigströme des berechneten Netzzustandes mit den eingestellten Grenzwerten und ermittelt dabei die Differenzen

zwischen den berechneten Werten und den Grenzwerten. Die Knotenspannungsdifferenz ΔU_i am Knoten i berechnet das Verfahren dabei mit dem berechneten Knotenspannungsbetrag $|\underline{U}_i|$ und den Grenzwerten U_{min} , U_{max} wie folgt:

$$\Delta U_i = \begin{cases} |\underline{U}_i| - U_{min} & \text{wenn } |\underline{U}_i| < U_{min} \\ |\underline{U}_i| - U_{max} & \text{wenn } |\underline{U}_i| > U_{max} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad \text{Gl. II.34}$$

Die Zweigstromdifferenz ΔI_z im Netzzweig z wird mithilfe des berechneten Zweigstrombetrags $|\underline{I}_z|$ und dem Grenzwert I_{max} berechnet:

$$\Delta I_z = \begin{cases} |\underline{I}_z| - I_{max} & \text{wenn } |\underline{I}_z| > I_{max} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad \text{Gl. II.35}$$

Der Grenzwert I_{max} kann nach VDE 0276-1000 aus der zulässigen Belastbarkeit I_z berechnet werden.

2.3.3.1-4 Schritt 4) Berechnung des Flexibilitätseinsatzes - Prozessschritt 5 in der Prozesslandkarte

Wurden in Schritt 3) Netzengpässe in Form von Grenzwertverletzungen identifiziert, werden in Schritt 4) die Flexibilitätseinsätze unter Berücksichtigung des Optimierungsziels und der Nebenbedingungen gemäß Kapitel 0 geplant. Dabei erfolgt entsprechend Abbildung II-90 zunächst die Berechnung des notwendigen Flexibilitätseinsatzes unter der Nebenbedingung, dass alle Spannungsgrenzwertverletzungen behoben werden (**Teilprozess 4.1**). Erst nachgelagert werden die Stromgrenzwertverletzungen behoben (**Teilprozess 4.3**). Dazu werden nach Planung des spannungsbedingten Flexibilitätseinsatzes in **Teilprozess 4.1** die Zweigströme und Stromgrenzwertverletzungen mithilfe des Linearisierungsansatzes (Sensitivitätsanalyse, Kapitel 2.3.2) neu berechnet (**Teilprozess 4.2**).

Teilprozess 4.3 wird bei Bedarf mehrfach durchlaufen. Dazu wird erneut auf vorhandene Stromgrenzwertverletzungen hin geprüft. Dies hat den Hintergrund, dass insbesondere in vermaschten Stromnetzen aufgrund der Verteilung des Lastflusses über parallele Netzstränge ein strombedingter Netzengpass, d.h. eine zweigstrombedingte Grenzwertverletzung durch den Einsatz von Flexibilitätspotenzialen von einem Stromnetzzweig in einen anderen Stromnetzzweig verlagert werden kann, dort neu oder erneut entsteht oder einen bestehenden Netzengpass verstärkt.

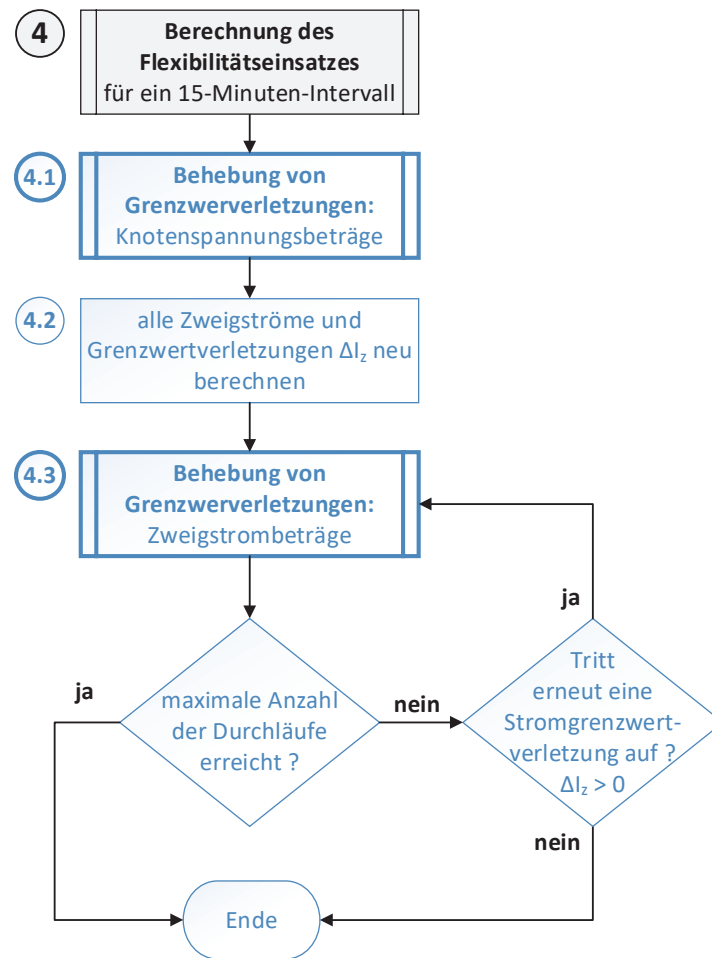


Abbildung II-89: Schritt 4) des Lösungsalgorithmus – Grundablauf zur Berechnung des Flexibilitätseinsatzes

2.3.3.1-4.1 Behebung von Grenzwertverletzungen nach festgelegter Prioritätsreihenfolge

Die Teilprozesse 4.1 und 4.3 folgen dem gleichen Ablauf, der in Abbildung II-91 dargestellt ist. Sie beginnen jeweils mit Sortierung aller diagnostizierten Spannungs- oder Stromgrenzwertverletzungen, ausgehend von der betragsmäßig größten Abweichung in absteigender Reihenfolge.

Damit wird eine initiale Prioritätsreihenfolge festgelegt, um beginnend mit der betragsmäßig größten Grenzwertverletzung den Flexibilitätseinsatz zu planen.

Gemäß der initialen Prioritätsreihenfolge werden die Grenzwertverletzungen nacheinander, beginnend mit der höchst prioren Grenzwertverletzung bearbeitet. Die Leistungs-Sollwerte der Flexibilitäten zur Behebung der betrachteten Grenzwertverletzung werden unter Berücksichtigung des verfügbaren Flexibilitätspotenzials³³ $[P_{\min}, P_{\max}]$ berechnet und als neuer Ausgangspunkt für die Betrachtung der nächsten Grenzwertverletzungen verwendet.

³³ JSON-Flexibilitätspotenzialdatei, Kapitel 0

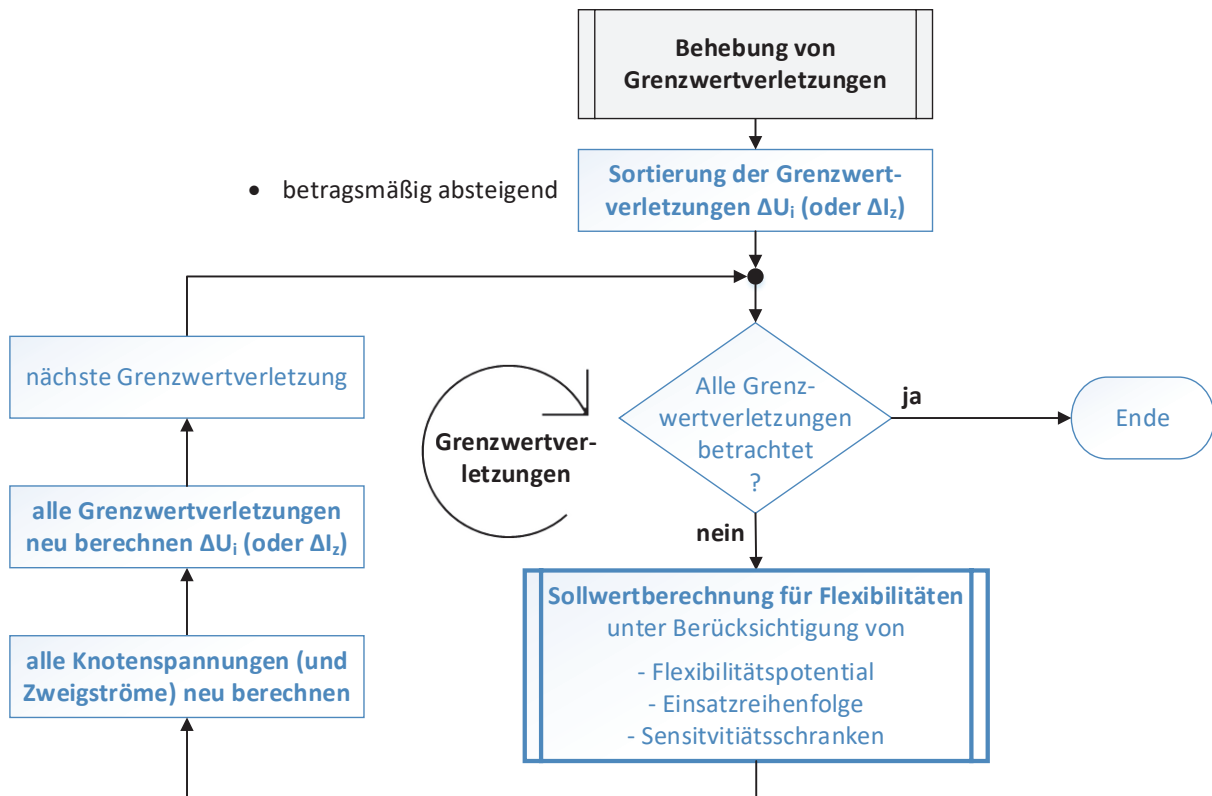


Abbildung II-90: Teilprozesse 4.1 und 4.3 des Lösungsalgorithmus - Behebung von Grenzwertverletzungen nach festgelegter Prioritätsreihenfolge

Aufgrund der geplanten Leistungsänderungen der Flexibilitäten muss davon ausgegangen werden, dass sich der Netzzustand an allen Netzknoten und in allen Netzzweigen verändert. Durch die Behebung einer spannungsbedingten Grenzwertverletzung können andere spannungsbedingte, aber auch zweigstrombedingte Grenzwertverletzungen positiv beeinflusst, d.h. reduziert werden. Im besten Fall sind durch die Behebung der nach initialer Prioritätsreihenfolge größten Grenzwertverletzung auch alle anderen Grenzwertverletzungen vollständig behoben.

Nach Betrachtung einer Spannungs- oder Stromgrenzwertverletzung und entsprechender Sollwertberechnung der Leistungen für den Einsatz der Flexibilitäten, werden alle Spannungs- oder Stromgrenzwertverletzungen mit Hilfe des Linearisierungsansatzes (Sensitivitätsanalyse, Kapitel II.2.3.2) neu berechnet, die initial erstellte Prioritätsreihenfolge aber beibehalten.

Die Erstellung der initialen Prioritätsreihenfolge der Grenzwertverletzungen erfolgt einmalig zu Beginn der Teilprozesse 4.1 und 4.3. Eine erneute Erstellung oder Neusortierung der initialen Prioritätsreihenfolge im Verlauf der Teilprozesse 4.1 und 4.3 erfolgt nicht.

Dabei wird angenommen, dass bereits behobene spannungsbedingte Grenzwertverletzungen nicht negativ durch neue, nachfolgend geplante Flexibilitätseinsätze beeinflusst werden, d.h. nicht erneut als spannungsbedingte Grenzwertverletzungen auftreten. Diese Annahme beruht auf Erfahrungen in der Durchführung von Netzberechnungen und muss während der Validierung des Verfahrens geprüft werden. Sollte sich die getroffene Annahme nicht als allgemein gültig herausstellen, muss analog zu den strombedingten Grenzwertverletzungen (**Teilprozess**

4.3) nach Ende des Teilprozesses eine erneute Überprüfung aller Knotenspannungen auf Grenzwertverletzungen hin erfolgen und **Teilprozess 4.1** muss ggf. wiederholt werden.

Die Sollwertberechnung für Flexibilitäten erfolgt unter Berücksichtigung einer fahrplanspezifischen Einsatzreihenfolge. Für die Verfügbarkeit einer Anlage als Flexibilität werden neben den vorgegebenen Stellbereichsgrenzen³⁴ [$P_{\min}$, $P_{\max}$] weitere Kriterien gemäß nachfolgendem Kapitel definiert.

2.3.3.1-4.2 Auswahl der Anlagen für den Flexibilitätseinsatz

Durch den entworfenen Lösungsalgorithmus werden fünf unterschiedliche Flexibilitätseinsatzfahrpläne (vgl. Kapitel 1.2.2) ermittelt, welche verschiedene Einsatzstrategien als zusätzliche Nebenbedingung erhalten. Dabei wird für jeden Flexibilitätseinsatzfahrplan eine feste Einsatzreihenfolge der Anlagentypen gemäß nachfolgendem Kapitel II 2.3.3.1-4.3 vorgegeben. Abhängig von dieser ergibt sich der fahrplanspezifische Flexibilitätsbedarf.

Aufgrund der als zusätzliche Nebenbedingung festgelegten Einsatzreihenfolge variiert die Gesamt-Leistungsänderung $\Delta P_{\text{Flex, ges}}$ zwischen den Fahrplänen in Abhängigkeit der Eingangsdaten des Verfahrens. Die Entscheidung für den am besten geeigneten Fahrplan wird nachgelagert im operativen System (Flexmanager Kapitel 1.2.1) unter wirtschaftlichen und regulatorischen Gesichtspunkten und der Umsetzbarkeit der Ansteuerung verschiedener Anlagentypen getroffen.

Es werden nur Flexibilitäten verwendet, deren Sensitivität größer als anwenderspezifische einstellbare Grenzwerte sind, da Steuerhandlungen an Anlagen mit geringer physikalischer Wirksamkeit auf eine betrachtete Grenzwertverletzung als unverhältnismäßig betrachtet werden. Im Rahmen des Projektes erfolgte die Planung des Flexibilitätseinsatzes in zwei Stufen. Ausgehend von dem Netzknoten mit der größten Sensitivität $s_{\max}$ auf die betrachtete Grenzwertverletzung werden zunächst nur Flexibilitäten mit einer Sensitivität von mind. 30% von $s_{\max}$ berücksichtigt (Sensitivitätsschranke $S_{\min,1}$). Sollte deren Flexibilitätspotenzial nicht ausreichen, um die Grenzwertverletzung zu beseitigen, werden Flexibilitäten mit Sensitivitäten bis mind. 10% von $s_{\max}$ eingesetzt (Sensitivitätsschranke $S_{\min,2}$). Die hier genannten Werte der Sensitivitätsschranken entsprechen deren Grundeinstellung im Netzberechnungsprogramm [18].

Das prognostizierte Flexibilitätspotenzial innerhalb der Stellbereichsgrenzen [$P_{\min}$, $P_{\max}$] einer Anlage wird im Sinne der Nutzerfreundlichkeit innerhalb des Lösungsalgorithmus weiter eingeschränkt. So wird

- für die Fahrpläne **_FLEXFP1** bis **_FLEXFP4** die Dauer einer Leistungsreduzierung bei Wärmepumpen auf maximal 2 Stunden maximal 3-mal täglich begrenzt und jeweils eine nachfolgend mögliche Betriebszeit gleicher Länge garantiert³⁵.
- bei allen Fahrplänen **_FLEXFP1...5** nach einer Leistungserhöhung von Wärmepumpen nach zweistündigem Leistungsbezug zunächst ein Energieausgleich anhand des prognostizierten Lastverlaufs eingeplant, bevor eine erneute Leistungserhöhung erfolgen darf.
- bei einem Ladevorgang für ein E-Fahrzeug auf Basis des prognostizierten Lastverlaufs und Flexibilitätspotenzials die prognostizierte Bezugsenergie beibehalten. Eine

³⁴ JSON-Flexibilitätspotenzialdatei, Kapitel 0

³⁵ entspricht der gängigen Praxis gemäß der veralteten Gesetzesvorgabe aus §7 der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt)

Leistungsreduzierung erfolgt nur, wenn gemäß der Prognose eine gleichwertige Leistungserhöhung im Anschluss möglich ist, d.h. die prognostizierte Anschlussdauer des E-Fahrzeugs an der Ladeeinrichtung größer als die prognostizierte Ladedauer ist und ein vollständiger Energieausgleich stattfinden kann.

Weitere Einschränkungen des Flexibilitätspotenzials ergeben sich durch technische Restriktionen, die durch den Lösungsalgorithmus berücksichtigt werden müssen. Da im Rahmen des Projekts der Ladezustand SoC der E-Fahrzeuge als nicht bekannt angenommen wird, darf deren Bezugsleistung nur erhöht werden, wenn der Ladevorgang im Anschluss noch andauert und eine gleichwertige Leistungsreduktion und damit ein Energieausgleich möglich ist. Ebenso muss bei stationären Energiespeichern der Ladezustand SoC der als Flexibilität nutzbaren Batteriekapazität zusätzlich zu den Stellbereichsgrenzen $[P_{\min}, P_{\max}]$ geprüft und der zulässige Bereich des Ladezustands $[0\%, 100\%]$ eingehalten werden. Ist der Ladezustand SoC nicht bekannt, wird das Flexibilitätspotenzial so eingeschränkt, dass nur Leistungsreduktionen, keine Leistungserhöhungen berücksichtigt werden. Auch in diesem Fall muss die untere Steuerbereichsgrenze $[P_{\min}, P_{\text{Prognose}}]$ eingehalten werden. Eine Leistungsreduktion ist nur bis minimal zur unteren Steuerbereichsgrenze $P_{\min}$ zulässig.

Nähere Erläuterungen zur Modellierung des Anlagenverhaltens verschiedener Anlagentypen gehen aus dem Kapitel II.2.3.3.1-4.5 hervor.

2.3.3.1-4.3 Definition von fahrplanspezifischen Einsatzreihenfolgen der Anlagentypen

Im Rahmen des Projekts werden mit Fokus auf Niederspannungsnetze folgende Anlagentypen betrachtet und in eine fahrplanspezifische Einsatzreihenfolge gebracht:

Tabelle II-22: Anlagentypen

Anlagentypen
Ladeinfrastruktur für Elektromobile
Wärmepumpen
stationäre Batteriespeicher unter Beibehalt der Leistungsrichtung, im Folgenden als monodirektionaler Flexibilitätseinsatz bezeichnet
stationäre Batteriespeicher bei Umkehr der Leistungsrichtung, im Folgenden als bidirektionaler Flexibilitätseinsatz bezeichnet
PV-Anlagen

Die Einsatzreihenfolge legt die Priorität fest, mit der ein Anlagentyp als Flexibilität zur Behebung einer spannungsbedingten Grenzwertverletzung ΔU_i am Netzknoten i oder einer zweigstrombedingten Grenzwertverletzung ΔI_z im Netzzweig z verwendet wird.

Die Einsatzreihenfolge wird in Einsatznummern (Einsatz-Nr.) festgelegt, denen fahrplanspezifisch Anlagentypen zugeordnet sind. Die Sollwertberechnung der abzurufenden Leistungsänderung $\Delta P_{j,\text{Flex},f}$ einer Flexibilität f am Netzknoten j erfolgt je Einsatz-Nr. in sequenziell aufsteigender Reihenfolge der Einsatznummern solange bis die jeweils betrachtete Grenzwertverletzung ΔU_i am Netzknoten i oder ΔI_z im Netzzweig z behoben wurde.

Nachdem in einem Schritt die verfügbaren Flexibilitäten des Anlagentyps einer Einsatz-Nr. bearbeitet wurden, wird daher der verbleibende Anteil der betrachteten spannungsbedingten oder zweigstrombedingten Grenzwertverletzung ΔU_i oder ΔI_z mit dem Linearisierungsansatz (Sensitivitätsanalyse, Kapitel 2.3.2) neu berechnet.

2.3.3.1-4.3.1 Flexibilitätsfahrpläne _FLEXFP1 und _FLEXFP2

In den ersten beiden Flexibilitätsfahrplänen mit den Kennungen³⁶ _FLEXFP1 und _FLEXFP2 wird die Einsatzreihenfolge unter rein technischen Kriterien festgelegt, sodass der hierbei ermittelte Flexibilitätsbedarf dem in Kapitel 0 definierten Optimierungsziel der kleinstmöglichen summarischen Wirkleistungsanpassung von Flexibilitäten am besten entspricht. Dazu werden diejenigen Flexibilitäten zur Behebung einer Grenzwertverletzung herangezogen, welche die beste physikalische Wirksamkeit auf den betroffenen Netzknoten oder Netzzweig aufweisen.

Die verfügbaren Flexibilitäten gemäß den Bedingungen aus Kapitel 2.3.3.1-4.2 werden beginnend mit der größten Sensitivität $s_{\max}$ mit absteigenden Sensitivitäten eingesetzt. Dazu werden alle Netzknoten sequenziell durchlaufen.

Die Sensitivität einer Anlage auf einen betrachteten Netzengpass ist, wie aus Kapitel II2.3.2 hervorgeht, durch ihre Position im Stromnetz, d.h. durch netzphysikalische Randbedingungen wie den Netzknoten j , an dem sie angeschlossen ist, festgelegt und wird durch die Lastflussberechnung nach Newton-Raphson berechnet, liegt also bei der Ermittlung der Flexibilitätsfahrpläne vor. Bei der Bestimmung der größten Sensitivität $s_{\max}$ und für den sequenziellen Durchlauf der Netzknoten wird nur die wirkleistungsbezogene Sensitivität einer Anlage am Knoten j berücksichtigt:

- $s_{U,P,i,j}$ bezogen auf eine spannungsbedingte Grenzwertverletzung am Knoten i
- $s_{I,P,z,j}$ bezogen auf eine strombedingte Grenzwertverletzung im Zweig z

Die Blindleistung am Netzknoten j wird aufgrund des als konstant angenommenen Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ einer Anlage implizit berücksichtigt. Die blindleistungsbezogene Sensitivität $s_{U,Q,i,j}$ oder $s_{I,Q,z,j}$ wird für die Bestimmung der Leistungssollwerte gemäß Kapitel II2.3.3.1-4.4 verwendet, jedoch nicht als Kriterium für die Einsatzreihenfolge herangezogen.

Sind am Netzknoten j mehrere Flexibilitäten angeschlossen, werden die Anlagentypen nacheinander mit aufsteigender Einsatzreihenfolge Einsatz-Nr. 1 bis Einsatz-Nr. 4 gemäß der nachfolgenden Tabelle eingesetzt. Reicht das damit summarisch erreichbare Flexibilitätspotenzial nicht zur Behebung der Grenzwertverletzung aus, werden die Anlagen an dem Netzknoten j mit der nächstkleineren Sensitivität unter Einhaltung der gleichen Einsatzreihenfolge angesteuert.

Bei der Zuweisung der Anlagentypen zu den Einsatznummern wird zwischen Flexibilitätsfahrplan _FLEXFP1 und _FLEXFP2 unterschieden. Da an einem Netzknoten alle Flexibilitäten dieselbe Sensitivität auf die betrachtete Grenzwertverletzung besitzen, verfolgen beide Fahrpläne gleichermaßen das festgelegte Optimierungsziel.

Mit der Unterscheidung der Einsatzreihenfolge an einem Netzknoten wird eine Auswahlmöglichkeit zur nachgelagerten Bewertung der verschiedenen Fahrpläne, z.B. nach wirtschaftlichen Kriterien, geschaffen.

³⁶ vgl. Schnittstellenspezifikation in Kapitel 0

Sind die verfügbaren Flexibilitätspotenziale der Anlagentypen in der Einsatzreihenfolge Einsatz-Nr. 1 bis Einsatz-Nr. 4 an allen Netzknoten j vollständig ausgesteuert, so werden in einem weiteren Ablauf Anlagen der Einsatz-Nr. 5 gemäß der nachfolgenden Tabelle, d.h. PV-Anlagen sequenziell mit absteigenden Sensitivitäten als Flexibilitäten eingesetzt, um die Grenzwertverletzungen zu beheben.

1. Durchlauf Netzknoten mit absteigenden Sensitivitäten: Sollwertberechnung bis Einsatz-Nr. 4

Tabelle II-23: Sollwertberechnung bis Einsatz-Nr. 4

Einsatzreihenfolge an einem Netzknoten j	Fahrplan 1 _FLEXFP1	Fahrplan 2 _FLEXFP2
Einsatz-Nr. 1	Elektromobile	Batteriespeicher monodirektional
Einsatz-Nr. 2	Wärmepumpen	Batteriespeicher bidirektional
Einsatz-Nr. 3	Batteriespeicher monodirektional	Wärmepumpen
Einsatz-Nr. 4	Batteriespeicher bidirektional	Elektromobile

2. Durchlauf Netzknoten mit absteigenden Sensitivitäten: Sollwertberechnung Einsatz-Nr. 5

Tabelle II-24: Sollwertberechnung Einsatz-Nr. 5

	Fahrplan 1 _FLEXFP1	Fahrplan 2 _FLEXFP2
Einsatz-Nr. 5	PV-Anlagen	

Sind mehrere Flexibilitäten (Anlagen) f des gleichen Anlagentyps, z.B. mehrere Ladestationen für E-Fahrzeuge, an einem Netzknoten j vorhanden, werden deren Leistungen bei Flexibilitäts-einsatz prozentual gleichmäßig unter Berücksichtigung der individuellen Stellbereichsgrenzen $[P_{\min,j,f}, P_{\max,j,f}]$ angepasst. Die Vorgehensweise bei der Berechnung der Leistungssollwerte ist in Kapitel 2.3.3.1-4.4 erläutert.

Abbildung II-92 stellt die Berücksichtigung der Einsatzreihenfolge während eines Durchlaufs der Netzknoten dar. Für die Fahrpläne _FLEXFP1 und _FLEXFP2 wird der dargestellte Ablauf also zweimal durchgeführt – PV-Anlagen (Einsatz-Nr. 5) werden erst nachgelagert berücksichtigt. Die Sollwertberechnung für Flexibilitäten erfolgt je Einsatz-Nr. an einem betrachteten Netzknoten.

Auch in den Flexibilitätssfahrplänen _FLEXFP3 und _FLEXFP4 werden Netzknoten mit absteigenden Sensitivitäten durchlaufen. Der Ablauf nach Abbildung II-92 gilt dort ebenfalls.

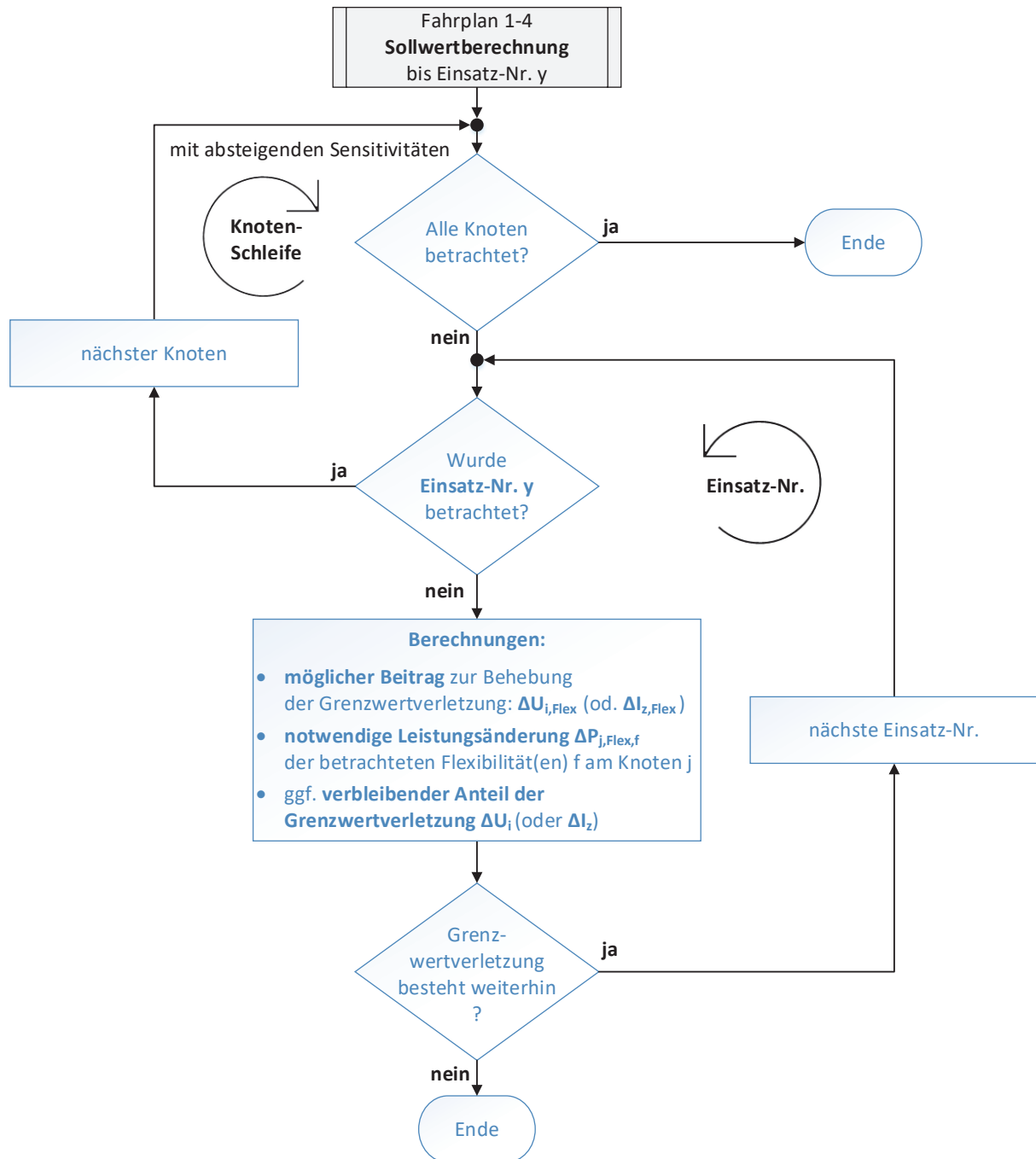


Abbildung II-91: Sollwertberechnung der Fahrpläne_FLEXFP1 bis_FLEXFP4 mit absteigenden Sensitivitäten

2.3.3.1-4.3.2 Flexibilitätsfahrpläne _FLEXFP3 und _FLEXFP4

Auch die Einsatzreihenfolge für die Fahrpläne der Kennung _FLEXFP3 und _FLEXFP4 orientiert sich an der physikalischen Wirksamkeit der Flexibilitäten im Netz. Analog zu den ersten beiden Fahrplänen werden die Netzknoten sequenziell mit absteigenden Sensitivitäten auf eine betrachtete Grenzwertverletzung hin durchlaufen (vgl. Kapitel II2.3.3.1-4.3.1) und an einem Netzknoten wird die fahrplanspezifisch festgelegte Einsatzreihenfolge gemäß nachfolgender Tabelle angewandt.

Im Unterschied zu den ersten beiden Fahrplänen wird in den Fahrplänen _FLEXFP3 und _FLEXFP4 der Anlagentyp der Einsatz-Nr. 4 während des ersten Durchlaufs der Netzknoten nicht berücksichtigt. Diese Anlagen werden für den Flexibilitätseinsatz niedrig priorisiert und erst nachgelagert, allerdings noch vor der Leistungsabregelung von PV-Anlagen, zur Behebung von Grenzwertverletzungen eingesetzt. Auch dieses Vorgehen dient der Variation zwischen den ermittelten Flexibilitätsfahrplänen zur nachgelagerten Bewertung.

Flexibilitäten der Einsatz-Nr. 4 werden in den Flexibilitätsfahrplänen _FLEXFP3 und _FLEXFP4 erst nachgelagert eingesetzt.

1. Durchlauf Netzknoten mit absteigenden Sensitivitäten: Sollwertberechnung bis Einsatz-Nr. 3

Tabelle II-25: Sollbewertung bis Einsatz-Nr. 3

Einsatzreihenfolge an <u>einem</u> Netzknoten j	Fahrplan 3 _FLEXFP3	Fahrplan 4 _FLEXFP4
Einsatz-Nr. 1	Batteriespeicher monodirektional	Wärmepumpen
Einsatz-Nr. 2	Batteriespeicher bidirektional	Batteriespeicher monodirektional
Einsatz-Nr. 3	Elektromobile	Batteriespeicher bidirektional

2. Durchlauf Netzknoten mit absteigenden Sensitivitäten: Sollwertberechnung Einsatz-Nr. 4

Tabelle II-26: Sollbewertung Einsatz-Nr. 4

	Fahrplan 3 _FLEXFP3	Fahrplan 4 _FLEXFP4
Einsatz-Nr. 4	Wärmepumpen	Elektromobile

3. Durchlauf Netzknoten mit absteigenden Sensitivitäten: Sollwertberechnung Einsatz-Nr. 5

Tabelle II-27: Sollbewertung Einsatz-Nr. 5

	Fahrplan 3 _FLEXFP3	Fahrplan 4 _FLEXFP4
Einsatz-Nr. 5	PV-Anlagen	

2.3.3.1-4.3.3 Flexibilitätsfahrplan _FLEXFP5

Für die Einsatzreihenfolge des Flexibilitätsfahrplans der Kennung _FLEXFP5 wird der Schwerpunkt auf die Gleichbehandlung der Flexibilitäten gelegt. Hier werden die Netzknoten nicht mit absteigenden Sensitivitäten durchlaufen und die Flexibilitäten nacheinander eingesetzt, sondern die möglichen Beiträge der Flexibilitäten zur Behebung der betrachteten Grenzwertverletzung werden über alle Netzknoten aufsummiert. Auf Basis dessen erfolgt eine prozentual gleichmäßige Leistungsanpassung der betrachteten Flexibilitäten f an mehreren Netzknoten j unter Berücksichtigung der individuellen Stellbereichsgrenzen $[P_{\min,j,f}, P_{\max,j,f}]$. Auch hierzu wird die Vorgehensweise bei der Berechnung der Leistungssollwerte in Kapitel II2.3.3.1-4.4 erläutert.

In Flexibilitätsfahrplan _FLEXFP5 erfolgt der Flexibilitätseinsatz prozentual gleichmäßig an allen Netzknoten.

Die Sollwertberechnung für Flexibilitäten mit prozentual gleichmäßiger Leistungsanpassung an allen Netzknoten erfolgt je Einsatz-Nr. nach dem in Abbildung II-92 dargestellten Ablauf.

Die Zuordnung der Anlagentypen zu den Einsatznummern geht aus der nachfolgenden Tabelle hervor. In Flexibilitätsfahrplan _FLEXFP5 erfolgt für Batteriespeicher, die sich im Betrieb „Bezug“ oder „Einspeisung“ befinden zunächst keine Umkehr der Leistungsflussrichtung (bidirektionaler Flexibilitätseinsatz, Einsatz-Nr. 2). Diese wird, ebenso wie eine Einspeisereduktion von PV-Anlagen (Einsatz-Nr. 3), erst nachgelagert als Flexibilität herangezogen, sollte das Flexibilitätspotenzial der Anlagen aus Einsatz-Nr. 1 nicht zur Behebung der betrachteten Grenzwertverletzung ausreichen.

Tabelle II-28: Einsatzreihenfolge zu Fahrplan 5

Einsatzreihenfolge gleichmäßig an <u>allen</u> Netzknoten	Fahrplan 5 _FLEXFP5
Einsatz-Nr. 1	Elektromobile Wärmepumpen Batteriespeicher monodirektional
Einsatz-Nr. 2	Batteriespeicher bidirektional
Einsatz-Nr. 3	PV-Anlagen

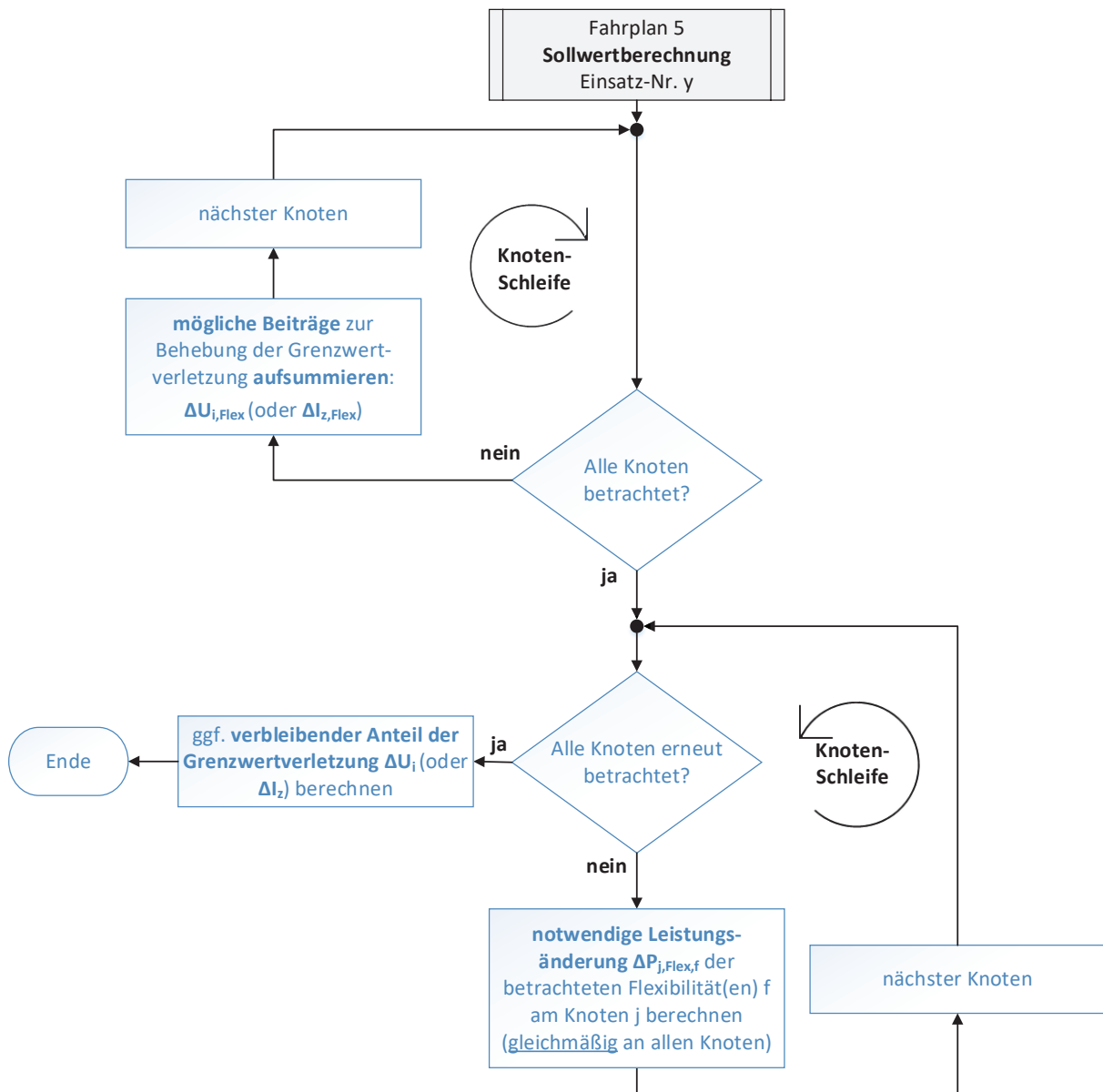


Abbildung II-92: Sollwertberechnung Fahrplan_FLEXFP5: gleichmäßige Leistungsanpassung an allen Netzknoten

2.3.3.1-4.4 Bestimmung der Leistungssollwerte für Flexibilitäten

Bei der Bestimmung der Leistungssollwerte wird im Rahmen des Projektes angenommen, dass eine kontinuierliche Steuerung der flexiblen Anlagen technisch umsetzbar ist. Eine Anpassung des Verfahrens hin zur Planung von Leistungsänderungen in diskreten Schritten wäre denkbar, allerdings können diese von Anlage zu Anlage verschieden sein und müssten im Modell geeignet hinterlegt werden. Alternativ kann an den Anlagen bspw. bei einer vorgegebenen Leistungsreduktion die ausgehend vom Sollwert nächstkleinere Leistung eingestellt werden. Dies führt allerdings zu insgesamt größeren eingesetzten Flexibilitätsleistungen und -energien über den technisch notwendigen Wert hinaus.

Nachdem der mögliche Beitrag einer Flexibilität oder einer Gruppe von Flexibilitäten zur Behebung der betrachteten Grenzwertverletzung ΔU_i oder ΔI_z für eine Einsatz-Nr. x gemäß der in Kapitel 2.3.3.1-4.3 beschriebenen Einsatzreihenfolgen ermittelt wurde, erfolgt die Berechnung des Leistungssollwerts oder der Leistungssollwerte dieser Flexibilitäten. Die Berechnung des Leistungssollwertes wird hier beispielhaft für die Betrachtung einer netzknotenübergreifenden

Gruppenflexibilität mit möglichen Beiträgen $\Delta U_{i, Flex, verf}$ oder $\Delta I_{z, Flex, verf}$ beschrieben. Bei Betrachtung einer Gruppenflexibilität am Netzknoten j ist entsprechend $\Delta U_{i, Flex, j, verf}$ oder $\Delta I_{z, Flex, j, verf}$ einzusetzen, bei Betrachtung einer einzelnen Flexibilität f wird stattdessen $\Delta U_{i, Flex, j, f, verf}$ oder $\Delta I_{z, Flex, j, f, verf}$ verwendet.

Wenn die mögliche Spannungsänderung $\Delta U_{i, Flex, verf}$ oder Stromänderung $\Delta I_{z, Flex, verf}$ größer ist als die zur Beseitigung der Grenzwertverletzung, d.h. des Netzenspasses notwendige Spannungsänderung ΔU_i oder Stromänderung ΔI_z , wird das verfügbare Flexibilitätspotenzial $\Delta P_{j, Flex, f, verfügbar}$ nur anteilig eingesetzt. Für die notwendige Wirkleistungsanpassung $\Delta P_{j, Flex, f}$ einer betrachteten Flexibilität f ergibt sich:

$$\Delta P_{j, Flex, f} = \begin{cases} \frac{\Delta U_i}{\Delta U_{i, Flex, verf}} \cdot \Delta P_{j, Flex, f, verfügbar} & \text{für } \left| \frac{\Delta U_i}{\Delta U_{i, Flex, verf}} \right| < 1 \\ \Delta P_{j, Flex, f, verfügbar} & \text{für } \left| \frac{\Delta U_i}{\Delta U_{i, Flex, verf}} \right| \geq 1 \end{cases} \quad \text{Gl. II.36}$$

$$\Delta P_{j, Flex, f} = \begin{cases} \frac{\Delta I_z}{\Delta I_{z, Flex, verf}} \cdot \Delta P_{j, Flex, f, verfügbar} & \text{für } \left| \frac{\Delta I_z}{\Delta I_{z, Flex, verf}} \right| < 1 \\ \Delta P_{j, Flex, f, verfügbar} & \text{für } \left| \frac{\Delta I_z}{\Delta I_{z, Flex, verf}} \right| \geq 1 \end{cases} \quad \text{Gl. II.37}$$

Der für ein 15-Minuten-Intervall vorzugebene Wirkleistungssollwert für eine Flexibilität f ergibt sich aus der Summe des prognostizierten Wirkleistungswertes und der Gesamtheit der innerhalb des Lösungsalgorithmus für dieses 15-Minuten-Intervall ermittelten notwendigen Leistungsänderungen $\Delta P_{j, Flex, f}$ dieser Anlage.

Für die Änderung des Spannungsbetrags $\Delta U_{i, Flex, j}$ an einem bestimmten Netzknoten i infolge einer Leistungsänderung $\Delta P_{j, Flex}$, $\Delta Q_{j, Flex}$ an einem bestimmten Netzknoten j gilt gemäß Kapitel 0:

$$\Delta U_{i, Flex, j} = s_{U, P, i, j} \cdot \Delta P_{j, Flex} + s_{U, Q, i, j} \cdot \Delta Q_{j, Flex} \quad \text{Gl. II.38}$$

Für die Änderung des Strombetrags $\Delta I_{z, Flex, j}$ in einem bestimmten Netzzweig z infolge einer Leistungsänderung $\Delta P_{j, Flex}$, $\Delta Q_{j, Flex}$ an einem bestimmten Netzknoten j gilt gemäß Kapitel 0:

$$\Delta I_{z, Flex, j} = s_{I, P, z, j} \cdot \Delta P_{j, Flex} + s_{I, Q, z, j} \cdot \Delta Q_{j, Flex} \quad \text{Gl. II.39}$$

Unter Annahme eines konstanten Verschiebungsfaktors $\cos\varphi$ folgt

$$\Delta U_{i, Flex, j} = s_{U, P, i, j} \cdot \Delta P_{j, Flex} + s_{U, Q, i, j} \cdot \Delta P_{j, Flex} \cdot \tan\varphi_j \quad \text{Gl. II.40}$$

$$\Delta I_{z, Flex, j} = s_{I, P, z, j} \cdot \Delta P_{j, Flex} + s_{I, Q, z, j} \cdot \Delta P_{j, Flex} \cdot \tan\varphi_j \quad \text{Gl. II.41}$$

Der Flexibilitätsbedarf zur Behebung einer spannungsbedingten Grenzwertverletzung ΔU_i am Netzknoten i oder einer zweigstrombedingten Grenzwertverletzung ΔI_z im Netzzweig z ergibt sich mit m Netzknoten aus der Summe der Wirkleistungsanpassungen, unter Berücksichtigung der beiden folgenden Nebenbedingungen:

$$\Delta U_{i, Flex} = \sum_{j=1}^m \Delta U_{i, Flex, j} \stackrel{!}{=} \Delta U_i \quad \text{Gl. II.42}$$

Oder

$$\Delta I_{z, Flex} = \sum_{j=1}^m \Delta I_{z, Flex, j} \stackrel{!}{=} \Delta I_z \quad \text{Gl. II.43}$$

Die Sollwertberechnung für Flexibilitäten zur Behebung einer Grenzwertverletzung erfolgt schrittweise im Rahmen der in Kapitel II2.3.3.1-4.3 beschriebenen Einsatzreihenfolgen. Für die Fahrpläne _FLEXFP1 bis _FLEXFP4 wird die notwendige Leistungsänderung jeweils für eine einzelne Flexibilität f oder für eine Gruppe von Flexibilitäten am gleichen Netzknoten j berechnet.

Für die verfügbare Leistungsänderung $\Delta P_{j, Flex, f, verfügbar}$ einer Flexibilität f am Knoten j gilt unter Berücksichtigung der Stellbereichsgrenzen $[P_{min, j, f}, P_{max, j, f}]$:

$$\Delta P_{j, Flex, f, verfügbar} = \begin{cases} P_{min, j, f} - P_{Prognose, j, f} & \text{bei Leistungsreduktion} \\ P_{max, j, f} - P_{Prognose, j, f} & \text{bei Leistungserhöhung} \end{cases} \quad \text{Gl. II.44}$$

$\Delta P_{j, Flex, f, verfügbar}$ kann über diese Definition hinaus durch die in Kapitel II2.3.3.1-4.2 definierten Bedingungen eingeschränkt werden.

Der mögliche Beitrag einer betrachteten Flexibilität f am Netzknoten j zur Behebung einer betrachteten Grenzwertverletzung ΔU_i oder ΔI_z ergibt sich auf Basis dessen zu

$$\Delta U_{i, Flex, j, f, verf} = S_{U, P, i, j} \cdot \Delta P_{j, Flex, f, verfügbar} + S_{U, Q, i, j} \cdot \Delta P_{j, Flex, f, verfügbar} \cdot \tan \varphi_j \quad \text{Gl. II.45}$$

$$\Delta I_{z, Flex, j, f, verf} = S_{I, P, z, j} \cdot \Delta P_{j, Flex, f, verfügbar} + S_{I, Q, z, j} \cdot \Delta P_{j, Flex, f, verfügbar} \cdot \tan \varphi_j \quad \text{Gl. II.46}$$

Der mögliche Beitrag einer Gruppe von Flexibilitäten am Netzknoten j zur Behebung einer betrachteten Grenzwertverletzung ΔU_i oder ΔI_z ergibt sich durch Aufsummieren der $N_{j, Flex}$ betrachteten Flexibilitäten am Netzknoten j zu

$$\Delta U_{i, Flex, j, verf} = \sum_{f=1}^{N_{j, Flex}} (S_{U, P, i, j} \cdot \Delta P_{j, Flex, f, verfügbar} + S_{U, Q, i, j} \cdot \Delta P_{j, Flex, f, verfügbar} \cdot \tan \varphi_j)$$

Gl. II.47

$$\Delta I_{z, Flex, j, verf} = \sum_{f=1}^{N_{j, Flex}} (S_{I, P, z, j} \cdot \Delta P_{j, Flex, f, verfügbar} + S_{I, Q, z, j} \cdot \Delta P_{j, Flex, f, verfügbar} \cdot \tan \varphi_j)$$

Gl. II.48

Für Fahrplan _FLEXFP5 wird die notwendige Leistungsänderung für eine netzknotenübergreifende Gruppe von Flexibilitäten berechnet. Der mögliche Beitrag dieser Gruppenflexibilität zur

Behebung einer betrachteten Grenzwertverletzung ΔU_i oder ΔI_z ergibt sich durch Aufsummieren der $N_{j, Flex}$ betrachteten Flexibilitäten an allen m Netzknoten.

$$\Delta U_{i, Flex, verf} = \sum_{j=1}^m \sum_{f=1}^{N_{j, Flex}} (S_{U, P, i, j} \cdot \Delta P_{j, Flex, f, verfügbar} + S_{U, Q, i, j} \cdot \Delta P_{j, Flex, f, verfügbar} \cdot \tan \varphi_j)$$

Gl. II.49

$$\Delta I_{z, Flex, verf} = \sum_{j=1}^m \sum_{f=1}^{N_{j, Flex}} S_{I, P, z, j} \cdot \Delta P_{j, Flex, f, verfügbar} + S_{I, Q, z, j} \cdot \Delta P_{j, Flex, f, verfügbar} \cdot \tan \varphi_j)$$

Gl. II.50

2.3.3.1-4.5 Lastverschiebungen: Generische Modelle für das Anlagenverhalten verschiedener Anlagentypen nach Flexibilitätseinsätzen

Das Verfahren berücksichtigt folgende Anlagentypen als Flexibilitäten.

- Ladestationen für E-Fahrzeuge als Bezugsanlagen
- Wärmepumpen als Bezugsanlagen
- Dezentrale Erzeugungsanlagen (PV-Anlagen) als Einspeiseanlagen
- Batteriespeicher als Bezugsanlagen und/oder Einspeiseanlagen

Um insbesondere das zeitliche Verhalten der Anlagentypen nach Flexibilitätseinsätzen nachzubilden, verwendet das Verfahren generische Modelle, die auf Erfahrungen des Netzbetriebes beruhen. Die generischen Modelle der Anlagentypen sollen ein typisches Verhalten nachbilden, nicht ein Verhalten ggfs. am Markt verfügbarer Produkte. Betriebswirtschaftliche Aspekte werden von dem Verfahren ebenfalls nicht berücksichtigt.

Grundsätzlich gehen die vorliegenden Verfahren und generischen Modelle davon aus, dass Leistungen und Energien immer auf die in der Energiewirtschaft üblichen 15-Minuten-Intervalle bezogen definiert sind und berechnet werden.

1. Leistungen werden innerhalb eines 15-Minuten-Intervalls als konstant angenommen.
2. Zeitbereiche werden als ganze Vielfache von 15-Minuten-Intervallen definiert.

Diese Annahme wird bereits in den Prognosedaten, die das initial erwartete Anlagenverhalten bei ausbleibenden Sollwertvorgaben angeben, zugrunde gelegt und auch die zuvor beschriebenen Sollwerte im Rahmen von Flexibilitätseinsätzen werden in 15-Minuten-Intervallen berechnet. Die in diesem Kapitel beschriebenen generischen Modelle bilden die erwarteten anlagenspezifischen Anpassungen des Anlagenverhaltens in Reaktion auf einen Flexibilitätseinsatz ab.

Im Folgenden werden Eigenschaften der von dem Verfahren verwendeten generischen Modelle erläutert, sofern Sie für das Verständnis der Vorgehensweise des Verfahrens zur Planung von Flexibilitätseinsätzen selbst, dem Feldtest und der Darstellung der Ergebnisse des Feldtests erforderlich ist. Weiterführende Erläuterungen z.B. hinsichtlich der Parametrierung der generischen Modelle sind in [18] und [21] enthalten.

2.3.3.1-4.5.1 Generisches Modell: Ladestation für E-Fahrzeuge

Die in Kapitel II.2.3.3.1-4.2 festgelegten Kriterien für die Auswahl von Anlagen zum Flexibilitäts-einsatz sehen vor, dass der Ladevorgang des E-Fahrzeugs innerhalb einer prognostizierten Anschlussdauer $T_{\text{Anschlussdauer,EM}}$ abgeschlossen wird. Die Arbeitsweise des generischen Modells hat daher das Ziel, die abgerufene Flexibilität, d.h. die zu viel oder zu wenig bezogene Energie innerhalb des Prognosezeitraums im Sinne einer Lastverschiebung vollständig auszugleichen. Generelles Ziel ist es, innerhalb des Prognosezeitraums die geplante Energie in die Batterie des E-Fahrzeugs einzuspeichern. So ist es nicht geplant, dass am Ende des Prognosezeitraums eine Restenergie verbleibt, die als Flexibilitätspotenzial innerhalb des Prognosezeitraums genutzt, aber bis zum Ende des Prognosezeitraums nicht ausgeglichen wird. Dies führt zur Einschränkung des Flexibilitätspotenzials am Ende des Prognosezeitraums, sodass eine täglich rollierende Betrachtung eines Prognosezeitraums von zwei Tagen sinnvoll ist.

Für jedes 15-Minuten-Intervall der prognostizierten Ladedauer $T_{\text{Ladedauer,EM}}$ ist eine prognostizierte Ladeleistung $P_{\text{Prognose,EM}} > 0 \text{ kW}$ als Eingangsgröße definiert. Dem generischen Modell liegt die Annahme zugrunde, dass das E-Fahrzeug über die prognostizierte Ladedauer hinaus bis Ende der Anschlussdauer $T_{\text{Anschlussdauer,EM}}$ an der Ladestation angeschlossen bleibt. Innerhalb der prognostizierten Ladedauer $T_{\text{Ladedauer,EM}}$ kann die Ladeleistung bzw. die Ladeenergie von dem Verfahren als Flexibilitätspotenzial $\Delta P_{\text{Flex,EM}}$ verwendet werden. Dazu kann die prognostizierte Ladeleistung $P_{\text{Prognose,EM}}$ innerhalb der Steuerbereichsgrenzen $[P_{\text{min,EM}}, P_{\text{max,EM}}]$ auf $P_{\text{Flex,EM}}$ erhöht oder reduziert werden. Innerhalb der prognostizierten Ladedauer $T_{\text{Ladedauer,EM}}$ nicht bezogene oder zu viel bezogene Energie wird durch das generische Modell bis zum Ende der Anschlussdauer $T_{\text{Anschlussdauer,EM}}$ ausgeglichen. Auch hier sind die Steuerbereichsgrenzen $[P_{\text{min,EM}}, P_{\text{max,EM}}]$ zu beachten.

Abbildung II-94 zeigt beispielhaft den modellierten Energieausgleich eines E-Fahrzeugs nach einer Leistungsreduktion durch Verlängerung der Ladedauer. Die Zeitachse ist im zeitlichen Raster der 15-Minuten-Intervalle unterteilt.

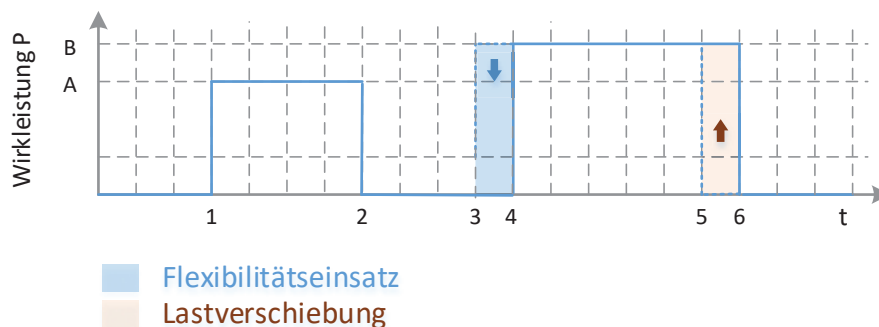


Abbildung II-93: Lastverschiebung eines E-Fahrzeugs nach Leistungsreduktion

In den nachfolgenden Abbildungen sind beispielhaft Ausschnitte der Informationsobjekte dargestellt, die zur Einstellung und Anwendung des generischen Modells benötigt werden.

Prognostizierte Wirkleistung in der Prognosedatei **_PROG**

```
{
  "id" : "8002048895",
  "label" : "Stationäre Ladesäule",
  "unit_1" : "P[kW]",
```

```
"timeseries" :
[
{
"timestamp" : 1704064500000,
"value_1" : 22.0
},
{
"timestamp" : 1704065400000,
"value_1" : 0.0
},

```

Steuerbereichsgrenzen in der Flexibilitätspotenzialdatei **_FLEXPOT**

```
{
" id" : "8002048895",
" label" : "Stationäre Ladesäule",
" unit_1" : "Pmax[kW]",
" unit_2" : "Pmin[kW]",
" timeseries" :
[
{
" timestamp" : 1704064500000,
" value_1" : 22.0 ,
" value_2" : 0.0
},
{
" timestamp" : 1704065400000,
" value_1" : 22.0 ,
" value_2" : 0.0
},

```

2.3.3.1-4.5.2 Generisches Modell: Dezentrale Erzeugungsanlage

Dezentrale Erzeugungsanlagen werden in einem 15-Minuten-Intervall von dem Verfahren als Flexibilität nur dann eingesetzt, wenn alle sonst verfügbaren Flexibilitätspotenziale ausgeschöpft sind und ein normativ zulässiger Netzbetrieb nicht erreicht wird. Das entwickelte Verfahren zur Berechnung des Flexibilitätseinsatzes sieht für Dezentrale Erzeugungsanlagen (PV-

Anlagen) ausgehend von der prognostizierten Leistung $P_{\text{Prognose,PV}}$ nur eine Reduktion der Einspeisewirkleistung auf die Wirkleistung $P_{\text{Flex,PV}}$ vor. Nachholeffekte sind hier nicht möglich.

Prognostizierte Einspeiseleistung in der Prognosedatei **_PROG**

```
{
  "id" : "4001044432",
  "label" : "PV-Anlage",
  "unit_1" : "P[kW]",
  "timeseries" :
  [
    {
      "timestamp" : 1704113100000,
      "value_1" : 0.157051208351537
    },
    {
      "timestamp" : 1704114000000,
      "value_1" : 0.140150382855435
    },
  ],
}
```

Steuerbereichsgrenzen in der Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT**

```
{
  "id" : "4001044432",
  "label" : "PV-Anlage",
  "unit_1" : "Pmax[kW]",
  "unit_2" : "Pmin[kW]",
  "timeseries" :
  [
    {
      "timestamp" : 1704113100000,
      "value_1" : 0.157051208351537,
      "value_2" : 0.0
    },
    {
      "timestamp" : 1704114000000,
      "value_1" : 0.140150382855435,
      "value_2" : 0.0
    },
  ],
}
```

2.3.3.1-4.5.3 Generisches Modell: Batteriespeicher

Das generische Modell für Batteriespeicher sieht die Berechnung und Überwachung des Ladezustandes (State of Charge SoC) des Batteriespeichers in jedem 15-Minuten-Intervall vor. Als Nebenbedingung muss der Ladezustand SoC des generischen Modells immer im Intervall [0%, 100%] liegen.

Ist der initiale Ladezustand SoC_0 des Batteriespeichers bekannt, so kann bei der Berechnung des Flexibilitätseinsatzes sowohl eine Reduktion als auch eine Erhöhung der prognostizierten Bezugs- oder Einspeiseleistung $P_{Prognose,BS}$ auf die Wirkleistung $P_{Flex,BS}$ unter Berücksichtigung der Steuerbereichsgrenzen $[P_{min,BS}, P_{max,BS}]$ berücksichtigt werden. Eine Richtungsumkehr des Leistungsflusses ist möglich. Die Eigenschaft der Leistungsrichtungsumkehr wird im Netzberechnungsprogramm durch die Kombination einer Bezugsanlage und einer Einspeiseanlage nachgebildet.

Das entwickelte generische Modell für den Batteriespeicher hat im Anschluss an einen Flexibilitätseinsatz nicht das Ziel, einen definierten Ladezustand innerhalb einer definierten Zeit wie z.B. bei Batteriespeichern für Regelleistung oder Regelenergie üblich, zu erreichen. Im Rahmen der Überwachung des SoC werden Prognosen nur dann angepasst, wenn das Intervall [0%, 100%] für den SoC anderenfalls nicht eingehalten wird.

Ist der initiale Ladezustand SoC_0 des Batteriespeichers nicht bekannt, so kann ein vereinfachtes Modell für den Batteriespeicher verwendet werden. Das entwickelte Verfahren zur Berechnung des Flexibilitätseinsatzes lässt in dem Fall nur eine Reduktion der prognostizierten Bezugs- oder Einspeiseleistung $P_{Prognose,BS}$ auf die Wirkleistung $P_{Flex,BS}$ unter Berücksichtigung der Steuerbereichsgrenzen $[P_{min,BS}, P_{max,BS}]$ zu, keine Leistungserhöhung. Eine Leistungserhöhung ist wegen des unbekannten initialen Ladezustandes nicht möglich. Auch die Überwachung des Ladezustandes SoC bzgl. des Intervalls [0%, 100%] kann nicht erfolgen.

Ein durch die Leistungsreduktion entstehendes Energiedefizit $\Delta E_{Flex,BS}$ wird durch das generische Modell bei unbekanntem SoC nach Möglichkeit als Lastverschiebung direkt in nachfolgenden 15-Minuten-Intervallen wieder ausgeglichen, sofern die Stellbereichsgrenzen $[P_{min,BS}, P_{max,BS}]$ dies zulassen. Damit wird erreicht, dass der unbekannte initiale Ladezustand SoC_0 möglichst zeitnah wiederhergestellt wird und das Flexibilitätspotenzial des Batteriespeichers wieder verfügbar ist.

Das generische Modell des Batteriespeichers sieht nicht vor, das abgerufene Flexibilitätspotenzial, d.h. die zu viel oder zu wenig bezogene Energie innerhalb des Prognosezeitraums im Sinne einer Lastverschiebung vollständig auszugleichen. So ist es denkbar, dass am Ende des Prognosezeitraums eine Restenergie verbleibt, die als Flexibilitätspotenzial innerhalb des Prognosezeitraums genutzt, aber bis zum Ende des Prognosezeitraums nicht ausgeglichen wurde.

Prognostizierte Wirkleistung in der Prognosedatei **_PROG**

```
{
  "id" : "8002048893",
  "label" : "Quartierspeicher_Last",
  "unit_1" : "P[kW]",
  "timeseries" :
  [
```

```

    {
      "timestamp" : 1704064500000,
      "value_1" : 0.0
    },
    {
      "timestamp" : 1704065400000,
      "value_1" : 0.0
    },

  {
    "id" : "8002048894",
    "label" : "Quartiersspeicher_Erz",
    "unit_1" : "P[kW]",
    "timeseries" :
    [
      {
        "timestamp" : 1704064500000,
        "value_1" : 0.0
      },
      {
        "timestamp" : 1704065400000,
        "value_1" : 0.0
      },
    ]
  }

```

Steuerbereichsgrenzen in der Flexibilitätspotenzialdatei **_FLEXPOT**

```

{
  "id" : "8002048893",
  "label" : "Quatiersspeicher_Last",
  "unit_1" : "Pmax[kW]",
  "unit_2" : "Pmin[kW]",
  "timeseries" :
  [
    {

```



```

    "timestamp" : 1704064500000,
    "value_1" : 228.0,
    "value_2" : 0.0
  },
  {
    "timestamp" : 1704065400000,
    "value_1" : 228.0,
    "value_2" : 0.0
  },
  {
    "id" : "8002048894",
    "label" : "Quatierspeicher_Erz",
    "UseSocPct" : 0.0,
    "unit_1" : "Pmax[kW]",
    "unit_2" : "Pmin[kW]",
    "unit_3" : "UseWh[Wh]",
    "timeseries" :
    [
      {
        "timestamp" : 1704064500000,
        "value_1" : 225.0,
        "value_2" : 0.0,
        "value_3" : 160000.0
      },
      {
        "timestamp" : 1704065400000,
        "value_1" : 225.0,
        "value_2" : 0.0,
        "value_3" : 160000.0
      },
    ]
  }
]

```

2.3.3.1-4.5.4 Generisches Modell: Wärmepumpe

Der Leistungsbezug der Wärmepumpen orientiert sich am Wärmebedarf des Gebäudes. Das System Wärmepumpe kann Lastverschiebungen durch einen vorhandenen Warmwasserspeicher sowie die Wärmespeicherfähigkeit der Gebäudehülle begrenzt kompensieren, ohne dass der Raumkomfort zu sehr eingeschränkt wird. Wärmepumpen können damit als Flexibilität

eingesetzt werden, wobei auch hier Nachholeffekte zum Ausgleich der nicht bezogenen Energiemenge berücksichtigt werden müssen. Dadurch entstehende Effizienzverluste der Wärmepumpe werden hier vernachlässigt.

Gemäß der veralteten Gesetzesvorgabe aus §7 der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOEl) ist der Stromnetzbetreiber berechtigt, die Wärmepumpe bis zu 3mal täglich für jeweils bis zu 2 Stunden abzuschalten, also insgesamt für 6 Stunden täglich. Auf jede Sperrzeit mit Trennung vom Stromnetz muss eine Heizphase folgen dürfen, die mindestens ebenso lang andauern kann wie die vorangehende Sperrzeit und in der die Wärmepumpe elektrische Leistung entsprechend ihrem Bedarf beziehen kann.

Da dieses Vorgehen zu Beginn des Projektes noch gängige Praxis im Netzbetrieb war und insbesondere in den Fahrplänen FLEXFP1-4 die Bezugsleistungen von Wärmepumpen auf bis zu 0 kW reduziert werden können, wurden in dem generischen Modell der Wärmepumpen diese Sperrzeiten im Fall von Leistungsreduktionen berücksichtigt, um mit den berechneten Flexibilitätssfahrplänen den benötigten Wärmebedarf zur Verfügung zu stellen. Da in Fahrplan FLEXFP5 viele Anlagen prozentual gleichmäßig als Flexibilität eingesetzt werden und es dadurch zu geringeren Anpassungen an einzelnen Anlagen kommt, werden Sperrzeiten für Wärmepumpen hier nur bei einer größeren Leistungsreduktion angewendet. Der Grenzwert hierfür ist einstellbar und wird im Rahmen des Projektes auf 80 % der prognostizierten Bezugsleistung der Wärmepumpe festgelegt. Bei Leistungsreduktionen > 80 % werden auch in Fahrplan FLEXFP5 Sperrzeiten angewendet.

$$P_{sperr>}(FP5, WP) = 80 \%$$

Nach einer Leistungsreduktion von Wärmepumpen innerhalb der Steuerbereichsgrenzen $[P_{min,EM}, P_{max,EM}]$ im Rahmen des Flexibilitätseinsatzes sieht das generische Modell vor, dass nicht bezogene Energiemengen so schnell wie möglich nachgeholt werden. Auch hier werden die Steuerbereichsgrenzen $[P_{min,WP}, P_{max,WP}]$ berücksichtigt. Die Vorgabe der Sperrzeiten begünstigt das Nachholen „verpasster“ Energiemengen.

Auch Leistungserhöhungen von Wärmepumpen im Rahmen des Flexibilitätseinsatzes sind innerhalb der Steuerbereichsgrenzen $[P_{min,EM}, P_{max,EM}]$ möglich. Die beschriebenen Sperrzeiten werden nur für Leistungsreduktionen angewandt. Allerdings werden auch Leistungserhöhungen durch das generische Modell der Wärmepumpen zeitlich begrenzt. Ausgehend von einer Erhöhung der Bezugsleistung $P_{Flex,WP} > P_{Prognose,WP}$ im k-ten 15-Minuten-Intervall darf eine erhöhte Bezugsleistung in den darauffolgenden 15-Minuten-Intervallen nur maximal 2 Stunden bezogen werden. Eine erneute Erhöhung Bezugsleistung ist nur zulässig, wenn ein Energieausgleich durch nachfolgende Reduktion der prognostizierten Leistung $P_{Prognose,WP}$ wieder ausgeglichen werden konnte (Lastverschiebung). Diese Einschränkung dient der Nutzung der Wärmepumpe in effizienteren Temperaturbereichen und zur Einhaltung einer max. zulässigen Temperatur.

Abbildung II-95 zeigt beispielhaft den modellierten Energieausgleich einer Wärmepumpe nach einer Leistungserhöhung. Die Zeitachse ist im zeitlichen Raster der 15-Minuten-Intervalle unterteilt.

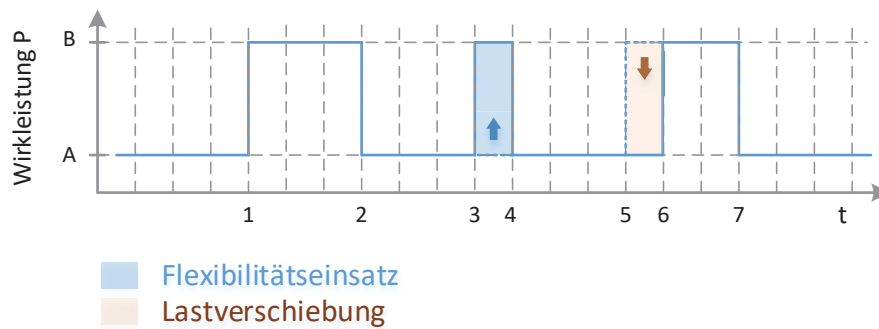


Abbildung II-94: Lastverschiebung einer Wärmepumpe nach Leistungserhöhung

Das generische Modell der Wärmepumpe sieht nicht vor, das abgerufene Flexibilitätspotenzial, d.h. die zu viel oder zu wenig bezogene Energie innerhalb des Prognosezeitraums im Sinne einer Lastverschiebung vollständig auszugleichen. So ist es denkbar, dass am Ende des Prognosezeitraums eine Restenergie verbleibt, die als Flexibilitätspotenzial innerhalb des Prognosezeitraums genutzt, aber bis zum Ende des Prognosezeitraums nicht ausgeglichen wurde.

Prognostizierte Wirkleistung in der Prognosedatei **_PROG**

```
{
  "id" : "9000543273",
  "label" : "Wärmepumpe_Heimspeicher",
  "unit_1" : "P[kW]",
  "timeseries" :
  [
    {
      "timestamp" : 1704064500000,
      "value_1" : 0.399699543867499
    },
    {
      "timestamp" : 1704065400000,
      "value_1" : 0.10877069554426999
    }
  ]
}
```

Steuerbereichsgrenzen in der Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT**

```
{
  "id" : "9000543273",
  "label" : "Wärmepumpe_Heimspeicher",
  "unit_1" : "Pmax[kW]",
  "unit_2" : "Pmin[kW]",
}
```

```

"timeseries" :
[
{
  "timestamp" : 1704064500000,
  "value_1" : 8.5,
  "value_2" : 0.0
},
{
  "timestamp" : 1704065400000,
  "value_1" : 8.5,
  "value_2" : 0.0
},

```

2.3.4 Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs – ein Beispiel aus dem Feldtestgebiet

Die prinzipielle Vorgehensweise der Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs wird anhand eines Fallbeispiels näher erläutert. Als Datengrundlage dienen Prognosedaten der Bezugs- und Einspeiseanlagen vom 05. Januar 2024 für das Szenario 1. Für das 15-Minuten-Intervall von 17:45 – 18:00 Uhr (nach VDEW [6]: Viertelstunde 18:00) ermittelte das Verfahren auf Basis der initialen Lastflussberechnung eine Überlastung des Einspeisetransformators Tra 1 in der Ortsnetzstation von 3,18% als Grenzwertverletzung. Das Beispiel wurde gezielt so gewählt, dass nur eine geringe Überlastung auftritt, damit nur zwei Flexibilitäten zur Behebung der Grenzwertverletzung zum Einsatz kommen und das Beispiel gut verständlich bleibt. Tabelle 1 zeigt einen Ausschnitt des Flexibilitätsfahrplans _FLEXFP3 für das 15-Minuten-Intervall 17:45 – 18:00 Uhr.

Tabelle II-29: Geplanter Flexibilitätseinsatz _FLEXFP3 für das 15-Minuten-Intervall 17:45 – 18:00

Geplanter Flexibilitätseinsatz							
05.01.2024 17:45 UTC- Zeitstempel 1704473100	Prognose	Prognose mit Flexibilitäten	Prognose mit Flexibilitä- ten	Flexibilitätspoten- tial		SoC	Lastverschie- bung
Flexibilität [ID]	P [kW]	P [kW]	P [kW]	Pmin [kW]	Pmax [kW]	[%]	[kWh]
V52 - EM [ID=9101058896] Bb121	11.000	---	3.897	0.000	11.000	---	-1.776
V54 - EM [ID=9101059239] Bb125	11.000	---	0.000	0.000	11.000	---	-2.750

Tabelle II-30: Ausschnitt aus dem Flexibilitätsfahrplan_FLEXFP3 für das 15-Minuten-Intervall 17:45 – 18:00

Strom- und Spannungsüberwachung: Betriebsmittel mit Grenzwertverletzungen			
05.01.2024 17:45 UTC- Zeitstempel 1704473100	Prognose	Prognose mit Lastverschiebung	Prognose mit Flexibilitäten
Name	ULL [%Un]	ULL [%Un]	ULL [%Un]
---	---	---	---
Name	I_{Prog} [%I _{zul}]	$I_{Prog,LV}$ [%I _{zul}]	I_{Flex} [%I _{zul}]
[Tra 1] Tra 1	103.178	103.178	99.999

In der Spalte Prognose finden sich die für dieses 15-Minuten-Intervall ermittelten Prognosedaten aus der Prognosedatei (Eingangsdatei) derjenigen Flexibilitäten, welche das Verfahren für dieses 15-Minuten-Intervall zur Behebung der Grenzwertverletzung ermittelt hat. Es handelt sich bei den beiden Flexibilitäten V52 und V54, wie an der Kennung EM erkennbar ist, um Ladestationen für E-Fahrzeuge, d.h. Bezugsanlagen. Sowohl der überlastete Einspeisetransformator als auch die beiden eingesetzten Flexibilitäten sind im elektrischen Abbild des Feldtestgebiets in Abbildung II-96 hervorgehoben.

Durch den Flexibilitätseinsatz wird die Überlastung des Einspeisetransformators von $I_{Prog} = 103,17\%I_{zul}$ beseitigt, d.h. der eingestellte Grenzwert $I_{max} = 100\%I_{zul}$ wird eingehalten, was aus Tabelle II-30 hervorgeht. Das Verfahren reduziert dazu die prognostizierte Bezugsleistung der beiden Ladestationen von geplanten 11kW auf 3,897kW bzw. 0kW mithilfe der berechneten Sensitivitäten der Flexibilitäten V52 (s_{V52}) und V54 (s_{V54}). Diese Sensitivitäten finden sich in dem Ausschnitt der Zweigstromsensitivitätsmatrix in Tabelle , in der jeweils die Zweigstromsensitivitäten bzgl. Wirk- und Blindleistungsänderungen angegeben sind. Die in dem Beispiel verwendeten Sensitivitäten s_{V52} und s_{V54} sind in der vorangehenden Tabelle orange hinterlegt.

Tabelle II-31: Ausschnitt der Zweigstromsensitivitätsmatrix für das Feldtest-Beispiel.

	Bb 1	Bb 1	Bb 5	Bb 5	Bb121 (V52)	Bb121 (V52)	Bb125 (V54)	Bb125 (V54)
Tra 1	-1.48E-03	-1.02E-04	-1.53E-03	-1.04E-04	-1.58E-03	-1.05E-04	-1.58E-03	-1.05E-04
Line 32	-1.96E-08	-7.68E-08	-4.88E-08	-8.73E-08	-5.16E-08	-8.73E-08	-5.15E-08	-8.73E-08
Line 37	-5.94E-07	-2.33E-06	-6.48E-07	-2.33E-06	-7.01E-07	-2.33E-06	-7.00E-07	-2.33E-06
Line 19	-3.07E-07	-1.21E-06	-3.35E-07	-1.21E-06	-3.63E-07	-1.21E-06	-3.62E-07	-1.21E-06
Line 20	-5.75E-07	-2.26E-06	-6.27E-07	-2.26E-06	-6.79E-07	-2.26E-06	-6.78E-07	-2.26E-06
Line 34	-1.88E-08	-7.38E-08	-2.05E-08	-7.39E-08	-2.22E-08	-7.39E-08	-2.22E-08	-7.39E-08

Da es sich um Ladestationen für E-Fahrzeuge mit einem Verschiebungsfaktor $\cos\varphi = 1$ handelt, gibt es keine Blindleistungsänderung, weshalb sich die notwendige Leiterstromänderung ΔI lediglich durch eine Wirkleistungsänderung ΔP_{V52} und ΔP_{V54} ergibt.

$$\frac{\Delta I}{I_{zul}} = \frac{s_{V52} \cdot \Delta P_{V52} + s_{V54} \cdot \Delta P_{V54}}{I_{zul}}$$

Gl. II.51

Der Leiterstrom nach Flexibilitätseinsatz I_{Flex} muss bei einem eingestellten Grenzwert von $I_{max} = 100\%I_{zul}$ folgende Nebenbedingung erfüllen:

$$\frac{I_{Flex}}{I_{zul}} \leq \frac{I_{max}}{I_{zul}} = 1,00 \text{ p. u.} \quad \text{Gl. II.52}$$

Er ergibt sich als Summe des Leiterstroms vor Flexibilitätseinsatz I_{Prog} und der Leiterstromänderung ΔI .

$$\frac{I_{Flex}}{I_{zul}} = \frac{I_{Prog}}{I_{zul}} + \frac{\Delta I}{I_{zul}} \quad \text{Gl. II.53}$$

Mit dem zulässigen Bemessungsstrom des Ortsnetztransformators $I_{rTUS} = I_{zul} = 909,32A$ der Unterspannungsseite und dem durch das Verfahren ermittelten Leiterstrom $I_{Prog} = 103,17\%I_{zul}$ aus GL. II 53. beträgt der nach Flexibilitätseinsatz sich ergebende Leiterstrom I_{Flex} zu

$$\begin{aligned} \frac{I_{Flex}}{I_{zul}} &= 1,0317 \\ &- \frac{1,58 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{A}{W} \cdot (11 - 3,89)kW + 1,58 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{A}{W} \cdot (11 - 0)kW}{909,32A} \\ &= 1,00 \text{ p. u.} \end{aligned} \quad \text{Gl. II.54}$$

wodurch die Nebenbedingung in Gleichung II.54 eingehalten wird. Durch den Flexibilitätseinsatz ergibt sich allerdings eine nachzuholende Energiemenge, die nachfolgend als Lastverschiebung (LV) bezeichnet wird, von

$$\begin{aligned} E_{LV,V52,1} &= (11kW - 3,897kW) \cdot 15min = 1,776kWh \\ E_{LV,V54,1} &= (11kW - 0kW) \cdot 15min = 2,75kWh \end{aligned} \quad \text{Gl. II.55}$$

Diese ist ebenfalls in Tabelle II–30: Geplanter Flexibilitätseinsatz erkennbar. Das negative Vorzeichen der Lastverschiebung ergibt sich durch das für Bezugsanlagen verwendete Verbraucherzählpeilsystem (VZS). Mit dem negativen Vorzeichen wird eine zu gering bezogene Energie gekennzeichnet.

Im darauffolgenden 15-Minuten-Intervall 18:00 – 18:15 ermittelt das Verfahren den nachfolgend dargestellten Flexibilitätseinsatz. Wie zu erkennen ist, wird die prognostizierte Wirkleistung von jeweils 11kW für beide Ladestationen auch in diesem 15-Minuten-Intervall als Flexibilitätspotenzial genutzt und gegenüber der prognostizierten Bezugsleistung auf 10,286kW bzw. 0kW reduziert.

Tabelle II-32: Geplanter Flexibilitätseinsatz

Geplanter Flexibilitätseinsatz							
05.01.2024 18:00 UTC- Zeitstempel 1704474000	Prognose	Prognose mit Flexibilität	Prognose mit Flexibilität	Flexibilitätspotenzial		SoC	Lastverschiebung
Flexibilität [ID]	P [kW]	P [kW]	P [kW]	Pmin [kW]	Pmax [kW]	[%]	[kWh]
V52 - EM [ID=9101058896] Bb121	11.000	---	10.286	0.000	11.000	---	-1.954
V54 - EM [ID=9101059239] Bb125	11.000	---	0.000	0.000	11.000	---	-5.500

Unter Berücksichtigung der Lastverschiebungen in vorhergehenden 15-Minuten-Intervallen ergeben sich die neuen Lastverschiebungen am Ende des aktuellen 15-Minuten-Intervalls. Wie zu erkennen ist, hat sich die nicht bezogene Energie durch den Abruf des Flexibilitätspotenzials für beide Flexibilitäten vergrößert.

$$E_{LV,V52,2} = E_{LV,V52,1} + (11kW - 10,286kW) \cdot 15min = 1,954kWh$$

Gl. II.56

$$E_{LV,V54,2} = E_{LV,V54,1} + (11kW - 0kW) \cdot 15min = 5,5kWh$$

Im nächsten 15-Minuten-Intervall wird die nachzuholende Energiemenge durch das Verfahren als Lastverschiebung weiterhin nicht bezogen, da aufgrund der Verbrauchsprognose die beiden Flexibilitäten V52 und V54 weiterhin ihre maximal mögliche Bezugsleistung beziehen, was daran erkennbar ist, dass Flexibilitätspotenzial und Leistungsprognose der beiden Flexibilitäten identisch sind. Die Bezugsleistung darf nicht über das maximal mögliche Flexibilitätspotenzial erhöht werden.

Tabelle II-33: Berechnung geplanter Flexibilitätseinsatz II

Geplanter Flexibilitätseinsatz							
05.01.2024 18:15 UTC-Zeitstempel 1704474900	Prognose	Prognose mit Flexibilität	Prognose mit Flexibilität	Flexibilitätspotential		SoC	Lastverschiebung
Flexibilität [ID]	P [kW]	P [kW]	P [kW]	Pmin [kW]	Pmax [kW]	[%]	[kWh]
---	---	---	---	---	---	---	---
Lastverschiebungen							
---	---	---	---	---	---	---	---
Ausstehende Lastverschiebungen							
V52 [ID=9101058896]	11.000	---	---	0.000	11.000	---	-1.954
V54 [ID=9101059239]	11.000	---	---	0.000	11.000	---	-5.500

Die nachzuholende Energiemenge wird erst im 15-Minuten-Intervall 19: 45 – 20:00 nachgeholt, da hier zum ersten Mal nach Einsatz der Flexibilitäten ein Zeitfenster aufkommt, bei dem die prognostizierte Leistung beider Flexibilitäten kleiner als das vorhandene Flexibilitätspotential ist. Die nachzuholende Energiemenge verkleinert sich daher folgendermaßen:

$$E_{LV,V52,3} = 1,954kWh + (0kW - 7,817kW) \cdot 15min \approx 0kWh$$

Gl. II.57

$$E_{LV,V54,3} = 5,500kWh + (0kW - 11kW) \cdot 15min = 2,75kWh$$

Tabelle II-34: Berechnung geplanter Flexibilitätseinsatz III

Geplanter Flexibilitätseinsatz							
05.01.2024 19:45 UTC-Zeitstempel 1704474900	Prognose	Prognose mit Flexibilität	Prognose mit Flexibilität	Flexibilitätspotential		SoC	Lastverschiebung
Flexibilität [ID]	P [kW]	P [kW]	P [kW]	Pmin [kW]	Pmax [kW]	[%]	[kWh]
---	---	---	---	---	---	---	---
Lastverschiebungen							
---	---	---	---	---	---	---	---
Ausstehende Lastverschiebungen							
V52 [ID=9101058896]	0.000	7.817	---	0.000	11.000	---	---
V54 [ID=9101059239]	0.000	11.000	---	0.000	11.000	---	-2.750

Im 15-Minuten-Intervall 20:00 – 20:15 wird schließlich die verbliebene Energiemenge von V54 nachgeholt.

$$E_{LV,V54,4} = 2,75kWh + (0kW - 11kW) \cdot 15min = 0kWh$$

Tabelle II-35: Berechnung geplanter Flexibilitätseinsatz IV

Geplanter Flexibilitätseinsatz							
05.01.2024 20:00 UTC-Zeitstempel 1704474900	Prognose	Prognose mit Flexibilitäten	Prognose mit Flexibilitäten	Flexibilitätspotential		SoC	Lastverschiebung
Flexibilität [ID]	P [kW]	P [kW]	P [kW]	Pmin [kW]	Pmax [kW]	[%]	[kWh]
---	---	---	---	---	---	---	---
Lastverschiebungen							
---	---	---	---	---	---	---	---
Ausstehende Lastverschiebungen							
V54 [ID=9101059239]	0.000	11.000	---	0.000	11.000	---	---

Den erläuterten Teil des Flexibilitätsfahrplans _FLEXFP3 ist in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** visualisiert. Im Zeitraum von 17:45 bis 18:15 erfolgt ein Flexibilitätseinsatz (grün), durch den eine nicht bezogene Energiemenge entsteht, welche durch eine Lastverschiebung (orange) im Zeitraum zwischen 19:45 – 20:15 nachgeholt wird.

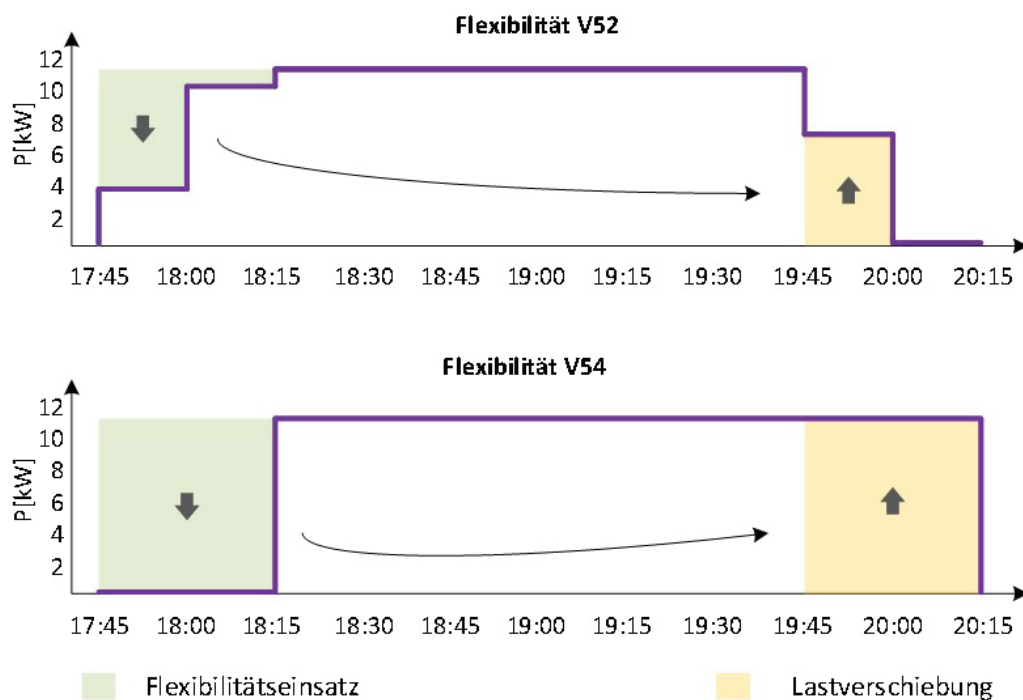


Abbildung II-96: Flexibilitätseinsatz und Lastverschiebung an einem Prinzip-Beispiel

3 BaSyx als Systemarchitektur

Die Motivation für die Integration des BaSyx Frameworks in den Energie-Sektor ergibt sich aus der Notwendigkeit, verschiedene Komponenten, Tools und Service-Provider in einem umfassenden System zu vereinen. Das BaSyx Framework dient dabei als zentrale Kommunikationsplattform, die die Teilnehmer entkoppelt und den Anpassungsaufwand bei Implementierungen sowie Änderungen reduziert.

Die Idee, das etablierte BaSyx Framework zu nutzen, basiert auf seiner erfolgreichen Anwendung im Industrie-4.0-Kontext. Die breite Anbindung verschiedenster Komponenten ermöglicht nicht nur eine effiziente Integration von Resilienz und Security, sondern bietet auch eine erprobte Grundlage für komplexe Systeme.

Bisher wurde das BaSyx Framework nicht im Energie-Sektor angewendet. Diese erforderte eine detaillierte Analyse, um die sich ergebenden Fragestellungen zu identifizieren und zu überprüfen, unter welchen Umständen das Framework für den spezifischen Anwendungsfall im Energie-Sektor geeignet ist.

Die Arbeiten zu BaSyx im Projekt gliedern sich in mehrere Abschnitte. Zunächst erfolgte die Analyse bestehender Anlagen, um die Anforderungen und Besonderheiten des Energie-Sektors zu verstehen. Anschließend wurde ein Konzept zur Implementierung des BaSyx Frameworks entwickelt, das die individuellen Anforderungen der Branche berücksichtigt.

Die Instanziierung der Modelle sowie die Anbindung des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner waren weitere Schritte, um die Integration des BaSyx Frameworks voranzutreiben. Eine ausführliche Performanz- und Security-Analyse ergänzen die Betrachtungen, um eine Skalierbarkeit und praktische Anwendbarkeit zu gewährleisten. Die Betrachtung von Resilienz erhöht die Robustheit des Systems und ermöglicht es, Fehler zu erkennen und Folgefehler zu verhindern.

3.1 Bestandsaufnahme bestehender Anlagen

Das Ziel der Verwendung des BaSyx Frameworks ist die intelligente Verbindung von einzelnen Komponenten aus dem Energienetz. Dabei wird besonderes Augenmerk darauf gelegt, welche Anlagen im Kontext des Projekts relevant sind, um eine umfassende Integration zu gewährleisten. Als Orientierungspunkt für die Bestandsaufnahme dient die IEC 61850, die als Richtlinie für die Gestaltung von Kommunikationsnetzwerken im elektrischen Energiesektor fungiert.

Die Analyse umfasst die Betrachtung verschiedener Anlagen im Projektkontext, wobei eine detaillierte Aufstellung der relevanten Komponenten im Anhang des Berichts erfolgt. Hierbei werden die Kriterien der IEC 61850 als Leitfaden verwendet, um die Auswahl der Anlagenkomponenten zu präzisieren und eine möglichst umfassende Erfassung sicherzustellen.

Die Bestandsaufnahme berücksichtigt dabei nicht nur die physischen Anlagen, sondern auch die digitalen Elemente, die in das BaSyx Framework integriert werden sollen. Die im Anhang aufgeführten möglichen Komponenten dienen als Grundlage für die Weiterentwicklung des Projekts und gewährleisten eine fundierte Basis für die intelligente Verknüpfung von Energie-netzelementen.

3.1.1 AAS-Integration in die BaSyx-Infrastruktur

BaSyx wird mit zwei Standardkomponenten ausgeliefert: der AAS-Registry und dem AAS-Server. Die Registry hat die Aufgabe, einen Suchdienst für die in BaSyx vorhandenen AASs zu unterhalten. Der AAS-Server speichert die AAS und ermöglicht den Zugriff auf sie. Die meisten AASs (die digitalen Zwillinge) von „MobiGrid“ sind auf dem AAS-Server gespeichert. Einige Teile der AAS (dynamische Teilmodelle) benötigen zusätzliche Funktionen und werden separat gehostet.

3.1.2 BaSyx im Kontext von „MobiGrid“

Im Kontext von „MobiGrid“ wurde die Integration von Energieerzeugungsprognosen und Lastgangprognosen, die von anderen Quellen bereitgestellt werden, in die BaSyx-Middleware umgesetzt. Entkopplung, Virtualisierung und Nutzungskontrolle durch die Middleware unterstützen die Resilienz der Systemarchitektur gegenüber geplanten Änderungen in den angeschlossenen Systemen und Anwendungen.

Im Projekt wurde die BaSyx Software schrittweise und parallel zur bestehenden Systemumgebung entwickelt. Eine mögliche Darstellung des Einsatzes von BaSyx 4.0 im Rahmen des „MobiGrid“-Projekts ist in Abbildung II-98 dargestellt.

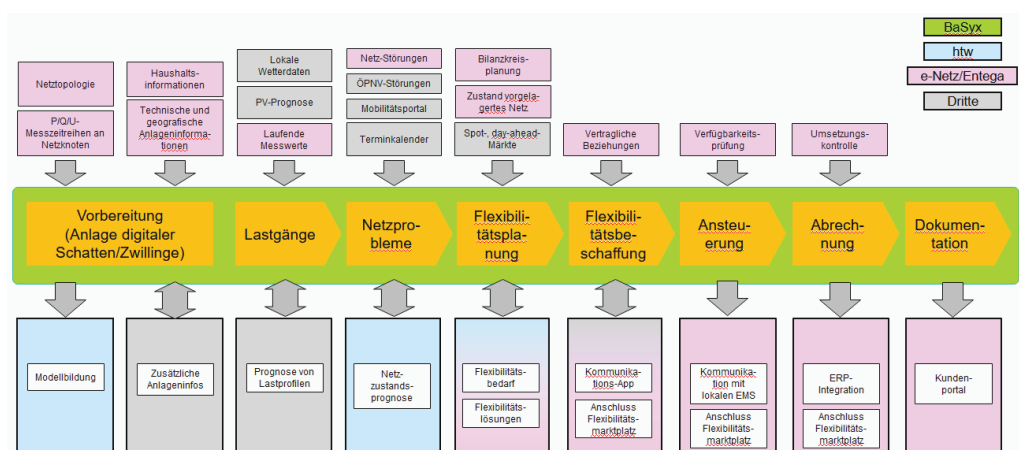


Abbildung II-97: Einsatzmöglichkeiten von BaSyx 4.0 im Rahmen des „MobiGrid“-Projekts

3.1.3 AASX Package Explorer

Eclipse AASX Package Explorer ist ein Viewer/Editor für die Asset Administration Shell (AAS). Der Eclipse AASX Package Explorer ist ein Tool mit grafischer Benutzeroberfläche, das zum Experimentieren und zur Demonstration des Potenzials von Asset Administration Shells gedacht ist. Der Eclipse AASX Package Explorer enthält auch einen internen REST-Server und einen OPC UA-Server für die geladene AASX.

Der Eclipse AASX Package Explorer beschleunigt die Entwicklung von Digital-Twin-Technologien, die auf Standards wie der Asset Administration Shell basieren, und treibt deren Verbreitung auf dem Markt voran. Der Eclipse AASX Package Explorer trägt dazu bei, dass die Technologie des Digitalen Zwillings mit geringen Investitionen in die IT-Infrastruktur einfach genutzt und in bestehende Lösungen und Prozesse integriert werden kann.

3.1.4 „MobiGrid“ Digital Twins

AASX-Dateien wurden mit dem AASX-Paket-Explorer-Tool erstellt. Einige AASX-Dateien sind vollständig und werden so instanziiert, wie sie sind, andere sind mit dynamischeren Teilmodellen und Teilmodell-Elementen angereichert.

3.1.5 Asset Administration Shells gemäß IEC 61850

Um die notwendige Grundlage für die Definition von Digitalen Zwillingen im Kontext von Energieanlagen zu schaffen, wurde eine umfassende Sichtung der relevanten Literatur zu Energieanlagen durchgeführt. Die Auswertung führte zu einer klaren Festlegung auf die IEC 61850 als Basis für die Datenmodelle der Digitalen Zwillinge. In der IEC 61850 werden Anlagen als Logical Nodes beschrieben, wobei die potenziell für das Projekt relevanten Logical Nodes in Tabelle 1 aufgeführt sind.

Die Auswahl der IEC 61850 als Grundlage für die Datenmodelle bietet nicht nur eine international anerkannte Norm, sondern ermöglicht auch eine standardisierte und interoperable Darstellung von Anlagenkomponenten. Die in Tabelle 1 (siehe Anhang) aufgeführten Logical Nodes dienen als Leitfaden für die weitere Ausgestaltung der Digitalen Zwillinge im Rahmen des Projekts, um eine konsistente und effiziente Umsetzung über die BaSyx-Middleware zu gewährleisten.

Die erfolgreiche Einigung über die synthetischen Referenznetze und die Festlegung auf die IEC 61850 bilden somit einen bedeutenden Schritt in Richtung einer erfolgreichen Implementierung der gesamten Funktionskette unter Verwendung des BaSyx Frameworks im Energie-Sektor.

Tabelle II-36: Bei den AAS-Modellen berücksichtigte Gitterkomponenten

Logische Knotengruppe	Logischer Knoten	Name	Referenz
			Definition
Protection	PFRC	Rate of Change of frequency	IEC 61850-5
	PTUF	Underfrequency	IEC 61850-5
	PTOF	Overfrequency	IEC 61850-5
	PTOV	Overvoltage	IEC 61850-5
	PTUV	Undervoltage	IEC 61850-5
	PTOC	Overcurrent	IEC 61850-5
	PIOC	Instantaneous overcurrent	IEC 61850-5
	PDIF	Differential	IEC 61850-5
	PDIR	Direct comparison	IEC 61850-5

Logische Knotengruppe	Logischer Knoten	Name	Referenz
			Definition
	PBDF	Busbar protection	IEC 61850-5
	PDIS	Distance protection	IEC 61850-5
	PTEF	Transient earth fault protection	IEC 61850-5
Measurement and Metering	MMXU	3 phase measurement	IEC 61850-5
	MMDC	Non-phase-related measurement	IEC 61850-5
	MMXN	DC measurement	IEC 61850-5
	MMTR	Metering 3 phase	IEC 61850-5
	MMTN	Metering single phase	IEC 61850-5
	MSTA	Metering statistics	IEC 61850-5
	TCTR	Current transformer	IEC 61850-5
	TVTR	Voltage transformer	IEC 61850-5
Breakers and Switches	XCBR	Circuit breaker	IEC 61850-5
	SCBR	Circuit breaker supervision	IEC 61850-5
	XSWI	Circuit switch	IEC 61850-5
	CSWI	Switch controller	IEC 61850-5
Transformers	YPTR	Power transformer	IEC 61850-5
Other Power System Equipment	ZCAB	Power cable	IEC 61850-5
	ZAXN	Aux Network	IEC 61850-5
Distributed Energy Resources	DERResourceLN	Abstract DER	IEC 61850-7-420
	DER_GeneratorLN	Abstract generator	IEC 61850-7-420
	DER_LoadLN	Abstract load	IEC 61850-7-420
	DEGN	DER generating unit	IEC 61850-7-420
	DCIP	Reciprocating engine	IEC 61850-7-420

Logische Knotengruppe	Logischer Knoten	Name	Referenz
			Definition
	DFCL	Fuel Cells	IEC 61850-7-420
	DSTK		IEC 61850-7-420
	DFPM		IEC 61850-7-420
	DPVA	PV	IEC 61850-7-420
	DPVM		IEC 61850-7-420
	DPVC		IEC 61850-7-420
	DTRC		IEC 61850-7-420
	DCHC	Heat and Power	IEC 61850-7-420
	DCTS		IEC 61850-7-420
	DCHB		IEC 61850-7-420
	DFUL	Fuel Systems	IEC 61850-7-420
	DFLV		IEC 61850-7-420
Grid Connections	DECP	Electrical Connection Point	IEC 61850-7-420

Es wurden mehrere in Stromnetzen häufig vorkommende Komponenten in Betracht gezogen. Die AAS-Modelle der Komponenten wurden von der Norm IEC 61850 inspiriert. Die Funktion einer jeden Komponente wird in der Norm als logischer Knoten dargestellt. Ein logischer Knoten ist eine Entität, die eine bestimmte Funktion hat und die aus der Sicht der Anwendung modelliert und definiert wird. Ein logisches Gerät ist eine obere Schicht in der Informationshierarchie, die mehrere logische Knoten mit verwandten Funktionen darstellt. In Tabelle II–35 genannt sind die logischen Knoten, die in Betracht gezogen wurden.

Im Folgenden werden die Gründe für das Interesse an der Gruppe der logischen Knoten in der Tabelle aufgeführt:

- Schutzvorrichtungen (Protection devices):

Schutzeinrichtungen erfüllen eine wichtige Funktion, indem sie Ausfälle und unerwartete Ereignisse abfedern. Daher sollte die Informationsmodellierung von Netzen nicht ohne sie auskommen. Typischerweise führt ein Schutzgerät mehrere zusammenhängende Funktionen gleichzeitig aus, was bedeutet, dass mehrere logische Knoten ein einziges Gerät darstellen können. Der Zustand und der Betrieb des Schutzgeräts lassen sich gut modellieren. AASX-Dateien wurden für die folgenden logischen Knoten erstellt: Unter-/Überfrequenz, Unter-

/Überspannung, Überstrom, Distanzschutz, Sammelschienenschutz und transients Erdschlussschutz. Eine Beschreibung dieser logischen Knoten findet sich in Tabelle II–35

- Messung und Zählung (Measurement and metering):

Logische Knotenpunkte für Messung und Zählung überwachen und registrieren den Energieverbrauch. Sie sind sowohl für Verbraucher als auch für Erzeuger von elektrischer Energie von Bedeutung. Die aktuellen und vergangenen Messwerte und Berichte dieser Geräte sind von Interesse. Für die folgenden logischen Knotenpunkte wurden AASX-Dateien erstellt: 3-Phasen-Messung, 3-Phasen-Metering, Strom- und Spannungswandler. Eine Beschreibung dieser logischen Knoten findet sich in Tabelle II–35.

- Unterbrecher und Schalter (Breakers and switches):

Sie verfügen über Steuerungsfunktionen. Zustände wie Position und Auslöseursache sind von Interesse. AASX-Dateien wurden für die folgenden logischen Knoten erstellt: XCBR, SCBR, XSWI und CSWI. Eine Beschreibung dieser logischen Knoten findet sich in Tabelle II–35.

- Transformatoren (Transformers):

Sie sind für die Verteilung in Stromnetzen unerlässlich. Die Überwachung ihrer Leistung kann einen guten Einblick in den Zustand des Netzes geben.

Weitere AASX-Dateien wurden für abstrakte Lasten, PV-Anlagen, Stromkabel und elektrische Anschlusspunkte erstellt. Sie sind für die Modellierung von Netzen mit verteilten Energieressourcen (DRE) unerlässlich. Diese AASX-Dateien sind allgemein für die Modellierung verschiedener Systeme von vielen Anbietern geeignet.

- Andere Ausrüstung des Energiesystems (Other Power System Equipment):

Umfasst Stromkabel, die überwacht werden müssen, um die Zuverlässigkeit des Energietransports zu gewährleisten.

- Verteilte Energieressourcen (DER):

Verteilte Energieressourcen sind in modernen Netzen weit verbreitet. Dazu gehören zum Beispiel PV-Anlagen und Windturbinen. Diese Systeme haben eine schwankende Leistung und müssen überwacht werden, um bessere Entscheidungen bei der Stromerzeugung treffen zu können.

- Netzanschlüsse (Grid connections):

Punkt der elektrischen Verbindung zwischen der DER-Energiequelle (Erzeugung oder Speicherung) und einem Stromnetz.

Tabelle II-37: Erläuterung der Logischen Knoten gemäß IEC 61850 – 5

Logischer Knoten	Erläuterung
Undervoltage (PTOV)	Eine Funktion, die dann ausgeführt wird, wenn ihre Eingangsspannung einen vorgegebenen Wert überschreitet.
Three Phase Measurement (MMXU)	Zur Erfassung von Werten von Strom- und Spannungswandlern und zur Berechnung von Messwerten, wie Effektivwerten für Strom und Spannung oder Leistungsflüssen aus den erfassten Spannungs- und Stromproben. Diese Werte werden in der Regel für betriebliche Zwecke wie Überwachung und Verwaltung des Leistungsflusses, Bildschirmanzeigen, Zustandsabschätzungen usw. verwendet. Die für diese Funktionen erforderliche Genauigkeit muss gewährleistet sein. Die Messverfahren in den Schutzgeräten sind Teil des speziellen Schutzalgorithmus, der durch die logischen Knoten Pxyz dargestellt wird. Schutzalgorithmen liegen, wie jede andere Funktion, außerhalb des Anwendungsbereichs der Kommunikationsnorm. Daher darf der LN Mxyz nicht als Eingang für Pxyz verwendet werden. Fehlerbezogene Daten wie Fehlerspitzenwerte usw. werden immer von den LN des Typs Pxyz und nicht von LN des Typs Mxyz bereitgestellt.
Circuit Breaker (XCBR)	Der AC-Leistungsschalter ist ein Gerät, das zum Schließen und Unterbrechen eines Wechselstromkreises unter normalen Bedingungen oder zum Unterbrechen dieses Stromkreises im Fehlerfall oder in Notfällen verwendet wird. Diese drei Instanzen können drei in der Schaltanlage montierten physischen Geräten zugewiesen werden
Power Transformer (YPTR)	Verbindet in verschiedenen Konfigurationen (Δ , Y, zwei/drei Wicklungen) die Spannungsebenen des Stromnetzes.
Frequency protection (PFRQ): Rate of Change of frequency (PFRC) Underfrequency (PTUF) Overfrequency (PTOF)	Eine Funktion, die auf die Frequenz einer elektrischen Größe anspricht und arbeitet, wenn die Frequenz oder die Änderungsrate der Frequenz einen vorgegebenen Wert über- oder unterschreitet.
Undervoltage (PTUV)	Eine Funktion, die aktiviert wird, wenn die Eingangsspannung unter einem bestimmten Wert liegt.

Logischer Knoten	Erläuterung
Overcurrent (PTOC)	Eine Funktion, die arbeitet, wenn der Wechselstromeingangsstrom einen vorgegebenen Wert überschreitet, und bei der der Eingangsstrom und die Betriebszeit über einen wesentlichen Teil des Leistungsbereichs umgekehrt proportional sind.
Differential (PDIF)	Eine Funktion, die mit einem Prozentsatz, einem Phasenwinkel oder einer anderen quantitativen Differenz zweier oder mehrerer Ströme oder anderer elektrischer Größen arbeitet
Busbar protection (PBDF) = PDIR + PDIF	Die Komplexität des Sammelschienenknotens mit wechselnder Topologie bis hin zur Aufteilung in zwei oder mehr Knoten erfordert besondere Mittel, wie ein dynamisches Sammelschienenabbild. Es ist zu berücksichtigen, dass zumindest ein zweiter Sammelschienenschutzalgorithmus existiert, der auf dem Richtungsvergleich der Fehlerrichtung in allen Abgängen basiert.
Distance protection (PDIS)	Eine Funktion, die ausgelöst wird, wenn die Admittanz, Impedanz oder Reaktanz eines Stromkreises über einen bestimmten Wert hinaus ansteigt oder abfällt. Die von PDIS erkannte Impedanzänderung wird durch einen Fehler verursacht. Die Impedanzkennlinie ist eine geschlossene Linie in der komplexen Impedanzebene. Die Reichweite des Distanzschutzes wird normalerweise in verschiedene Zonen aufgeteilt (z.B. 1...4 vorwärts und 1 rückwärts), die durch spezielle Kennlinien dargestellt werden. Um die verschiedenen PDIS-Zonen zu kombinieren, ist ein Schutzschema erforderlich, das durch das LN PSCH dargestellt wird.
Transient earth fault protection (PTEF)	Ein transienter Erdschluss tritt auf, wenn in kompensierten Netzen ein Fehler gegen Erde auftritt (Isolationsdurchbruch). Der Fehler verschwindet sehr schnell, da nicht genügend Strom zur Verfügung steht, um ihn zu speisen. Es erfolgt keine Auslösung, aber die Fehlerichtung/der Fehlerort muss ermittelt werden, um den fehlerhaften Teil zu reparieren. Zumindest wird die Verschlechterung der betroffenen Leitung/des betroffenen Kabels gemeldet.
Metering (MMTR): Metering 3 Phase (MMTR) Metering Single Phase (MMTN) Metering statistics (MSTA)	Erfassung der Werte von Stromwandlern und Spannungswandlern und Berechnung der Energie (integrierte Werte) aus den erfassten Spannungs- und Stromproben. Die Zählung wird normalerweise auch für die Rechnungsstellung verwendet und muss die geforderte Genauigkeit bieten. Eine dedizierte Instanz dieses LN kann die Energiewerte von externen Zählern übernehmen, z. B. durch Impulse direkt von Strom- und Spannungswandlern.

Logischer Knoten	Erläuterung
Current Transformer (TCTR)	Es gibt eine Instanz pro Phase. Diese drei/vier Instanzen können verschiedenen physischen Geräten zugewiesen werden, die im Transformator des Messgeräts pro Phase montiert sind.
Voltage transforme (TCVR)	Es gibt eine Instanz pro Phase. Diese drei/vier Instanzen können verschiedenen physischen Geräten zugewiesen werden, die im Transformator des Messgeräts pro Phase montiert sind.
Circuit breaker supervision (SCBR)	Diese Funktion überwacht den Betrieb des Leistungsschalters und liefert Daten über den Zustand und die Wartung des Leistungsschalters, wie z. B. die Strombelastung des Schalters, den Kontaktverschleiß und zunehmende Zeitverzögerungen, die auf die Alterung hinweisen.
Circuit Switch (XSWI)	Ein Netzschalter ist ein Schalter, der als Trennschalter, Lasttrenner oder Isolierschalter in einem Wechselstrom- oder Gleichstromkreis verwendet wird. Pro Phase gibt es eine XSWI-Instanz. Diese drei Instanzen können drei in der Schaltanlage montierten physischen Geräten zugewiesen werden.
Switch controlle (CSWI)	Die Schaltsteuerung LN bearbeitet alle Schaltvorgänge der Bediener und der zugehörigen Automatik. Sie prüft die Berechtigung der Befehle. Sie überwacht die Befehlsausführung und gibt einen Alarm aus, wenn der Befehl nicht ordnungsgemäß beendet wird. Er fordert ggf. die Freigabe von Verriegelung, Synchrocheck, Wiedereinschaltung usw. an.
Power cable (ZCAB)	Überwachte Leistung Systemelement
PV (DPVA, DPVM, DPVC, DTRC)	Eine Photovoltaikanlage, allgemein als PV-Anlage bezeichnet, wandelt Sonnenenergie direkt in Strom um. DPVM: PV-Modul-Bewertungen. Liefert die Werte für ein Modul. DPVA: Eigenschaften von PV-Anlagen. Liefert allgemeine Informationen zu einem PV-Array oder Sub-Array. DPVC: PV-Generator-Steuerung. Dient der Maximierung der Leistungsabgabe des Arrays. DTRC: Nachführender Regler. Dient zur Nachführung der Sonnenbewegung.
Electrical Connection Point (ElectricalReferenceLN)	Punkt der elektrischen Verbindung zwischen der DER-Energiequelle (Erzeugung oder Speicherung) und einem elektrischen 244 Stromnetz (EPS).

3.1.6 Detaillierte Beschreibung von Asset Administration Shells für den „MobiGrid“ Demonstrator

Im „MobiGrid“ Demonstrator wird die Anwendung der Asset Administration Shells (AAS) in Verbindung mit dem BaSyx Framework detailliert betrachtet, wobei der Fokus auf der Implementierung von Digitalen Zwillingen für die Anlagen liegt.

Das BaSyx Framework operiert dabei mit digitalen Zwillingen, die als umfassende Datensätze fungieren und die physischen Anlagen in der Middleware repräsentieren. Diese digitalen Zwillinge dienen als virtuelle Abbilder der realen Anlagen und enthalten sämtliche relevanten Parameter, die für eine präzise Abbildung der physischen Anlage erforderlich sind. Diese Parameter können sowohl statisch sein als auch dynamisch, wobei letztere die Fähigkeit besitzen, sich zur Laufzeit zu verändern.

Ein zentrales Konzept, das innerhalb des BaSyx Frameworks für die Umsetzung der Digitalen Zwillinge verwendet wird, ist das der Asset Administration Shells (ASS). Diese dienen als strukturierte Container für die Beschreibung und Verwaltung der Assets in der Middleware. Die Asset Administration Shells ermöglichen eine klare Strukturierung der Informationen und bieten somit eine effiziente Grundlage für die Integration und Steuerung der Digitalen Zwillinge.

In der BaSyx Infrastruktur sind die Asset Administration Shells eng in das Gesamtkonzept eingebunden und tragen maßgeblich zur Erreichung der Ziele des Frameworks bei. Im Projektkontext des „MobiGrid“ Demonstrators wird die Anwendung der Asset Administration Shells detailliert erläutert, beginnend mit einer allgemeinen Definition und Integration in die BaSyx Infrastruktur. Anschließend wird verdeutlicht, wie die Asset Administration Shells gezielt im Rahmen des Projekts genutzt werden, um die Digitalen Zwillinge der Anlagen effektiv zu implementieren und zu steuern.

Die Verwendung von AAS im „MobiGrid“ Demonstrator illustriert somit die leistungsfähige Integration von BaSyx mit Digitalen Zwillingen, die eine präzise Repräsentation und Steuerung physischer Anlagen ermöglichen. Dieser Ansatz trägt wesentlich zur Realisierung einer effizienten und flexiblen Infrastruktur im Energie-Sektor bei.

Asset Administration Shell zur Umsetzung Digitaler Zwillinge

Die AAS ist die digitale Darstellung einer Komponente. Sie enthält Teilmodelle, die Eigenschaften und andere Aspekte einer Komponente definieren. AAS können statische Dateien sein, die serialisierte Informationen enthalten oder Laufzeitinstanzen, die die Steuerung, Überwachung und Nutzung der Dienste eines Geräts ermöglichen. In Abbildung II-99 ist die Struktur einer AAS dargestellt.

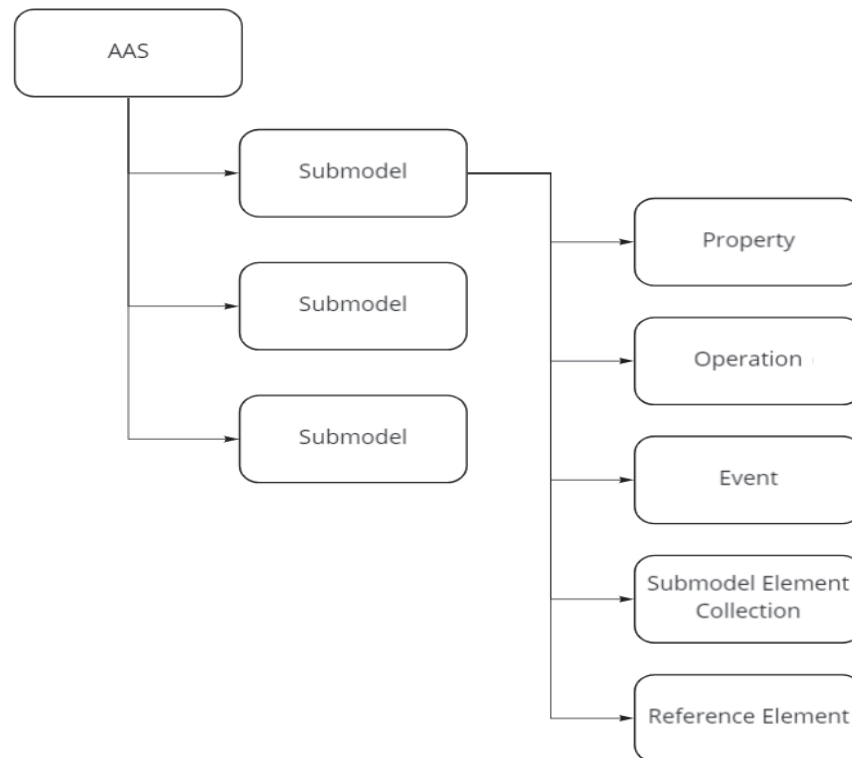


Abbildung II-98: AAS structure

3.1.6.1-1 Grid Elemente

Für das „MobiGrid“-Projekt wurden vier Netzelemente als AAS modelliert:

Haushalte AAS, Wärmepumpen AAS, Wall Box AAS, und PV AAS

Hier handelt es sich um digitale Darstellungen von Haushalten, Wärmepumpen und Ladestationen für E-Fahrzeuge im Netz. Das Lastprofil-Submodell enthält einen Verweis auf historische Daten im Internet, die für die Erstellung von Prognosedaten verwendet werden können.

Ergänzt wird das AAS durch das Runtime Submodel Measurements, das dynamisch simulierte Daten liefert, die den aktuellen Verbrauch repräsentieren. Diese AAS werden auf Basis von Elementen des Groß-Umstadt-Netzes automatisiert instanziiert. Zur Erleichterung der Tests wurde eine kleine Version des Groß-Umstadt-Gitters erstellt, die einige Gitterelemente verschiedener Typen enthält. Die Instanziierung dieser AASs erfordert einen speziellen Input, nämlich einen Export aus dem ATPDesigner, der die Grid-Elemente enthält. Auf diese Weise werden die IDs, die für ATPDesigner-Simulationen notwendig sind, extrahiert und in den digitalen Zwillingen zur späteren Verwendung gespeichert.

3.1.6.1-2 Netz AAS

▲	AAS "gridAAS" [IRI, urn:de.iese.mobigrid:GridAAS] of [IRI, https://example.com/ids/asset/9004_0131_9012_4014, Instance]
↳	SM "Descriptor" [IRI, https://example.com/ids/sm/3024_0131_9012_1693]
↳	SM "State" [IRI, https://example.com/ids/sm/1175_0131_9012_5020]
↳	SM "Components" [IRI, https://example.com/ids/sm/0145_0131_9012_4129]
↳	SM "Topology" [IRI, https://example.com/ids/sm/9055_0131_9012_7336]
↳	SM "LogicalNodes" [IRI, https://example.com/ids/sm/9150_8031_2112_5475]
↳	SM "LoadProfiles" [IRI, https://example.com/ids/sm/2391_2162_0122_5810]
↳	SM "GridServices" [IRI, https://example.com/ids/sm/6102_2162_0122_5902]
↳	SM "Environment" [IRI, https://example.com/ids/sm/9393_8062_9032_1553]
↳	SM "Safety" [IRI, https://example.com/ids/sm/9593_8062_9032_7692]

Abbildung II-99: Netz AAS

Hier handelt es sich um einen Digitalen Zwilling des Gitters und seiner Elemente. Es enthält Verweise auf alle anderen Digitalen Zwillinge des Netzes in einer strukturierten Weise. Das Teilmodell Komponenten enthält Verweise auf Wärmepumpen-AAS, Haushalts-AAS, Wallbox-AAS und PV-AAS.

3.1.6.1-3 Grid Services AAS

▲	AAS "GridServicesAAS" [IdShort, mobigrid.basys.gridservicesaas] of [Custom, Asset---1295E05F, Instance]
↳	SM "DataPlausibilityCheckService" [IRI, https://example.com/ids/sm/5453_8062_9032_5083]
↳	SM "DataFormatTransformationService" [IRI, https://example.com/ids/sm/4363_8062_9032_5894]
↳	SM "DataAggregatorService" [IRI, https://example.com/ids/sm/4093_8062_9032_3379]
↳	SM "WeatherService" [IRI, https://example.com/ids/sm/4114_8062_9032_6930]

Abbildung II-100: Netzdienstleistung AAS

Das Grid Services AAS enthält Funktionalitäten von verschiedenen Dienstleistern. Für den HTW-Saar Grid-Simulationsdienst wird ein spezielles Submodell erstellt. Es wird durch Programmierung erstellt und ist in Abbildung II-101 dargestellt. Es handelt sich um ein dynamisches Submodell, das auf einem speziellen Submodel-Provider-Server außerhalb des AAS-Servers gehostet wird. Das Submodell implementiert mehrere Operationen, die das Auslösen einer Prognose-Flexibilitäts-Simulation mit dem ATPDesigner ermöglichen. Es gibt zwei Varianten der Operationen, eine für die Dateischnittstelle und eine für die HTTP-Schnittstelle. Jede Variante enthält zwei Operationen (AnalyzeFlexibility, AnalyzeFlexibilityWeb), eine davon erwartet eine ATPDesigner kompatible Eingabe und sendet diese direkt an den ATPDesigner, um eine Simulation auszulösen. Die andere (AnalyzeFlexibilityAuto, AnalyzeFlexibilityWebAuto) erwartet keine Eingaben, sondern generiert automatisch Prognosedaten aus den Digitalen Zwillingen des instanziierten Gitters (die AAS, die innerhalb des Component Submodel des Grid AAS referenziert werden), unter Verwendung von Daten, die aus der LoadProfile-Referenz der historischen Daten der jeweiligen Last/Quelle geparkt wurden.

Sobald die Operationen ausgeführt wurden, spiegeln die Eigenschaften ATPDesignerSimulationStatus und SimResults den Zustand der Netzzustandsanalyse des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner wider (bereit, in Betrieb, nicht verfügbar) und liefern die Ergebnisse.

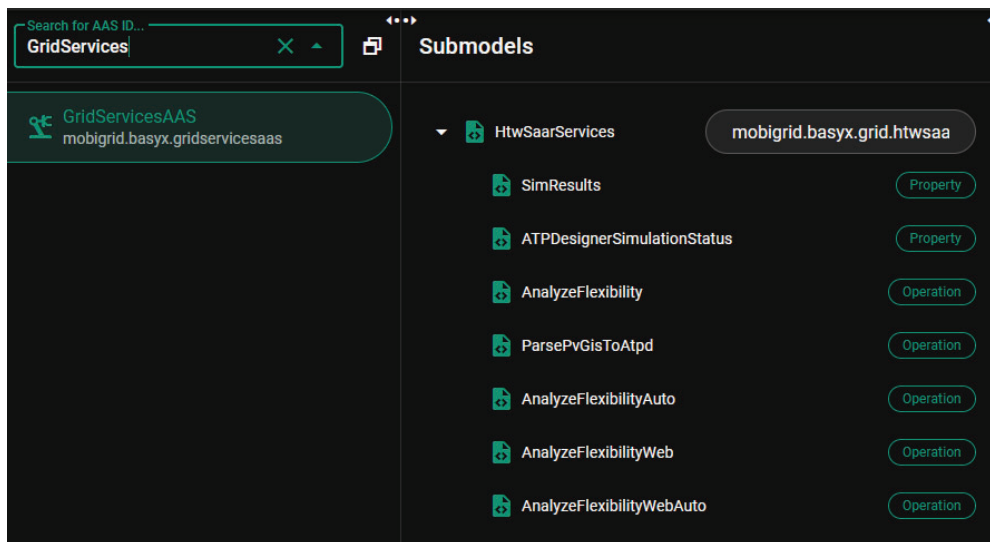


Abbildung II-101: htw saar Service-Untermmodell

3.1.6.1-4 Das Measurements Runtime Submodel

Für jede Art von Netzelement wurde ein spezielles Messungs-Submodell instanziiert. Das Submodell ist dynamisch und liefert Daten zur Simulation des Stromverbrauchs in Echtzeit. Dieses Submodell wird separat auf einem speziellen Submodel-Provider-Server außerhalb des AAS-Servers gehostet.

3.1.6.1-5 Gemeinsame Submodelle

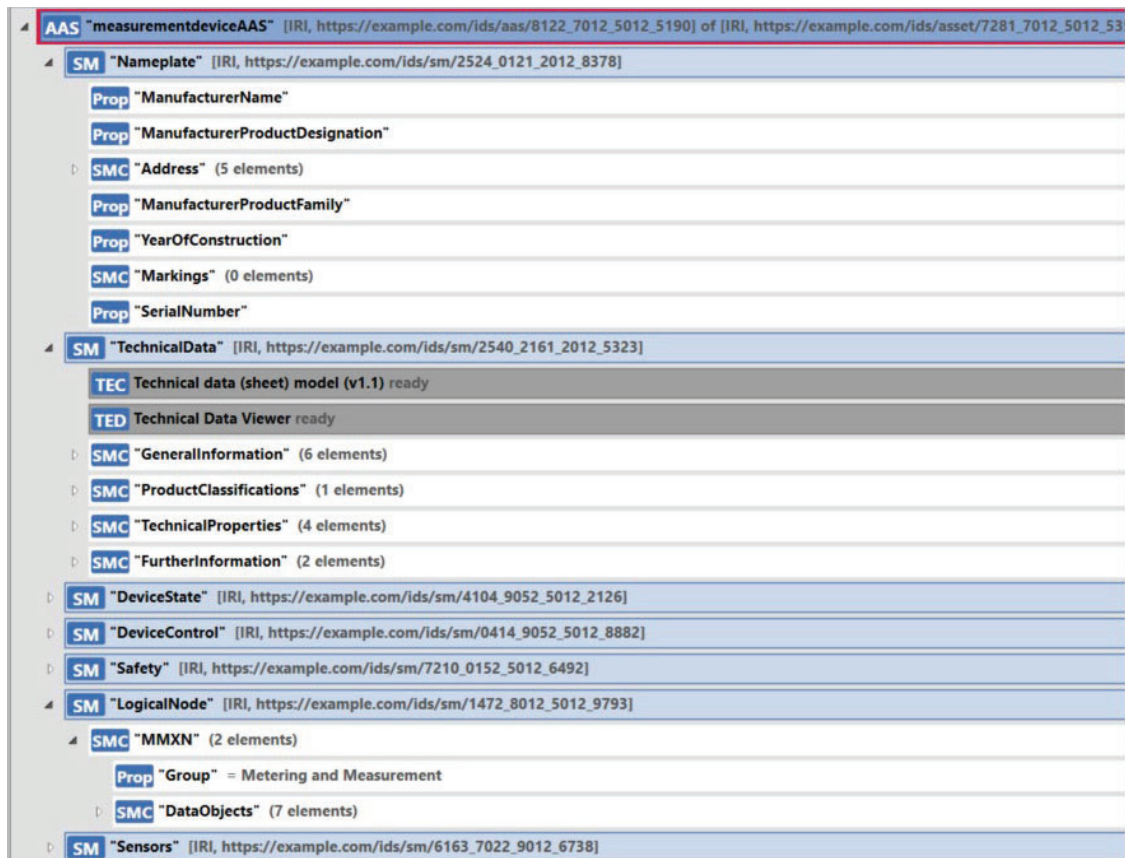


Abbildung II-102: Messgeräte AASX

Jedes AAS enthält standardisierte Teilmodelle. Diese Submodelle standardisieren die Art und Weise, wie bestimmte (meist statische) Informationen mit dem AAS dargestellt werden. Andere gemeinsame Submodelle für die Komponenten sind LogicalNode-Submodelle. Diese Submodelle enthalten den Namen, die Gruppe und die Datenobjekte, die mit dem logischen Knoten verbunden sind. Im Folgenden wird eine kurze Beschreibung dieser Arten von Submodellen vorgenommen.

- Namensschild-Submodell: Ein digitales Typenschild-Submodell gemäß der Definition in [2]. Es ist eine identifizierende und beschreibende Information über eine Komponente, die durch das AAS beschrieben wird.
- TechnischesDaten-Submodell: Dieses Teilmodell ist in [3] definiert. Es enthält vier SubmodelElementCollections (SMC):
 - Allgemeine Informationen
 - Produktklassifizierung
 - Technische Eigenschaften
 - Weitere Informationen

Ein weiteres Submodell, das zu den AAS des „MobiGrid“ hinzugefügt wurde, ist das LogicalNodes. Es ist ein Submodell, das auf dem IEC 61850-Standard basiert, um die Übertragung von Daten zu unterstützen, die mit dem IEC 61850-Protokoll konform sind. Das Submodell hat SubmodelElementCollections, welche logische Knoten (Funktionen) darstellen, die von den

Komponenten ausgeführt werden. Es hat einen Namen und Gruppeneigenschaften sowie Datenobjekte als `SubmodelElementCollection`.

3.2 Anforderungsanalyse an die BaSyx Middleware

Das BaSyx Framework fungiert als Middleware und ermöglicht den Empfang und Versand von Daten, wenn sich die Parameter Digitaler Zwillinge ändern oder wenn Digitale Zwillinge bei der Middleware neu angemeldet oder abgemeldet werden. Als Quellen und Ziele der Kommunikation dienen die Software-Programme im Ökosystem der Energie-Unternehmen. Diese Programme sind in der Lage, Daten an das BaSyx Framework zu senden oder von ihm zu empfangen. Im Rahmen der Evaluierung wurde die Anbindung an den ATPDesigner der htw saar untersucht. Darüber hinaus wurde auch die Möglichkeit einer Anbindung an den Flexmanager geprüft.

Die Anbindung des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner an die BaSyx-Middleware erfolgt über eine lokale Instanz auf dem Server, der auch die Middleware-Infrastruktur bereitstellt. Hierbei überwacht der ATPDesigner ein Austauschverzeichnis auf dem Server, in dem Prognosedateien im JSON-Format abgelegt werden können. Die Middleware erstellt entsprechende Prognosedateien als Datelexport aus den Digitalen Zwillingen und platziert sie im Verzeichnis. Langfristig ist geplant, den Austausch über eine REST-Schnittstelle zu realisieren.

Der Austausch mit dem Flexmanagers von e-netz erfolgt über einen SFTP-Server, auf dem Statusinformationen und Fahrpläne als JSON-Dateien abgelegt werden. Die BaSyx-Middleware liest diese im Datenformat der ENTEGA ein und überführt sie in die Verwaltungsschalen sowie Teilmodelle der Digitalen Zwillinge.

Eine enge Abstimmung mit der htw saar bezüglich der Systemarchitektur des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner und möglicher Integrationsoptionen in ein größeres Software-Ökosystem wurde durchgeführt.

Die Auswahl eines Tools zur Verwaltung von Verwaltungsschalen und deren Teilmodellen mit Ontologien, kompatibel zu den IEC-Normen IEC 61850 und IEC 61970, wurde abgeschlossen. Dabei wurde das Open Source Tool AASX Package Explorer ausgewählt, und es sind Erweiterungen bezüglich der IEC-Ontologien vorgesehen.

Für die technische Umsetzung einzelner Dienste in der BaSyx-Middleware ist die Realisierung als Docker-Container geplant. Dies ermöglicht eine einfache Ausführung auf verteilten Rechenknoten und trägt zur Flexibilität und Skalierbarkeit des Systems bei.

3.3 Implementierung der Anforderungen der BaSyx Middleware

Im Rahmen des Projekts wurde die Integration von Echtzeit-Messdaten in die Digitalen Zwillinge von Energieanlagen demonstriert. Zu diesem Zweck wurden umfangreiche Simulationen von Echtzeit-Messdaten durchgeführt, um den Zugriff auf Laufzeitdaten in den Digitalen Zwillingen zu illustrieren. Diese Simulationen umfassten den allgemeinen Verbrauch der Haushalte, den Verbrauch der Wärmepumpen, den Verbrauch der Ladestationen für E-Fahrzeuge und die Erzeugung von Solarzellen.

Als praktische Umsetzung wurde eine interaktive Web-UI entwickelt, die den Zugriff auf die Digitalen Zwillinge (Asset Administration Shells - AAS) zur Laufzeit ermöglicht (siehe Abbildung

II-104). Diese Benutzeroberfläche bietet die Möglichkeit, den aktuellen Zustand der Anlagen in Echtzeit zu visualisieren und relevante Informationen zu überwachen.

Parallel dazu wurde eine Webseite speziell für die Flexibilitätsberechnungsdienste des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner erstellt (siehe Abbildung II-105). Diese Webseite dient als Schnittstelle für die Berechnung und Anzeige von Flexibilitätsparametern im Kontext des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner, und sie ermöglicht eine nutzerfreundliche Interaktion mit den relevanten Funktionen.

Die Einführung dieser interaktiven Benutzeroberflächen und Webseiten stellt einen wichtigen Schritt dar, um den Stakeholdern einen transparenten Zugang zu den Digitalen Zwillingen der Energieanlagen zu ermöglichen. Dies fördert nicht nur das Verständnis für den aktuellen Zustand der Anlagen, sondern erleichtert auch die Anwendung von Flexibilitätsberechnungsdiensten des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner.

Diese praktischen Entwicklungen verdeutlichen die leistungsfähige Anwendbarkeit des BaSyx Frameworks in der Integration von Echtzeit-Messdaten und der Schaffung interaktiver Benutzeroberflächen für die effiziente Verwaltung und Überwachung von Energieanlagen im Kontext des Projekts.

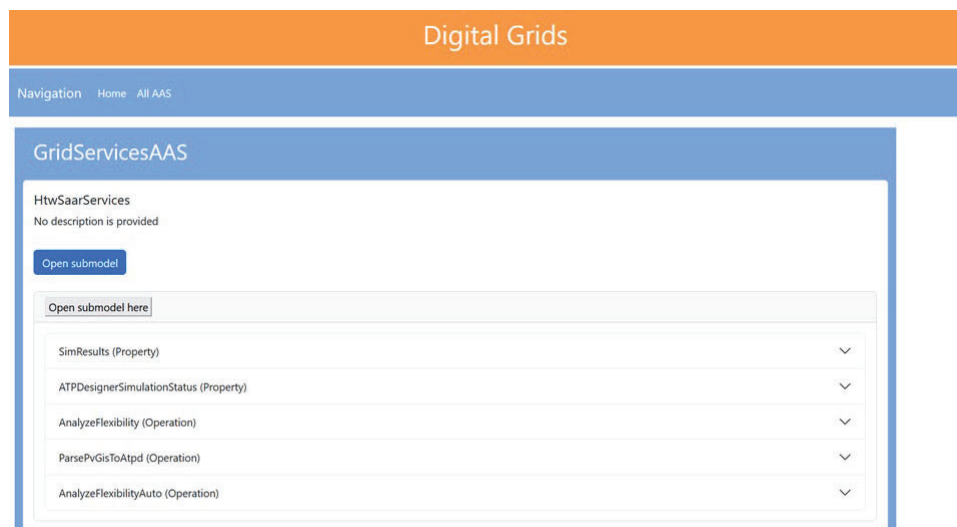


Abbildung II-103: Web-UI zur Ansicht und Bedienung der Digitalen Zwillinge im Verteilnetz

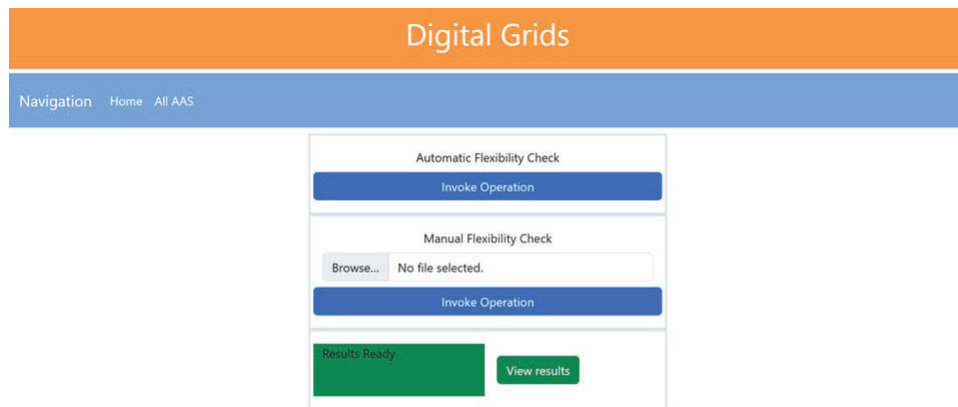


Abbildung II-104: Web-UI zur Bedienung der Netzberechnung und Flexibilitätsermittlung über die Digitalen Zwillinge

3.3.1 Interaktion von AASs innerhalb „MobiGrid“

Die AASX wurden instanziiert, registriert und auf dem AAS-Server bereitgestellt. Das JAVA BaSyx sdk wurde verwendet, um die AAS hochzuladen und die dynamischen Submodelle bereitzustellen. Das Modul AASXPackageManager wird verwendet, um AASX-Dateien zu importieren und sie in AAS- und Submodell-Klassen umzuwandeln. Dies nutzt die Vorteile der einfachen Definition der Struktur von AAS mit einer grafischen Benutzeroberfläche über den AASX Package Explorer und die Flexibilität des JAVA BaSyx SDK zur programmatischen Erstellung und Skalierung der AAS und ihrer Submodelle.

Die Java-Anwendungen können in Containern gebündelt und mit dem Docker Compose Tool ausgeführt werden. Der Multi-Container-Demonstrator enthält auch aas-server und aas-registry aus [4]. Er kann jedoch auch als native Anwendung ausgeführt werden, was die Integration mit dem ATPDesigner, einer Windows-Anwendung, erleichtert.

Nachdem die AAS eingerichtet sind, können Anwendungen mit ihnen interagieren. Ein Beispiel hierfür ist die Web-Benutzeroberfläche, die im Folgenden behandelt wird.

Abbildung II-106 zeigt die Interaktionen in der Demo. Die Schnittstelle zwischen BaSyx und dem Netzberechnungsprogramm ATPDesigner der htw saar wird über die HTTP-Schnittstelle des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner realisiert. Die Schnittstelle ermöglicht es, die Simulation der Prognose- und Flexibilitätsanalyse zu starten, indem ein kompatibler JSON-Body übergeben wird. Die bereits erwähnten HTWSaarServices-Operationen können eine solche Datei erzeugen. Die Schnittstelle ermöglicht auch das Zurücklesen der Ergebnisse, sobald sie fertig sind.

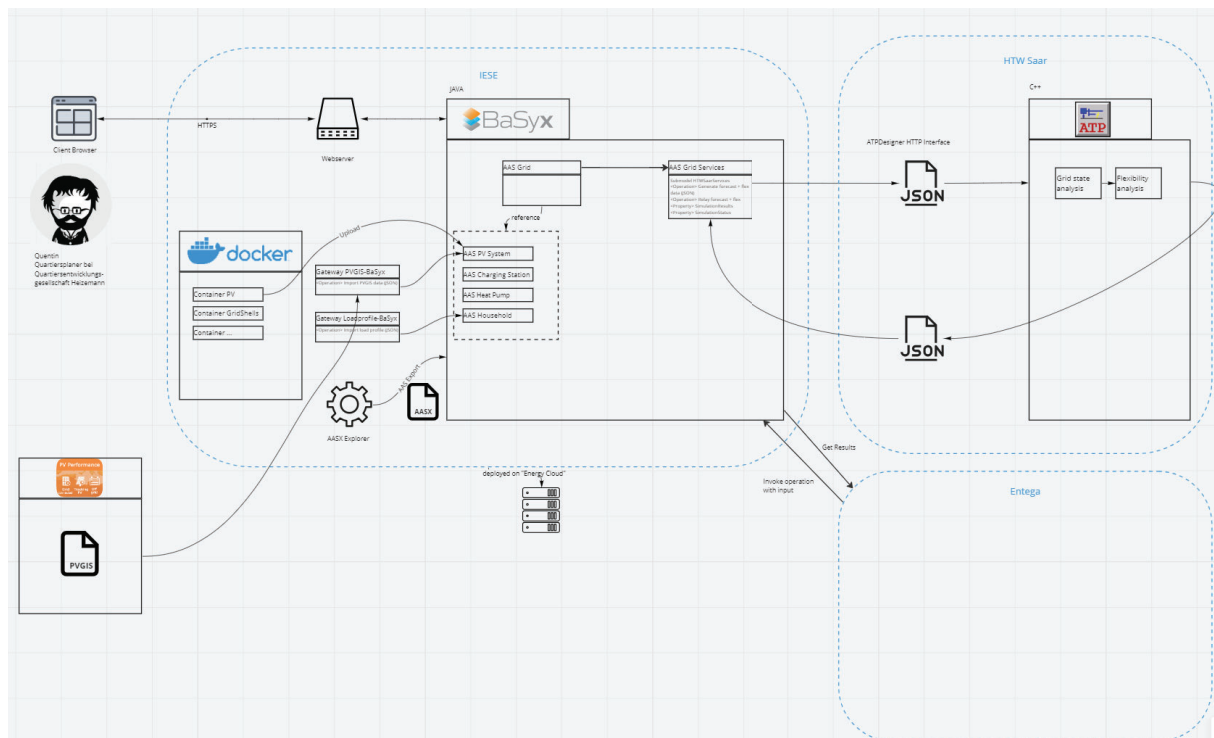


Abbildung II-105: Demo-Architektur

3.3.2 Web User Interface

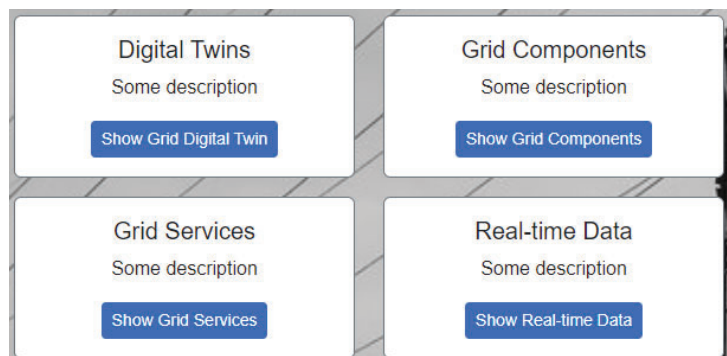


Abbildung II-106: Startseite der Web-Benutzeroberfläche

Die Benutzeroberfläche ist eine einfache React-Anwendung, die entwickelt wurde, um eine einfache Schnittstelle zu den verfügbaren AAS-Diensten zu bieten und zu zeigen, was durch die Verwendung von BaSyx und Digitalen Zwillingen als Motor für Anwendungen möglich ist.

Um die Interaktion mit der AAS zu ermöglichen, wurde ein Javascript SDK für basyx generiert (größtenteils automatische Codegenerierung aus der BaSyx API-Spezifikation). Das SDK ermöglicht es der Benutzeroberfläche, BaSyx-Dienste aufzurufen und die AAS zu manipulieren.

Das UI bietet eine Möglichkeit, die AASs von „MobiGrid“ zu erkunden und in ihren Submodellen und SubmodelElementen zu navigieren (Abbildung 9, Abbildung 10, Abbildung 11).

Für die Dienste der htw saar wurde eine Seite erstellt, um die Vorgänge aufrufen zu können. Die Box am unteren Rand zeigt den Stand der Simulation an.

Es wurde eine Integration mit OpenStreetMaps vorgenommen, die in Zukunft helfen kann, eine benutzerfreundlichere Art der Darstellung der Lasten und der PV-Verteilung über ein bestimmtes geografisches Gebiet zu implementieren. Derzeit werden die geografischen Standorte für jeden Lasttyp zufällig gewählt.

Eine weitere mögliche Integration für die Echtzeit-Datenanalyse ist in Abbildung 15 dargestellt.

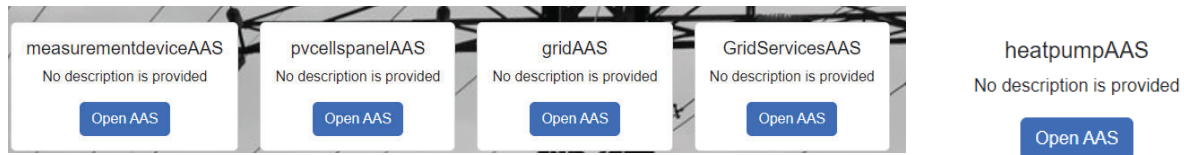


Abbildung II-107: Einfache AAS-Navigation I

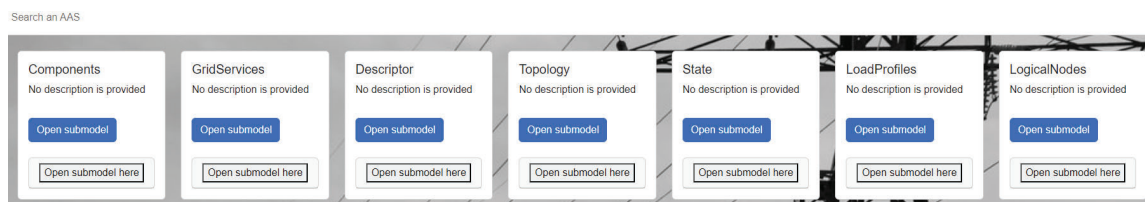


Abbildung II-108: Einfache AAS-Navigation II

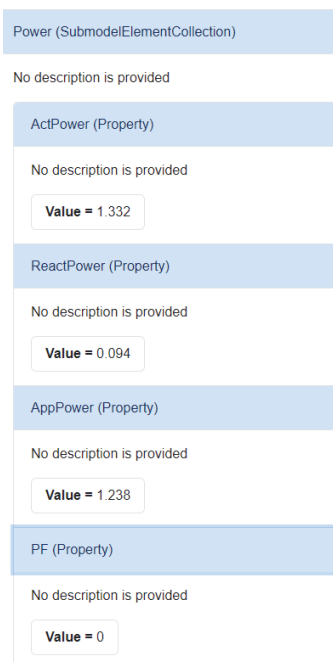


Abbildung II-109: Das Eigenschafts-Submodel-Element in der Benutzeroberfläche

Automatic Flexibility Check Web Interface

Invoke Operation

Manual Flexibility Check Web Interface

Choose File No file chosen

Invoke Operation

Results Unavailable

View results

Abbildung II-110: htw saar services

Automatic Flexibility Check Web Interface

Invoke Operation

Manual Flexibility Check Web Interface

Choose File No file chosen

Invoke Operation

Results Ready

View results

Abbildung II-111: htw saar services

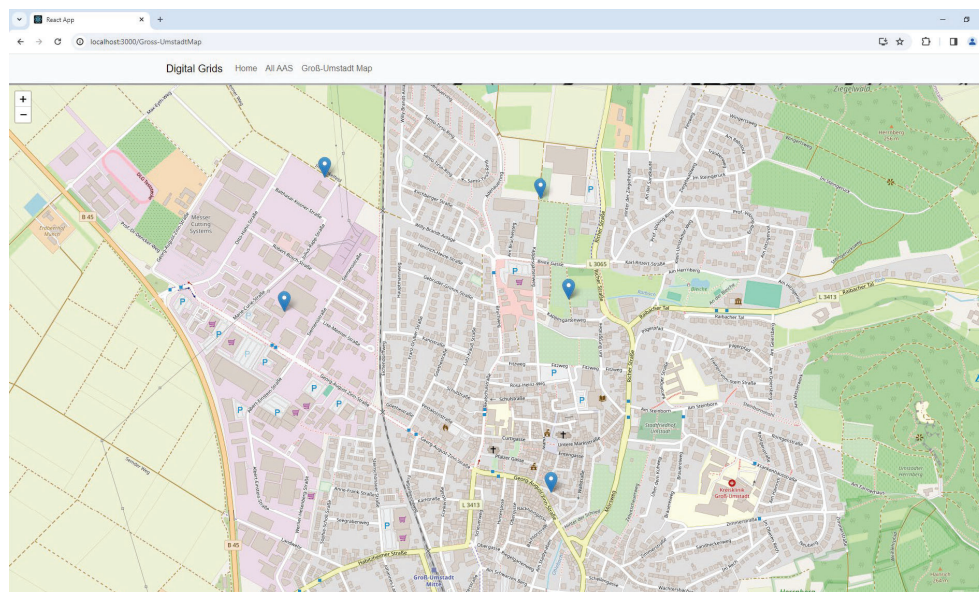


Abbildung II-112: OpenStreetMap integration (siehe: <https://www.openstreetmap.org/copyright>)

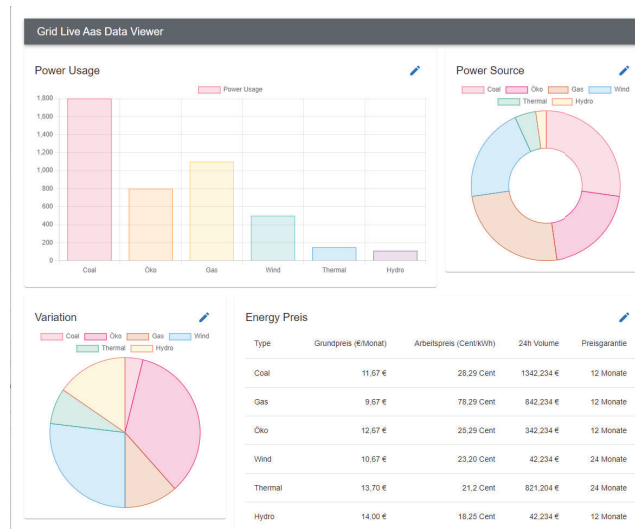


Abbildung II-113: Data analysis mock page

3.4 BaSyx Performanzanalysen

3.4.1 Ziele des Arbeitspakets

Das Ziel des Arbeitspakets 5.5 Performance Analysen war zu untersuchen, welche Reaktionszeiten für ein intelligentes System zur Steuerung eines Verteilnetzes unter Verwendung der BaSyx-Middleware notwendig sind. Dazu sollte ein Vergleich zu den heute schon existierenden Systemen und Kommunikationswegen angestellt werden. Außerdem sollte untersucht werden, inwieweit sich die Anzahl der Teilnehmer steigern lässt und ab wann es aufgrund der erhöhten Komplexität notwendig ist, eine Middleware, wie zum Beispiel BaSyx, einzusetzen.

3.4.2 Heutige Systemarchitektur

Zur Beantwortung der Frage der Reaktionszeiten und um die existierende Systemarchitektur mit einer Systemarchitektur mit Digitalen Zwillingen und BaSyx zu vergleichen, ist es in einem ersten Schritt notwendig, diese zu erfassen. Dazu wurde mit Hilfe zweier Workshops die bestehende Systemarchitektur rekonstruiert. Dazu wurden, ausgehend von einem Modell der elektrischen Infrastruktur für das Modellquartier in Groß-Umstadt, die beteiligten IT-Systeme und deren Interaktionen identifiziert. In einem nächsten Schritt wurden die verwendeten Applikationsprotokolle (HTTPS, FTP, ...) und die unterschiedlichen Netzwerke (Ethernet, LTE, ...) für die Kommunikation hinzugefügt. Außerdem wurden für alle relevanten Kommunikationskanäle und Protokolle die sich daraus ergebenden Latenzen recherchiert. Weiterhin wurden für die vorhandenen Systeme die Reaktionszeiten erfasst, soweit bekannt. Waren keine Reaktionszeiten bekannt, wurden Annahmen getroffen und diese mit Hilfe der Experten von ENTEGA/e-netz validiert.

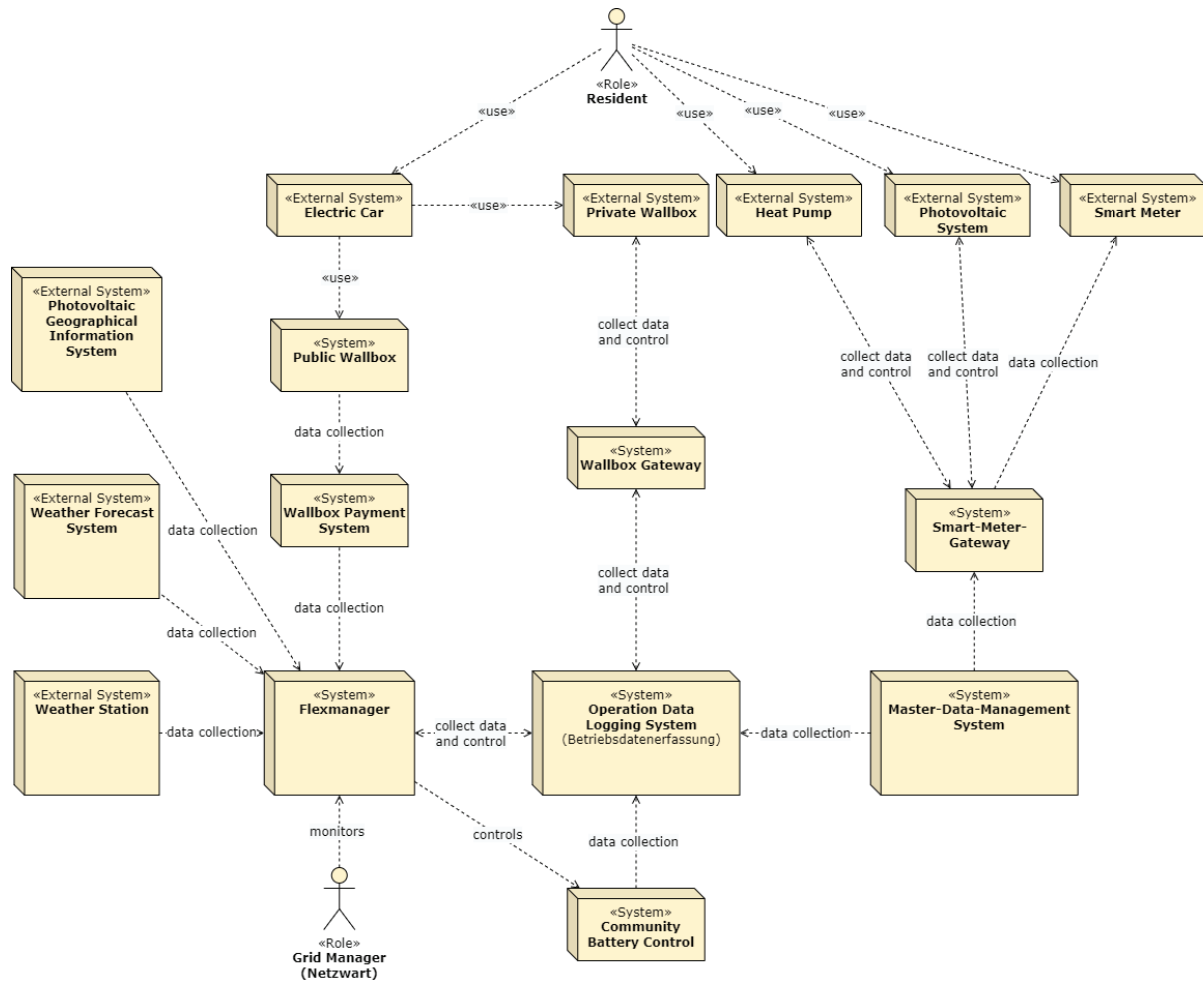


Abbildung II-114: IT-Systeme und Interaktionen

3.4.3 Performance Analyse Tool

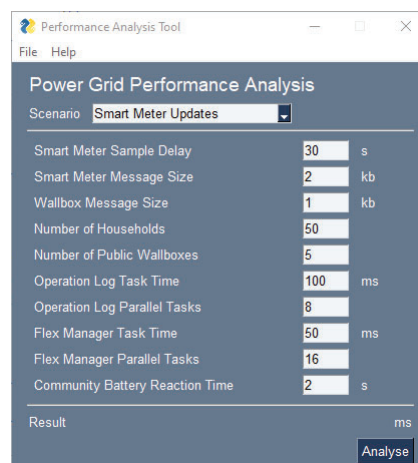


Abbildung II-115: Performance Analyse Tool UI

Um einen ersten Anhaltspunkt für die zu erwartende Ende-zu-Ende-Latenz in dem existierenden System zu erhalten, wurde ein kleines Tool in Python geschrieben, in dem man die Systemarchitektur als Objektgraphen in Python modellieren kann. Für diese Systemarchitektur

berechnet das Tool die Ende-zu-Ende-Latenz. Zusätzlich können in dem Tool noch gewisse Parameter über eine einfache grafische Oberfläche dynamisch variiert werden, sodass man sehen kann, was beispielsweise Änderungen der Anzahl bestimmter Systemelemente oder des Intervalls, in dem die Systeme Änderungen kommunizieren, für Auswirkungen auf die Latenz haben. Die Berechnung berücksichtigt außerdem, dass einige elektrotechnische Komponenten in einem Verteilnetz, wie zum Beispiel Transformatoren oder Quartierspeicher, bestimmte Reaktionszeiten haben, die sich durch die physikalischen/elektrotechnischen Eigenschaften ergeben.

3.4.4 Systemarchitektur mit Digitalen Zwillingen und BaSyx

In nächsten Schritt wurde eine System-Architektur entworfen, in der alle wesentlichen Komponenten als Digitale Zwillinge moduliert wurden und in der die entsprechend dafür notwendigen Off-the-Shelf Komponenten der BaSyx-Middleware integriert wurden.

Das Tool zur Berechnung der Ende-zu-Ende-Latenzen wurde für die Systemarchitektur, in der die BaSyx-Middleware integriert ist, erweitert. Die Latenzen der BaSyx Off-the-Shelf Komponenten wurden hierbei, mangels bekannter Werte, anhand vergleichbarer Systeme geschätzt. Außerdem wurde in der UI eine Möglichkeit hinzugefügt, die Systemarchitektur aus einer Liste von als Objektgraphen modellierten Szenarien auszuwählen, sodass Vergleiche zwischen den Szenarien möglich waren.

In einem weiteren Schritt wurde die Schätzung der Latenzen der BaSyx Off-the-Shelf Komponenten validiert. Dafür wurden Performance-Tests konzipiert und durchgeführt. Als erste Komponente wurde hierbei die AAS Registry untersucht. Diese zentrale Komponente der BaSyx-Middleware ermöglicht es, die Verwaltungsschalen der Digitalen Zwillinge und der Submodelle zu finden. Einer zentralen Komponente zur Steuerung und Optimierung der Ein- und Ausspeisung von elektrischer Energie in einem Verteilnetz wird damit ermöglicht, alle Submodelle für alle Komponenten im Verteilnetz zu finden und falls notwendig anzusprechen. Für den Performance-Test wurden Anfragen von einer solchen Steuerungs- und Optimierungskomponente simuliert sowie parallel dazu einige Anfragen zur Aktualisierung von Submodellen durch andere ITK-Komponenten im Verteilnetz, wie zum Beispiel Smart Meter Gateways. Die Anzahl dieser Anfragen wurde sukzessive bis zu einem definierten Wert erhöht, um eine steigende Anzahl an Teilnehmern und eine häufigere Frequenz der Aktualisierungen zu simulieren. Die Performance Tests wurden mit dem Load Testing Tool Goose (<https://github.com/tag1consulting/goose>) umgesetzt und mit Hilfe von Anpassungen, zusätzlichen Komponenten und Erweiterungen weitgehend automatisiert, sodass das Tool über eine einfache Weboberfläche nutzbar ist. Dort können auch nach Abschluss des Tests die Testergebnisse eingesehen und ausgewertet werden. Eine der Anpassungen war unter anderem, dass Ergebnisse dauerhaft gespeichert werden und man sich somit in der Weboberfläche die Ergebnisse vorrangegangener Tests ansehen kann, um sie zu vergleichen.

Um konsistente Testergebnisse zu erhalten und um eine Beeinflussung des Load Testing Tools und des Systems, das getestet werden soll, zu vermeiden, und um die Tests auf demselben Server ausführen zu können, wurden beiden Containern entsprechende CPU und Memory Limits zugewiesen. Um ein besseres Ergebnis zu erreichen und evtl. Schwankungen vom Host-System durch nicht beeinflussbare Faktoren wie z.B. die Last der anderen Server im Rack, die einen Einfluss auf die Kühlung des Servers haben können auszugleichen, wurden mehrere möglichst identische Testläufe durchgeführt und das Ergebnis gemittelt.

Average (ms)	Min (ms)	Max (ms)
180.73	100	1350

Abbildung II-116: Antwortzeiten BaSyx Registry

Bei den Performancetests wurden einige Probleme identifiziert. Unter anderem ließ sich der Docker Container der BaSyx Registry nach einem Test nicht mehr kontrolliert stoppen, sondern musste über entsprechende Mechanismen vom Betriebssystem unkontrolliert beendet werden. Dies erschwerte die Durchführung der Testdurchläufe erheblich, da nach jedem Testdurchlauf der existierende Container beendet werden und für einen weiteren Testlauf ein neuer gestartet werden musste, damit die Tests vergleichbar waren. Außerdem führte die Nutzung einiger veralteter Abhängigkeiten in der BaSyx Registry dazu, dass einige HTTP-Anfragen nicht oder nur mit einer Antwortzeit von mehr als einer Sekunde beantwortet wurden. Bereits unter moderater Last (512 Nutzer, pro Nutzer eine Anfrage alle 150 ms) kam es bei der Nutzung der BaSyx Registry in einem Container mit zwei fest zugewiesenen CPU-Cores (Intel Core i7 10. Generation) und 4 GB Arbeitsspeicher zu teilweise sehr langen Antwortzeiten von mehr als einer Sekunde (siehe Abbildung II-117 Antwortzeiten BaSyx Registry). Bei dem Test wurden die kompletten Daten nur in Memory gespeichert, um evtl. vorhandene Latenzen bei der Nutzung einer relationalen oder nicht relationalen (NoSQL) Datenbank ausschließen zu können.

Fazit:

Zusammenfassend lässt sich deshalb sagen, dass die Nutzung der Off-The-Shelf Komponenten der BaSyx-Middleware eine nicht unerhebliche Latenz zum System hinzufügen und dass die Middleware deshalb nur bei entsprechend hoher Komplexität des Verteilnetzes und der eingesetzten ITK-Systeme genutzt werden sollte. Nur dann überwiegen die Vorteile der Middleware im Vergleich zu der zusätzlichen Latenz. In neueren Versionen der BaSyx-Middleware wurden einige der identifizierten Probleme bereits gelöst, sodass hier erneute Analysen zur Performance und Latenz der Komponenten bessere Ergebnisse lieferten, um beurteilen zu können, ob ein Einsatz auch bei geringerer Komplexität des Verteilnetzes und somit einer geringeren Anzahl unterschiedlicher ITK-Komponenten einen Vorteil bringt.

- Das Tool zur automatisierten Ausführung von Lasttests wurde fertig implementiert.
- Lasttests der BaSyx Registry (Off-The-Shelf-Komponente aus dem Eclipse BaSyx Open Source Projekt) wurde durchgeführt. Dabei wurden unter anderem folgende Probleme identifiziert:
- Falsche Nutzung der Dockerfile CMD instruction führte dazu, dass die Docker Container sich nicht mehr normal stoppen ließen und durch das Betriebssystem hart terminiert werden mussten. Ein dynamisches Autoscaling der Registry (unter zu Hilfenahme von Container Orchestration Tools, wie zum Beispiel Kubernetes oder Docker Swarm) war somit nicht möglich, ohne dass Anfragen in Timeouts liefen.
- Die Nutzung von veralteten Versionen von Java-Bibliotheken mit bekannten Memory-Leaks (und teilweise mit schweren Sicherheitslücken) führte unter hoher Last dazu, dass die BaSyx-Registry nach einiger Zeit wegen dem Überschreiten des konfigurierten maximal erlaubten Speichers vom Betriebssystem abrupt terminiert wurde.

- Die Nutzung von veralteten Versionen von Java-Bibliotheken mit bekannten Performance-Problemen führte bereits unter moderater Last (512 Nutzer, pro Nutzer eine Anfrage alle 150 ms) in einem Container mit zwei zugewiesenen CPU-Cores (Intel Core i7) und 4 GB Arbeitsspeicher zu teilweise sehr langen Antwortzeiten von mehr als einer Sekunde (Abbildung II-117).

Fehlende Datenbank-Transaktionen und Race-Conditions führten bei vielen parallelen Anfragen an die Registry zu falschen Antworten und Lost-Updates Problematiken.

Zusammengefasst lässt sich daraus schließen, dass aufgrund dieser Probleme die angenommenen Zeiten für die BaSyx Off-The-Shelf im Performance-Szenario deutlich zu optimistisch waren. Realistisch müssen diese Werte mindestens verdoppelt oder verdreifacht werden. Daraus ergibt sich, dass für einen breiter Einsatz der BaSyx Off-The-Shelf Komponenten in realen Verteilnetzen die oben aufgeführten Design- und Implementierungsprobleme erst behoben werden sollten. Die identifizierten Schwachstellen wurden der separaten Issue-Liste der BaSyx-Entwicklung zur weiteren Nachverfolgung gemeldet.

- IKT-Systemarchitektur mit zwei Sichten erstellt: ohne BaSyx Middleware Integration (aktueller Stand im Feld) und mit der Integration der BaSyx-Middleware (Vision für die Zukunft) (siehe Abbildung II-118).

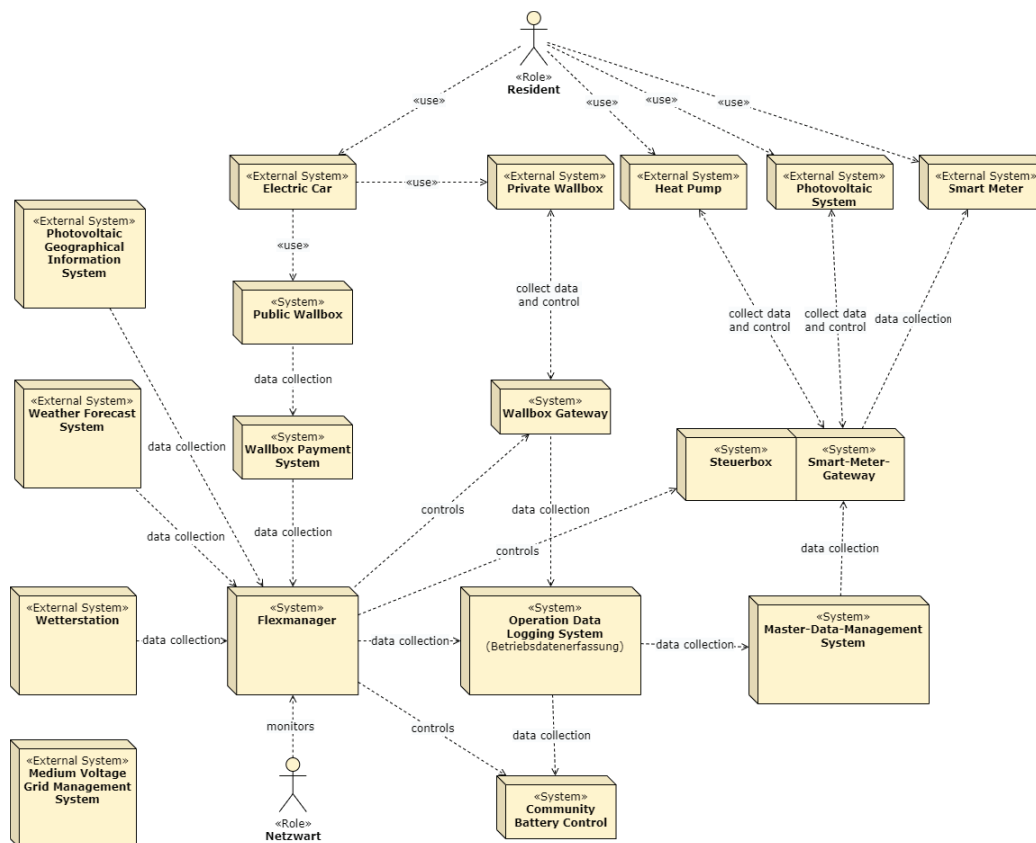


Abbildung II-117: IKT-Systemarchitektur

3.4.5 Cyber-Security Analysen für BaSyx Middleware

Die Cyber-Security Analyse für die BaSyx Middleware soll sicherstellen, dass ein Einsatz von BaSyx im Energiesektor möglich ist. Hierbei sind mögliche Angreifer zu identifizieren. Anschließend wird bestimmt, welche Information Assets für die Angreifer interessant sein könnten. Die Betrachtung der Systemarchitektur wird genutzt, um den Entwurf von verschiedenen Optionen zur Implementierung von Datenzugangs- sowie Datennutzungskontrolle zu ermöglichen.

In der nachfolgenden Tabelle sind mögliche Angreifer beschrieben. Es wird pro Angreifer die Angriffsmotivation in mehreren Unterpunkten dargestellt.

Tabelle II-38: Liste potenzieller Angreifer (Teil 1/2)

Potenzielle Bedrohungsursachen (1/2)			
Nicht autorisierte Externe	Nicht autorisierte Internal	Asset-Anbieter	Legitimierte AAS-Rolle
Jemand, der keinen legitimen Zugang zu den Produktionsanlagen oder den IoT-Systemen hat; beschränkt auf Fernzugriff.	Jemand, der legitimen Zugang zu den Räumlichkeiten hat, aber keinen Zugang zu BaSyx oder AAS haben soll.	Jemand, der das Asset und die entsprechende AAS-Spezifikation bereitgestellt hat.	Person, die für den Umgang mit IoT, Assets oder deren Digitalen Zwillingen vorgesehen ist (d. h. ein nicht privilegierter BaSyx-Benutzer).
Motivation des Angriffs: * Vandalismus: Eine Person will vielleicht nur zum Spaß die Produktion behindern. * Industriespionage: Die interessierte Partei möchte herausfinden, was und wie produziert wird. * Erpressung: Eine Person kann versuchen, Lösegeld zu erpressen, indem sie die Produktion als Geisel hält.	Motivation des Angriffs: * Sabotage: Ein verärrter Mitarbeiter will sich rächen. * Industriespionage: Mitarbeiter könnte bestochen worden sein, um die Produktion im Auftrag einer interessierten Partei zu untersuchen.	Motivation des Angriffs: * Wirtschaftsspionage: Der Anbieter von Vermögenswerten kann versuchen, die Nutzung seiner Vermögenswerte zu erkunden. * Vertragsdurchsetzung: Der Asset-Anbieter kann versuchen, eine unrechtmäßige Kontrolle über die Asset-Nutzung auszuüben (z. B. zur Durchsetzung von Lizenzbedingungen oder zur Überwachung der Garantiebedingungen).	Motivation des Angriffs: * Abstreiten: Der Arbeitnehmer möchte möglicherweise Spuren von Missbrauch oder gar Fehlverhalten verschleiern. * Industriespionage: Der Mitarbeiter könnte bestochen worden sein, um die Produktion im Auftrag einer interessierten Partei zu erkunden. * Sabotage: Ein verärrter Mitarbeiter will sich möglicherweise rächen.

Tabelle II-39: Liste potenzieller Angreifer (Teil 2/2)

Potenzielle Bedrohungsursachen (2/2)				
Privilegierter BaSyx-Admin	Plattform-Admin	Mitbewerber	Asset-Wettbewerber	
Benutzer mit Admin-Rechten für BaSyx.	Jemand mit Admin-Zugriffsrechten auf die Plattform, auf der BaSyx-Komponenten ausgeführt werden (z. B. der Cloud-Admin, wenn diese in der Cloud gehostet wird).	Unternehmen, das mit dem BaSyx-Benutzer um Marktanteile für seine Produkte konkurriert.	Asset-Anbieter, der mit dem Anbieter des Assets konkurriert, das als AAS modelliert wird.	
Motivation des Angriffs: * Sabotage: Ein verärrgerter Mitarbeiter will sich rächen. * Industriespionage: BaSyx-Operator wurde möglicherweise bestochen, um die Produktion im Auftrag einer interessierten Partei zu untersuchen. * Dementi: Spuren eines Fehlverhaltens verschleiern.	Motivation des Angriffs: * Industriespionage: Plattformbetreiber kann Produktion im Auftrag einer interessierten Partei ausspähen. * Dementi: Spuren eines Fehlverhaltens verschleiern.	Motivation des Angriffs: * Industriespionage: Der Wettbewerber möchte möglicherweise herausfinden, was und wie produziert wird. * Obstruktion: Der Wettbewerber kann versuchen, die Produktion zu behindern.	Motivation des Angriffs: * Produktpiraterie: Ein Wettbewerber kann versuchen, ein Originalprodukt zu fälschen*, um seine eigene Fälschung auf den Markt zu bringen.	

Die Informationen, die BaSyx verwendet, sind Information Assets, Funktions-Assets und physikalische Assets. Die Beschreibung der Assets dient als Diskussionsgrundlage, welche Informationen für Angreifer von besonderer Bedeutung sind.

- Identifizierung von Information Assets:

Tabelle II-40: BaSyx Informations-Assets

Information Assets
AAS Data Inhalt der Spezifikation des Digitalen Zwillings
AAS Registry Katalog aller verfügbaren AAS, ihrer Untermodele und wichtigsten Eigenschaften
BaSyx Software Code und Konfigurationsparameter
Policy Information vom PIP: Daten der Umgebung werden für Policy-Entscheidungen benötigt
Dynamic Device Information Rohdaten von Gerätesensoren oder Rohdatenaggregate, die von der Geräteebene unter Verwendung der im AAS angegebenen Funktionen gewonnen werden
ID Tokens wie vom OIDC-Server ausgestellt
IAM Software IAM-Code und Konfigurationseinstellungen; Authentifizierungs- und Autorisierungsdaten für registrierte BaSyx-Benutzer

- Identifizierung von Funktions-Assets:

Tabelle II-41: BaSyx Funktions-Assets

Function Assets
BaSyx Administration Funktionen zur Bereitstellung, Wartung und zum Betrieb einer BaSyx-Instanz sowie zur BaSyx-Benutzerverwaltung
AAS Handling Verwaltung von AAS-Instanzen: anlegen, ändern, lesen, löschen, exportieren, importieren, ...

AASOperations wie im AAS-Modell der jeweiligen Anlage angegeben: Abfrage der Anlage, Neukonfiguration der Anlage, Abruf der Anlagenfunktion usw.
Asset-AAS Communication (Device Layer and fieldbus layer) Austausch von Eingabeparametern für AAS-Operationsaufrufe und Rückgabe ihrer Ergebnisse
Middleware Communication Auflösung von Abhängigkeiten und Verweisen zwischen AAS durch Austausch ihrer Daten; Kommunikation zwischen Anwendungen und AAS
Policy Communication Datenaustausch zwischen PDP, PIP, PEP, ...
IAM Functionality Verwaltung von Nutzern, ihren Identitäten und ihren Zugriffsberechtigungen (z. B. mit Oauth und Open ID Connect)

- Identifizierung von physikalischen Assets:

Tabelle II-42: BaSyx physikalische Assets

Physical Assets (Hardware)
BaSyx Execution Platform z. B. Endgerät, Server vor Ort oder Cloud-Server
Physical Asset z.B. ein IoT-Gerät
Middleware Communication Network Verbindung z.B. verschiedener BaSyx-Instanzen oder Policy Points (PIP, PDP, Oauth/OIDC Server)
IoT Network Verbindung von z.B. Produktionsanlagen und deren Sensoren mit BaSyx

Cyber-Security-Analyse der BaSyx-Systemarchitektur analysiert die Datennutzung und dient dem Entwurf eines Lösungsmechanismus (Abbildung II-119). Gezeigt ist ein UML-

Sequenzdiagramm, bei dem ein Benutzer ein ASS/Submodel in der BaSyx-Registry findet und der Access-Proxy die hinterlegten Zugangsberechtigungen (access policies) prüft, bevor ein Zugriff auf die Daten der jeweiligen Submodels erfolgt.

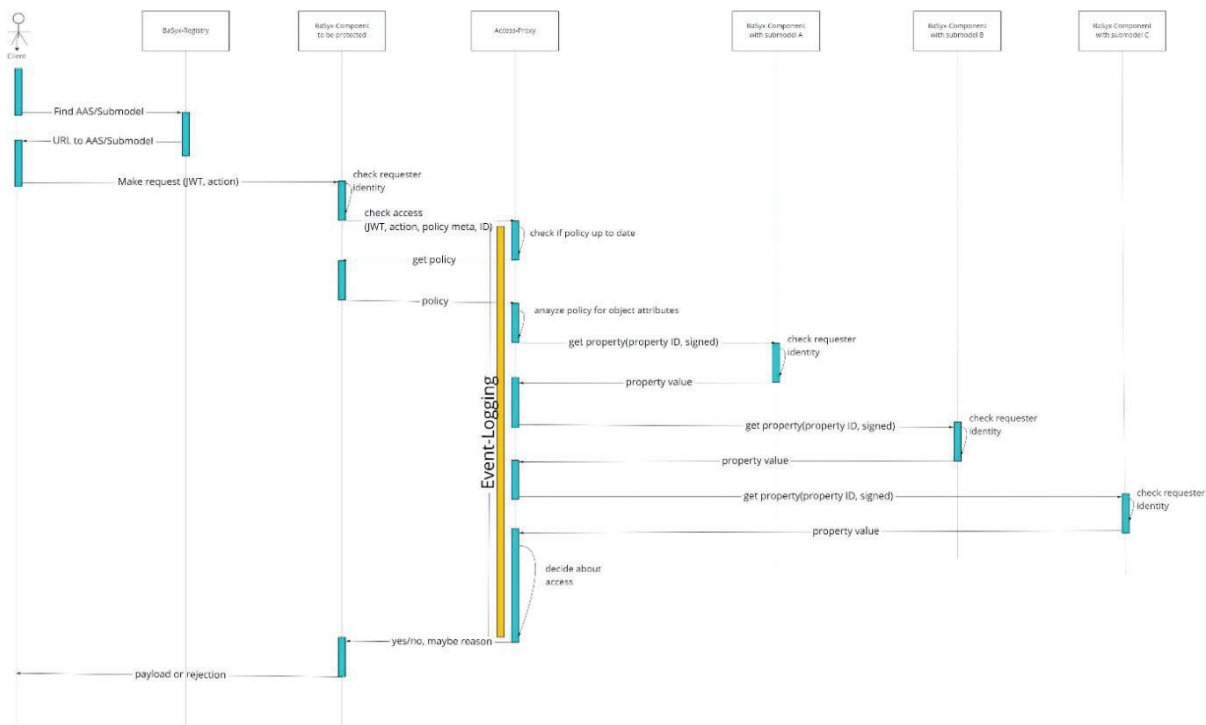


Abbildung II-118: Sequenz einer Datenanfrage mit Datennutzungskontrolle

Um die Datenzugangs- sowie Datennutzungskontrolle zu implementieren, wurden folgende fünf Entwürfe angefertigt (Abbildung II-120 bis II-124).

Die erste Option verfolgt die Integration der MYDATA-Lib Technologie. Sie sieht vor, dass die Zugangsberechtigungen auf verschiedenen Ebenen implementiert werden können: von lokal in einer Software, über dedizierte lokale Dateien, über Cloud-synchronisierte Daten bis zur reinen Cloud Lösung.

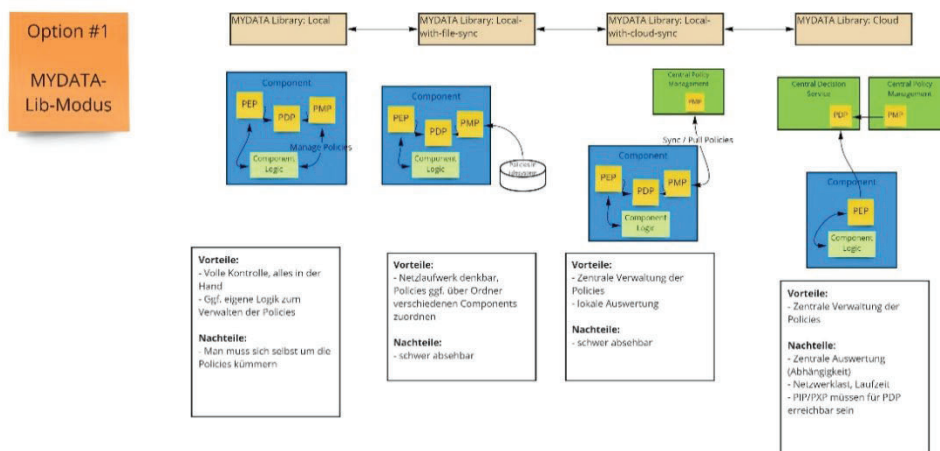


Abbildung II-119: Option 1 Datennutzungskontrolle mit MYDATA-Technologie

Die zweite Möglichkeit ist die Verwendung von Gatekeepern. Sie prüfen vor dem Aufruf einer Komponente, ob die Abfrage zulässig ist. Die Gatekeeper können technisch als zusätzliche Komponente oder als Integration in die ursprüngliche Komponente realisiert sein.

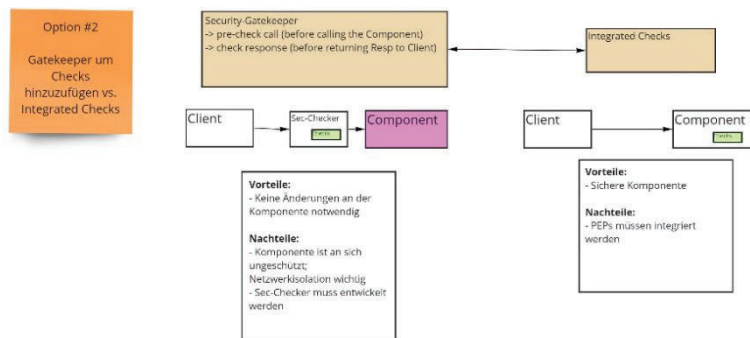


Abbildung II-120: Option 2 Datennutzungskontrolle mit MYDATA-Technologie

Die Option, die MYDATA-Technologie außerhalb der eigentlichen Komponente auszuführen, ermöglicht die Verteilung der Ausführungen und kann Effizienzvorteile in der Ausführung bringen, sofern der zusätzliche Overhead vertretbar ist.

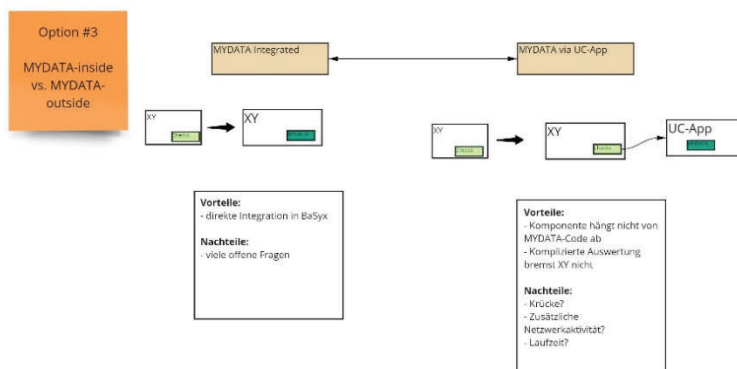


Abbildung II-121: Option 3 Datennutzungskontrolle mit MYDATA-Technologie

Die Einführung von Abstraction APIs ermöglicht einen Zugriff auf aggregierte Daten, ohne die Rohdaten aufrufen zu müssen. Anwendungsfälle sind beispielsweise statistische Auswertungen oder wenn eine Lastregelung die gemittelten Verbrauchsdaten von einem Gebiet braucht, ohne auf die jeweiligen Haushaltsinformationen zugreifen zu müssen.

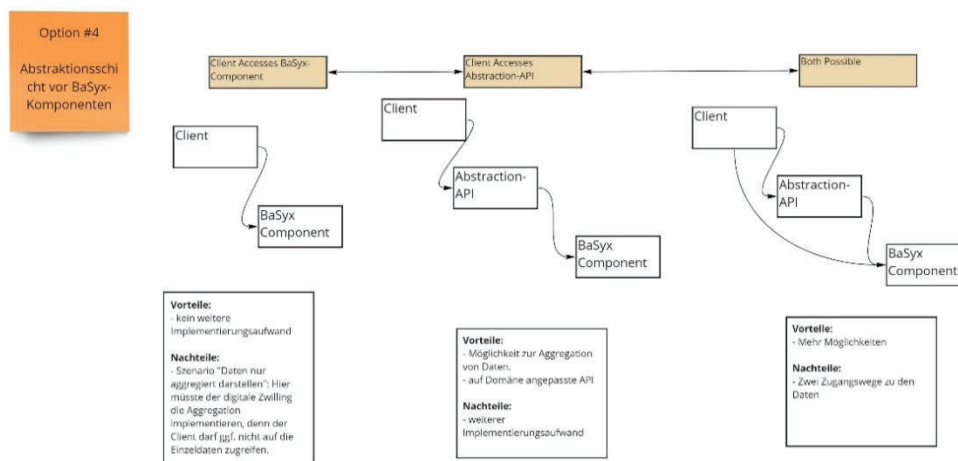


Abbildung II-122: Option 4 Datennutzungskontrolle mit MYDATA-Technologie

Wenn eine Abstraction API verwendet wird, ist die Integration von MYDATA an unterschiedlichen Stellen möglich (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Im ersten Fall ist MYDATA nur bei BaSyx-Komponenten vorhanden. Es wäre somit allen Nutzern möglich, statistische Daten oder Zusammenfassungen aufzurufen. Wenn MYDATA nur bei der Abstraction-API verwendet wird, sind den Entwicklern der Abstraction API Software keine Restriktionen in Bezug auf die BaSyx Komponenten gegeben. Werden die BaSyx Komponenten jedoch von bestimmten Middleware-Teilnehmern gestellt, kann es gewollt sein, dass nur bestimmte Nutzergruppen bestimmte Zugriffe erhalten. Wird ein Client Tool von mehreren Benutzern genutzt, ist es möglicherweise sinnvoll, MYDATA im Tool umzusetzen.

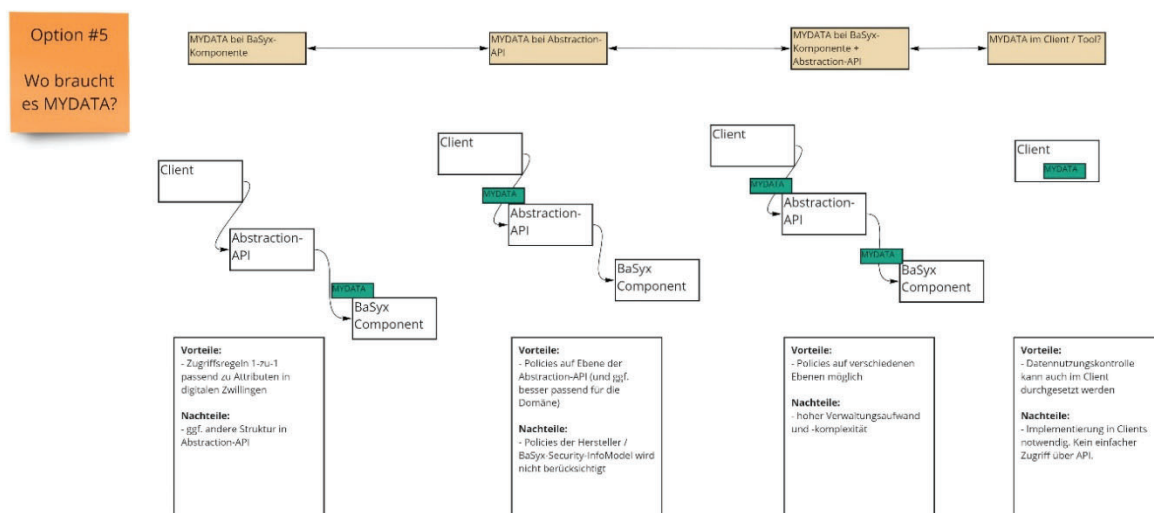


Abbildung II-123: Option 5 Datennutzungskontrolle mit MYDATA-Technologie

3.5 Resilienz-Analysen mit SafeTBox

Das Konzept der Systemresilienz ist wichtig und hat in den letzten Jahren an Popularität und Relevanz gewonnen. Die Klärung der technischen Bedeutungen, Definitionen und Grundlagen des Resilienzkonzepts erscheint daher als wesentlich und notwendig.

Der Begriff Resilienz wird seit Jahrzehnten im Bereich zuverlässiger Computersysteme verwendet, im Wesentlichen als Synonym für Fehlertoleranz, hat jedoch in den letzten Jahren mehr Aufmerksamkeit erhalten. Sein Verständnis hat sich im Laufe der Zeit ebenfalls verändert und wurde angepasst. Es hat sich erheblich verändert seit dem Aufkommen von vernetzten, dynamisch sich entwickelnden komplexen Informationsinfrastrukturen, die eine Vielzahl von kleinen mobilen Geräten sowie Computern bis hin zu Supercomputern und riesigen Serverfarmen umfassen. Resilienz als Systemeigenschaft wird zunehmend wichtiger, da unsere Wirtschaft und Gesellschaft immer mehr auf softwareintensive sozio-technische Systeme angewiesen sind, die immer komplexer und damit immer anfälliger werden, aber gleichzeitig zunehmend schwerer zu verstehen sind. Heute ist es unmöglich, jede Bedrohung, der unsere IT-Infrastrukturen ausgesetzt sein könnten, vorherzusehen und jede mögliche Störung zu verhindern. Daher muss kritische Informations- und Kommunikationstechnologie in die Lage versetzt werden, mit dem

Unerwarteten umzugehen und akzeptable Dienstleistungsniveaus auch im Falle unvorhergesehener Störungen oder Fehlfunktionen zu gewährleisten.

Dependabilität umfasst Evolvierbarkeit, Bewertbarkeit, Nutzbarkeit und Diversität als vier Attribute der Widerstandsfähigkeit, die allgegenwärtige Systeme unter Verwendung geeigneter Technologien aufweisen sollten. Sie ist ein integratives Konzept, das Qualitätseigenschaften wie Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit, Sicherheit, Integrität und Wartbarkeit umfasst. Andererseits wird eine Unterscheidung hinsichtlich der Eigenschaften Verfügbarkeit, Vertraulichkeit und Integrität getroffen. Da Resilienz ein breiteres Konzept als Zuverlässigkeit beinhaltet, kann sie als die Fähigkeit verstanden werden, alle oben genannten Eigenschaften eines Systems unter widrigen Bedingungen aufrechtzuerhalten.

Um eine resiliente Systemarchitektur zu entwickeln, wurde das vom Fraunhofer IESE entwickelte modellbasierte Sicherheitsanalysetool safeTbox verwendet. safeTbox wurde entwickelt und implementiert, um Safety Engineers bei typischen Aktivitäten zu unterstützen, die im Bereich der Systemsicherheit von großer Bedeutung sind. Dazu gehören die Definition der Systemarchitektur unter Verwendung von SysML, die Durchführung von Gefahren- und Risikobewertungen gemäß den Standards ISO 26262 und ARP 4761, die Definition von Sicherheitskonzepten sowie die Durchführung qualitativer und quantitativer Sicherheitsanalysen und Fehlerlogikmodellierungen. Darüber hinaus unterstützt safeTbox die Erstellung von Sicherheitsnachweisen. Diese Aktivitäten werden durch zahlreiche Methoden und Techniken aus dem Stand der Technik und dem Stand der Wissenschaft unterstützt (wie z.B. FMEA, FTA, C²FT, GSN, etc.), die modellbasiert implementiert wurden. safeTbox bietet eine enge Integration zwischen den resultierenden Artefakten (d.h. Modellen), was gute Verfolgbarkeit und umfassende Analysemöglichkeiten ermöglicht. Aufgrund seiner Popularität und seiner ausgezeichneten Erweiterungsmechanismen und Anpassungsmöglichkeiten wurde Enterprise Architect von Sparks Systems als Tool-Plattform für safeTbox gewählt. safeTbox ist als Plug-in von Enterprise Architect realisiert.

Die in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** vorgestellte Prozesslandkarte, die im Rahmen des „MobiGrid“-Projekts entwickelt wurde, wurde zunächst als Systemarchitektur in SafeTbox modelliert. Die Fehlerbaumanalyse wurde so durchgeführt, dass sie nicht nur Systemfehler und -ausfälle, sondern auch Resilienzparameter berücksichtigt. Bei der Analyse wurde festgestellt, dass die ursprüngliche Systemarchitektur bestimmte funktionale Elemente enthielt, die zu Schleifen in der Systemarchitektur führten, bei denen ein Fehler zu einer Reihe anderer Fehler führte und den zuerst aufgetretenen Fehler wieder auslöste. Daher wurde die gesamte Prozesslandkarte aktualisiert, um solche Informationsaustausch- und Funktionselemente zu beseitigen. Die endgültige Version ist in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** gezeigt. Für die aktualisierte Prozesslandkarte wurde die Systemarchitektur von safeTbox und damit auch das Fehlermodell aktualisiert.

Das Systemarchitekturmodell der Prozesslandkarte ist in der Abbildung II-125 dargestellt und das Fehlermodell der Prozesslandkarte mit Resilienzbetrachtungen ist in Abbildung II-126 dargestellt. Das safeTbox-Tool ermöglicht die Durchführung von Analysen zur Identifizierung von Cut-Sets, d. h. einzelnen Fehlern oder einer Kombination von Fehlern, die zu einem Ausfall auf oberster Ebene führen. In unserem Fall ist der Top-Level-Fehler "Flexibilitätslösung nicht implementiert". Dies könnte dazu führen, dass das Netz für einige vorgesehene Änderungen nicht verfügbar ist.

Die Analyseergebnisse geben auch die Ordnung der Minimal-Cut-Sets an, wobei 1 bedeutet, dass ein bestimmter Einzelfehler dazu führen würde, dass die Flexibilitätslösung nicht implementiert wird. Fehler der Ordnung 1 sind kritisch und es müssen Mechanismen implementiert werden, um sie zu beheben. Die Mechanismen können in Form von Redundanz oder Prozessmaßnahmen zur Beseitigung der Ausfälle oder sogar durch Änderung der funktionalen und technischen Architektur erfolgen. Die Behebung aller dieser Fehler und Fehlerkombinationen würde das System resilient machen.

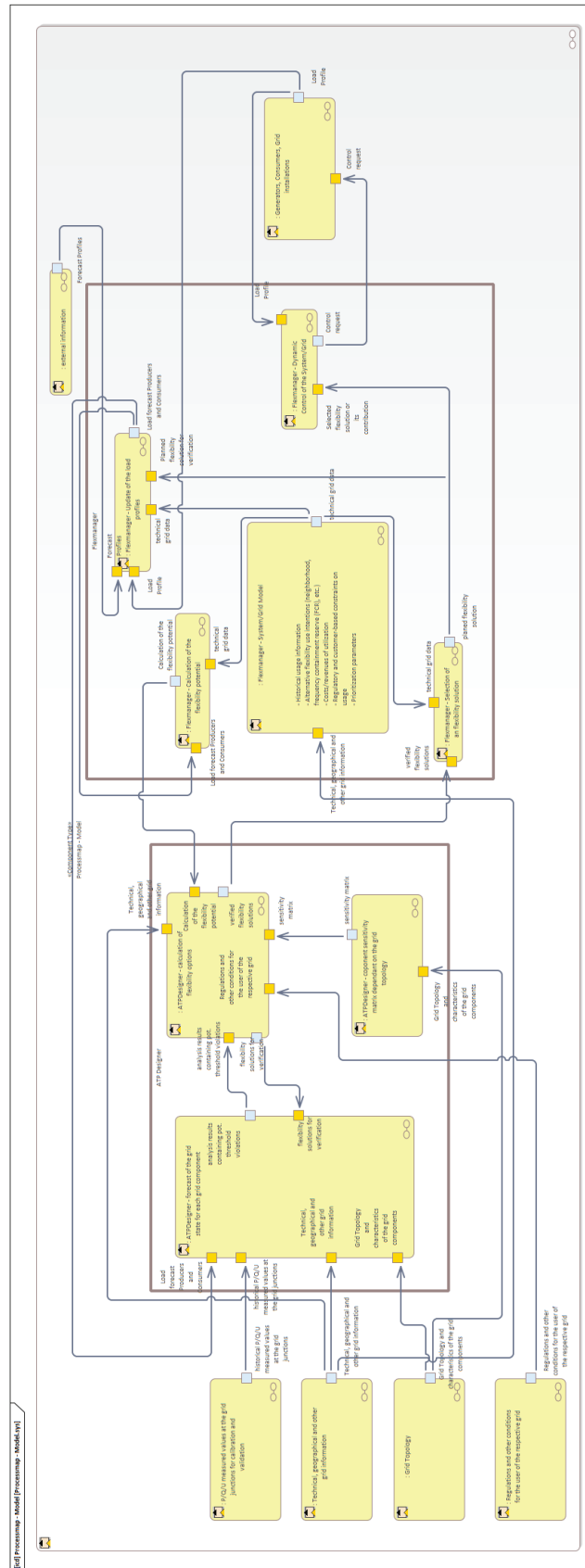


Abbildung II-124: Das Systemarchitekturmodell der Prozesslandkarte

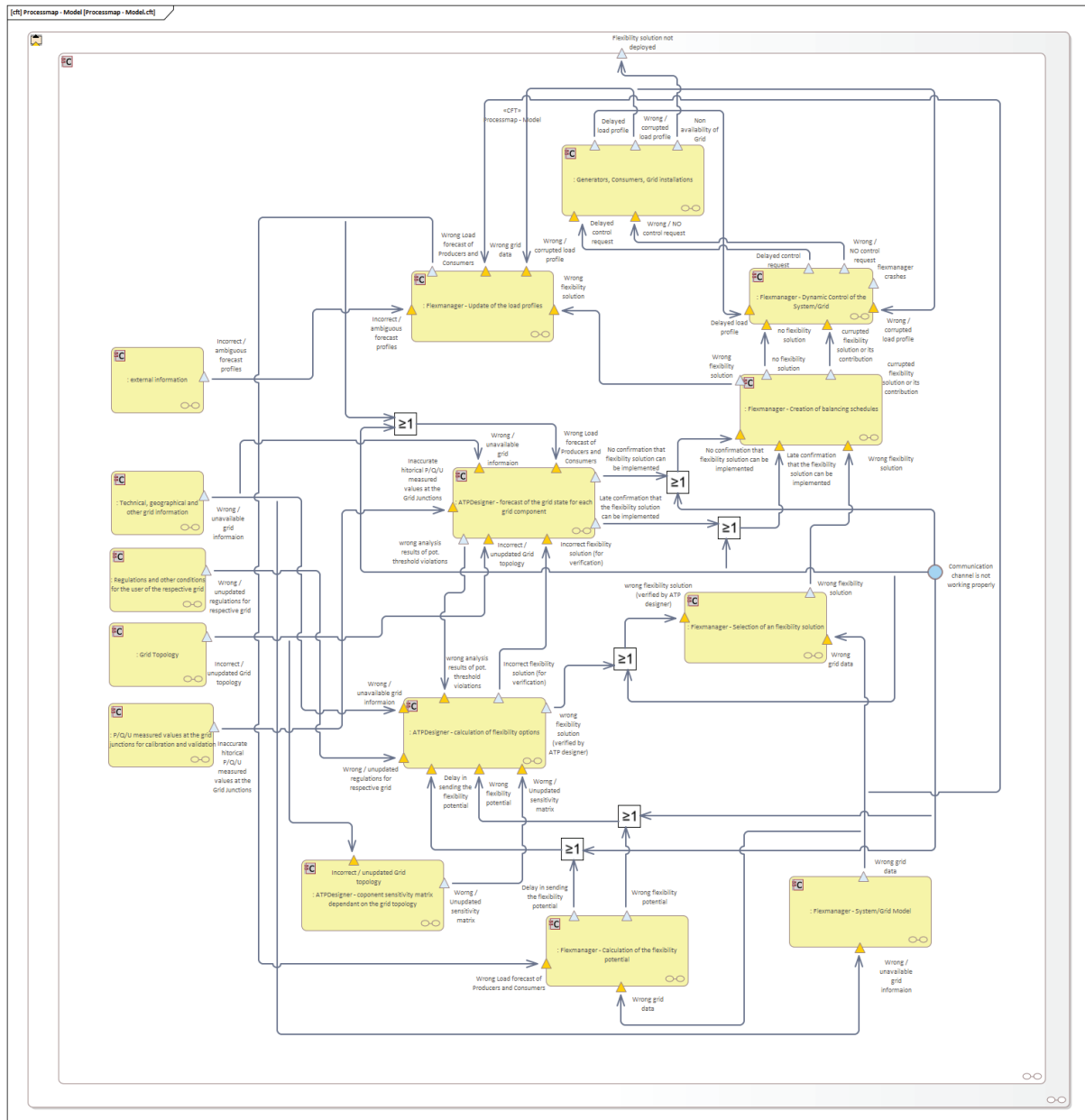


Abbildung II-125: Fehlermodell der Prozesslandkarte mit Resilienzbeachtung

3.6 Qualitative Bewertung von BaSyx als Middleware im Energiesektor

Die qualitative Evaluierung von BaSyx als Middleware im Energiesektor erfolgte innerhalb des Konsortiums durch informelles Feedback, da eine formale Bewertung mittels Fragebögen aufgrund der begrenzten Größe des Konsortiums als nicht sinnvoll erachtet wurde. Der Fokus der Bewertung lag darauf, zu überprüfen, inwiefern BaSyx für den Energiesektor geeignet ist und welche Erweiterungen bzw. Verbesserungen als sinnvoll erachtet werden.

Die Teilnehmer des Konsortiums gaben in einem Feedback-Workshop informell Rückmeldung zur Anwendung von BaSyx im Energiesektor. Dabei wurden mehrere positive Aspekte identifiziert, die als besonders vorteilhaft betrachtet wurden. Dazu gehören eine einheitliche Schnittstelle, die die Komplexität durch 1:M-Kommunikation reduziert, die Intelligenz in BaSyx zur

Auflösung und Erkennung von Fehlern in der Middleware sowie die Möglichkeit, durch Digitale Zwillinge zukünftige Netztopologien flexibel und dynamisch zu modellieren.

Weitere positive Punkte waren die Fähigkeit von BaSyx, sich an bestehende (http-)Schnittstellen anzukoppeln, was die Integration bestehender Software ermöglicht. Diese Eigenschaft ist entscheidend für die Einbindung von BaSyx in bestehende Systeme und Infrastrukturen.

Jedoch wurden auch Aspekte identifiziert, die als Erweiterungs- und Verbesserungsbedarf betrachtet werden. Die Dokumentation von BaSyx wurde als potenziell verbesserungswürdig erachtet, da derzeit eine Integration eine Abstimmung der Entwickler erfordert. Eine Möglichkeit zur Verbesserung könnte die Nutzung von Large-Language-Models (LLM), wie beispielsweise ChatGPT sein, um die Entwicklungsaufwände zu reduzieren.

Ein weiterer Punkt ist, dass Dienste derzeit durch explizites Engineering in BaSyx eingebunden werden müssen. Die Teilnehmer schlagen vor, dies durch Distributed Digital Identities (DDIs) zu automatisieren, um eine nahtlose Kopplung der Dienste zu ermöglichen.

Zusätzlich wird die Notwendigkeit eines Service Providers für BaSyx angesprochen. Obwohl eine zentrale Architektur Server erfordert, wird ein Service Provider als sinnvoll erachtet, da er neben der Serverbereitstellung auch die Koordination der Akteure im Ökosystem übernimmt. Dies wird als essenziell für die effiziente Nutzung von BaSyx im dezentralen Energiesektor betrachtet.

Insgesamt zeigt die qualitative Bewertung, dass BaSyx im Energiesektor positiv aufgenommen wird, während gleichzeitig konstruktives Feedback für mögliche Verbesserungen und Erweiterungen geliefert wurde. Dieses Feedback wird in zukünftigen Entwicklungsphasen berücksichtigt, um die Anwendbarkeit und Effizienz von BaSyx weiter zu steigern.

4 Szenariomethodik im Feldtestgebiet

Im Rahmen des Kapitels zwei wurde ausführlich geschildert, wie die Netzzustandsbewertung im Feldtestgebiet zum aktuellen Zeitpunkt vorgenommen wurde. Der Base Case berücksichtigt hier die Netztopologie, Verbraucher- und Erzeugerzusammensetzung, die zum aktuellen Zeitpunkt im Feldtest vorherrscht. Die hierauf erstellten Prognosen wurden im Rahmen des Evaluationszeitraums vom 01.03.2023 bis 01.03.2024 täglich generiert, an das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner übermittelt und ausgewertet. Während der Evaluationsperiode für das betrachtete Reallabor in Groß-Umstadt, innerhalb des Kontexts des realitätsnahen Basisszenarios, traten weder während der Prognose noch während der anschließenden Auswertung oder in der Realität kritische Netzzustände auf. Basierend auf den analysierten Primärdaten im Reallabor wurden verschiedene Szenarien entwickelt, welche im Zuge der Energiewende als realistisch einzustufen sind. Die ausgewählten Szenarien werden verwendet, um potenzielle Implikationen und Auswirkungen auf Netzplanung und Steuerung in der Niederspannung zu entwickeln sowie frühzeitige Risikoszenarien zu identifizieren.

Anhand der Prognosebildung des BaseCase wurden unterschiedliche Erzeuger und Verbraucher je Szenario implementiert. Im Fokus der Betrachtung stehen hier die Monate Januar 2024 sowie Juli 2023.

Das Fraunhofer IESE entschied sich, nicht am Feldtest teilzunehmen, da der Einsatz von BaSyx unter den gegebenen Test- und Projektbedingungen als nicht sinnvoll erachtet wurde. Neben internen Personalwechseln lag der potenzielle Nutzen von BaSyx insbesondere in der flexiblen Vernetzung und der dynamischen Verknüpfung von Netzteilnehmern und Diensten. Da jedoch im Rahmen des Feldtests eine statische Netztopologie ohne strukturelle Veränderungen untersucht wurde, bei der aufgezeichnete Daten analysiert und keine dynamischen Interaktionen zwischen Netzkomponenten betrachtet wurden, hätte die Integration von BaSyx keinen Mehrwert geboten.

4.1 Das Feldtestgebiet

Das Neubaugebiet wurde im Jahr 2014 geplant. Im Zuge der Energiewende wurden zu diesem Zeitpunkt die Betrachtung der Erzeugungsleistungen in Niederspannungsnetzen forciert. Ein signifikanter Hochlauf der E-Mobilität war zu diesem Zeitpunkt noch nicht in Aussicht. Gemäß der Vorgabe des Bebauungsplanes mussten alle Häuser mit einer PV-Anlage von mindestens 5 kWp ausgestattet werden. Entsprechend dieser Vorgabe wurden die Ortsnetzkabel dimensioniert. Dies begünstigte als positive nicht intendierte Folge, dass auch der Anschluss von Wallboxen für E-Fahrzeuge im Folgenden größtenteils problemlos möglich war.

Derzeit wird in diesem Gebiet eine Erzeugungsleistung von rund 380 kW verzeichnet, was einer durchschnittlichen Anlagenleistung von 5,3 kW entspricht. Neben den Erzeugungsleistungen wurden Verbrauchsanlagen mit einer Leistung zwischen 3,6 und 12 kW installiert, die größtenteils auf 74 Hausanschlüsse verteilt wurden. Ursprünglich waren 80 Hausanschlüsse und 100 Wohneinheiten vorgesehen, was eine leichte Überdimensionierung zur Folge hatte. Derzeit existieren 74 Heizungsstarfzähler und etwa 126 Wohneinheiten, welche auf 74 Hausanschlüsse zurückzuführen sind.

Da eine zentrale Batterieanlage geplant und später umgesetzt wurde, befindet sich die Ortsnetzstation und die Batterieanlage am südlichen Rand des Gebiets, was sich ungünstig auf die

Kabelauslegung auswirkt. Um ein effizienteres Netz zu realisieren, hätten diese idealerweise in der Mitte des Gebiets platziert werden müssen. Infolgedessen wurden etwa 3,8 km Versorgungskabel verlegt, zuzüglich der Hausanschlusskabel. Die schematische Darstellung des Netzgebietes ist in

Abbildung II-127: Stromnetz Feldtestgebiet – Darstellung im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner

und Abbildung II-128 dargestellt.

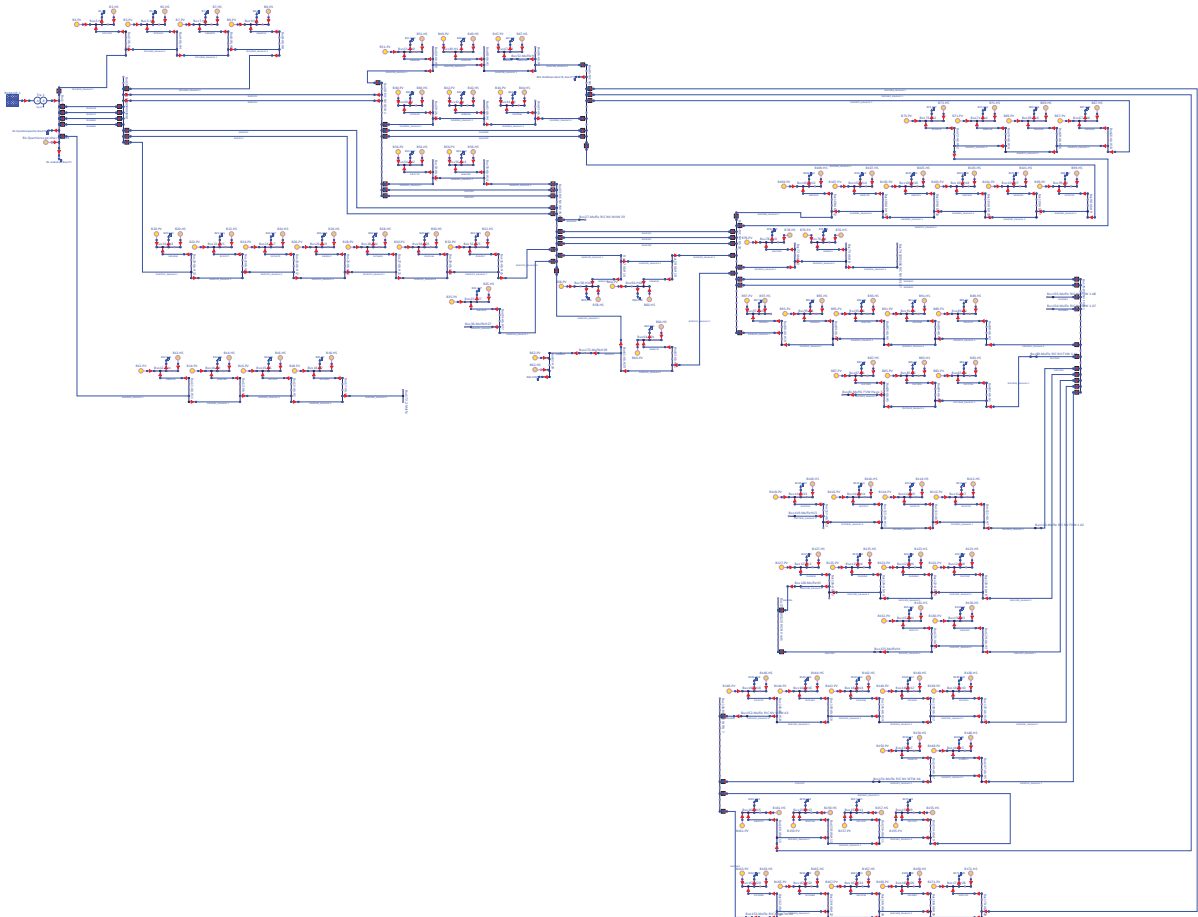


Abbildung II-126: Stromnetz Feldtestgebiet – Darstellung im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner

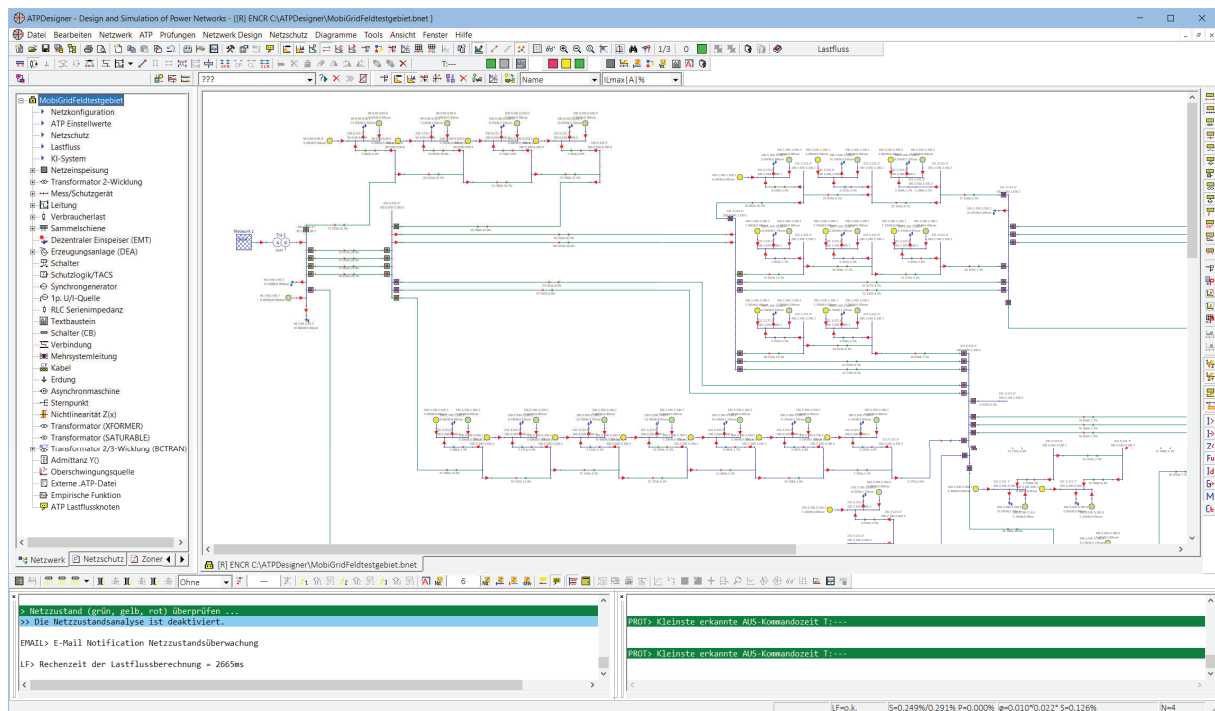


Abbildung II-127: Darstellung Feldtestgebiet mit Ergebnissen einer Lastflussberechnung

4.2 Base Case – Aktuelle Gegenwart

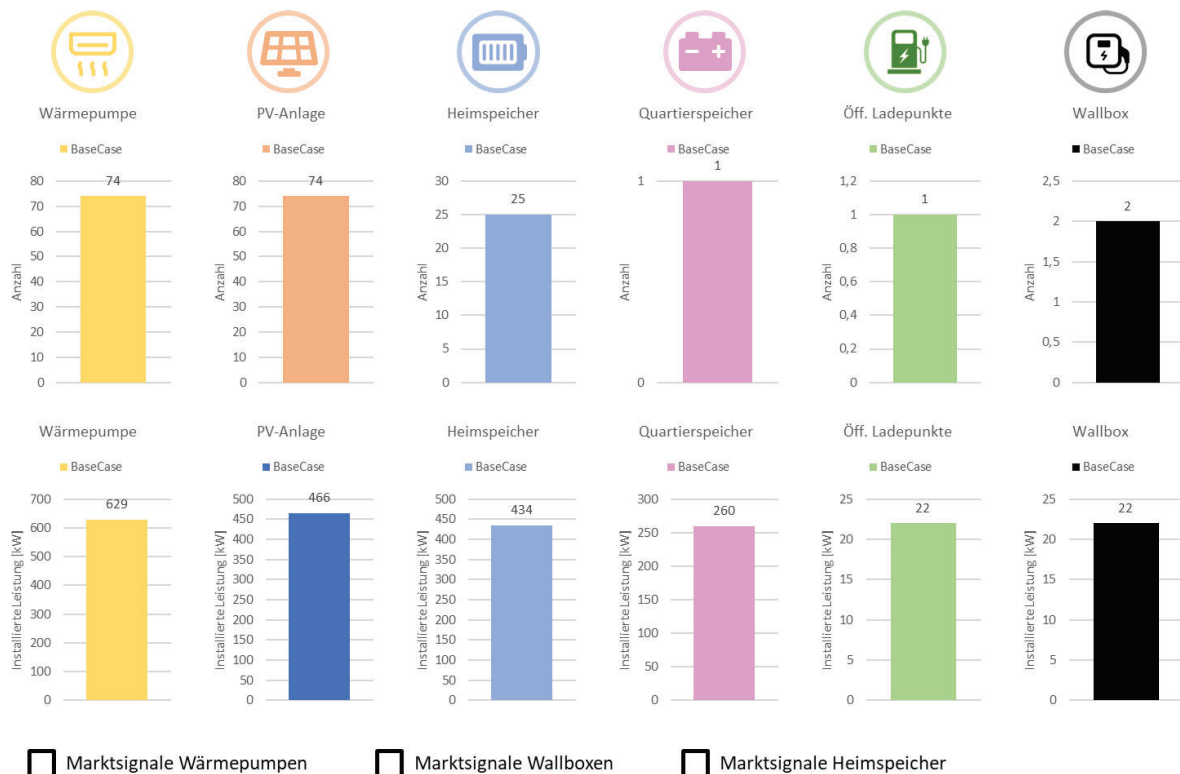


Abbildung II-128: Darstellung „Base Case“

Der Base Case beschreibt die gegenwärtige Situation der regelbaren Verbrauchseinrichtungen bei verschiedenen Haushalten. Er beinhaltet die Anzahl solcher Verbrauchseinrichtungen und die spezifisch aufsummierte installierte Leistung in kW. In dem Reallabor konnten für den Base Case bei den 74 Haushalten folgende Werte gemessen werden.

Es zeigt sich, dass in dem Messungsgebiet 74 Wärmepumpen und ebenfalls 74 PV-Anlagen vorhanden sind. Die installierte Leistung der Wärmepumpen beläuft sich in Summe auf 629 kW. Bei den PV-Anlagen sind es 466 kW installierte Leistung. Außerdem konnten bereits bestehende Heimspeicher in Absprache mit den Projektteilnehmern evaluiert werden. Hierbei wurden 25 Heimspeicher mit einer installierten Leistung von 434 kW sowie ein Quartiersspeicher mit 260 kW identifiziert. Neben den technischen Verbrauchern gibt es weitere Systeme aus der Elektrifizierung des Verkehrssektor. Dies sind zum einen zwei Wallboxen und zum anderen ein öffentlicher Ladeplatz. Sowohl die zwei Wallboxen als auch der einzelne öffentliche Ladeplatz weisen jeweils eine installierte Leistung von 22 kW auf.

Der beschriebene Base Case wird bei den nachfolgenden Szenarien eins bis fünf herangezogen und dient dort als Referenz und Datengrundlage für die explorative Szenariomethodik.

4.3 Szenario 1 – Ausbau E-Mobilität

Im Zuge des Szenario 1 werden in den Digitalen Zwilling des Reallabors für die Fokusmonate Januar 2023 und Juli 2023 zusätzliche Wallboxen, ein Ladepark sowie eine Carsharingstation im Netzgebiet implementiert. In diesem Szenario stellt E-Mobilität nicht nur eine Nische oder Ergänzung zu herkömmlichen Fahrzeugen dar, sondern es handelt sich um die bevorzugte Wahl für die Mehrheit der Verbraucher und Unternehmen. Dies hat weitreichende Auswirkungen auf die Energieversorgung sowie die zugrundeliegende Netzinfrastruktur der Niederspannung. Die E-Mobilität ist als dominante Antriebsform im Straßenverkehr etabliert. Dieser Wandel wurde durch eine Kombination aus technologischen Fortschritten, regulatorischen Maßnahmen und einer zunehmenden Akzeptanz der Gesellschaft für umweltfreundliche Transportmittel vorangetrieben. Szenario 1 soll die negativen Ambivalenzen einer großflächigen Integration auf die Niederspannungsnetze aufzeigen.

Wie aus Abbildung II-130 zu entnehmen ist, steigt in Szenario 1 die Anzahl der Flexibilität der Wallboxen im Verhältnis zum Base Case von 2 auf 74. Die steigende Anzahl der Wallboxen hat gleichzeitig eine Erhöhung der Leistung der Wallboxen im Niederspannungsnetz zur Folge. Von ehemals 22kW steigt diese auf 869 kW. Dies setzt voraus, dass in dem betrachteten Wohngebiet jeder Haushalt eine Wallbox installiert hat und diese auch nutzt. Im Regelfall haben die Wallboxen eine Nennleistung von 11 kW (bei 69 der 74 Haushalte), bei einzelnen Haushalten ist eine höhere Ladeleistung von 22 kW installiert (bei 5 der 74 Haushalte).

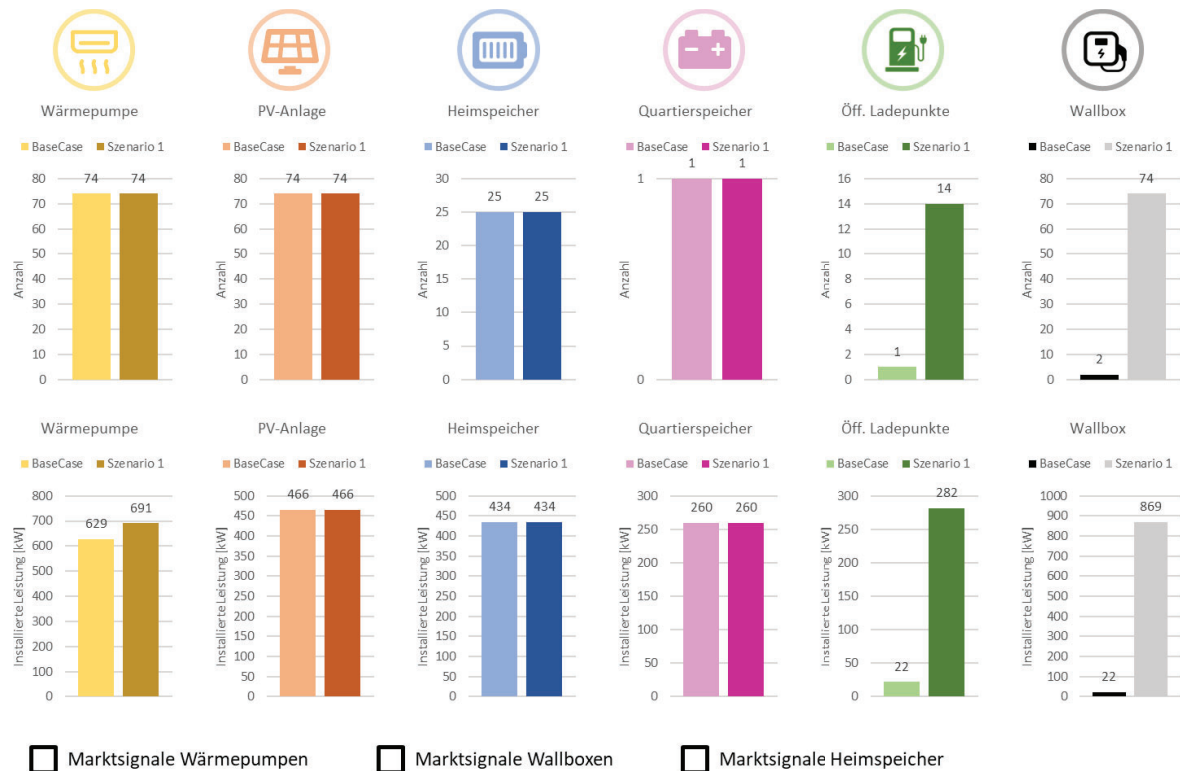


Abbildung II-129: Szenarionzusammensetzung - Szenario 1

Neben dem Ausbau des elektrifizierten Individualverkehrs beim Projektteilnehmer ist davon auszugehen, dass auch die Anzahl öffentlicher Ladepunkte bei einem Vollausbau der E-Mobilität steigt. Im Falle des hier betrachteten Wohngebietes würde die Ladeleistung von 22 kW auf 282 kW steigen. Diese Entwicklung erfolgt aufgrund einer Carsharingstation sowie eines Ladeparks mit vier Normalladern mit je 22 kW und einem Schnelllader mit 150 kW. Neben dem Anstieg der E-Mobilität wurde zudem ein Leistungsanstieg von Wärmepumpen in Höhe von 10 % angenommen. Andere Verbraucher und Erzeuger bleiben konstant. Zudem sind in Szenario 1 keine Marktsignale berücksichtigt und der Gleichzeitigkeitsfaktor bleibt wie im BaseCase bestehen.

Die neuen Verbraucher der E-Mobilität werden in die Prognosebildung mit aufgenommen und erhalten ebenfalls Prognosezeitreihen sowie Flexibilitätspotenziale. Diese werden vom Flexmanager erstellt und synchron zum BaseCase an das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner übermittelt.

4.4 Szenario 2 – Ausbau E-Mobilität mit Marktsignalen



Abbildung II-130: Szenarionzusammensetzung - Szenario 2

In Szenario 2 wurde von folgenden Ausbauszenarien ausgegangen: Jeder Haushalt verfügt über eine eigene Wallbox. Die Anzahl der Wallboxen steigt damit im Verhältnis zum BaseCase von 2 auf 74. Die Mehrheit der Wallboxen hat einen 11 kW Anschluss, 5 % haben einen 22 kW Anschluss. Alle Wallboxen werden aktiv genutzt.

Ein Ladepark, bestehend aus vier Normalladern mit je 22 kW und einem Schnelllader mit 150 kW, sowie eine Carsharingstation wurden in das Modell integriert. Die Anzahl der öffentlichen Ladepunkte steigt im Verhältnis zum BaseCase von 1 auf 14. Neben dem Anstieg der E-Mobilität wurde auch in Szenario 2 ein Leistungsanstieg der Wärmepumpen in Höhe von 10% angenommen.

In Szenario 2 erhalten die Wallboxen Marktsignale, wodurch der Gleichzeitigkeitsfaktor im Verhältnis zum BaseCase auf 1 ansteigt. Der Gleichzeitigkeitsfaktor wird angeregt durch exemplarisch günstigen Strom oder bidirektionales Laden. Hierdurch beziehen die Wallboxen über einen definierten Zeitabschnitt die volle Nennleistung von 11 kW bzw. 22 kW.

Die neuen Verbraucher der E-Mobilität werden in die Prognosebildung mit aufgenommen und erhalten ebenfalls Prognosezeitreihen sowie Flexibilitätspotenziale. Diese werden vom Flexmanager erstellt und synchron zum BaseCase an das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner übermittelt.

4.5 Szenario 3 – Ausbau E-Mobilität und PV



Abbildung II-131: Szenarionzusammensetzung - Szenario 3

In Szenario 3 wurde von folgenden Ausbauszenarien ausgegangen: Jeder Haushalt verfügt über eine eigene Wallbox. Die Anzahl der Wallboxen steigt damit im Verhältnis zum BaseCase von 2 auf 74. Die Mehrheit der Wallboxen hat einen 11 kW Anschluss, 5% haben einen 22 kW Anschluss. Alle Wallboxen werden aktiv genutzt.

Ein Ladepark, bestehend aus vier Normalladern mit je 22 kW und einem Schnelllader mit 150 kW, sowie eine Carsharingstation wurden in das Modell integriert. Die Anzahl der öffentlichen Ladepunkte steigt im Verhältnis zum BaseCase von 1 auf 14.

Bei allen PV-Anlagen steigt die Leistung um 50%. Die installierte Leistung in Szenario 3 steigt damit gegenüber dem BaseCase von 466 kW auf 698 kW.

Die neuen Verbraucher der E-Mobilität sowie die gesteigerte Leistung bei den PV-Anlagen werden in die Prognosebildung mit aufgenommen und erhalten ebenfalls Prognosezeitreihen sowie Flexibilitätspotenziale. Diese werden vom Flexmanager erstellt und synchron zum BaseCase an das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner übermittelt.

4.6 Szenario 4 – Ausbau Szenario PV



Abbildung II-132: Szenarionzusammensetzung - Szenario 4

In Szenario 4 wurde von folgenden Ausbauszenarien ausgegangen: Die Anzahl der installierten PV-Anlagen bleibt in Szenario 4 gegenüber dem BaseCase konstant, da alle Haushalte bereits im BaseCase über eine PV-Anlage verfügen. Jedoch steigt bei allen PV-Anlagen die Leistung um 50 %. Die installierte Leistung in Szenario 4 steigt damit gegenüber dem BaseCase von 466 kW auf 698 kW.

Die gesteigerte Leistung bei den PV-Anlagen wird in die Prognosebildung mit aufgenommen und erhält ebenfalls Prognosezeitreihen sowie Flexibilitätspotenziale. Diese werden vom Flexmanager erstellt und synchron zum BaseCase an das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner übermittelt.

4.7 Szenario 5 – Zukunftsszenario Energiewende 2040



Abbildung II-133: Szenarienzusammensetzung - Szenario 5

In Szenario 5 wurde von folgenden Ausbauszenarien ausgegangen: Jeder Haushalt verfügt über eine eigene Wallbox. Die Anzahl der Wallboxen steigt damit im Verhältnis zum BaseCase von 2 auf 74. Die Mehrheit der Wallboxen hat einen 11 kW Anschluss, 5 % haben einen 22 kW Anschluss. Alle Wallboxen werden aktiv genutzt.

Ein Ladepark, bestehend aus vier Normalladern mit je 22 kW und einem Schnelllader mit 150 kW, sowie eine Carsharingstation wurden in das Modell integriert. Die Anzahl der öffentlichen Ladepunkte steigt im Verhältnis zum BaseCase von 1 auf 14.

Alle Haushalte verfügen über eine Wärmepumpe, sodass im betrachteten Wohngebiet 74 Wärmepumpen vorhanden sind. Die Leistung dieser Wärmepumpen wurde in Szenario 5 gegenüber dem BaseCase um jeweils 10 % erhöhte. Die installierte Leistung der Wärmepumpen erhöht sich damit von 629 kW auf 691 kW.

Die Anzahl der installierten PV-Anlagen bleibt in Szenario 5 gegenüber dem BaseCase konstant, da alle Haushalte bereits im BaseCase über eine PV-Anlage verfügen. Jedoch steigt bei allen PV-Anlagen die Leistung um 50 %. Die installierte Leistung in Szenario 5 steigt damit gegenüber dem BaseCase von 466 kW auf 698 kW.

Sowohl die Wallboxen als auch die Wärmepumpen und ebenso die Heimspeicher bei ihrer Ein- und Ausspeicherung erhalten Marktsignale, wodurch sich der Gleichzeitigkeitsfaktor gegenüber dem BaseCase auf jeweils 1 erhöht.

Die neuen Verbraucher der E-Mobilität sowie die gesteigerte Leistung bei den Wärmepumpen und PV-Anlagen werden in die Prognosebildung mit aufgenommen und erhalten ebenfalls Prognosezeitreihen sowie Flexibilitätspotenziale. Diese werden vom Flexmanager erstellt und synchron zum BaseCase an das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner übermittelt.

Mitarbeitende Projektpartner je Abschnitt

Abschnitt Projektdurchführung		e-netz	htw Saar	Fraunhofer
1.	Projektbeschreibung	x	x	x
1.1	Prozesslandkarte	x	x	x
1.2	Operativer Prozess – Beschreibung der Prozessschritte	x	x	x
1.3	Zusammenwirken der Teilsysteme	x	x	x
2	Verfahren zur Planung des Einsatzes von Flexibilitäten	x	x	
2.1	Prognosemodelle	x	x	
2.2	Flexibilitätspotenziale und Einsatzsteuerung	x	x	
2.3	Bestimmung von Flexibilitätsbedarf im Rahmen der Einsatzplanung	x	x	
3	BaSyx als Systemarchitektur	x	x	x
3.1	Bestandsaufnahme bestehender Anlagen	x		x
3.2	Anforderungsanalyse an die BaSyx Middleware	x	x	x
3.3	Implementierung der Anforderungen der BaSyx Middleware			x
3.4	BaSyx Performanzanalysen			x
3.5	Resilienz-Analysen mit SafeTBox			x
3.6	Qualitative Bewertung von BaSyx als Middleware im Energiesektor	x		x
4	Szenariomethodik im Feldtestgebiet	x	x	x
4.1	Das Feldtestgebiet	x	x	
4.2	Base Case – Aktuelle Gegenwart	x	x	
4.3	Szenario 1 – Ausbau E-Mobilität	x	x	
4.4	Szenario 2 – Ausbau E-Mobilität mit Marktsignalen	x	x	
4.5	Szenario 3 – Ausbau E-Mobilität und PV	x	x	
4.6	Szenario 4 – Ausbau Szenario PV	x	x	
4.7	Szenario 5 – Zukunftsszenario Energiewende 2040	x	x	

III. Projektergebnisse

1 Flexibilitätbedarf im betrachteten Feldtestgebiet

Die in Kapitel 4 eingeführte Szenariomethodik wurde mit dem in Kapitel 2.3 beschriebenen Verfahren hinsichtlich des Flexibilitätbedarfs analysiert, der sich auf Basis der berechneten Netzauslastungen ergibt. Für die Analyse wird ein Niederspannungsverteilnetz der e-netz Süd-hessen AG in einem Neubaugebiet verwendet. Im Folgenden wird für das Verteilnetz der Begriff Feldtestgebiet verwendet. Im Rahmen der Auswertungen wird als Prognosezeitraum jeweils ein kompletter Tag betrachtet, der aus 96 15-Minuten-Intervallen besteht.

Das für die Berechnung des Stromnetzes gebildete Modell des Feldtestgebietes basiert auf der Voraussetzung elektrisch symmetrisch aufgebauter Betriebsmittel. Im Niederspannungsverteilnetz werden nur typische Netzbetriebsmittel, wie z.B. 4-Leiter-Erdkabel und 2-Wicklungs-Transformatoren verwendet. Es wird angenommen, dass Erzeugungsanlagen und Verbraucher ihre Leistung dreiphasensymmetrisch einspeisen und beziehen.

Es wird hier explizit darauf hingewiesen, dass die nachfolgend dargestellten Ergebnisse im Projekt nur für das Feldtestgebiet ermittelt, analysiert und bewertet worden sind. Die absoluten Werte der Ergebnisse werden daher von Anzahl, Verteilungsstruktur, technischen Daten, aber auch dem spezifischen Verhalten der im Feldtestgebiet vorhandenen Anlagen und Nutzer sowie weiteren Faktoren, wie z.B. Netztopologie und Netzbetriebsmitteln bestimmt. Eine direkte Übertragung der absoluten Ergebnisse auf andere Niederspannungsverteilnetze ist im Sinne einer Tendenz möglich. Es muss aber davon ausgegangen werden, dass in anderen Niederspannungsverteilnetzen die absoluten Werte durchaus von den hier genannten absoluten Werten abweichen können. Dagegen können die im Projekt erarbeitete Methodik und Vorgehensweise sowie die im Projekt konzipierten Verfahren, Algorithmen und insbesondere die Kennwerte der Ergebnisauswertung auf andere Niederspannungsverteilnetze vollumfänglich übertragen werden.

1.1 Auswertung der Szenarien

In diesem Kapitel werden die in Kapitel II4 beschriebenen Szenarien analysiert und gegenübergestellt.

1.1.1 Randbedingungen und Einstellwerte

Nachfolgend sind Randbedingungen und Einstellwerte aufgelistet, die von dem Verfahren zur Planung des Einsatzes von Flexibilitäten zur Ermittlung der Projektergebnisse im Feldtestgebiet verwendet wurden. In den Ergebnisdarstellungen werden die Spannungen in % U_n angegeben. Der Bezugswert für den Spannungsfall sowie die Spannungsanhebung ist in Anlehnung an EN 50160 [1] die Nennspannung U_n des Stromverteilnetzes.

Beispiel:

- Spannungsfall $1 \% U_n \rightarrow$ Spannung am Netzknoten $99 \% U_n$
- Spannungsanhebung $0,5 \% U_n \rightarrow$ Spannung am Netzknoten $100,5 \% U_n$

Aufgrund der Symmetrievoraussetzung gelten die Angaben für alle drei Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{LL}$. Die Beträge der Leiter-Erd-Spannungen lassen sich aus den Leiter-Leiter-Spannungen ableiten.

Tabelle III-1: Grenzwerte für das Verfahren zur Planung des Einsatzes von Flexibilitäten

Einstellwerte	Definition
Nachbildung des Feldtestgebietes im Netzberechnungsprogramm: Einstellwert <i>Nennspannung</i> der Netzeinspeisung	$U_{n,Netzeinspeisung} = 20kV$
Identifikation von Grenzwertverletzungen der Knotenspannungen	$U_{max} = 105 \%$ $U_{min} = 93 \%$ $93\% \cdot U_n \leq U_{LL} \leq 105\% \cdot U_n$ $93\% \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \leq U_{LE} \leq 105\% \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}}$
Identifikation von Grenzwertverletzungen der Zweigströme	$I_{grenz} = 100 \% \cdot I_{zul}$ $I_{zul} = \begin{cases} f_{Red} \cdot I_r & \text{für Leitungen} \\ I_r & \text{für Transformatoren} \end{cases}$ mit $f_{Red} = 1$ (Belastungsgrade $m < 0,7$ in den Szenarien) $N_{grenz} = 10$
Einstellwerte der Sensitivitätsschranken zur Auswahl von Flexibilitäten	$S_{min,1} = 30 \%$ $S_{min,2} = 10 \%$
Fahrplan _FLEXFP5; Start der Sperrzeit für Wärmepumpen für $\Delta P > P_{sperr}$	$P_{sperr} > (FP5, WP) = 80 \%$

In den nachfolgenden Kapiteln werden normative Begriffe ggfs. mit eingeschränkter Bedeutung verwendet. Diese Begriffe werden in der nachfolgenden Tabelle erläutert.

Tabelle III-2: Von normativen Begriffen eingeschränkte Bezeichner

Begriff	Bedeutung
Spannungsband	Unter dem Spannungsband wird das in der vorangehenden Tabelle definierte Spannungsband zur Identifikation von Grenzwertverletzungen der Knotenspannungen verstanden. Das Spannungsband wurde in Anlehnung an EN 50160 [1] definiert.
Spannungsbandverletzung	Eine Spannungsbandverletzung wird dann erkannt, wenn der Betrag mindestens einer Leiter-Erd-Spannung oder Leiter-Leiter-Spannung außerhalb des in der vorangehenden Tabelle definierte Spannungsbands zur Identifikation von Grenzwertverletzungen der Knotenspannungen liegt.
Größte Spannung	Effektivwert der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{LE}$ oder Leiter-Leiter-Spannung $\underline{U}_{LL}$ in dem 15-Minuten-Intervall des Prognosezeitraums, in dem der größte Effektivwert einer Leiter-Erd- oder Leiter-Leiter-Spannung berechnet wurde. Die größte Spannung kann in einem anderen 15-Minuten-Intervall erkannt worden sein als die kleinste Spannung.
Kleinste Spannung	Effektivwert der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{LE}$ oder Leiter-Leiter-Spannung $\underline{U}_{LL}$ in dem 15-Minuten-Intervall des Prognosezeitraums, in dem der kleinste Effektivwert einer Leiter-Erd- oder Leiter-Leiter-Spannung berechnet wurde. Die kleinste Spannung kann in einem anderen 15-Minuten-Intervall erkannt worden sein als die größte Spannung.
Größte Stromauslastung	Effektivwert des Leiterstroms in dem 15-Minuten-Intervall des Prognosezeitraums, in dem der größte Effektivwert eines Leiterstromes $\underline{I}_{L123}$ berechnet wurde.

Folgende Verschiebungsfaktoren werden für die Bezugs- und Einspeiseanlagen verwendet:

- Verschiebungsfaktor $\cos\varphi=0,97$ untererregt für Wärmepumpen
- Verschiebungsfaktor $\cos\varphi=0,99$ untererregt für Haushaltslasten
- Verschiebungsfaktor $\cos\varphi=1$ für E-Fahrzeug-Ladevorgänge, PV-Anlagen und stationäre Batteriespeicher

1.1.2 Methodik und Kenngrößen

Zur Darstellung der Analyseergebnisse wird das Kastendiagramm (auch Box-Whisker-Plot, kurz Boxplot genannt) verwendet. Diese Art der Ergebnisaufbereitung und Ergebnisdarstellung hat

sich hinsichtlich der im Projekt sehr großen auszuwertenden Datenmengen als vorteilhaft erwiesen.

Ein Boxplot zeigt mehrere Merkmale der Werte einer Datenmenge an. Der Boxplot vermittelt einen Überblick, in welchem Bereich die Datenwerte liegen und wie sie sich über diesen Bereich verteilen. Der Boxplot zeigt den Median sowie das erste bzw. untere Quartil (25 % Quantil) sowie das dritte bzw. obere Quartil (75 % Quantil) als Lage- und Streumaße an. Der Bereich zwischen dem unteren und oberen Quartil beinhaltet somit 50 % der Werte der Datenmenge. Der Abstand des oberen zum unteren Quartil, also die Länge der Box, wird auch als Interquartilsabstand IQR bezeichnet. Basierend auf dem Interquartilsabstand IQR werden der untere und der obere Whisker definiert. Die beiden Whisker grenzen die Werte der Datenmenge innerhalb eines Bereiches von maximal $1,5 \cdot \text{IQR}$ ein. Dabei enden die beiden Whisker nicht zwangsläufig bei $1,5 \cdot \text{IQR}$, sondern bei dem Wert der Datenmenge, der gerade noch innerhalb dieses Bereiches liegt. Werte kleiner dem unteren Whisker oder oberhalb des oberen Whiskers werden als Ausreißer dargestellt.

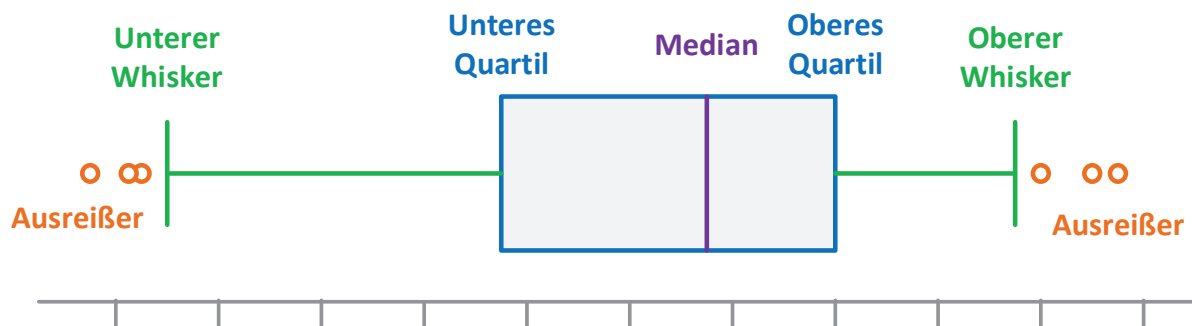


Abbildung III-1: Prinzipieller Aufbau eines Boxplot – Median, Quartile, Whisker und Ausreißer

Um eine übersichtliche Bewertung der Fahrpläne mit den zugehörigen Einsatzstrategien zu ermöglichen, werden die nachfolgend aufgeführten Kennwerte verwendet, die innerhalb des Projektes definiert wurden und aus den Fahrplanberichten hervorgehen:

- 1) Anzahl eingesetzter Flexibilitäten
- 2) Dauer des Flexibilitätseinsatzes
- 3) Maximal abgerufene Flexibilitätsleistung
- 4) Flexibilitätsenergie

Der im Projekt festgelegte Kennwert der **Flexibilitätsenergie** wird für das weitere Verständnis anhand eines Beispiels näher erläutert und von der **Ausgleichsenergie**³⁷ als weiterem Kennwert abgegrenzt.

³⁷ Im Rahmen des Projektes ist hiermit ein zeitlich verschobener Ausgleich von zuvor abgesteuerten Energiemengen bei Flexibilitätseinsätzen in Niederspannungsnetzen gemeint und darf nicht mit der Ausgleichsenergie von Bilanzkreisen verwechselt werden.

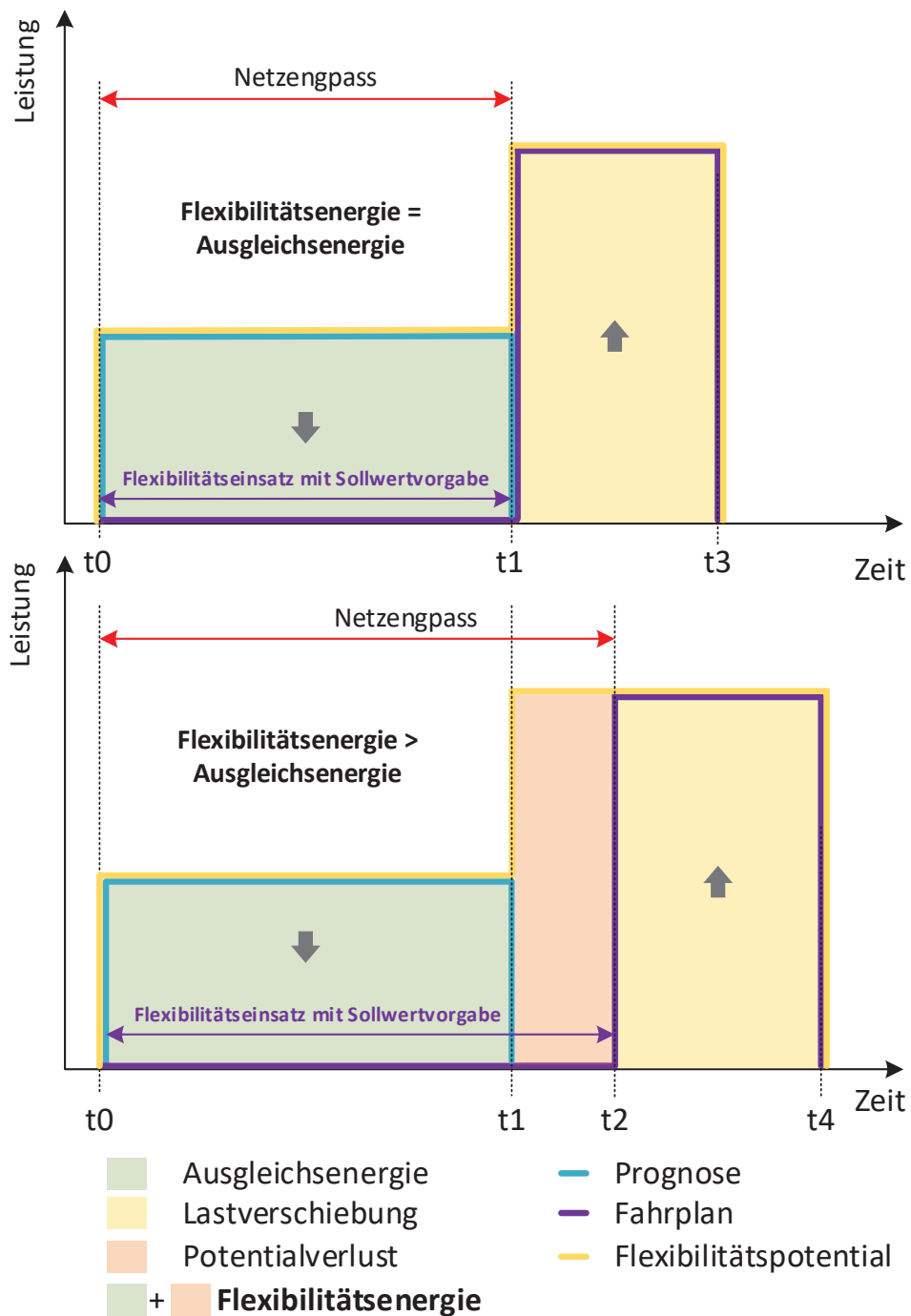


Abbildung III-2: Flexibilitätseinsatz und Netzengpass-Verlagerung am Beispiel eines E-Fahrzeug-Ladevorgangs.

Im oberen Diagramm in Abbildung III-2 ist der Ladevorgang einer E-Fahrzeug-Ladestation illustrativ dargestellt. Während des Prognosezeitraums t_0 bis t_1 möchte die Ladestation die Fahrzeugbatterie schonend mit einer Ladeleistung unterhalb ihrer Bemessungsleistung laden. In diesem Zeitraum liegt jedoch ein Netzengpass vor. Als Resultat wird die Ladestation bis zum Zeitpunkt t_1 vollständig abgeregelt. Diese Abregelung stellt einen Flexibilitätseinsatz dar. Die in der Fahrzeugbatterie aufgrund des Flexibilitätseinsatzes fehlende Energiemenge wird im Zeitraum t_1 bis t_3 nachgeholt, in welchem kein Netzengpass mehr vorliegt. Um die Fahrzeugbatterie noch rechtzeitig vor Fahrtantritt vollzuladen, wird nun das volle Flexibilitätspotenzial genutzt, was bedeutet, dass die Ladestation die Fahrzeugbatterie nun mit Bemessungsleistung

lädt. Die durch den Flexibilitätseinsatz abgeregelte Energiemenge wird vollständig im Zeitraum t_1 bis t_3 nachgeladen. Diese verschobene Energiemenge wird im Projekt als *Ausgleichsenergie* definiert, die nachgeholt werden muss, um den Energiebedarf einer Anlage zu decken.

Die Ausgleichsenergie stellt ein Maß für die durch Lastverschiebungen nachzuholende Energiemenge dar.

In einem zweiten Beispiel in dem unteren Diagramm von Abbildung III-2 hält der Netzenspass nun bis zum Zeitpunkt t_2 an. Die oben beschriebene Nachladung der Fahrzeugbatterie zum Zeitpunkt t_1 kann daher nicht umgesetzt werden und es kommt zu einer weiteren Sollwertvorgabe bis zum Zeitpunkt t_2 , welche die vollständige Abregelung der Ladestation vorgibt. Da hier aufgrund des Flexibilitätspotenzials $P_{\max} > P_{\text{Prognose}}$ der Anlage eine Leistungserhöhung möglich wäre, wird durch den im Projekt entwickelten Algorithmus zum Zeitpunkt t_1 eine angepasste Prognose $P_{\text{neu},t1} = P_{\max}$ für die Anlage ermittelt. Die auf Basis dessen vorgegebene Leistungsänderung im Zeitraum zwischen t_1 und t_2 wird ebenfalls als Flexibilitätseinsatz gewertet, auch wenn es sich dort nur um eine Verzögerung der Nachholeffekte handelt.

Die zwischen t_1 und t_2 nicht bezogene Energiemenge, die sich rot markiert im Diagramm ergibt, wird hier als Potenzialverlust bezeichnet, da das vorhandene Flexibilitätspotenzial des E-Fahrzeugs dort nicht zum Ausgleich der nachzuholenden Energiemenge (Ausgleichsenergie) genutzt werden darf. Der oben definierte Kennwert der Flexibilitätsenergie beinhaltet diesen Potentialverlust. Er wird als Summe von Ausgleichsenergie und Potentialverlust definiert.

Das verwendete Maß der Flexibilitätsenergie ergibt sich als Summe aus der Ausgleichsenergie sowie der nicht bezogenen Energie, die sich durch verzögerte Lastverschiebungen ergibt, die trotz vorhandenem Flexibilitätspotenzial der Anlage nicht zeitnah umgesetzt werden dürfen.

Die Betrachtung der Kenngröße Ausgleichsenergie wird dem Umfang der Einschränkung des Anlagenverhaltens durch Sollwertvorgaben infolge von Netzenspässen nicht immer gerecht, wie das vorangehende Beispiel zeigt. Die Ausgleichsenergie im gezeigten Beispiel ist unabhängig davon, ob der Leistungsbezug einer Anlage für 30 Minuten oder für 6 Stunden durch den Netzbetreiber gesperrt wird. Daher wird in den nachfolgenden Auswertungen die im Projekt definierte Kenngröße der Flexibilitätsenergie verwendet, bei der länger andauernde Sollwertvorgaben mit einfließen und zu ggf. höheren Werten oberhalb der nachzuholenden Ausgleichsenergie führen.

1.1.3 Base-Case Szenario - Ergebnisanalyse

Im Rahmen des Base-Szenarios wurden Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen mit einem T+5 Prognosezeitraum von der e-netz Südhessen an die htw Saar verschickt. Im Rahmen des Base-Case Zeitraums zwischen dem 01.03.2023 und 01.03.2024 kam es zu keinen nennenswerten Versandlücken. Auf Basis der langfristigen operativen Prozessplanung, wie in Kapitel I

geschildert, und einem hierdurch resilienten Versand- und Prognoseprozess sowie Netzzustandbestimmungsprozess konnte ein störungsfreier Evaluationszeitraum durchgeführt werden.

Auf Basis von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen des Gegenwart-Szenarios (Base Case) wurden im Feldtestgebiet keine Netzengpässe detektiert. Der Spannungsfall im Niederspannungsnetz blieb an allen betrachteten Tagen für alle Netzknoten $< 1 \%U_n$ bei einem festgelegten zulässigen Spannungsfall von $7 \%U_n$ (vgl. Kapitel 2.3.3.1-3.2). Die Spannungsanhebung durch PV-Anlagen am Netzanschlusspunkt (NAP) war immer $< 0,5 \%U_n$ bei einem zulässigen Wert von $5 \%U_n$. Die größte Betriebsmittelauslastung wurde für den Ortsnetztransformator mit Werten $< 15 \%I_{RT}$ detektiert. Da alle normativen, verfahrens- und anwenderspezifischen Grenzwerte eingehalten wurden, bestand für den gegenwärtigen Ausbauzustand des Stromnetzes kein Flexibilitätsbedarf.

Tabelle III-3: Ergebnisse Szenario Base Case - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz

Größte Spannung	100,3 $\%U_n$	Grenzwert 105 $\%U_n$	04.07.2023 12:30 Uhr
Kleinste Spannung	99,2 $\%U_n$	Grenzwert 93 $\%U_n$	12.11.2023 20:15 Uhr
Größte Stromauslastung	14,5 $\%I_{RT}$	Grenzwert 100 $\%I_{RT}$	12.11.2023 20:15 Uhr am Ortsnetztransformator

Wie aus der vorherigen Tabelle zu entnehmen, konnten keine nennenswerten kritischen Netzzustände entnommen werden. Dies lässt auf die resiliente Netzplanung schließen, welche bereits im Zuge erster Energiewendeszenarien entstand, aufgrund dessen das Stromnetz mit ausreichend großen Gleichzeitigkeitsfaktoren ausgelegt wurde.

Die Herausforderungen der Energiewende für die Netzplanung sind umso besser zu bewältigen, je mehr Informationen bei der Netzplanung vorliegen. Wird exemplarisch mit den Informationen über die minimale Photovoltaikleistung sowie einem umfangreichen Heizkonzept im Neubaugebiet geplant, können Hochlaufszszenarien effizient in die Netzplanung integriert werden.

Durch den deutlichen Abstand der kleinsten und größten Spannungen und größten Stromauslastung von den Grenzwerten ist anzunehmen, dass das Feldtestgebiet für die in näherer Zukunft zu erwartenden Ausbaustufen von Ladestationen für E-Fahrzeuge und elektrischer Wärmeenerzeugung durch bspw. Wärmepumpen ausreichend dimensioniert ist.

In Szenario 1 wird daher ein Vollausbau der Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge angenommen, sodass jedem Hausanschluss eine Ladestation zugeordnet wird. In diesem Zukunftsszenario sind Netzengpässe und damit ein Flexibilitätsbedarf zu erwarten, sodass das im Projekt entwickelte Verfahren zum präventiven Netzengpassmanagement mit Flexibilitäten näher untersucht werden kann.

1.1.4 Szenario 1 - Ergebnisanalyse

Im Rahmen des Szenario 1 wurde wie in Kapitel III.4.3 ein Ausbauszenario der E-Mobilität simuliert. Allerdings wurden noch keine hohen Gleichzeitigkeiten angenommen, welche exemplarisch durch Marktsignale hervorgerufen werden könnten.

Tabelle III-4 zeigt die mithilfe der Netzberechnung ermittelten Grenzwertverletzungen, basierend auf den Prognosedaten für Szenario 1. Es ist zu erkennen, dass Überlastsituationen am Ortsnetztransformator mit Auslastungen bis zu maximal 117,1 %I_{RT} auftreten. Spannungsbandverletzungen mit Spannungen < 93 %U_n wurden mithilfe der Netzberechnung (vgl. Kapitel 2.3.3.1-3.2) nicht detektiert.

Es sei darauf hingewiesen, dass es aufgrund von im Prognosezeitraum erfolgten Flexibilitätseinsätzen und daraus resultierenden Lastverschiebungen je Flexibilitätssfahrplan FLEXFP1...5 zu unterschiedlichen Grenzwertverletzungen in gleichen 15-Minuten-Intervallen kam. Sowohl Tabelle III-4 als auch die weiteren Tabellen für Szenario 1 basieren daher auf den für Fahrplan FLEXFP1 ermittelten Werten mit fahrplanspezifisch angepassten Prognosen des Flexibilitätseinsatzes in einem 15-Minuten-Intervall.

Tabelle III-4: Ergebnisse Szenario 1 - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz – Grenzwertverletzungen

Größte Spannung	Januar	< 100	%U _n	---
	Juli	100,7	%U _n	18.07.2023 11:15 Uhr
Kleinste Spannung	Januar	94,5	%U _n	13.01.2024 19:45 Uhr
	Juli	94,6	%U _n	03.07.2023 18:00 Uhr
Größte Stromauslastung	Januar	117,1	%I _{RT}	22.01.2024 18:30 Uhr am Ortsnetztransformator
	Juli	116,8	%I _{RT}	23.07.2023 18:45 Uhr am Ortsnetztransformator

Wie die nachfolgende Tabelle (Tabelle III-5) zeigt, wurden im Januar 6 Tage und im Juli 12 Tage von strombedingten Netzengpässen detektiert. An diesen Tagen bestand somit ein Flexibilitätsbedarf. In der Betrachtung der Netzstabilität und Energieversorgung ist es von Bedeutung zu erkennen, dass nicht jede Abweichung von den etablierten Betriebsnormen automatisch zu einer Versorgungsproblematik führt. Exemplarisch können thermische Regelungssysteme sowie Energiespeichersysteme in die Netzregelung eingebunden werden und so auch kleinere Netzenpässe auflösen. Im Falle einer Sicherheitsgefährdung sind es die Netzschutzorgane, die aktiv werden und durch ihr Eingreifen die Netzsicherheit gewährleisten. Diese Mechanismen ermöglichen es, kritische Zustände im Stromnetz frühzeitig zu erkennen und zu bearbeiten, ohne dass es zu nennenswerten Komforteinschränkungen für die Endverbraucher kommt. Die Klärung von Vorrangrechten spielt eine wichtige Rolle, um eine effiziente und gerechte Verteilung der Netzkapazitäten sicherzustellen. Ebenso ist die Festlegung von Schwerpunkten für die strategische Planung und den Ausbau des Stromnetzes entscheidend. Dabei ist zu beachten, dass der Netzausbau, abhängig von der Häufigkeit der Netzüberlastungen, nicht immer durch alternative Maßnahmen ersetzt werden kann.

Die Netzstabilität und Energieversorgung hängen von einem ausgewogenen Zusammenspiel zwischen regulierten Betriebsnormen, effektiven Schutzmechanismen und strategischer Netzplanung ab. Kritische Netzzustände definieren sich hierbei nicht ausschließlich durch eine Versorgungsunterbrechung und können exemplarisch dazu führen, dass der Transformator schneller altert.

Die Bedeutung der Datenqualität und die hieraus abgeleitete Prognosegüte kann nicht hoch genug eingeschätzt werden, da sie für die Überwachung und Steuerung des Netzes unerlässlich ist. Die Zuverlässigkeit von Prognosen hängt dabei maßgeblich von der Qualität und der Aktualität der Primärdaten ab.

Tabelle III-5: Ergebnisse Szenario 1 - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz – Anzahl, Ursache, Flexibilitätseinsätze

Tage mit Netzengpass	Januar	6
	Juli	12
Art der Netzengpässe	Stromüberlastung (unzulässig hohe Stromauslastung) hauptsächlich am Ortsnetztransformator, z.T. auch einzelne Stammleitung betroffen (in elektrischer Nähe zur Ortsnetzstation)	
Eingesetzte Flexibilitäten	Wallboxen, Wärmepumpen im Juli: Quartierspeicher (Fahrpläne FLEXFP4 und FLEXFP5)	

Alle Netzengpässe können durch Einsatz der vorhandenen Flexibilitätspotenziale mit den nach Kapitel 2.3 berechneten Flexibilitätssfahrplänen FLEXFP1...5 vermieden werden.

Zeitpunkte des Auftretens von Grenzwertverletzungen und Ursachenanalyse

Die in Szenario 1 detektierten Stromüberlastungen treten im Januar zwischen 17:15 Uhr und 20:15 Uhr auf und werden hauptsächlich durch Ladevorgänge von E-Fahrzeugen verursacht. Die betroffenen 15-Minuten-Intervalle unterscheiden sich tageweise. Im Juli treten die Stromüberlastungen zumeist ab 18:00 Uhr auf und zum Teil in 15-Minuten-Intervallen bis 21:15 Uhr. Ein denkbarer Grund ist ein jahreszeitlich stark abweichendes Ladeverhalten. Sowohl spätere Lastspitzen der Haushaltslasten als auch ein späterer Anschluss von E-Fahrzeugen an die Ladestationen oder ein erhöhter Energiebedarf von E-Fahrzeugen aufgrund längerer oder öfter angetretener Fahrten könnten hierfür der Grund sein.

Da es sich bei dem Feldtestgebiet um ein Neubaugebiet handelt, in welchem die Gebäude eine erhöhte Energieeffizienz aufweisen, liegen die prognostizierten Bezugsleistungen von Wärmepumpen in aller Regel in einem Bereich von < 2 kW, in vielen Fällen bei deutlich niedrigeren Bezugsleistungen von < 500 Watt. Nur vereinzelt sind prognostizierte Bezugsleistungen der Wärmepumpen von 2 kW oder 8 kW erkennbar. Einzelne Ladevorgänge für E-Fahrzeuge mit Ladeleistungen von 11 kW oder 22 kW führen damit im Gegensatz zu Wärmepumpen zu einer deutlich stärkeren Stromauslastung des Stromnetzes. In Konsequenz sind gesteuerte Ladevorgänge von E-Fahrzeugen als Flexibilitäten in Szenario 1 im Feldtestgebiet tendenziell besser zur Behebung der Netzengpässe geeignet.

Netzauslastung ohne Flexibilitätseinsatz

Abbildung III-3 zeigt links die jeweils größten auftretenden Stromauslastungen an den 6 identifizierten Tagen mit Netzengpass im Januar. Die größte Auslastung an einem Tag mit Netzengpass beträgt zwischen 103 %I_r und 117 %I_r.

In der Abbildungstabelle III-1 sind rechts die gleichen 6 Tage im Januar, allerdings ohne Berücksichtigung von Ladepark und Carsharing dargestellt. Der Vergleich zeigt, dass weiterhin Netzengpässe durch Stromüberlastung auftreten, diese allerdings geringer ausfallen. Ohne Ladepark und Carsharing treten im Januar nur an 4 Tagen Netzengpässe auf. Die maximale Auslastung am 22. Januar (oberer Whisker 1 im Boxplot) ist allerdings mit 0,63 %I_r nur geringfügig kleiner und tritt bereits früher, um 17:45 Uhr auf. In diesem Fall wird die Überlastung hauptsächlich durch Wallboxen verursacht. Um 18:30 Uhr kam im Originalszenario ein Ladevorgang an der Carsharing-Station hinzu, während an vielen Wallboxen ebenfalls Leistung bezogen wurde.

Im Juli kam es an 12 Tagen zu Stromüberlastungen und damit insgesamt zu mehr Überlastungen auf Basis der prognostizierten Lastverläufe im Vergleich zum Januar. Diese lagen in der gleichen Größenordnung wie im Januar, also bis 120 %I_r. Zum Teil traten hier auch geringfügigere Überlastungen bis 101 %I_r auf. Trotz eines geringeren Leistungsbedarfs der Wärmepumpen im Sommer, traten im Juli an mehr Tagen Stromüberlastungen auf als im Januar. Grund dafür könnte eine höhere Gleichzeitigkeit von sowohl Ladevorgängen für E-Fahrzeuge, ggf. auch aufgrund eines höheren Energiebedarfs im Sommer, als auch von anderen Bezugsanlagen sein.

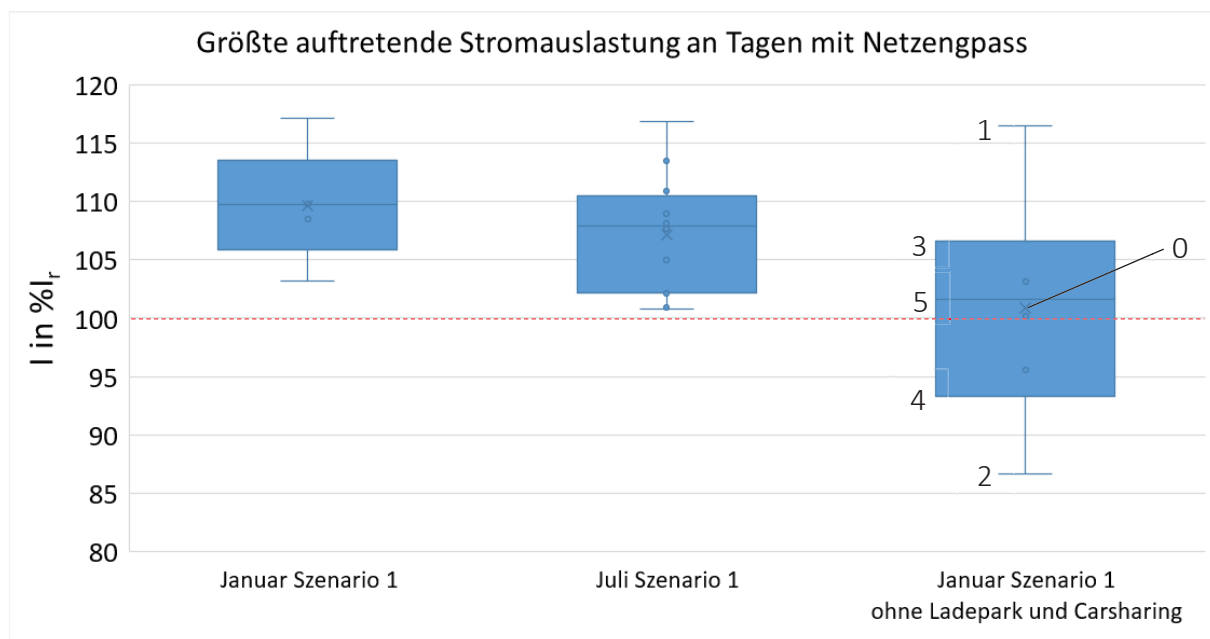


Abbildung III-3: Größte auftretende Stromauslastung an Tagen mit Netzengpass - Januar und Juli - Szenario 1

Die kleinsten auftretenden Spannungen an einem der Tage mit strombedingtem Netzengpass lagen zwischen 94,5 %U_n und 95,5 %U_n, ohne Ladepark und Carsharing zwischen 94,8 %U_n und 96,0 %U_n. Es zeigt sich hier, dass spannungsbedingte Grenzwertverletzungen als Folge von Stromüberlastungen im Feldtestgebiet eher nicht zu erwarten sind.

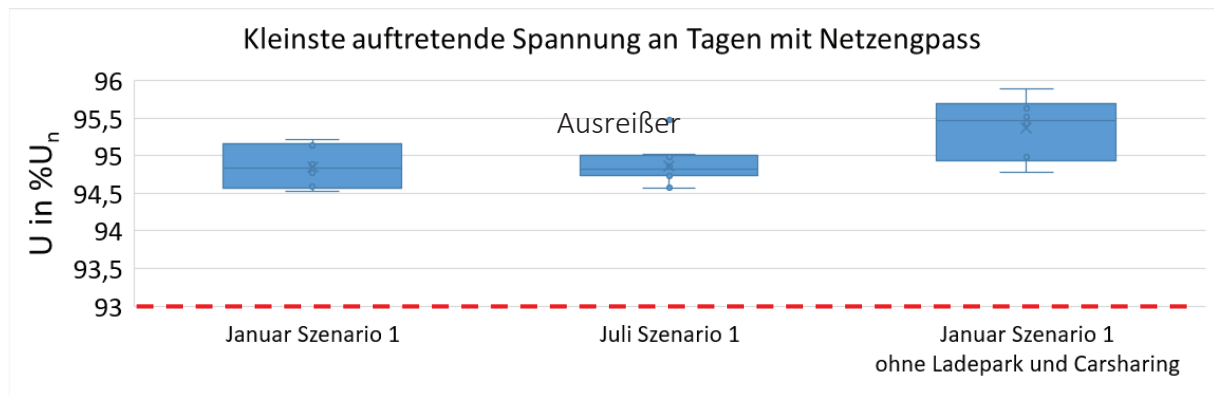


Abbildung III-4: Kleinste auftretende Spannung an Tagen mit Netzengpass - Januar und Juli - Szenario 1

In Abbildung III-5 wird die Flexibilitätsenergie pro Tag dargestellt, die zur Behebung der identifizierten Netzengpässe an den von Netzengpässen betroffenen Tagen benötigt wurde. Die Flexibilitätsenergie ergibt sich aus der Summe der notwendigen Wirkleistungsanpassungen, multipliziert mit deren Zeitdauer, und wird getrennt für positive und negative Flexibilität, d.h. für Leistungserhöhungen und Leistungsreduktionen bestimmt. Dabei wird für Bezugs- und Einspeiseanlagen gleichermaßen das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) verwendet.

In den betrachteten Szenarien ergaben sich infolge von Netzengpässen ausschließlich notwendige Reduktionen der Bezugsleistungen mit $\Delta P_{\text{Flex, Verbraucher}} < 0$ kW oder Erhöhungen der Einspeiseleistung von Speichern mit $\Delta P_{\text{Flex, Einspeisung}} > 0$ kW. Im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) werden beide Leistungsänderungen negativ gezählt (negative Flexibilität). Es muss hier beachtet werden, dass Erhöhungen der Einspeiseleistungen von Speichern im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) positiv berechnet werden, also im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) der nachfolgenden Diagramme mit dem Faktor -1 berücksichtigt werden müssen (Gl. III.1).

Die Leistungsanpassung ΔP_{Flex} ergibt sich als Differenz aus dem ermittelten Sollwert der Wirkleistung einer Anlage und deren prognostizierten Wirkleistung. Der zum Vergleich herangezogene Prognosewert der Wirkleistung entspricht einer ggf. angepassten Prognose auf Basis von Lastverschiebungen (Kapitel 2.3.3.1-3.1). Hintergründe zu der im Projekt verwendeten Definition der Kenngröße *Flexibilitätsenergie* anhand eines visualisierten Beispiels sind in Kapitel 1.1.2 zu finden.

Bei Betrachtung von N_V Bezugsanlagen f_V und N_E Einspeiseanlagen f_E sowie M 15-Minuten-Intervallen l gilt für die Flexibilitätsenergie:

$$E_{\text{Flex}} = 0,25 \, h \cdot \sum_{l=1}^M \left(\sum_{f_V=1}^{N_V} \Delta P_{\text{Flex}, l, f} - \sum_{f_E=1}^{N_E} \Delta P_{\text{Flex}, l, f} \right) \quad \text{Gl. III.1}$$

Der Betrag der Flexibilitätsenergie geht aus dem Gesamtflexibilitätsbedarf hervor, der mit dem Algorithmus nach Kapitel 0 ermittelt wurde.

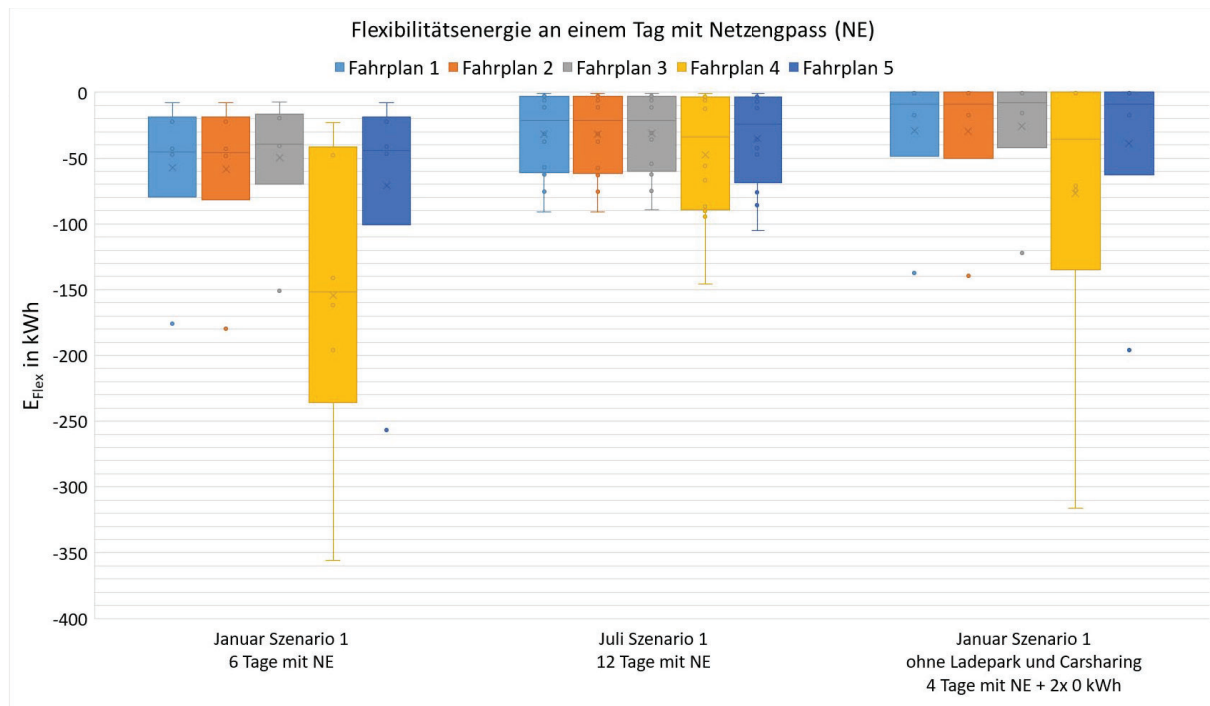


Abbildung III-5: Tägliche Flexibilitätsenergie - Januar und Juli - Szenario 1

Die Flexibilitätsenergie unterscheidet sich zwischen den Flexibilitätsfahrplänen FLEXFP1...5, die gemäß Kapitel 2.3.3.1-4.3 nach verschiedenen Einsatzreihenfolgen erstellt wurden. Hierfür sind zwei Ursachen zu nennen. Zum einen werden je nach Fahrplan FLEXFP1...5 Anlagen in unterschiedlichen Einsatzreihenfolgen für einen Flexibilitätseinsatz herangezogen, welche unterschiedliche physikalische Wirksamkeiten (Sensitivitäten, Kapitel 2.3.2) auf einen betrachteten Netzengpass aufweisen können. Aus weiterführenden Untersuchungen geht hervor, dass insbesondere bei strombedingten³⁸ Netzengpässen der Einfluss der Sensitivitäten der verwendeten Flexibilitäten nur zu Abweichungen³⁹ von bis zu 2,3% der Flexibilitätsenergie zwischen den Fahrplänen führt. Bei Gesamt-Abweichungen von bis zu 55,0% sind Lastverschiebungen (Kapitel 2.3.3.1-4.5) infolge eines vorangehenden Flexibilitätseinsatzes Hauptursache für die unterschiedlich hohe Flexibilitätsenergie. Dies liegt insbesondere daran, dass Netzengpässe über mehrere 15-Minuten-Intervalle bis zu mehreren Stunden andauern und fahrplanspezifische Nachholeffekte nach initialem Flexibilitätseinsatz nachfolgende Netzengpässe verstärken können.

Nachzuholende Energiemengen, die aufgrund von Netzengpässen nicht umgesetzt werden können, werden in die Kenngröße der Flexibilitätsenergie als erneute Absteuerung additiv eingerechnet, sodass die ermittelte Flexibilitätsenergie ggfs. größer als die physikalisch umgesetzte Ausgleichsenergie sein kann (vgl. Kapitel III.1.1.2).

³⁸ Der Einfluss der Sensitivitäten bei Untersuchung von spannungsbedingten Netzengpässen betrug bis zu 22,3%. Spannungsbandverletzungen sind in den betrachteten Szenarien allerdings weniger relevant.

³⁹ Vergleich der Fahrpläne 3 und 5 ohne Umsetzung von Lastverschiebungen, bezogen auf Fahrplan 3.

Ein initialer Flexibilitätseinsatz aufgrund eines Netzengpasses kann durch anschließende Nachholeffekte der abgesteuerten Anlagen in den nachfolgenden 15-Minuten-Intervallen Netzengpässe verursachen oder verstärken. Dieser Effekt ist abhängig von den nach Einsatzreihenfolge eingesetzten Anlagen und deren Verhalten im Zuge von Lastverschiebungen.

Für den Flexibilitätsfahrplan FLEXFP4 wird der beschriebene Verstärkungseffekt von Netzengpässen durch Lastverschiebungen besonders deutlich. Für Fahrplan FLEXFP4 gilt, dass zunächst Wärmepumpen als Flexibilitäten eingesetzt werden und erst nachgelagert Ladestationen für E-Fahrzeuge. Aus den Untersuchungen geht hervor, dass Lastverschiebungen von Wärmepumpen häufiger zu einer Verstärkung von Netzengpässen führen als die Verschiebung von Ladeleistung von E-Fahrzeugen. Eine detaillierte Ergebnisauswertung zeigt, dass dies im Feldtestgebiet an der hohen Gleichzeitigkeit liegt, mit der Wärmepumpen nach einem Flexibilitätseinsatz wieder Leistung aus dem Netz beziehen.

In Abbildung III-5 ist erkennbar, dass Fahrplan FLEXFP5 die zweithöchste Flexibilitätsenergie aufweist. Auch hierfür sind vermehrte Lastverschiebungen hoher Gleichzeitigkeit die Ursache.

Fahrplan FLEXFP3, in welchem Ladestationen für E-Fahrzeuge als Flexibilitäten priorisiert werden, erfordert die betragsmäßig kleinste Flexibilitätsenergie. Mit den Fahrplänen FLEXFP1 und FLEXFP2 ergibt sich trotz Verwendung der Anlagen mit den größten Sensitivitäten eine betragsmäßig etwas größere Flexibilitätsenergie. Hieran wird der Einfluss durch die unterschiedlichen eingesetzten Anlagen und deren Lastverschiebungen besonders deutlich.

Im Vergleich zwischen Juli und Januar liegt die Flexibilitätsenergie innerhalb der gleichen Größenordnung. Allerdings weicht die Flexibilitätsenergie der einzelnen Fahrpläne im Juli weniger stark ab. Dies lässt sich darin begründen, dass die bezogene Wärmepumpenleistung im Juli deutlich geringer ist als im Januar und der zuvor beschriebene Effekt durch Lastverschiebungen von Wärmepumpen nur noch geringfügig vorhanden ist. Zusätzlich fließen im Juli mehr Werte in die Darstellung ein, da mehr Tage mit Netzengpass vorhanden sind. Die zusätzlichen Tage weisen eine kleinere Flexibilitätsenergie auf, was zu einer Verschiebung des Boxplots in Richtung der x-Achse führt.

Ohne Ladepark und Carsharing ist die Flexibilitätsenergie erwartungsgemäß etwas kleiner, allerdings lässt sich erkennen, dass hohe Belastungen durch die übrigen Verbraucher und v.a. durch private Wallboxen bereits einen nicht zu vernachlässigenden Flexibilitätsbedarf verursachen.

Anzahl eingesetzter Flexibilitäten

Abbildung III-6 zeigt die Anzahl der täglich eingesetzten Flexibilitäten in Szenario 1 je Fahrplan FLEXFP1...5. Insgesamt sind durch Ladestationen für E-Fahrzeuge und Wärmepumpen 150 Flexibilitäten im Stromnetz vorhanden. Hinzu kommt der Quartierspeicher, für den angenommen wird, dass zusätzlich zum Einsatz in der Primärregelleistung und der Eigenbedarfsoptimierung des Quartiers ein Teil des Speichers für den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz vermarktet wird.

In Fahrplan FLEXFP5 werden alle verfügbaren Flexibilitäten innerhalb eines definierten Sensitivitätsbereichs (vgl. Kapitel 2.3.3.1-4.2) gleichmäßig eingesetzt. Die Anzahl der eingesetzten Flexibilitäten ist hier wie erwartet am größten. Häufig werden bis zu 100 und mehr Flexibilitäten

und damit ca. 2/3 aller Flexibilitäten im Stromnetz eingesetzt. Neben den Auswirkungen der Sensitivitätsschranken für Fahrplan FLEXFP5 ist zu beachten, dass Ladestationen für E-Fahrzeuge am Stromnetz angeschlossen sein und Leistung beziehen müssen, um als negative Flexibilität, d.h. zur Absteuerung von Bezugsleistung infrage zu kommen. Letzteres gilt ebenso für Wärmepumpen.

An der hohen Anzahl der eingesetzten Anlagen in Fahrplan FLEXFP5 ist zu erkennen, dass bei auftretenden Netzengpässen im Januar eine hohe Gleichzeitigkeit des Leistungsbezugs der vorhandenen Flexibilitäten im Netz besteht. Im Juli ist die Anzahl der eingesetzten Flexibilitäten für Fahrplan FLEXFP5 dagegen häufig geringer. Dies kann zum einen daran liegen, dass im Sommer weniger Wärmepumpen gleichzeitig am Netz sind, da der Wärmebedarf deutlich niedriger ist. Außerdem wurde festgestellt, dass gegenüber Januar im Juli Tage mit geringeren Grenzwertverletzungen vorhanden sind, die bspw. durch eine geringere Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen, d.h. durch ein saisonabhängiges Nutzerverhalten begründet sein können.

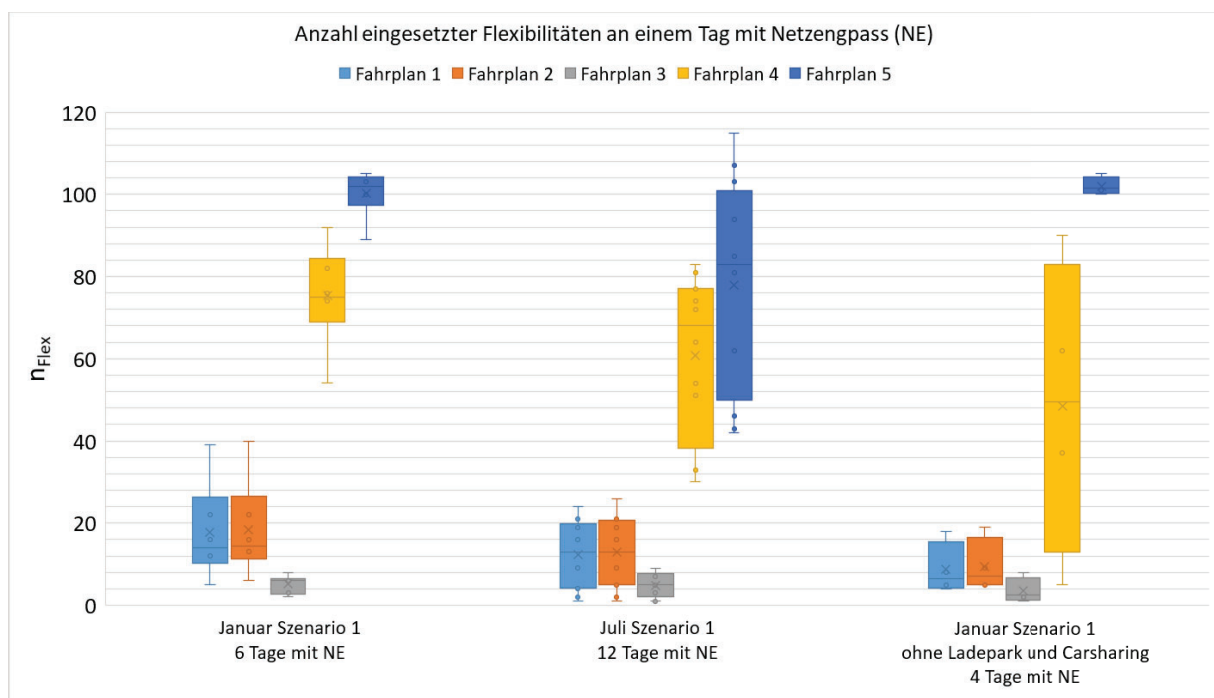


Abbildung III-6: Anzahl täglich eingesetzter Flexibilitäten - Januar und Juli - Szenario 1

Fahrplan FLEXFP4 weist ebenfalls deutlich mehr eingesetzte Flexibilitäten auf als die Fahrpläne FLEXFP1...3. Durch den im Fahrplan FLEXFP4 priorisierten Einsatz von Wärmepumpen wird eine Vielzahl von Anlagen mit geringerer Leistung abgesteuert. Im Fahrplan FLEXFP3 werden priorisiert Ladestationen für E-Fahrzeuge als Flexibilität abgesteuert, welche einen größeren Leistungsbezug als Wärmepumpen aufweisen. Für Fahrplan FLEXFP3 werden deshalb deutlich weniger Flexibilitäten abgesteuert.

Der Vergleich von Szenario 1 für den Januar mit und ohne Ladepark und Carsharing zeigt, dass neben der geringeren benötigten Flexibilitätsenergie auch weniger Anlagen von einem Flexibilitätseinsatz betroffen sind.

Dauer des Flexibilitätseinsatzes

Abbildung III-7 zeigt die von Netzengpässen und infolgedessen von Flexibilitätseinsätzen betroffene Zeit pro Tag in Szenario 1. Im Januar kommt es zwischen 0,5h und 3,25h am Tag zu

einem Flexibilitätseinsatz, im Juli ist die betroffene Zeitspanne tendenziell kürzer und liegt zwischen 0,25h und 2,25h täglich. Im Diagramm ist zu erkennen, dass im Januar größere Unterschiede in der Dauer des Flexibilitätseinsatzes, abhängig vom Fahrplan FLEXFP1...5 auftreten, während im Juli die Zeitpunkte der auftretenden Netzengpässe weitgehend unabhängig von der Einsatzstrategie der Fahrpläne FLEXFP1...5 sind. Dies kann vor allem von dem geringeren Einfluss der Wärmepumpen und deren Lastverschiebungen im Juli und zum anderen von den später auftretenden Netzengpässen verursacht werden, wodurch es tendenziell weniger häufig zu neu entstehenden Netzengpässen auf Grund von Lastverschiebungen kommen kann.

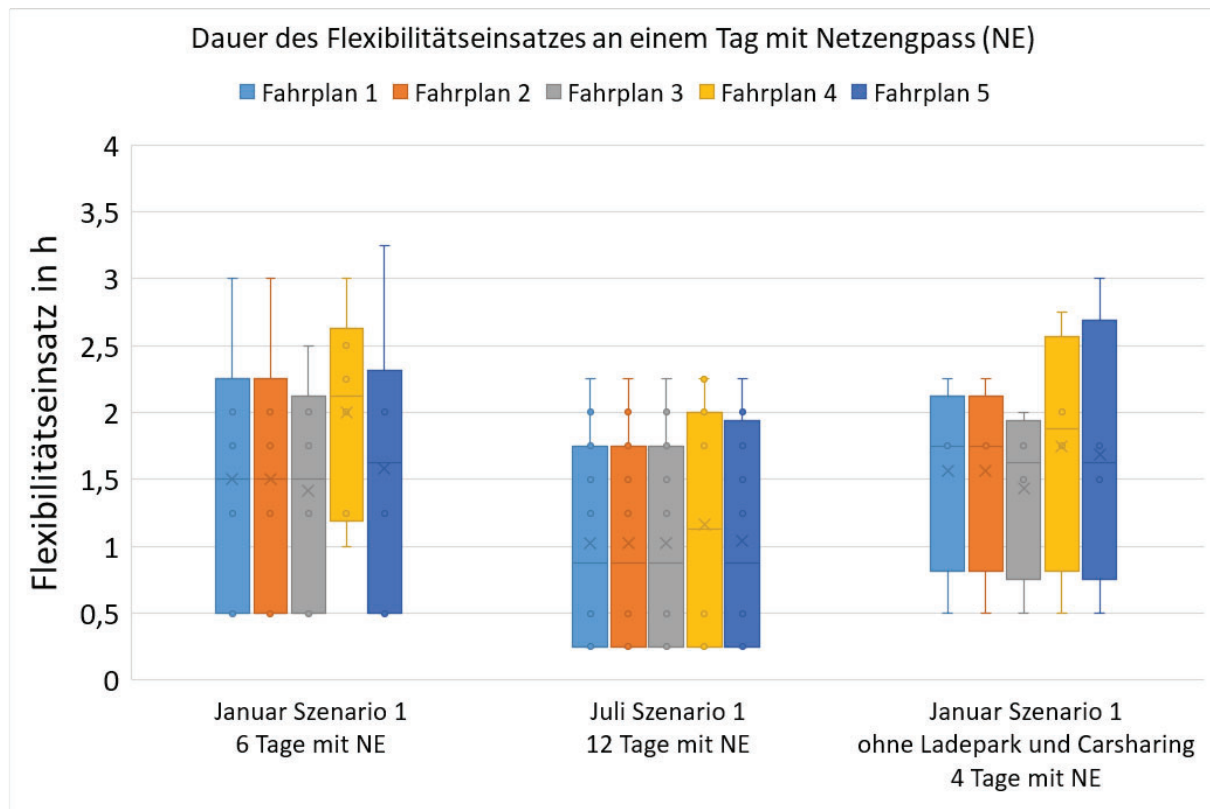


Abbildung III-7: Tägliche Dauer des Flexibilitätseinsatzes - Januar und Juli - Szenario 1

Maximal abgerufene Flexibilitätsleistung in einem 15-Minuten-Intervall

In Abbildung III-8 sind die maximal auftretenden Leistungsanpassungen dargestellt, die in einem von Netzengpässen betroffenen 15-Minuten-Intervall pro Tag ermittelt wurden. In den meisten Fällen bleibt die notwendige Wirkleistungsanpassung unter 100 kW. Die in Szenario 1 im Netz angenommenen Wallboxen und Wärmepumpen haben in Summe eine Bemessungsleistung von 1,5 MW, sodass die abgerufene Flexibilitätsleistung 6,7% der summarischen Bemessungsleistung der verwendeten Flexibilitäten nicht überschreitet. Nur bei Verwendung von Fahrplan FLEXFP4 kommt es zu deutlich höheren Flexibilitätsabrufen bis zu 200 kW.

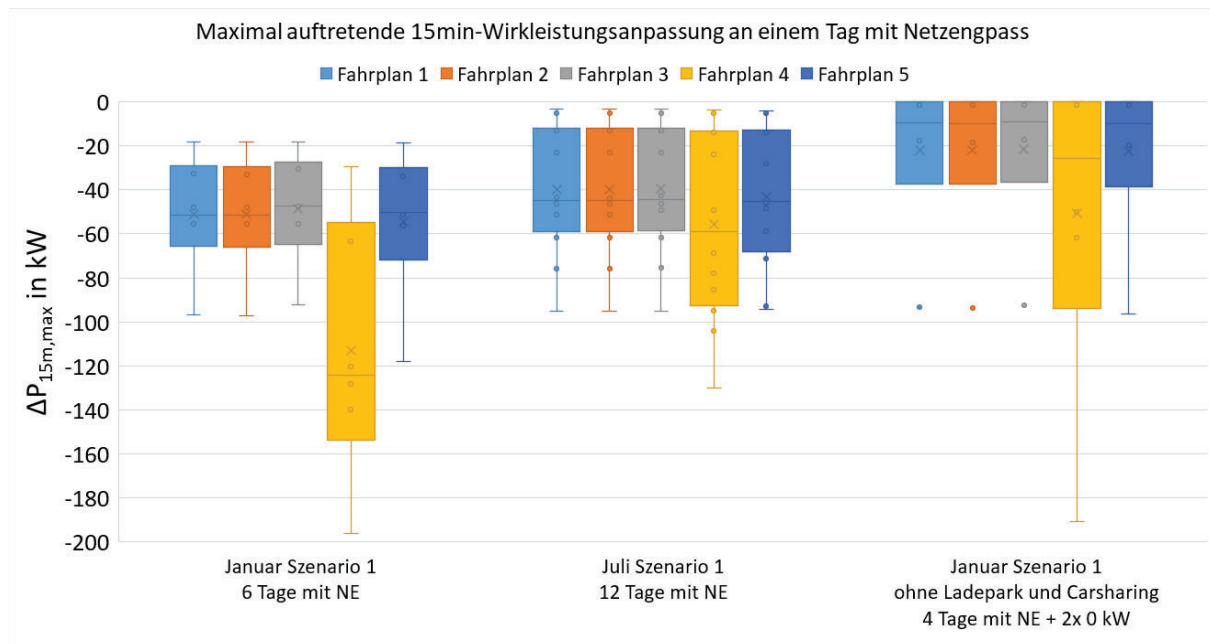


Abbildung III-8: Maximal abgerufene Flexibilitätsleistung in einem 15-Minuten-Intervall -
Januar und Juli - Szenario 1

Aus weiterführenden Untersuchungen geht hervor, dass die betragsmäßig größte Wirkleistungsreduktion einer einzelnen Bezugsanlage in den Fahrplänen FLEXFP1-4 zumeist bei 11 kW oder 22 kW liegt und damit dem kurzzeitigen Aussetzen eines E-Fahrzeug-Ladevorgangs entspricht. Bei prozentual gleichmäßiger Absteuerung im Fahrplan FLEXFP5 werden in den meisten Fällen Wirkleistungsreduktionen von 2 kW – in Ausnahmefällen bis zu 4 kW – für eine Anlage nicht überschritten.

1.1.5 Szenario 2 - Ergebnisanalyse

Szenario 2 entspricht Szenario 1 unter zusätzlicher Berücksichtigung von Marktsignalen bei der Prognose von E-Fahrzeug-Ladevorgängen. Durch diese ist eine höhere Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge zu erwarten.

In Szenario 2 treten Überlastsituationen am Transformator in der Ortsnetzstation und an Stammstreckenleitungen auf. Am Transformator wurden dabei mit bis zu 200 % I_T die größten Auslastungen berechnet. Außerdem treten in Szenario 2 auch Verletzungen des Spannungsbandes mit Werten von 90,5 % $U_n < 93$ % U_n (vgl. Kapitel 2.3.3.1-3.2) auf. Die auftretenden Stromüberlastungen sind allerdings weiterhin dominant. Die Behebung der strombedingten Netzengpässe führt zu Spannungen > 96 % U_n , also deutlich über dem Grenzwert von 93 % U_n . Spannungsbandunterschreitung ohne auftretende Überlastströme sind in den betrachteten Szenarien nicht aufgetreten.

Durch das Verbrauchsverhalten, welches in Szenario 2 durch Marktsignale beeinflusst wird, kommt es zu deutlich höheren Netzauslastungen als in Szenario 1. Außerdem sind die Unterschiede in den auftretenden Extremwerten zwischen Sommer- und Wintermonaten deutlicher ausgeprägt. Die kleinste auftretende Spannung im Januar ist um 1,7 % U_n kleiner als die im Juli und die größte auftretende Stromauslastung im Januar um 31,7 % I_T größer als im Juli. Beide

Extremwerte treten im Januar mittags auf, im Juli allerdings abends. Im Juli kann gleichgerichtetes Verbrauchsverhalten am Mittag stärker durch PV-Einspeisung kompensiert werden.

Die größten auftretenden Spannungen werden durch die Marktsignale nicht beeinflusst und entsprechen denen aus Szenario 1. Dies erscheint plausibel, da die Marktsignale nicht das Verhalten von PV-Anlagen beeinflussen, welche Hauptverursacher für zu hohe Spannungen im Stromnetz sind.

Tabelle III-6: Ergebnisse Szenario 2 - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz - Grenzwertverletzungen

Größte Spannung	Januar 2024	< 100	%U _n	---
	Juli 2023	100,7	%U _n	18.07.2023 11:15 Uhr
Kleinste Spannung	Januar 2024	90,5	%U _n	12.01.2024 12:30 Uhr
	Juli 2023	92,2	%U _n	27.07.2023 19:30 Uhr
Größte Stromauslastung	Januar 2024	200,0	%I _{RT}	12.01.2024 12:30 Uhr am Ortsnetztransformator
	Juli 2023	168,3	%I _{RT}	16.07.2023 21:45 Uhr am Ortsnetztransformator

Im Januar waren 14 Tage, im Juli 23 Tage von strombedingten Netzenpässen betroffen. An diesen Tagen besteht ein Flexibilitätsbedarf. Die simultane Nutzung von Energieverbrauchern führt zu einer signifikanten Erhöhung der Netzbelastung. Eine detaillierte Analyse der Verbrauchsgruppen offenbart, dass insbesondere Wallboxen für E-Fahrzeuge und, in spezifischen Viertelstundenintervallen, auch Ladeparks als signifikante Treiber dieser Spitzenlasten identifiziert werden können.

Tabelle III-7: Ergebnisse Szenario 2 - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz – Anzahl, Ursache, Flexibilitätseinsätze

Tage mit Netzenpass	Januar 2024	14
	Juli 2023	23
Art der Netzenpässe	Stromüberlastung (unzulässig hohe Stromauslastung) am Ortsnetztransformator und Stammstreckenleitungen in elektrischer Nähe zur Ortsnetzstation Spannungsbandunterschreitungen an elektrisch weiter entfernten Netzknoten (Ausgangspunkt Ortsnetzstation)	
Eingesetzte Flexibilitäten	Wallboxen, Wärmepumpen im Juli auch: Quartierspeicher (Fahrpläne 4 und 5)	

Aus den Ergebnissen kann abgeleitet werden, dass aus den meisten Marktsignal im Januar eine Netzüberlastung hervorgeht. Im Juli hingegen können teilweise Marktsignale durch die PV-Erzeugung abgepuffert werden. Zentral steht hierbei der Zeitpunkt des Marktsignales im Fokus.

Befindet sich dieser zwischen 08:00 und 18:00 Uhr, besteht die Möglichkeit durch PV-Erzeugung den Ausbau und die hohe Gleichzeitigkeit in Einzelfällen abzuf puffern.

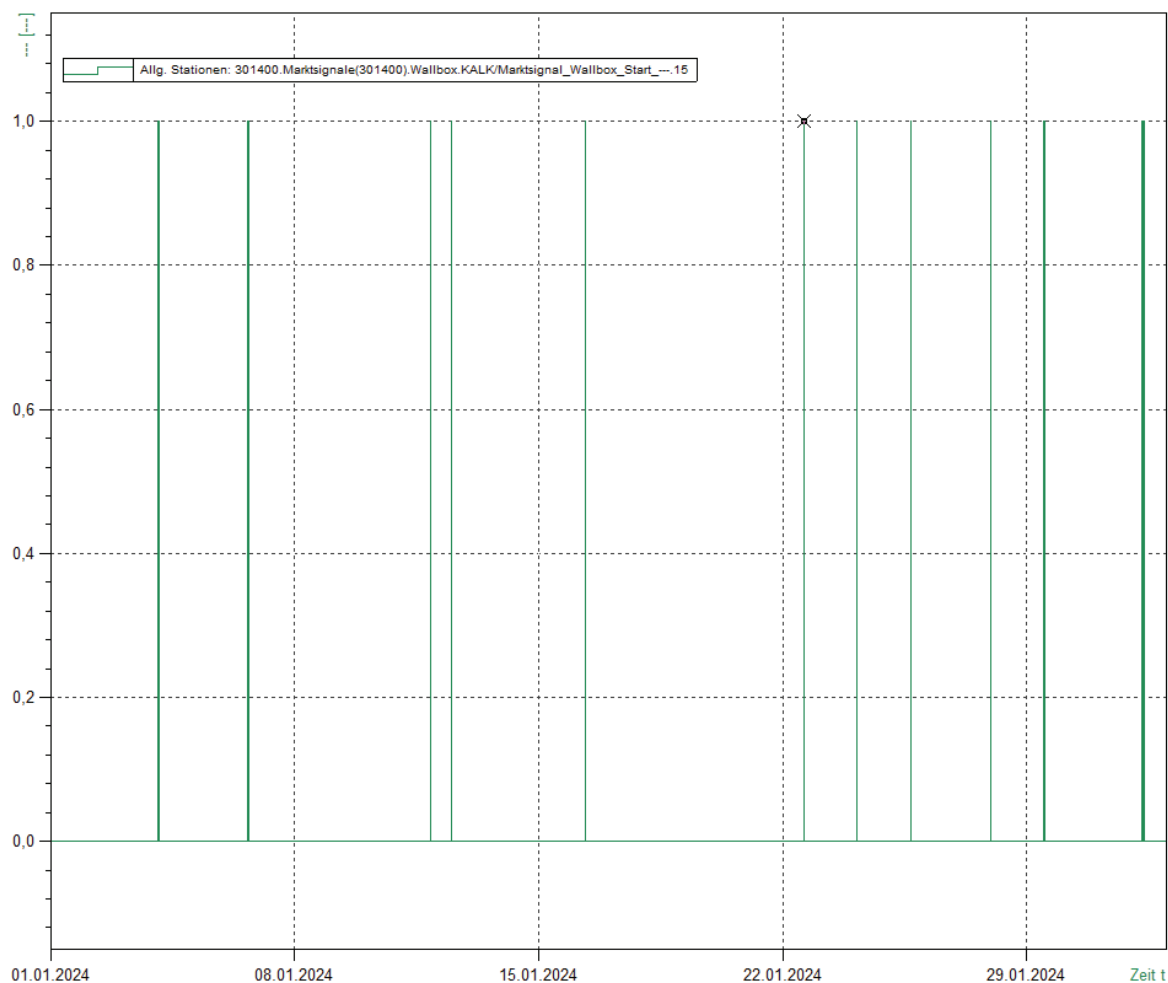


Abbildung III-9: Zeitpunkt Marktsignale Szenario 2 Wallboxen Januar 2023

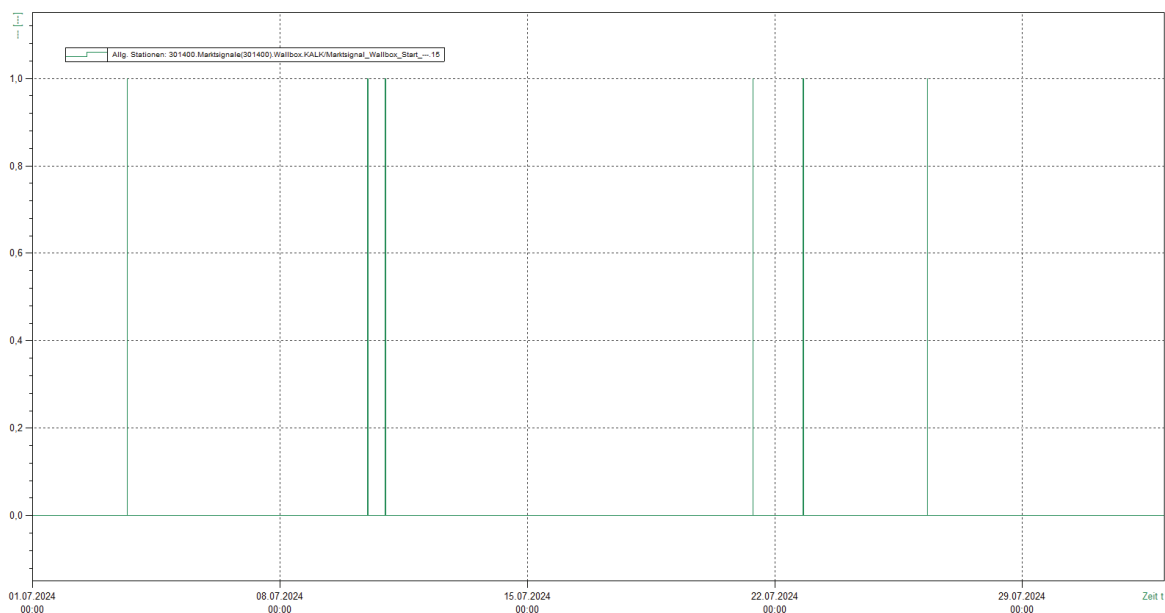


Abbildung III-10: Zeitpunkt Marktsignale Szenario 2 Wallboxen Juli 2024

Alle Netzeengpässe können durch Einsatz der vorhandenen Flexibilitätspotenziale mit den nach Kapitel 2.3 berechneten Flexibilitätssfahrplänen vermieden werden. Diese werden für Szenario 2 in Kapitel 1.1.10 ausgewertet. Abschließend ist die Verfügbarkeit einer zuverlässigen Kommunikations- und Markttechnologie entscheidend, um die Netzstabilität aufrechtzuerhalten und eine effiziente Integration von Marktmechanismen zu ermöglichen.

Zentral steht hierbei der Zeitpunkt des Marktsignales im Fokus. Befindet sich dieser zwischen 08:00 und 18:00 Uhr, besteht die Möglichkeit, durch Photovoltaikerzeugung den Ausbau und die hohe Gleichzeitigkeit in Einzelfällen abzufuffern. Neben der möglichen Auflösung eines kritischen Netzzustands durch Photovoltaik ist auch die Entstehung von unterschiedlichen Distributoren herzuleiten.

Die von Netzeengpässen betroffenen Zeitintervalle unterscheiden sich in Szenario 2 tageweise stark und werden weiterhin hauptsächlich durch E-Fahrzeug-Ladevorgänge verursacht. Es ist zu betonen, dass nicht an jedem Tag Marktsignale in den Prognosen hinterlegt sind. An einigen Tagen treten weiterhin die bereits in Szenario 1 detektierten Stromüberlastungen am Abend in der Größenordnung 100-117 % I_{RT} auf. Allerdings sind in Szenario 2 zum einen mehr Tage - etwa doppelt so viele wie in Szenario 1 - von Netzeengpässen betroffen und zum anderen treten Stromüberlastungen und Spannungsbandunterschreitungen an bestimmten Tagen auch morgens, mittags und nachts auf. Die Überlastströme liegen in diesen Fällen zumeist bei Werten von ca. 160 % I_{RT} und größer. Auch abends treten teilweise Marktsignale und infolgedessen Überlastungen dieser Größenordnung auf. An den Ergebnissen für Szenario 2 lassen sich die großen Auswirkungen auf die Netzauslastung erkennen, die Marktsignale haben können, wenn es zu einem stark gleichgerichteten Ladeverhalten von E-Fahrzeugen mit hohen Ladeleistungen kommt.

Analog zu Szenario 1 sind im Juli mehr Tage von Netzeengpässen betroffen als im Januar.

Eine genauere Untersuchung der Netzauslastung und die Gegenüberstellung der ermittelten Flexibilitätssfahrpläne für die Szenarien erfolgt in den Kapiteln 1.1.9 und 1.1.10.

1.1.6 Szenario 3 - Ergebnisanalyse

Szenario 3 unterscheidet sich von Szenario 1 durch eine Erhöhung der installierten PV-Leistung um 50%. Außerdem entfällt die Erhöhung der Wärmepumpenleistungen um 10%, die in Szenario 1 angenommen wurde. Da die höchsten Netzauslastungen in Szenario 1 durch hohe Bezugsleistungen verursacht wurden und die Spannungsanhebung und Strombelastung durch PV-Einspeisung am Mittag vergleichsweise gering ist, sind die Ergebnisse von Szenario 3 denen von Szenario 1 sehr ähnlich.

Die größte auftretende Stromauslastung im Januar und Juli ist jeweils ca. 1 % I_r geringer als in Szenario 1. Die kleinste Spannung im Januar ist in Szenario 3 geringfügig (<0,1 % U_n) größer und im Januar treten an 5 Tagen Spannungsanhebungen > 100 % U_n auf. Diese Unterschiede sind plausibel hinsichtlich einer erhöhten PV-Leistung und verringerten Wärmepumpenleistung, die neben größeren Spannungsanhebungen am Mittag das Netz bei hohen Bezugsleistungen am frühen Abend etwas entlasten. Die kleinsten auftretenden Spannungen treten in Szenario 3 im Juli dementsprechend an manchen Tagen etwas später auf als in Szenario 1.

In Szenario 3 treten Überlastsituationen am Transformator mit Auslastungen bis zu maximal 116,4 %I_r auf. Spannungsbandverletzungen mit berechneten Spannungen < 93 %U_n oder > 105 %U_n in der Netznachbildung des Niederspannungsnetzes (vgl. Kapitel 2.3.3.1-3.2) wurden nicht ermittelt.

Tabelle III-8: Ergebnisse Szenario 3 - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz - Grenzwertverletzungen

Größte Spannung	Januar	100,4	%U _n	20.01.2024 11:15 Uhr
	Juli	100,7	%U _n	04.07.2023 10:15 Uhr
Kleinste Spannung	Januar	94,6	%U _n	13.01.2024 19:45 Uhr
	Juli	94,6	%U _n	03.07.2023 18:00 Uhr
Größte Stromauslastung	Januar	116,4	%I _{rT}	22.01.2024 18:30 Uhr am Ortsnetztransformator
	Juli	115,7	%I _{rT}	23.07.2023 18:45 Uhr am Ortsnetztransformator

Im Januar waren 6 Tage, im Juli 11 Tage von strombedingten Netzengpässen betroffen. An diesen Tagen bestand ein Flexibilitätsbedarf.

Alle Netzengpässe können durch Einsatz der vorhandenen Flexibilitätspotenziale mit den nach Kapitel 2.3 berechneten Flexibilitätseinsatzfahrplänen vermieden werden. Diese werden für Szenario 3 in Kapitel 1.1.10 ausgewertet.

Tabelle III-9: Ergebnisse Szenario 3 - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz – Anzahl, Ursache, Flexibilitätseinsätze

Tage mit Netzengpass	Januar	6
	Juli	11
Art der Netzengpässe	Stromüberlastung (unzulässig hohe Stromauslastung) hauptsächlich am Ortsnetztransformator, z.T. auch einzelne Stammleitung betroffen (in elektrischer Nähe zur Ortsnetzstation)	
Eingesetzte Flexibilitäten	Wallboxen, Wärmepumpen im Juli auch: Quartierspeicher (Fahrpläne 4 und 5)	

Analog zu Szenario 1 treten die in Szenario 3 detektierten Stromüberlastungen im Januar abends zwischen 17:15 Uhr und 20:15 Uhr auf und werden hauptsächlich durch Ladevorgänge von E-Fahrzeugen verursacht. Die betroffenen Zeitintervalle im genannten Bereich unterscheiden sich tageweise. Im Juli treten die Stromüberlastungen zumeist später auf (ab 18:00 Uhr) und zum Teil in Zeitintervallen bis 21:15 Uhr. Die erhöhten PV-Leistungen und verringerte Wärmepumpenleistungen haben nur geringfügige Auswirkungen auf die auftretenden Netzengpässe. Hierbei lässt sich prinzipiell eine leichte Erhöhung der Spannung erkennen, welche auf die erhöhte PV-Leistung zurückzuführen ist. In Szenario 3 ist im Juli ein Tag weniger von Netzengpässen betroffen. Der hier auftretende Fall erfolgte in der Mittagszeit. Daraus kann abgeleitet

werden, dass durch höhere Erzeugung in der Mittagszeit und gleichzeitig auftretende Peaks der E-Fahrzeuge eine gewisse Netzpufferung zu erwarten ist.

Der Ausbau der Photovoltaikleistung hat nur einen geringen unmittelbaren Einfluss auf die Netzlastreduzierung durch Elektromobilität. Netzschonende Indikatoren lassen sich hier vor allem in den Sommermonaten erkennen.

Die höchste Netzlast mit damit verbundenen hohen Gleichzeitigkeiten liegt allerdings in den Abendstunden, weshalb einzig ein kritischer Netzzustand durch die höhere PV-Leistung abgepuffert werden konnte. Im Juli ist dieser netzpuffernde Effekt stärker zu erkennen, da hier bereits die ersten Wallboxen ans Netz gehen, während die PV-Erzeugung durch die längeren Sonnenzeiten abfedernd wirkt.

Eine Steuerung des Verbrauchsverhaltens, gekoppelt an die Sonnenzeiten, könnte bereits einen nennenswerten Effekt auf die benötigten Netzausbaukapazitäten haben. Die in Szenario 1 auftretende Trafoauslastung von 100,7 %I_{RT} am 17.07.2023 fällt in Szenario 3 unter den Grenzwert von 100 %I_{RT}.

Eine genauere Untersuchung der Netzauslastung und die Gegenüberstellung der ermittelten Flexibilitätsfahrpläne für die Szenarien erfolgt in den Kapiteln III1.1.9 und III1.1.101.1.10.

1.1.7 Szenario 4 - Ergebnisanalyse

Szenario 4 entspricht dem Gegenwart-Szenario (Base Case) zzgl. einer Erhöhung der installierten PV-Leistung um 50 %. In Szenario 4 wurden keine Netzengpässe im Netz identifiziert. Somit entsteht in diesem Szenario kein Flexibilitätsbedarf. Der Spannungsfall im Niederspannungsnetz blieb an allen betrachteten Tagen < 1 %U_n bei einem festgelegten zulässigen Spannungsfall von 7 %U_n (vgl. Kapitel 2.3.3.1-3). Auch die Spannungsanhebung durch PV-Anlagen am Netzananschlusspunkt (NAP) war immer < 1 %U_n bei einem zulässigen Wert von 5 %U_n. Die größte Betriebsmittelauslastung wurde für Ortsnetztransformator und Stammleitungen mit Werten < 21 %I_r detektiert. Durch den angenommenen Ausbau von PV-Anlagen im Netz ist die Spannungsanhebung durch deren Einspeisung größer als im Base Case. Die größte Stromauslastung tritt mittags auf und wird durch Rückspeisung ins Mittelspannungsnetz verursacht.

Im Rahmen der durchgeführten Untersuchung in Szenario 4 konnten die zugrundeliegenden Hypothesen, welche sich aus den vorherigen Szenarien ergaben, auch hier empirisch bestätigt werden. Es zeigte sich, dass der betrachtete Hochlauf der PV-Technik keinen signifikanten Einfluss auf die Netzstabilität und -leistung im Reallabor ausübte. Bei der Konzeption des betrachteten Niederspannungsnetzes wurde dies bereits in den planerischen Überlegungen berücksichtigt, die sich als kongruent mit den evaluierten Hochlaufindikatoren erwiesen. Die initialen Annahmen, die während der Netzplanung getroffen wurden, konnten durch die Ergebnisse der Studie verifiziert werden. Des Weiteren wurde eine hohe Gleichzeitigkeit im praktischen Betrieb festgestellt, was auf eine starke Korrelation zwischen den simultan auftretenden Lastanforderungen im Netzwerk hinweist.

Das betrachtete Feldtestgebiet ist für eine erhöhte Einspeisung durch PV-Anlagen ausreichend dimensioniert.

Tabelle III-10: Ergebnisse Szenario 4 - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz - Grenzwertverletzungen

Größte Spannung	100,8	%U _n	17.07.2023 10:15 Uhr
Kleinste Spannung	99,1	%U _n	01.07.2023 19:45 Uhr
Größte Stromauslastung	20,4	%I _{RT}	03.07.2023 11:15 Uhr an Stammleitung

1.1.8 Szenario 5 - Ergebnisanalyse

Szenario 5 ist vergleichbar mit Szenario 2. Auch hier werden in den Prognosen mögliche Marktsignale abgebildet. Allerdings kommt in Szenario 5 ein PV-Ausbau um 50 % sowie der Vollausbau an Heimspeichern (ein Heimspeicher an jedem Haushalt) hinzu. Außerdem werden die Prognosen von Heimspeichern und Wärmepumpen in diesem Szenario ebenfalls durch Marktsignale beeinflusst.

In Szenario 5 treten Überlastsituationen an Transformator und Stammleitungen auf. Am Transformator wurden dabei mit bis zu 229,8 %I_{RT} die größten Auslastungen berechnet. Außerdem treten in Szenario 2 auch Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes mit berechneten Spannungen bis zu 88,8 %U_n < 93 %U_n (vgl. Kapitel 2.3.3.1-3.2) auf. Die Behebung der strombedingten Netzengpässe führt zu Spannungen > 96 %U_n und damit zu Spannungswerten, die deutlich über dem zulässigen Grenzwert von 93 %U_n liegen. Spannungsbandunterschreitung ohne auftretende strombedingte Netzengpässe sind in den betrachteten Szenarien nicht aufgetreten.

Die maximal auftretende Spannungsanhebung im Juli ist mit einer Spannung von 100,4 %U_n etwas niedriger als die 100,7 %U_n aus Szenario 2, obwohl mehr PV-Leistung im Netz installiert ist. Allerdings sind auch mehr Heimspeicher vorhanden, welche durch ihr Bezugsverhalten die Spannungsanhebung reduzieren. Außerdem können Marktsignale mittags zu einem erhöhten Verbrauch führen, was ebenfalls die Spannungsanhebung dämpft.

Die auftretenden Netzengpässe werden auch in Szenario 5 ausschließlich durch hohe Bezugsleistungen verursacht. Durch die zusätzlichen Marktsignale kommt es vereinzelt zu größeren Extremwerten bzgl. der größten täglichen Stromauslastung und der kleinsten täglichen Knotenspannung als in Szenario 2. Im Januar ist die größte auftretende Stromauslastung allerdings um 3,1 %I_r kleiner als in Szenario 2 – diese tritt in beiden Szenarien mittags aufgrund eines Marktsignals für E-Fahrzeug-Ladevorgänge auf. Während dieser Zeit führt die erhöhte PV-Einspeisung in Szenario 5 dazu, dass das Netz etwas entlastet wird. Im Juli ist die größte auftretende Stromauslastung in Szenario 5 dagegen deutlich höher (um ca. 60 %I_r) und die kleinste auftretende Spannung deutlich kleiner (um 3,4 %%U_n) als in Szenario 2. Dieser Fall tritt in Szenario 5 an einem Abend auf, an dem Marktsignale zu einer hohen Gleichzeitigkeit des Leistungsbezugs von Wärmepumpen, Heimspeichern und Wallboxen führen.

Die hier dargestellten Extremwerte sind ein Ausnahmefall, in dem die zusätzlichen Marktsignale sowie Heimspeicher zu einem besonders ungünstigen Verbrauchsverhalten aus Netzsicht führen. Wie im Folgenden noch näher erläutert wird, kommt es in Szenario 5 zu ganz unterschiedlichen Einflüssen durch zusätzliche Marktsignale, Heimspeicher und PV-Leistung. Zu manchen Zeiten führen diese zu einer Entlastung des Netzes, zu anderen Zeiten dagegen zu zusätzlichen Netzengpässen und hohen Netzauslastungen.

Tabelle III-11: Ergebnisse Szenario 5 - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz - Grenzwertverletzungen

Größte Spannung	Januar	< 100	%U _n	---
	Juli	100,4	%U _n	18.07.2023 11:45 Uhr
Kleinste Spannung	Januar	90,2	%U _n	11.01.2024 23:45 Uhr
	Juli	88,8	%U _n	08.07.2023 22:00 Uhr
Größte Stromauslastung	Januar	196,9	%I _{rT}	12.01.2024 12:30 Uhr am Ortsnetztransformator
	Juli	229,8	%I _{rT}	08.07.2023 22:00 Uhr am Ortsnetztransformator

Im Januar waren 23 Tage, im Juli 20 Tage von strombedingten Netzengpässen betroffen. An diesen Tagen bestand ein Flexibilitätsbedarf.

Damit sind in Szenario 5 im Januar 9 Tage mehr von Netzengpässen betroffen als in Szenario 2. Die zusätzlichen Anlagen und Marktsignale führen im Januar tendenziell zu einer größeren Höchstlast im Netz. Im Juli sind dagegen 3 Tage weniger von Netzengpässen betroffen als in Szenario 2. Obwohl dort die größten Extremwerte der Netzauslastung auftreten, wird das Netz in Szenario 5 zu Zeiten besonders hoher Netzauslastung im Juli verglichen mit Szenario 2 oft auch entlastet. Der Betrag der täglichen Höchstlast ist in Szenario 5 stärkeren Schwankungen unterlegen. Heimspeicher und zusätzliche PV-Leistung führen im betrachteten Netzgebiet, wie es zu erwarten ist, im Schnitt zu einer Entlastung des Netzes im Sommer (mehr Netzengpässe im Januar als im Juli). Diese beschränkt sich allerdings auf bestimmte Zeitpunkte. Netzengpässe durch hohe Lastspitzen können dadurch nur an manchen Tagen vermieden und zu bestimmten Zeiten reduziert werden. Andererseits führen im betrachteten Szenario 5 Marktsignale für Wärmepumpen und Heimspeicher häufig auch zu einer Entstehung von neuen Netzengpässen über diejenigen aus Szenario 2 hinaus, die durch Marktsignale für Wallboxen ausgelöst wurden.

Alle Netzengpässe können durch Einsatz der vorhandenen Flexibilitätspotenziale mit den nach Kapitel 2.3 berechneten Flexibilitätsfahrplänen vermieden werden. Diese werden für Szenario 5 in Kapitel 1.1.10 ausgewertet.

Eine Ausnahme stellt hier Fahrplan 4 für den 08.07.2023 dar. An diesem Tag tritt eine Stromauslastung von 229 %I_r auf, die einen hohen Flexibilitätsbedarf nach sich zieht. Da in Fahrplan 4 zunächst Wärmepumpen als Flexibilität eingesetzt werden, sind dort viele Wärmepumpen zeitgleich von einem Flexibilitätseinsatz betroffen. Da sich dieser über 2 Stunden erstreckt, werden viele Wärmepumpen gleichzeitig für einen Flexibilitätseinsatz gesperrt (vgl. Kapitel II2.3.3.1-4.5.4). Der entworfene Algorithmus plant dabei unmittelbare Nachholeffekte (Lastverschiebungen) ein, die zu einer Leistungserhöhung der Wärmepumpen bis hin zu ihren Bemessungsleistungen führen. Da diese gemäß den zugrundegelegten Annahmen des Algorithmus in dem Fall nicht abgesteuert werden dürfen, kann im Zeitintervall 23:00 - 23:15 Uhr die Überlastung des Transformators von 143,0 %I_{rT} nicht vollständig behoben werden. Es verbleibt eine geringfügige Überlast von 104,6 %I_{rT}. In allen anderen Fahrplänen wurden die Netzengpässe am 08.07.2023 allerdings vollständig behoben.

Tabelle III-12: Ergebnisse Szenario 5 - Prognose ohne Flexibilitätseinsatz – Anzahl, Ursache, Flexibilitätseinsätze

Tage mit Netzenspass	Januar	23
	Juli	20
Art der Netzenspässe	Stromüberlastung (unzulässig hohe Stromauslastung) am Ortsnetztransformator und Stammleitungen in elektrischer Nähe zur Ortsnetzstation Spannungsbandunterschreitungen an elektrisch weiter entfernten Netzknoten (Ausgangspunkt Ortsnetzstation)	
Eingesetzte Flexibilitäten	Wallboxen, Wärmepumpen im Juli auch: Quartierspeicher (Fahrpläne 4 und 5)	

Zeitpunkt des Auftretens

Die von Netzenspässen betroffenen Zeitintervalle unterscheiden sich in Szenario 5 tageweise stark und werden weiterhin durch E-Fahrzeug-Ladevorgänge, Wärmepumpen und Heimspeicher im Lastbetrieb verursacht. Es ist zu betonen, dass nicht an jedem Tag Marktsignale in den Prognosen hinterlegt sind. An einigen Tagen treten weiterhin die bereits in Szenario 1 und 2 detektierten Stromüberlastungen am Abend in der Größenordnung 100-117 %_{l_r} auf. Wie schon in Szenario 2 kommen Stromüberlastungen und Spannungsbandunterschreitungen in Szenario 5 an verschiedenen Tagen auch morgens, mittags oder nachts vor. Im Juli wird die tägliche Höchstlast verstärkt abends ab 19:45 Uhr und später erreicht. Im Januar unterliegt der Zeitpunkt der auftretenden Höchstlast stärkeren täglichen Schwankungen. Verglichen mit Szenario 2 werden an manchen Tagen (bspw. am 05.01.2024 18:15 Uhr, 11.01.2024 23:45 Uhr, 24.01.2024 03:30 Uhr und 12.07.2023 21:00 Uhr) bereits bestehende Netzenspässe aufgrund von E-Fahrzeug-Ladevorgängen durch Marktsignale für Wärmepumpen und Heimspeicher noch verstärkt und die Netzauslastung erhöht.

Im Juli werden einige Netzenspässe, die in Szenario 2 auftreten, durch die zusätzlichen Faktoren aus Szenario 5, z.B. eine höhere Einspeiseleistung der PV-Anlagen und Heimspeicher, vermieden (bspw. am 01.07.2023 18:15 Uhr, 09.07.2024 19:45 Uhr und 17.07. 19:15 Uhr) oder reduziert (bspw. am 02.07.2023 08:30 Uhr, 11.07.2023 19:45 Uhr und 13.07.2023 11:15 Uhr). Auch im Januar kommt eine Reduzierung des Netzenspässes um ca. 20 %_{l_r} am 25.01.2024 um 17:30 Uhr vor. Als konkretes Beispiel kann außerdem der 08.07.2023 aufgeführt werden. Um 13:00 Uhr liegt gemäß Szenario 2 eine Trafoauslastung von 143,6 %_{l_r} vor und entspricht der Höchstlast des Tages. In Szenario 5 wird diese auf ca. 109 %_{l_r} reduziert. Allerdings tritt an diesem Tag abends um 22:00 Uhr eine Höchstlast von 229,8 %_{l_r} am Transformator auf.

Mögliche Gründe für die Reduzierung oder Vermeidung von Netzenspässen in Szenario 5 ist eine erhöhte PV-Einspeisung, die auch am frühen Abend noch die Netzauslastung beeinflussen kann. Auch die Einspeisung von Energie aus den verstärkt vorkommenden Heimspeichern ins Netz, vor allem abends und morgens, nachdem die Speicher mittags durch die höhere PV-Leistung verstärkt geladen werden konnten, spielt hier eine Rolle.

Sowohl im Januar als auch im Juli treten in Szenario 5 zusätzliche Netzengpässe auf, die in Szenario 2 nicht detektiert wurden. Wahrscheinlicher Grund sind hohe Gleichzeitigkeiten durch die zusätzliche Berücksichtigung von Marktsignalen bei Wärmepumpen und Heimspeichern, zum Teil zusätzlich zu bereits stattfindenden Ladevorgängen für E-Fahrzeuge. Die zusätzlichen Netzengpässe treten zu unterschiedlichen Tageszeiten auf, bspw. morgens am 07.01.2024 um 08:45 Uhr, mittags am 31.01.2024 um 13:45 Uhr, spätabends am 10.07.2023 um 22:15 Uhr, nachts am 30.07.2023 um 03:00 Uhr oder auch am früheren Abend am 10.01.2024 um 17:30 Uhr. In einigen Fällen treten die zusätzlichen Netzengpässe abends auf, wenn bereits gemäß Szenario 1 ohne Marktsignale die meisten E-Fahrzeug-Ladevorgänge stattfinden und die Netzauslastung am höchsten ist, im Januar eher am frühen Abend ab 17:30 Uhr, im Juli am späteren Abend ab 21:30 Uhr.

Für die in Szenario 5 zusätzlich auftretenden oder verstärkten Netzengpässe wurden häufiger Stromauslastungen in der Größenordnung 170-200 % I_{IT} ermittelt, was in Szenario 2 nur in Ausnahmefällen vorkam.

Eine genauere Untersuchung der Netzauslastung und die Gegenüberstellung der ermittelten Flexibilitätsfahrpläne für die Szenarien erfolgt in den Kapiteln 1.1.9 und 1.1.10.

1.1.9 Gegenüberstellung der Szenarien: Netzauslastung

Durch die Anpassung der Prognosewerte im Rahmen von Lastverschiebungen aufgrund vorangehender Flexibilitätseinsätze (vgl. Kapitel 2.3.3.1-3) kann es zwischen den fünf erstellten Flexibilitätsfahrplänen zu Unterschieden bei den prognostizierten Spannungs- und Stromwerten, also der Netzauslastung, kommen. Im Folgenden wird die Netzauslastung betrachtet, die sich auf Basis der Prognosen, ggf. angepasst um Lastverschiebungen aus Fahrplan 1, ergibt.

Die ermittelte Netzauslastung in Szenario 1 wurde bereits in Kapitel 0 genauer erläutert. Im Folgenden werden auch die übrigen Szenarien gegenübergestellt.

Abbildung III-11 zeigt die größte auftretende Stromauslastung an jedem Tag des jeweils betrachteten Monats.

Szenario 1 vs. Szenario 3

Es ist zu erkennen, dass in den Szenarien 1 und 3 (ohne Marktsignale) an den meisten Tagen keine Stromüberlastung auftritt. Im Januar liegen die maximal auftretenden Stromauslastungen zwischen 80 % I_r und 110 % I_r . Die Auslastung von ca. 117 % I_r am 22.01.2024 stellt einen Ausreißer dar. Die Ergebnisse für Szenario 1 und 3 sind fast identisch, die größte auftretende Auslastung ist unabhängig von der PV-Einspeisung, die in Szenario 3 um 50 % höher ist. Die aufgeführten Stromauslastungen für Szenario 3 sind zum Teil geringfügig (< 1 % I_r) kleiner als für Szenario 1. Da abends im Winter, wenn die größten Stromauslastungen auftreten, keine PV-Einspeisung vorliegt, sind die um 10% geringeren Wärmepumpenleistungen in Szenario 3 Ursache für die geringfügige Abweichung. Auch im Juli sind die Ergebnisse für die Szenarien 1 und 3 sehr ähnlich. Die maximalen Stromauslastungen liegen zwischen 68 % I_r und 117 % I_r . Im Juli lässt sich allerdings die Tendenz erkennen, dass in Szenario 3 etwas kleinere Stromauslastungen vorliegen. Das 75%-Quartil des Boxplots ist in Szenario 3 ca. 4 % I_r kleiner als in Szenario 1. Der Einfluss der erhöhten PV-Einspeisung in Szenario 3, der auch am frühen Abend zum Teil noch vorhanden ist, lässt sich hieran erkennen.

Im Juli unterscheiden sich die größten auftretenden Stromauslastungen je Tag stärker als im Januar. Es sind mehr Tage mit Grenzwertverletzungen im Juli vorhanden, sowohl kleinere bis 105 %I_r als auch größere bis 117% I_r. Andererseits sind die Stromauslastungen an vielen Tagen deutlich kleiner mit Werten < 88 %I_r. Es ist anzunehmen, dass im Juli an manchen Tagen höhere Gleichzeitigkeiten des Leistungsbezugs auftreten als im Januar. An anderen Tagen scheint dies weniger der Fall zu sein und ein geringerer Wärmebedarf sowie eine höhere PV-Einspeisung kann zusätzlich zu einer größeren Entlastung des Netzes im Juli führen.

Abbildung III-12 zeigt die jeweils kleinsten auftretenden Spannungen. Hier sind die gleichen Tendenzen zu erkennen. Die Ergebnisse für Szenario 1 und 3 sind sehr ähnlich, im Juli liegen etwas kleinere Spannungen (ca. 0,1 %U_n) als im Januar vor. Alle Spannungen sind größer als der festgelegte untere Grenzwert von 93 %U_n (vgl. Kapitel 2.3.3.1-3.2).

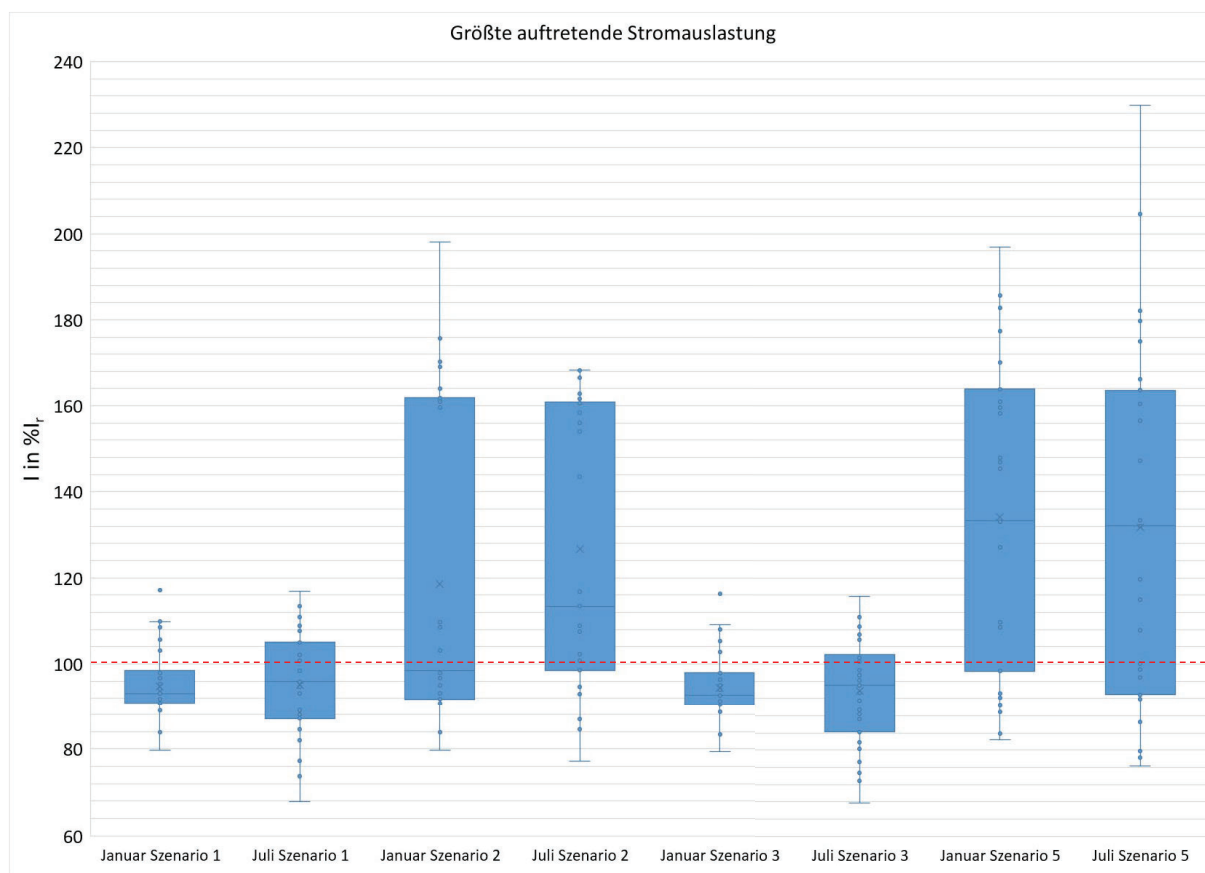


Abbildung III-11: Gegenüberstellung der Szenarien - größte tägliche Stromauslastung

Szenario 2 vs. Szenario 5

In den Abbildungen ist zu erkennen, dass in den Szenarien 2 und 5 deutlich höhere Stromauslastungen und deutlich kleinere Spannungen vorkommen als in den Szenarien 1 und 3. Diese lassen sich durch größere Gleichzeitigen im Verbrauchsverhalten aufgrund von Marktsignalen begründen. Im Januar liegen die Stromauslastungen in beiden Szenarien zwischen 80 und 200 %I_r. Durch zusätzliche Marktsignale für Wärmepumpen und Heimspeicher in Szenario 5 (vgl. Kapitel 1.1.8) sind die dort auftretenden Stromauslastungen allerdings oft größer. Der Median liegt in Szenario 5 bei ca. 133 %I_r, während er in Szenario 2 nur bei ca. 98 %I_r liegt. Auch im Juli ist der Median in Szenario 5 um fast 20 %I_r größer als in Szenario 2, die Mittelwerte unterscheiden sich aber nur um ca. 6%I_r. In Szenario 5 treten einzelne Tage mit sehr hohen Auslastungen > 165 %I_r auf, andererseits gibt es mehr Tage ohne Grenzwertverletzungen < 100 %I_r als

in Szenario 2. Das 25%-Quartil ist in Szenario 5 ca. 7 % I_r kleiner. Die Berücksichtigung zusätzlicher Marktsignale führt vereinzelt zu besonders kritischen Netzzuständen mit erhöhtem Flexibilitätsbedarf. Andererseits ist in Szenario 5 an anderen Tagen auch eine Entlastung des Netzes zu erkennen. Diese unterschiedlich ausfallenden Einflüsse im Juli lassen sich auch gut an der gleichmäßigen Verteilung der Datenpunkte in Szenario 5 erkennen, während in Szenario 2 viele Werte in kleineren Bereichen zwischen 155 % I_r und 168 % I_r sowie < 120 % I_r vorkommen. Im Juli kommt in Szenario 5 an einigen Tagen auch ein entlastender Einfluss durch erhöhte PV-Einspeisung und der größeren Anzahl Heimspeicher im Netz, verglichen mit Szenario 2, zur Geltung, während im Januar die Verstärkung der Netzengpässe durch zusätzliche Marktsignale vorzuziehen ist.

Den positiven Effekt von Heimspeichern und PV-Ausbau erkennt man auch daran, dass in Szenario 5 im Juli tendenziell etwas kleinere Stromauslastungen vorkommen, auch wenn zwei Extremwerte mit Auslastungen > 200 % I_r auftreten. In Szenario 2 sind die Auslastungen im Juli stattdessen etwas höher als im Januar (Median: +ca. 15 % I_r , Mittelwert: +ca. 8 % I_r).

Die auftretenden Extremwerte, die in den Boxplots zu erkennen sind, werden bereits in den voranstehenden Kapiteln des jeweiligen Szenarios näher beleuchtet.

Die Spannungen folgen der gleichen Tendenz. Größere Lastströme entsprechen kleineren Spannungen im Netz. In den Szenarien 2 und 5 treten auch Spannungsbandunterschreitungen auf.

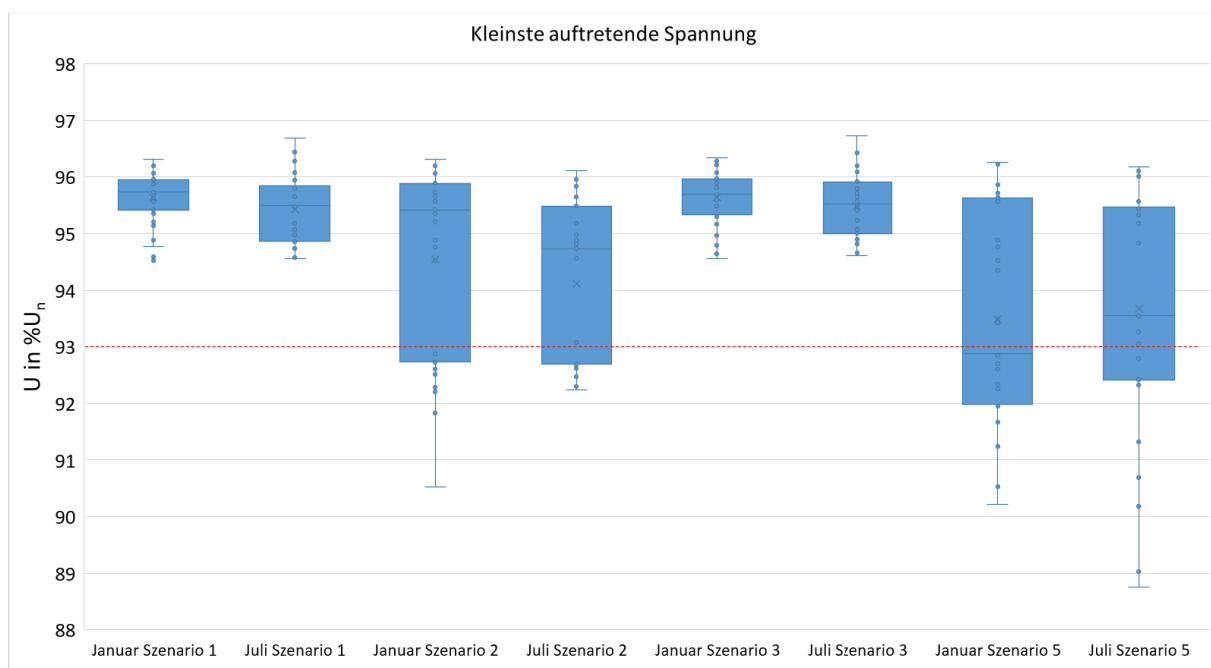


Abbildung III-12: Gegenüberstellung der Szenarien - kleinste tägliche Spannung

1.1.10 Gegenüberstellung der Szenarien: Auswertung der Flexibilitätsfahrpläne

Die ermittelten Flexibilitätsfahrpläne für Szenario 1 wurden bereits detailliert diskutiert. Im Folgenden werden die übrigen Szenarien 2 bis 5 dem Szenario 1 gegenübergestellt.

1.1.10.1 Flexibilitätsenergie

Abbildung III-13 zeigt die Flexibilitätsenergie, die in den Szenarien pro Tag abgerufen wurde, um auftretende Netzengpässe zu vermeiden. Dabei werden in den betrachteten Szenarien Bezugsleistungen reduziert. Der nachzuholende Anteil der Flexibilitätsenergie, die Ausgleichsenergie (vgl. Kapitel 1.1.2), kann im Anschluss zu Zeiten geringerer Netzauslastung nachgeholt werden. Auf die Unterschiede zwischen den fünf Fahrplänen FLEXFP1...5 wurde bereits bei Szenario 1 eingegangen. Die Ergebnisse für Szenario 3 sind hinsichtlich der Netzauslastung sehr ähnlich zu Szenario 1 und zeigen aufgrund etwas höherer Auslastungen einen geringfügig höheren Bedarf an Flexibilitätsenergie. Die Flexibilitätsenergie in den Szenarien 1 und 3 bleibt mit Ausnahme des Fahrplans FLEXFP4 und bis auf einen Tag im Januar (22.01.2024) immer kleiner als 100 kWh.

In den Szenarien 2 und 5 werden aufgrund größerer Überlastungen auch höhere Flexibilitätsenergien benötigt, die sich zumeist in der Größenordnung bis 800 kWh bewegen. In Ausnahmefällen treten Flexibilitätsenergien bis zu 1400 kWh auf. An den Boxplots ist zu erkennen, dass der Bedarf an Flexibilitätsenergie sich abhängig vom betrachteten Tag stark unterscheiden kann. An einigen Tagen werden nur geringe Flexibilitätsenergien < 200 kWh benötigt, an anderen Tagen wurden mittlere Werte zwischen 200 und 600 kWh abgerufen. Extremwerte > 1000 kWh kommen nur bei den Fahrplänen FLEXFP4 und FLEXFP5 sowie an zwei Tagen mit besonders hohen Auslastungen in Szenario 5 vor.

Im Vergleich zwischen den Fahrplänen ist in den Szenarien 2 und 5 auffällig, dass hier insbesondere bei hohen Auslastungen Fahrplan FLEXFP5 die größte Flexibilitätsenergie ergibt (statt Fahrplan FLEXFP4 in den Szenarien 1 und 3). Die Ergebnisse für Fahrplan FLEXFP4 weichen insbesondere im Januar prozentual gesehen weniger stark von den Fahrplänen FLEXFP1...3 ab. Eine mögliche Begründung für Szenario 2 ist, dass durch stärker gleichgerichtetes Ladeverhalten von E-Fahrzeugen aufgrund von Marktsignalen die Bezugsleistungen der E-Fahrzeuge summarisch so groß werden, dass die Wärmepumpenleistungen weniger relevant sind. Nach Abstimmung aller zeitgleich betriebenen Wärmepumpen kommen in Szenario 2 auch bei Fahrplan FLEXFP4 verstärkt Ladestationen für E-Fahrzeuge als Flexibilitäten zum Einsatz. Die Entstehung oder Verstärkung von Netzengpässen durch Lastverschiebungen von Wärmepumpen im Anschluss fällt dann aufgrund der hohen Netzauslastung durch die Ladevorgänge von E-Fahrzeugen weniger stark ins Gewicht. Stattdessen kommt es bei Fahrplan FLEXFP5 und gleichmäßiger Leistungsreduktion an vielen Ladestationen für E-Fahrzeuge verstärkt zu direkt anknüpfenden Nachholeffekten durch die E-Fahrzeuge, die zu neuen Netzproblemen führen können. Insbesondere, wenn nach Ende eines Marktsignals der Ladevorgang der Mehrheit der E-Fahrzeuge gemäß Prognose beendet wird, ist eine Erhöhung der Prognoseleistung zum Energieausgleich an vielen Ladestationen für E-Fahrzeuge zeitgleich möglich und führt erneut zu Netzproblemen (Beispiel: 22.01.2024 16:00 Uhr).

Die beschriebene Auffälligkeit ist in Szenario 5 noch deutlicher ausgeprägt. Hier kommen zum einen Marktsignale für Wärmepumpen hinzu. Bei gleichzeitiger Reaktion von E-Fahrzeugen und Heimspeichern (aber nicht von Wärmepumpen) auf ein Marktsignal fallen die Wärmepumpenleistungen analog zu obiger Beschreibung noch weniger ins Gewicht.

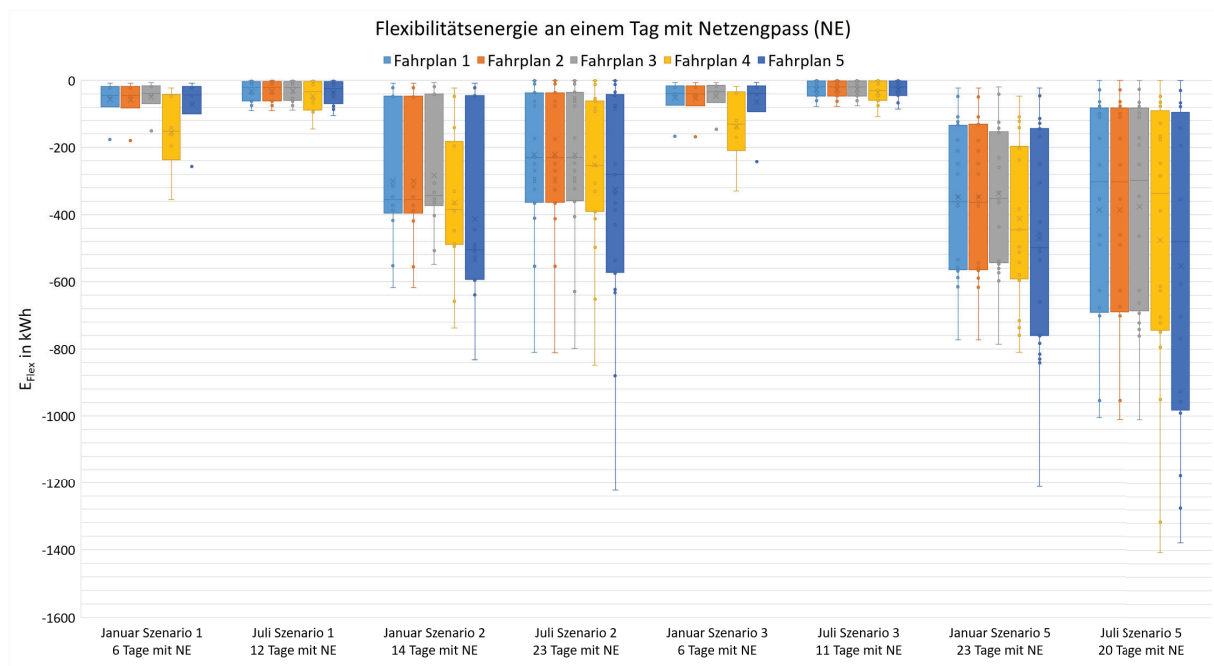


Abbildung III-13: Gegenüberstellung der Szenarien – tägliche Flexibilitätsenergie

1.1.10.2 Anzahl eingesetzter Flexibilitäten

Abbildung III-14 zeigt die Anzahl der pro Tag eingesetzten Flexibilitäten zur Behebung von Netzengpässen. In den Szenarien 1 und 3 werden für die Fahrpläne 1-3 nicht mehr als 40 Flexibilitäten eingesetzt, für die Fahrpläne 4 und 5 nicht mehr als 105.

In den Szenarien 2 und 5 werden bis zu 100 Flexibilitäten für die Fahrpläne 1-3 und bis zu 150 für die Fahrpläne 4 und 5 eingesetzt. Bei 74 Wärmepumpen im vorliegenden Netzgebiet, die zumeist nicht alle gleichzeitig im Leistungsbezug sind, werden in diesen Szenarien für Fahrplan 4 fast immer auch Wallboxen zum Flexibilitätseinsatz herangezogen (vgl. vorangehendes Kapitel).

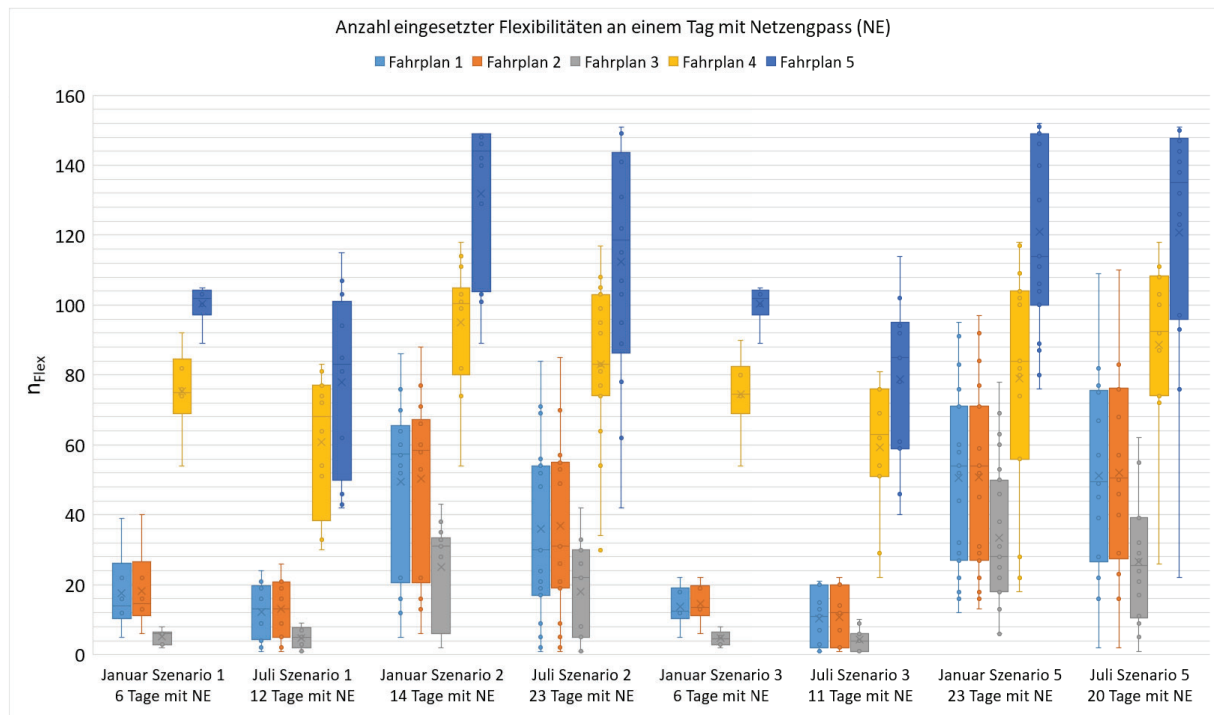


Abbildung III-14: Gegenüberstellung der Szenarien – Anzahl täglich eingesetzter Flexibilitäten

1.1.10.3 Dauer des Flexibilitätseinsatzes

Abbildung III-15 zeigt die Dauer des Flexibilitätseinsatzes in den Szenarien pro Tag. Szenario 3 ist aufgrund der Ähnlichkeit zu Szenario 1 hier nicht mehr dargestellt. Wie viele Zeitintervalle von einem Flexibilitätseinsatz betroffen sind, kann tagesabhängig sehr unterschiedlich sein. Die betroffene Zeit pro Tag liegt zumeist zwischen einer Viertelstunde und 3 Stunden. Nur an wenigen Tagen von Szenario 2 und Szenario 5 kommt es zu einem Flexibilitätseinsatz von bis zu 5,25h am Tag. Diese müssen nicht zwangsläufig zusammenhängend auftreten. Die Unterschiede zwischen den Fahrplänen sind gering. Teilweise kommt es zu einer Verlängerung des Netzengpasses aufgrund aus Netzsicht ungünstiger Lastverschiebungen.

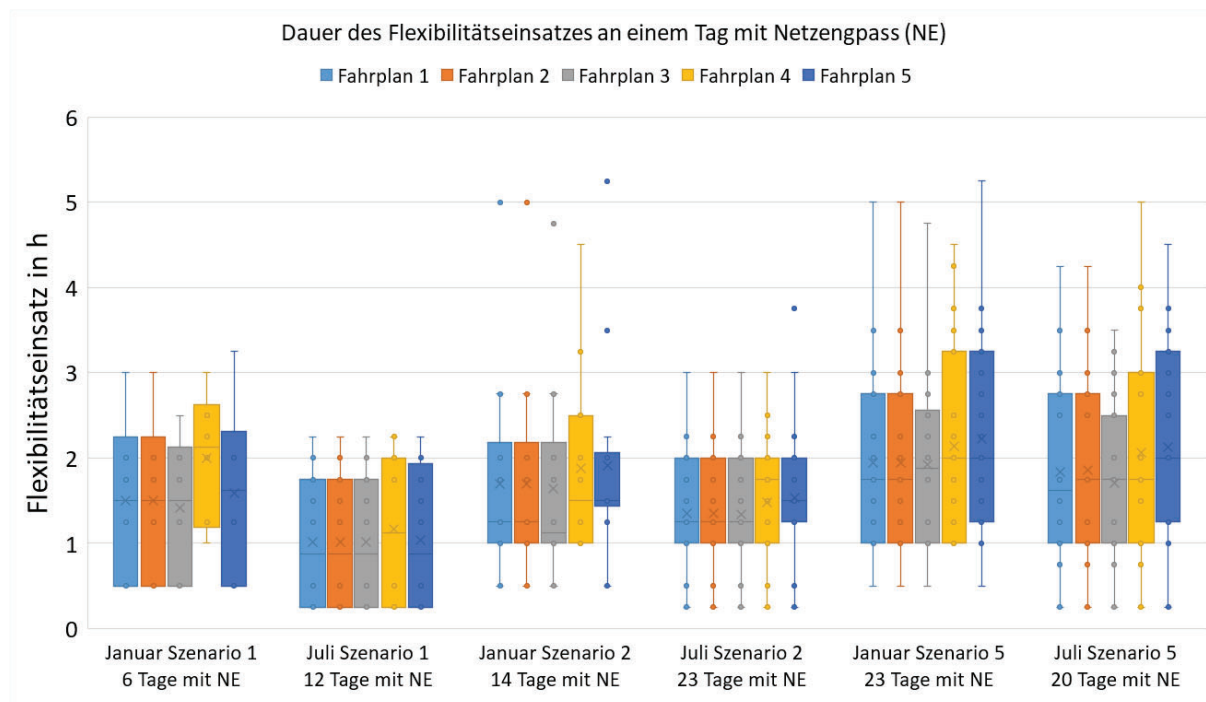


Abbildung III-15: Gegenüberstellung der Szenarien – tägliche Dauer des Flexibilitätseinsatzes

1.1.10.4 Maximal abgerufene Flexibilitätsleistung in einem 15-Minuten-Intervall

In Abbildung III-16 ist die an einem Tag mit Netzengpass maximal auftretende summarische Leistungsreduktion pro 15-Minuten-Intervall dargestellt. In Szenario 2 treten betragsmäßig Maximalwerte bis zu 500 kW auf, in Szenario 5 bis zu 700 kW. Mit einer summarischen Bemessungsleistung der im Netz vorhandenen Wallboxen und Wärmepumpen von 1,5 MW wird in einem Extremfall in Szenario 5 fast 50% der vorhandenen Leistung als Flexibilität abgerufen. Allerdings wird in diesem Fall der Leistungsbezug des Quartierspeichers um ca. 46 kW reduziert. Im Regelfall übersteigt der Flexibilitätsabruf 1/3 der summarischen Bemessungsleistung nicht.

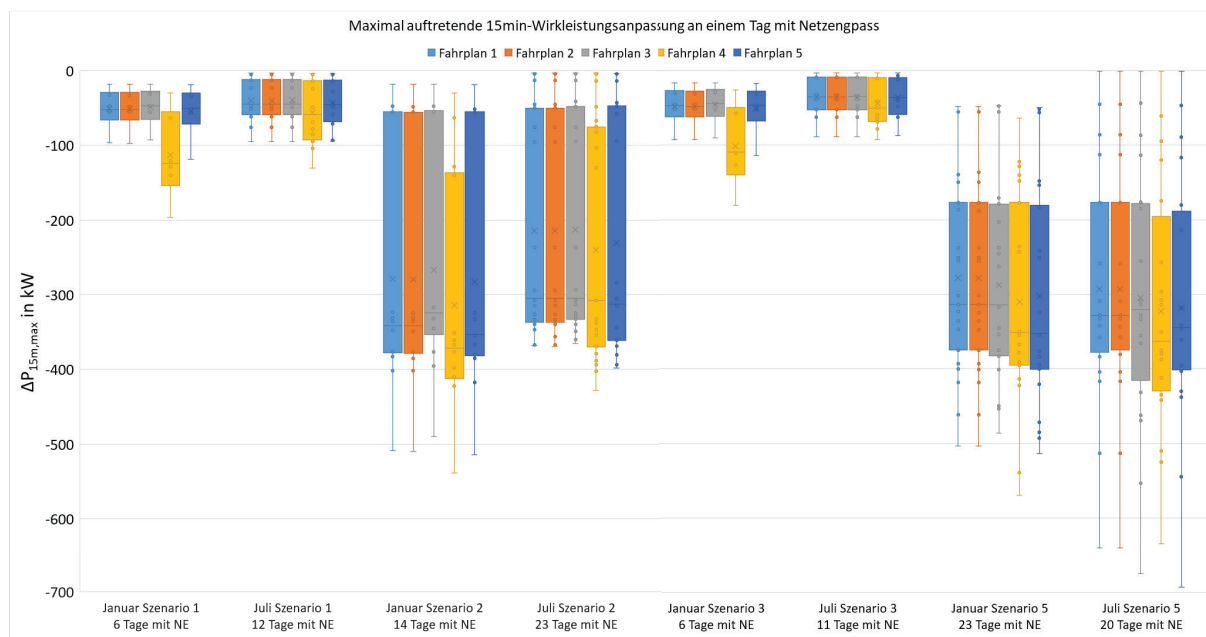


Abbildung III-16: Gegenüberstellung der Szenarien - maximal abgerufene Flexibilitätsleistung in einem 15-Minuten-Intervall

Nimmt man die nach ⁴⁰§14a EnWG festgesetzte Minimalleistung von 4,2 kW, die an einer Anlage immer zur Verfügung gestellt werden muss, zum Vergleich, lässt sich zusätzlich festhalten, dass in Fahrplan 5 dieser Leistungswert für E-Fahrzeuge nie unterschritten wird. Bei Wärmepumpen ist dies allerdings schon der Fall, da hier bereits die prognostizierten Leistungen häufig < 4,2 kW sind.

⁴⁰§14a EnWG Netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzan-schlüssen; Festlegungskompetenzen

1.2 Alternative Optionen zur Vermeidung der auftretenden Netzengpässe

Ergänzend oder anstelle des im Projekt betrachteten Verfahrens der Wirkleistungsanpassung von steuerbaren Anlagen kommen bspw. folgende Optionen zur Vermeidung der Netzengpässe infrage.

1.2.1 Netzausbau/-verstärkung des Drehstromnetzes

In den Szenarien sind hauptsächlich der Ortsnetztransformator und zentrale Stammstrecken-Leitungen von Netzengpässen betroffen. Es ist zu erwarten, dass der detektierte Flexibilitätsbedarf durch einen Transformator mit höherer Bemessungsleistung und den Ausbau zentraler Netzzweige in elektrisch kurzer Entfernung zur Ortsnetzstation erheblich gesenkt werden kann.

1.2.2 Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators

In den betrachteten Szenarien hatte die Stufung durch die vorhandene Spannungsregelung des Ortsnetztransformators nur geringen Einfluss auf den Flexibilitätsbedarf, da hauptsächlich strombedingte Netzengpässe detektiert wurden. Seltener auftretende Spannungsbandverletzungen traten in elektrisch größerer Entfernung zum Transformator auf und führten nur selten zu einer Stufung durch die Spannungsregelung.

1.2.3 Einsatz von Blindleistung zur Spannungsregelung

Mit einer gezielten Blindleistungsbereitstellung durch die im Netz vorhandenen Netzstromrichter (bspw. von PV-Anlagen oder Wallboxen) kann der Bedarf an Wirkleistungsanpassungen reduziert werden. Modelle für die Blindleistungsregelung von Anlagen gemäß VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 [2] sind im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner vorhanden, wurden im Rahmen des Projekts „MobiGrid“ aber nicht mit dem entwickelten Verfahren zur Ermittlung von Flexibilitätslösungen durch Wirkleistungsanpassung kombiniert.

1.2.4 Einsatz von DC-Netzen

Parallel zu den Entwicklungsarbeiten wurde im Projekt „MobiGrid“ die Frage diskutiert, ob Gleichstromnetze (DC-Netze) eine weitere Option darstellen könnten, das Auftreten kritischer Situation im Drehstromnetz (AC-Netz) zu vermeiden.

DC-Netze konnten sich historisch nicht gegen AC-Netze durchsetzen, obwohl sie physikalisch effizienter betrieben werden könnten (z. B. höhere Strombelastbarkeit, keine Blindleistungsverluste). Das schlagende Argument für AC-Netze bestand Ende des 19. Jahrhunderts aber in der einfachen Transformierbarkeit der Spannung und damit leichten Transportfähigkeit von Strom über große Entfernungen.

Mit der Entwicklung moderner Leistungselektronik und der zunehmenden Verbreitung gleichstrombasierter Erzeuger und Verbraucher (PV, E-Fahrzeuge, Batteriespeicher, LED-Beleuchtung, Kommunikationselektronik, Verbraucher mit Gleichstrom-Zwischenkreis) reduziert sich der Vorteil von Wechselspannung auf sehr relevante Sicherheitsaspekte. Das Öffnen von Kontakten unter Last führt wegen der induktiven Wirkung der AC-Netze zum Zünden von

Lichtbögen, die im Stromnulldurchgang von selbst erlöschen und damit zu einer unproblematischen Unterbrechung des Stromflusses führen.

Während der Einführung von DC-Netzen in Haushalten somit noch akute technische Herausforderungen und fehlende Normen und Standards im Wege stehen, scheint eine DC-Versorgung eines Haushalts perspektivisch eher Vorteile gegenüber AC-Netzen zu bieten.

Die hierzu erforderlichen Untersuchungen und Entwicklungen waren nicht Gegenstand des Projektes „*MobiGrid*“, bieten aber sicher Potenzial für andere Forschungsprojekte.

Im Projekt „*MobiGrid*“ konzentrierte sich die Frage darauf, ob ein DC-Netz zur Beladung von E-Fahrzeugen parallel zu einem existierenden AC-Netz eine sinnvolle Option sein könnte.

Grundsätzlich kann dabei unterschieden werden, ob die Fahrzeuge im privaten oder öffentlichen Bereich geladen werden sollen und ob die AC/DC-Wandlung in Haushalten oder in zentralen Wandlerstationen erfolgt. Die AC/DC-Wandlung in Haushalten entspricht bezüglich der Auswirkungen auf das Verteilnetz dem aktuellen Status, wobei die Wandlung im E-Fahrzeug erfolgt, das an eine AC-Wallbox angeschlossen ist. Damit verblieben zwei potenzielle Szenarien, die qualitativ untersucht wurden:

- **Szenario 1**
AC-DC Wandlerstation im öffentlichen Raum, mit/ohne Speicher; DC-Netz zu den Haushalten, Beladung der Fahrzeuge über DC-Wallbox im privaten Bereich.
- **Szenario 2**
AC-DC-Wandlerstation im öffentlichen Raum, mit/ohne Speicher; Installation von DC-Ladesäulen in der Umgebung der Wandlerstation; Beladung der Fahrzeuge über DC-Ladesäulen im öffentlichen Bereich.

Beide Szenarien führen durch die zentrale Wandlerstation zu einer räumlichen Konzentration des Leistungsbedarfs im ⁴¹AC-Netz gegenüber der dezentralen Wandlung in Haushalten. Erfolgt die Wandlung in der gleichen Transformatorstation, über die auch die AC-Versorgung der Haushalte bereitgestellt wird, und wird die gleiche Anzahl an Haushalten an den DC-Netzabgang angeschlossen, ändert sich die Belastung des dem Transformator vorgelagerten Stromnetzes nicht, wobei Unterschiede der Wandlereffizienz und Wirkverluste in den Leitungen vernachlässigt werden. In dem AC-Netz von der Transformatorstation zu den Haushalten wird der Leistungsbedarf reduziert und auf ein neu zu errichtendes DC-Netz verlagert.

Stößt das bestehende AC-Netz bereits ohne E-Mobilität an seine Kapazitätsgrenzen, könnte dieses Vorgehen eine Möglichkeit bieten, den Ausbau des AC-Netzes zu vermeiden. Allerdings ist auch dies nicht gesichert. Mit einem zunehmenden Ausbau an PV auf Hausdächern steigt die Belastung der AC-Netze im Sommer durch zunehmende Stromeinspeisung. Eine direkte DC- oder AC-Nutzung in den Haushalten zur Beladung von E-Fahrzeugen könnte hier also sogar zu einer Entlastung der AC-Netze führen – ein entsprechend funktionales Energiemanagementsystem zur Steuerung vorausgesetzt. In den Szenarien des Projektes „*MobiGrid*“ wird die maximale Netzbelastung allerdings immer noch durch den Zusammenfall von Wärmebedarf und Beladung von E-Fahrzeugen im Winter erreicht.

⁴¹ AC-Netz - Alternating Current-Netz (Wechselstrom)

Der Entlastung eines bestehenden AC-Netzes steht in Szenario 1 die Verlegung eines parallelen DC-Netzes ⁴²zum gesamten AC-Netz gegenüber. Qualitativ erscheint für diesen Fall die Verstärkung des bestehenden AC-Netzes sinnvoller als die parallele Verlegung eines neuen DC-Netzes. Im Detail müsste in weiterführenden Projekten untersucht werden, ob die Entfernung alter Leitungen und deren Ersatz durch stärkere Leitungen günstiger oder teurer wäre als die ergänzende Verlegung neuer Leitungen (Material, Erdarbeiten).

Eine spezielle Frage in Szenario 1 ist die regulatorische Einordnung eines parallelen DC-Netzes als Stromnetz der öffentlichen Versorgung oder als Kundenanlage. Im Falle einer Behandlung als Kundenanlage ergäben sich evtl. geringere Netzentgelte für die Nutzung des DC-Netzes gegenüber dem AC-Netz, was in den Betrachtungen berücksichtigt werden müsste. Im Fall von „MobiGrid“ wurde davon ausgegangen, dass das DC-Netz nicht als Kundenanlage zu betrachten ist.

Gegen Szenario 1 spricht die Tatsache, dass DC-Ladesäulen derzeit noch deutlich teurer sind als AC-Ladesäulen und in geringen Leistungsklassen (11-22 kW) nur selten zu finden sind. Spannend könnte Szenario 1 hingegen werden, wenn auf Hausseite komplett auf eine Wallbox verzichtet werden und aus dem ankommenden DC-Anschluss direkt das Auto versorgt werden könnte. Dies entspräche gedanklich einer DC-Ladestation mit einer Vielzahl abgehender Ladekabel erheblicher Länge, aber geringer Leistung.

Szenario 2 unterscheidet sich von Szenario 1 letztlich in der Länge, Anzahl und Leistungsfähigkeit der von der Wandlerstation abgehenden DC-Kabel. In der Kombination von Wandlerstation und Ladesäulen würde man in der Regel Schnellladestationen mit hoher Leistung installieren, da bei langen Ladezeiten der Flächenbedarf für eine ausreichende Anzahl an Stellplätzen zu groß würde. Soweit ausreichende Flächen hierfür vorhanden sind, spricht aus aktueller Sicht nichts gegen eine technische Realisierung von Szenario 2. Wirtschaftlich erscheint dieses Vorgehen auf jeden Fall besser als eine flächendeckende Netzverstärkung oder parallele Verlegung eines DC-Netzes. Allerdings erscheint es fraglich, ob diese Option auf Akzeptanz bei den Projektteilnehmern stößt. Im Rahmen der Feldtests und begleitenden Kundenbefragungen wurde deutlich, dass Haushalte den Komfort einer eigenen Lademöglichkeit direkt am Haus stark bevorzugen würden. Dabei spielten die Entfernung der Lademöglichkeit zum eigenen Haus und die Planbarkeit der Ladevorgänge die entscheidenden Rollen. Ein weiteres Argument gegen Szenario 2, das allerdings in den Feldtests nicht geäußert wurde, könnte sein, dass die häufige Ladung von E-Fahrzeugen mit hoher Leistung zu einer frühzeitigen Alterung der Batterie führt und damit letztlich wirtschaftliche Nachteile für die Fahrzeugbesitzer mit sich bringt. Stärken besitzt Szenario 2 hingegen eindeutig, wenn die E-Fahrzeuge zu einer Car-Sharing Flotte gehören und ein Lademanagementsystem ein bedarfsgerechtes, schonendes Laden der Fahrzeuge ermöglicht.

Sowohl in Szenario 1 als auch in Szenario 2 führt die Kombination mit einem Batteriespeicher dazu, dass die Leistungsspitzen aus der Ladeleistung der E-Fahrzeuge gegenüber dem AC-Netz abgepuffert werden können. Beide Szenarien würden dies effektiver erreichen als die Kombination von Heimspeichern mit Wallboxen in Haushalten mit AC-Anbindung. Da die typische Leistung von Heimspeichern aktuell nicht ausreicht, um die Ladung eines E-Fahrzeugs komplett aus der Batterie zu ermöglichen, verbliebe in dieser Situation immer eine Restbelastung des

⁴² DC-Netz – Direct Current (Gleichstrom)

AC-Netzes aus dem Ladevorgang. Außerdem ist die Kapazität eines Heimspeichers im Vergleich zu einer Fahrzeugbatterie so gering, dass ein Heimspeicher auch bei guter Steuerung nur Leistungsspitzen abpuffern könnte. Ein Quartierspeicher könnte hingegen sowohl in Bezug auf Leistung als auch Energie die Option bieten, einzelne Ladevorgänge komplett vom AC-Netz zu entkoppeln, stieße bei hoher Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge aber auch an seine Grenzen.

Nicht unerwähnt sollte bleiben, dass ein Quartierspeicher auch ohne DC-Netz oder verbundene DC-Ladesäulen bereits eine stabilisierende Wirkung im Netz entfalten kann, insbesondere wenn die kritischen Netzzustände auf eine Überlastung von Transformatoren oder zentralen Netzabschnitten zurückzuführen sind, die von dem Speicher gezielt entlastet werden können.

Fazit

Ein DC-Netz führt zunächst nicht zu einer Reduktion von Leistungsschwankungen im AC-Netz aufgrund von Ladevorgängen von E-Fahrzeugen. Es verlagert lediglich den Ort, an dem diese Leistungsschwankungen im AC-Netz wirksam werden, auf den Ort der Wandlerstation. Ist ein bestehendes AC-Netz hinter einer Transformatorstation bereits ausgelastet, verfügt das der Transformatorstation vorgelagerte Stromnetz jedoch noch über ausreichende Reserven. Der Aufbau einer Wandlerstation parallel zur Transformatorstation kann helfen, den Ausbau des nachgelagerten AC-Netzes zu vermeiden.

Nur in speziellen Fällen erscheint in diesem Fall aber die Verlegung eines DC-Netzes parallel zum bestehenden AC-Netz sinnvoll. Der Aufbau von DC-Lademöglichkeiten in der Umgebung der Wandlerstation erscheint technisch sinnvoller, kann jedoch auf Akzeptanzprobleme stoßen.

In Bestandsquartieren erscheint es daher fraglich, ob DC-Netze einen messbaren Beitrag zur Vermeidung kritischer Netzsituationen leisten können. Interessanter erscheint hier die Installation von Quartierspeichern oder der klassische Netzausbau, wenn die Möglichkeiten der dezentralen Flexibilitätsaktivierung nicht ausreichen sollten.

In Neubauquartieren stellt sich zunehmend die Frage, ob diese nicht von vornherein mit DC-Netzen erschlossen werden sollten. Solange Haushaltsgeräte noch eine AC-Versorgung benötigen, könnte die DC/AC-Wandlung in den Haushalten erfolgen. Damit bestünde aber die Option, in der Zukunft auf eine DC-Versorgung von Haushalten umzusteigen, ohne das vorgelagerte Netz verändern zu müssen. Ebenfalls im Zusammenhang mit Neubauquartieren werden verstärkt andere Mobilitätskonzepte diskutiert. Die Verkehrsberuhigung von Wohnbereichen und ein Zusammenfassen von Parkflächen, ggf. in Verbindung mit Car-Sharing-Angeboten, macht eine DC-Erschließung dieser Parkflächen und Installation von DC-Ladesäulen sinnvoll.

1.2.5 Übererregter Betrieb von Ladestationen im vermaschten und unvermaschten Netz

Bei dem betrachteten Feldtestgebiet handelt es sich um ein vermaschtes Niederspannungsnetz. Da auf Niederspannungsebene unvermaschte Netzstrukturen üblich sind, wurde eine unvermaschte Topologievariante des betrachteten Netzes in der Netznachbildung erzeugt, indem ausgewählte Maschen aufgelöst, d.h. als offene Ringe betrieben wurden. Im Folgenden werden die Ergebnisse des vermaschten und unvermaschten Netzbetriebes gegenübergestellt. Dabei wird der 22. Januar 2024 im Szenario 1 betrachtet.

Für die E-Fahrzeug-Ladevorgänge wurde bisher ein Verschiebungsfaktor $\cos\varphi=1$ am Netzanschlusspunkt (NAP) angenommen. Alternativ wird für diese eine Blindleistungseinspeisung mit

einem Verschiebungsfaktor $\cos\varphi=0,97$ übererregt gegenübergestellt. Durch die Blindleistungseinspeisung wird die Netzspannung, die durch den Wirkleistungsbezug verringert wird, tendenziell angehoben. Unter der Annahme, dass sich die Bezugsanlagen, wie z.B. Ladestationen für E-Fahrzeuge, als Leistungssenken (PQ-Knoten) mit $P = \text{konst.}$ verhalten, wird durch die Anhebung der Netzspannung der Wirkstrombezug tendenziell verringert. Es muss allerdings beachtet werden, dass die Blindstromeinspeisung im übererregten Betrieb diesem Effekt entgegenwirkt. Um die resultierende Stromauslastung I_L zu bewerten, muss der Scheinstrom als Überlagerung von Wirkstrom I_w und Blindstrom I_b bewertet werden.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad \text{Gl. III.2}$$

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{LL}} = \sqrt{I_w^2 + I_b^2} \quad \text{Gl. III.3}$$

Unter Beachtung des nach EN 50160 [1] normativ zulässigen Spannungsbandes kann die Leiter-Leiter-Spannung U_{LL} in erster Näherung als Nennspannung U_n angenommen werden.

$$U_{LL} \approx U_n \quad \text{Gl. III.4}$$

Wie die obigen Betrachtungen zeigen, steigt im übererregten Betrieb durch die Einspeisung von Blindstrom I_b ins Stromnetz die Strombelastung I_L tendenziell an.

Abbildung III-17 zeigt die kleinste auftretende Spannung am 22.01.2024 nach Szenario 1, sowohl für die ursprüngliche Modellierung der E-Fahrzeug-Ladevorgänge mit $\cos\varphi=1$, als auch mit induktiver Blindleistungseinspeisung über einen Verschiebungsfaktor $\cos\varphi=0,97$ übererregt. Durch den übererregten Betrieb der Wallboxen und Ladesäulen wurde die Spannung im vermaschten Netz bei einer zugrundeliegenden Spannung von 94,6 % U_n um ca. 1,4 % U_n angehoben. Im unvermaschten Netz konnte die Spannung von 90,9 % U_n um ca. 2 % angehoben werden.

Ein Leistungsbezug im übererregten Betrieb kann Netzengpässe aufgrund zu kleiner Netzspannungen reduzieren oder vermeiden. In den betrachteten Szenarien im vermaschten Netz ist ein solcher Einsatz von Blindleistung allerdings weniger relevant. Wie auch am hier gezeigten Tag, treten in den Szenarien 1 und 3 keine Spannungsbandprobleme auf. In den Szenarien 2 und 5 (mit Marktsignalen) kommen Unterschreitungen des zulässigen Grenzwertes zwar vor, allerdings gemeinsam mit Überlastungen an Transformator und Stammleitungen (vgl. vorangehende Kapitel zu den Szenarien). Wenn diese durch Flexibilitätseinsatz behoben werden, sind keine Spannungsbandverletzungen im Netz vorhanden. In Kombination mit konventionellem Netzausbau in Form eines Transformators höherer Bemessungsleistung und dem Ersatz der vereinzelt betroffenen Stammleitungen könnten Netzengpässe durch zu kleine Spannungen allerdings deutlich relevanter werden (Szenarien 2 und 5). In diesem Fall kann eine gezielte Blindleistungsbereitstellung die Höhe der Grenzwertverletzung und infolgedessen den Flexibilitätsbedarf reduzieren.

Im unvermaschten Netz sind spannungsbedingte Netzengpässe deutlich relevanter, wie man im Diagramm anhand des deutlich niedrigeren Spannungswertes (bei $\cos\varphi=1$ fast 4 % U_n kleiner

als im vermaschten Netz) am 22.01. erkennen kann. Wie weiterführende Untersuchungen zeigen, wird an diesem Tag in Szenario 1 bei $\cos\phi=1$ im unvermaschten Netz bspw. um 20:15 Uhr während eines Flexibilitätseinsatzes die Stromauslastung am Transformator auf 90 % I_T reduziert, da die Spannungsbandverletzungen darüberhinausgehenden Flexibilitätsbedarf verursachen. Hier kann eine gezielte Blindleistungsbereitstellung ein wertvolles Werkzeug zur Reduzierung des Flexibilitätsbedarfs sein.

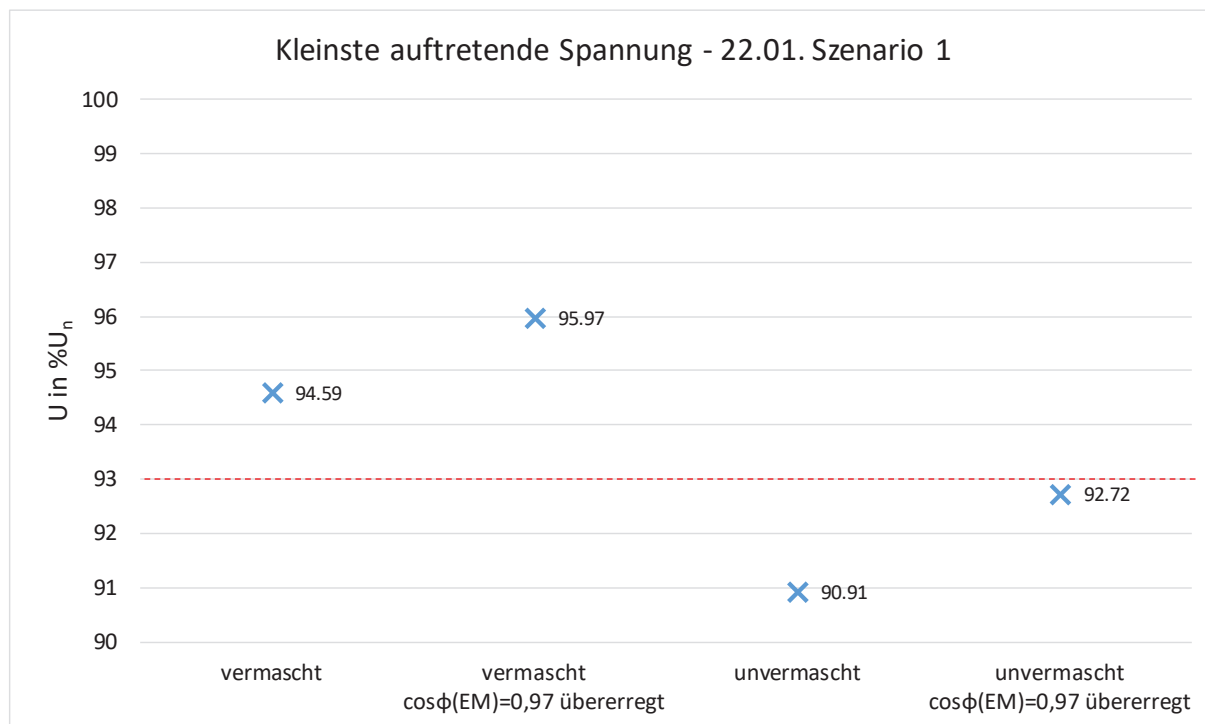


Abbildung III-17: Kleinste täglich auftretende Knotenspannung - E-Fahrzeug-Ladevorgänge im übererregten Betrieb

Abbildung III-18 zeigt die zugehörigen größten täglichen Stromauslastungen für die betrachteten Fälle. Sowohl im vermaschten als auch im unvermaschten Netz kommt es zu einem Anstieg der größten Stromauslastung um ca. 1 % I_r . Im unvermaschten Netz bei Dominanz von Spannungsbandverletzungen ist dies weniger relevant. Im vermaschten Netz, in dem die auftretenden Spannungsreduktionen in den betrachteten Szenarien eine untergeordnete Rolle spielen, steigert die Blindleistungsbereitstellung von E-Fahrzeugen den Flexibilitätsbedarf durch Verstärkung des strombedingten Netzengpasses. Die folgende Abbildung III-19 zeigt die Flexibilitätsenergie am 22.01. für die betrachteten Fälle. Durch die Anhebung der Stromauslastung um 1 % I_r ist ein eher geringer Anstieg des Flexibilitätsbedarfs zu erwarten.

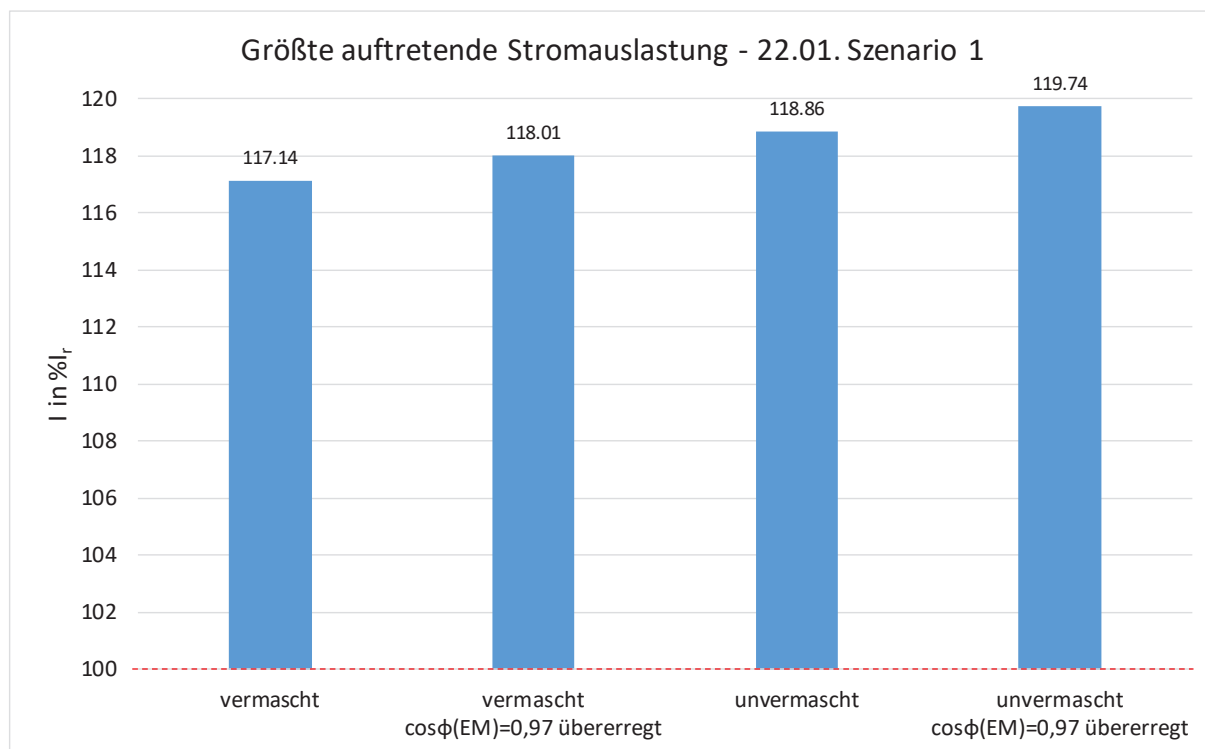


Abbildung III-18: Größte täglich auftretende Stromauslastung - E-Fahrzeug-Ladevorgänge im übererregten Betrieb

Aus Abbildung III-19 wird der Einfluss des übererregten Betriebs der Wallboxen und Ladesäulen auf den Flexibilitätsbedarf deutlich. Im vermaschten Netz wird der Flexibilitätsbedarf am 22.01. in Szenario 1 durch die zusätzliche Blindleistung um eine zusätzlich verschobene Energiemenge von ca. 30 kWh erhöht. Die Erhöhung der Stromauslastungen durch den zusätzlichen Blindstrom ist hier dominant. Im unvermaschten Netz kann dagegen die Flexibilitätsenergie durch die zusätzliche Blindleistung reduziert werden. In Fahrplan 3 wird bei übererregtem Betrieb der E-Fahrzeug-Ladevorgänge ca. 120 kWh weniger Energie verschoben, um die Netzengpässe zu beseitigen. Hier ist die Erhöhung der Spannungen durch den zusätzlichen Blindstrom und die damit einhergehende Verringerung der Spannungsgrenzwertverletzungen dominant.

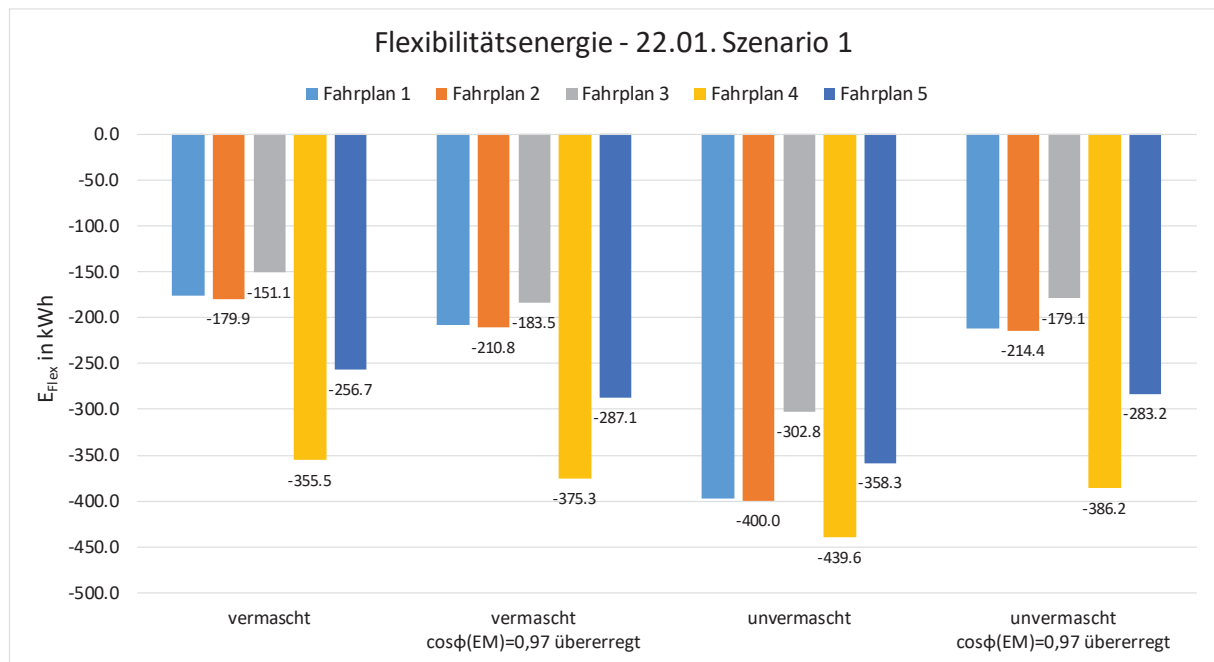


Abbildung III-19: Flexibilitätsenergie pro Tag - E-Fahrzeug-Ladevorgänge im übererregten Betrieb

2 Abschätzung der Unschärfe d. Verfahrens zur Berechnung der Flexibilitätsbedarfe

Der Lösungsalgorithmus zur Berechnung der Flexibilitätsbedarfe verwendet, wie beschrieben, für jedes 15-Minuten-Intervall nach einer initialen Lastflussberechnung einen Linearisierungsansatz zur Berechnung des neuen Netzzustandes, der sich durch den Abruf der Flexibilitätspotenziale ergibt. Durch die Verwendung von Sensitivitäten zur Berechnung des Netzzustands infolge verschiedener Flexibilitätseinsätze entsteht somit ein Linearisierungsfehler. Dieser Fehler führt dazu, dass die Strom- und Spannungswerte, die durch den Lösungsalgorithmus berechnet werden, von den Werten abweichen, die durch eine numerische Lösung des nichtlinearen Gleichungssystems mit einer Lastflussberechnung ermittelt werden. In diesem Kapitel wird der Linearisierungsfehler eingehender untersucht, wobei zur numerischen Lösung des nichtlinearen Gleichungssystems das im Netzberechnungsprogramm ebenfalls vorhandene Stromiterationsverfahren [3] Verwendung findet.

Verglichen werden zum einen die Mitsystemspannungen aller Netzknoten und die Mitsystemströme aller Netzzweige des betrachteten Stromnetzes. In diesem Kapitel werden die durch den Lösungsalgorithmus, d.h. den Linearisierungsansatz ermittelten Werte, zum besseren Verständnis als „Messwerte“ bezeichnet. Der Vektor $\mathbf{u}_m$ enthält die Messwerte der komplexen Knotenspannungen, während der Vektor $\mathbf{i}_m$ die Messwerte der komplexen Zweigströme enthält. Die numerische Lösung durch die Lastflussberechnung mit Stromiterationsverfahren wird hingegen als „wahrer Wert“ bezeichnet. Der Vektor $\mathbf{u}_w$ enthält die „wahren Werte“ der komplexen Knotenspannungen, während der Vektor $\mathbf{i}_w$ die „wahren Werte“ der komplexen Zweigströme enthält. Als Grundlage zur Abschätzung des Linearisierungsfehlers dient das Feldtestgebiet. Die Berechnung der Messwerte und auch der wahren Werte erfolgt mithilfe von Prognosedaten aus dem Prognosemodell. Um eine ausreichend große Datenmenge für die Analyse zu generieren, werden Grenzwertverletzungen künstlich provoziert, indem die

einzuhaltenden Grenzwerte mit Hilfe der Einstellwerte im Netzberechnungsprogramm klein genug gewählt werden. Insgesamt umfasst die Stichprobe 1.386 Zweigströme und 1.218 Knotenspannungen.

Als Maß für den Linearisierungsfehler wird der Vektor der absoluten Messabweichung δ_{abs} aus Messwerten und wahren Werten gebildet.

$$\delta_{U,abs} = \mathbf{u}_m - \mathbf{u}_w \quad \text{Gl. III.5}$$

$$\delta_{I,abs} = \mathbf{i}_m - \mathbf{i}_w \quad \text{Gl. III.6}$$

Um die Höhe des Fehlers besser einordnen zu können, wird der Betrag der absoluten Messabweichung auf die Bemessungswerte $\mathbf{u}_r$, $\mathbf{i}_r$ der zugehörigen Betriebsmittel bezogen. Die sich ergebende Größe wird im weiteren als bezogene Messabweichung δ_{rel} bezeichnet und in % angegeben.

$$\delta_{U,rel} = \frac{|\delta_{U,abs}|}{\mathbf{u}_r} \cdot 100 \quad \text{Gl. III.7}$$

$$\delta_{I,rel} = \frac{|\delta_{I,abs}|}{\mathbf{i}_r} \cdot 100 \quad \text{Gl. III.8}$$

Da der Linearisierungsfehler mit zunehmender Arbeitspunktverschiebung größer wird, bietet es sich an, den Fehler auf eine Größe zu beziehen, die einen kausalen Zusammenhang zur Höhe der Arbeitspunktverschiebung aufweist. Bei dem in dem Vorhaben konzipierten Netzengpassmanagement-Verfahren in der Niederspannung sind die Hauptursache für eine Arbeitspunktverschiebung die Wirkleistungs- und Blindleistungsänderungen der Flexibilitäten innerhalb des Netzgebiets. Der in Gl. II.16 als Optimierungsziel definierte Flexibilitätsbedarf $\Delta P_{Flex,ges}$ kann als die Summe all dieser Wirkleistungsänderungen zwischen zwei Arbeitspunkten interpretiert werden. Daher genügt der definierte Flexibilitätsbedarf der oben formulierten Anforderung, weshalb er als Bezugsgröße für den Linearisierungsfehler herangezogen wird. Über die in den Betriebsmittelmodellen hinterlegten Verschiebungsfaktoren ergeben sich simulativ bei Wirkleistungsänderungen ebenfalls die zugehörigen Blindleistungsänderungen.

In Abbildung III-20 sind die Werte des Vektors der bezogenen Messabweichung $\delta_{I,rel}$ der komplexen Zweigströme dargestellt. Jedes Kastendiagramm basiert auf 1/7 der Stichprobenwerte, was 198 Strommesswerten entspricht. Die Werte beziehen sich auf diskrete Flexibilitätsbedarfe $\Delta P_{Flex,ges}$, die der Stichprobe zugeordnet sind und im Bereich von 36 kW bis 273 kW liegen. Es lässt sich erkennen, dass die bezogene Messabweichung mit steigendem Flexibilitätsbedarf nichtlinear zunimmt. Bei kleineren Bedarfen bis 100 kW liegt sowohl der Median als auch das arithmetische Mittel bei unter 0,01%. Der Fehler nimmt bis zu 100 kW kaum zu, da die dargestellte Messabweichung auch Konvergenzfehler der Vergleichsrechnung und Rundungsfehler einschließt, die beide unabhängig vom Flexibilitätsbedarf sind und somit einen Offset darstellen. Ab 273 kW steigt der Medianwert auf 0,11% und das arithmetische Mittel auf 0,23%. Bei

Flexibilitätsbedarfen im Bereich von 273kW ist vereinzelt mit Messabweichungen von über 1% zu rechnen.

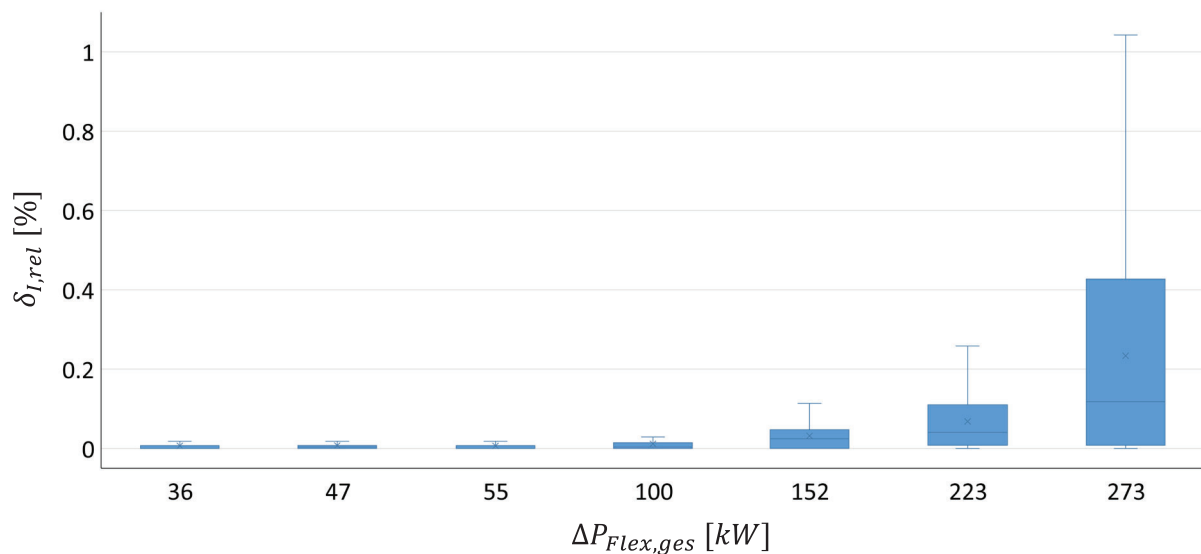


Abbildung III-20: bezogene Messabweichung der komplexen Zweigströme, gegliedert nach diskreten Flexibilitätsbedarfen

Für die Knotenspannungen wurde als Datengrundlage derselbe Prognosedatensatz verwendet. Wie in Abbildung III-21 erkennbar, liegen die Abweichungen hier bei einem Flexibilitätsbedarf bis 223kW bei unter 0,04%. Damit handelt es sich im Wesentlichen um Konvergenz- und Rundungsfehler. Bei einem Flexibilitätsbedarf von 273 kW liegt der Median bei 0,12%. Insgesamt ist die Messabweichung der Knotenspannungen deutlich kleiner als die Messabweichung der Zweigströme, was mit Hilfe von Gl. II.13 begründet werden kann. Die Zweistromänderungen ergeben sich durch Multiplikation der Zweigstromfunktionalmatrix $\mathbf{J}_I$ mit der Knotenspannungssensitivitätsmatrix $\mathbf{S}_U$. Beide Matrizen enthalten eigene Linearisierungsbeziehungen. Im Gegensatz zur Knotenspannungsänderung in Gl. II.7 wird die Zweigstromänderung also „zweifach“ linearisiert, was zu einem größeren Linearisierungsfehler führt.

Der Flexibilitätsbedarf der ausgewerteten Daten umfasst die Summe vieler einzelner Wirkleistungsänderungen im Bereich zwischen 0 kW und 10 kW. Sollte sich der Flexibilitätsbedarf aus wenigen großen Leistungsänderungen zusammensetzen, ist von größeren Linearisierungsfehlern auszugehen. Dies wäre z.B. beim Einsatz einer Schnellladesäule oder eines Quartierspeichers denkbar. Um die Höhe des Flexibilitätsbedarfs besser einzuordnen zu können, wird der Wert ins Verhältnis zur Bemessungsscheinleistung der Ortsnetzstation $S_{r,T}$ des Niederspannungsnetzes von 630 kVA gestellt. In **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** sind die arithmetischen Mittelwerte der Messabweichungen mit den ihnen zugehörigen, bezogenen Flexibilitätsbedarfen aufgelistet.

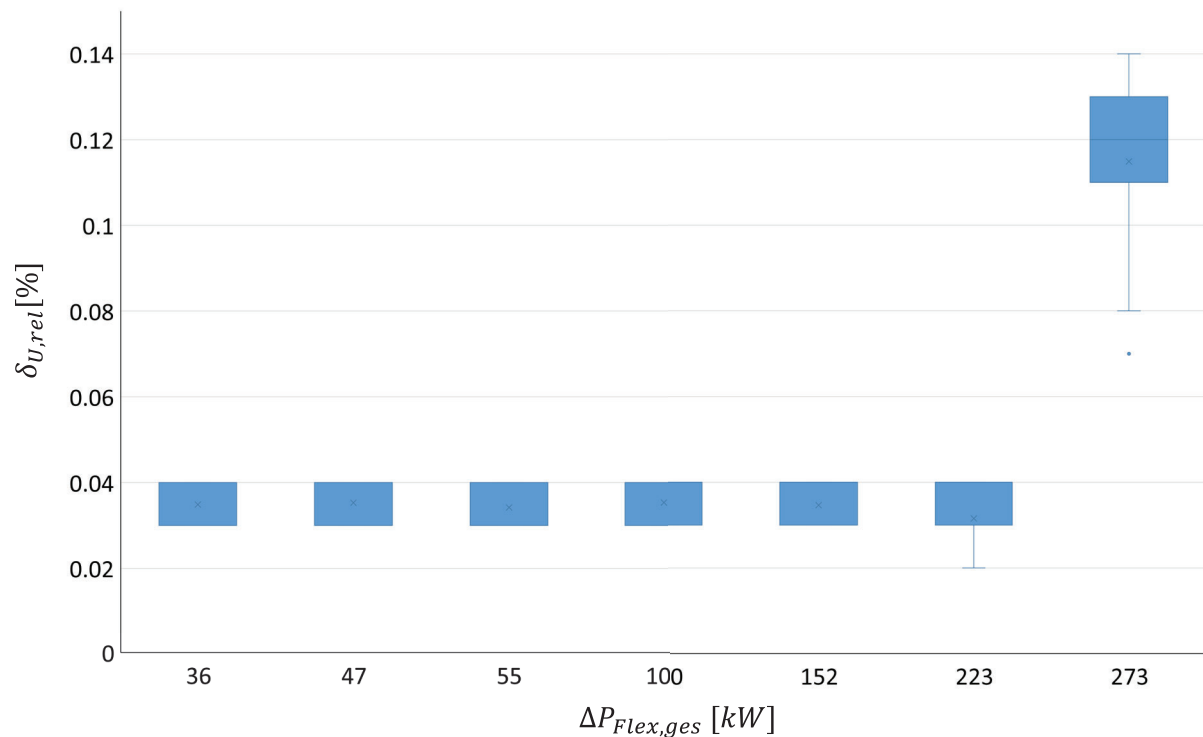


Abbildung III-21: Bezogene Messabweichung der Knotenspannungen nach diskreten Flexibilitätsbedarfen

Tabelle III-13: Dargestellt sind Flexibilitätsbedarf, auf die Transformatorbemessungsscheinleistung bezogener Flexibilitätsbedarf und arithmetische Mittel der Messabweichung

$\Delta P_{Flex,ges}$	36kW	47kW	55kW	100kW	152kW	223kW	273kW
$\frac{\Delta P_{Flex,ges}}{S_{r,T}}$	5,7%	7,5%	8,7%	15,9%	24,1%	35,4%	43,3%
$\bar{\delta}_{I,rel,arithm}$	0,007%	0,007%	0,006%	0,012%	0,032%	0,068%	0,234%
$\bar{\delta}_{U,rel,arithm}$	0,035%	0,035%	0,034%	0,036%	0,035%	0,032%	0,118%

Es kann festgehalten werden, dass der Linearisierungsfehler im Vergleich zur Prognosegenauigkeit der zugrundeliegenden Eingangsdaten sowohl bei geringem als auch bei hohem Flexibilitätsbedarf tendenziell eine untergeordnete Rolle spielt. Zusätzlich wird bei kleinen bis mittelgroßen Flexibilitätseinsätzen die Messabweichung durch Konvergenz- und Rundungsfehler dominiert.

3 Netzschutzkonzept im Feldtestgebiet

Die Auslastung der Stromverteilnetze durch z.B. Ladestationen für E-Fahrzeuge und Wärmepumpen, aber auch Batteriespeicher, macht es erforderlich, das Netzschutzkonzept auch im fehlerfreien Normalbetrieb zu analysieren und ggfs. auftretende Reaktionen von Schutzorganen prädiktiv zu erkennen und zu bewerten. Hohe Ladeströme, z.B. von E-Fahrzeugen, können innere Überlastungen des Stromnetzes zur Folge haben, die nicht durch die in den Ortsnetzstationen und Kabelverteilerschränken verbauten Schutzorgane erkannt und ausgelöst werden (Unterfunktion). Andererseits kann z.B. eine hohe Ladeleistung von E-Fahrzeug-Ladestationen bei hoher Gleichzeitigkeit zu einem unerwünschten Auslösen von Schutzorganen durch Überlast führen (Überfunktion).

Die Überprüfung des Netzschutzkonzeptes muss auch den Einsatz von Flexibilitäten berücksichtigen, da deren Einsatz auch die oben beschriebenen Auswirkungen zur Folge haben kann. Eine allgemeine Abschätzung des Einflusses auf die Schutzorgane ist in der Regel nicht möglich, da die Auswirkungen von vielen Randbedingungen, wie z.B. der Leistung der Flexibilitäten, der Lage des Netzanschlusspunktes (NAP) im Stromnetz und auch von Gleichzeitigkeiten abhängt.

3.1 Analyse des Netzschutzkonzeptes im Feldtestgebiet

Im Projekt „*MobiGrid*“ wurden die Schutzorgane in das Modell des Stromnetzes des Feldtestgebietes integriert. Damit war gewährleistet, dass für alle Lastflussberechnungen mit und ohne Flexibilitätseinsatz, die im Verlauf des Projektes „*MobiGrid*“ durchgeführt wurden, das Netzschutzkonzept implizit überprüft wurde. So wurde die Möglichkeit geschaffen, Schwächen im Netzschutzkonzept, d.h. gegebenenfalls auftretende Unterfunktionen oder Überfunktionen der Schutzorgane oder nicht detektierte innere Überlastungen des Stromnetzes, zu erkennen. Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner stellt zur Überprüfung und Bewertung von Netzschutzkonzepten generische Modelle von Schutzorganen, wie z.B. NH-Sicherungen⁴³, zur Verfügung, die in das Modell eines Stromnetzes integriert werden können. Damit war es möglich, die im Feldtestgebiet des Projektes „*MobiGrid*“ vorhandenen Schutzorgane nachzubilden. Erforderliche Anpassungen der generischen Modelle der Schutzorgane wurden definiert und implementiert. Auch wurden bei Bedarf Kennlinien von Schutzorganen digitalisiert, um diese für die generischen Modelle der Schutzorgane zur Verfügung zu stellen. Dadurch wurde das Ziel erreicht, das für das Feldtestgebiet vorgesehene Netzschutzkonzept mit den im Feldtestgebiet verwendeten Schutzorganen zu berücksichtigen.

Um den Einfluss des Flexibilitätseinsatzes auf das Netzschutzkonzept bzw. nicht detektierte innere Überlastung analysieren und bewerten zu können, wurde im ersten Schritt eine Analyse und Bewertung ohne Einsatz von Flexibilitäten durchgeführt.

Initiale Bewertung des Netzschutzkonzeptes ohne Flexibilitätseinsatz im Normalbetrieb

Das Netzschutzkonzept wurde initial ohne den Einsatz von Flexibilitäten analysiert und bewertet. Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner [4] verwendet nach Start der Funktion *Lastfluss: Prognose* die JSON-Prognosedatei als Eingangsdatei zur Parametrierung der Wirk- und Blindleistung der Bezugs- und Einspeiseanlagen. Die Funktion *Lastfluss: Prognose* führt Lastflussberechnungen nach dem Stromiterationsverfahren aus. Kennlinien und Einstellwerte der

⁴³ Niederspannungs-Hochleistungssicherungen

Schutzorgane werden mit Hilfe der Ergebnisse der Lastflussberechnung analysiert und bewertet. Die Reaktionen der Schutzorgane werden in der Netzgrafik dargestellt und in einem Bericht im Open Office XML-Format [5] dokumentiert.

Analyse und Bewertung des Netzschutzkonzeptes im Feldtestgebiet des Projektes „MobiGrid“ ohne Flexibilitätseinsatz zeigten keine unerwünschten Reaktionen der Schutzorgane und keine nicht detektierten inneren Überlastungen von Leitungen. Die Analyseergebnisse wurden als Referenz im Sinne eines Soll-Wertes für alle weiteren Untersuchungen verwendet.

*Unter einer **nicht erwünschten Reaktion eines Schutzorgans** wird hier eine Auslösung des Schutzorgans wegen Überlastung von Netzbetriebsmitteln und eine dadurch eintretende Versorgungsunterbrechung im Normalbetrieb des Stromnetzes, d.h. ohne Kurzschluss, verstanden. Es ist hier zu beachten, dass eine Überlastauslösung auch im Normalbetrieb des Stromnetzes eine bestimmungsgemäße Reaktion eines Schutzorgans ist.*

*Unter einer **bestimmungsgemäßen Reaktion eines Schutzorgans** wird hier die selektive Auslösung eines Schutzorgans im Falle einer normativ unzulässigen Überlastung im Normalbetrieb des Stromnetzes oder eines Kurzschlusses im Kurzschlussbetrieb des Stromnetzes verstanden.*

Bewertung des Netzschutzkonzeptes mit Flexibilitätseinsatz im Normalbetrieb

Für jedes Szenario mit Flexibilitätseinsatz wird die Analyse und Bewertung des Netzschutzkonzeptes bzw. die Detektion nicht erkannter innerer Überlastungen der Leitungen durchgeführt.

Dazu werden nacheinander die Flexibilitätsfahrplandateien FLEXFP1...5 als JSON-Prognosedatei verwendet und mit der Funktion *Lastfluss: Prognose* Lastflussberechnungen nach dem Stromiterationsverfahren ausgeführt. Die Flexibilitätsfahrpläne können aus Sicht des Netzschutzkonzeptes dann als valide bewertet werden, wenn es für alle Flexibilitätsfahrpläne FLEXFP1...5 zu keiner nicht erwünschten und nicht bestimmungsgemäßen Reaktion der Schutzorgane im Normalbetrieb kommt und keine nicht detektierten inneren Überlastungen der Leitungen erkannt wurden.

Die nachfolgende Abbildung (Abbildung III-22) zeigt beispielhaft die Integration der Überprüfung eines Netzschutzkonzeptes in die Lastflussberechnung. Grundlegende generische Modelle für Schutzorgane und automatisierte Berechnungs-, Analyse- und Bewertungsfunktionen waren zu Beginn des Projektes „MobiGrid“ für die Lastflussberechnung nach dem Stromiterationsverfahren verfügbar. Aus Aufwandsgründen wurden diese Modelle nicht in die Lastflussberechnung nach Newton-Raphson bzw. in das Linearisierungsverfahren integriert.

Fehlende Eigenschaften der Modelle der Schutzorgane, wie auch fehlende Parametrierungsmöglichkeiten und fehlende automatisch arbeitende Analyse- und Berichtsfunktionen wurden konzipiert und im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner implementiert. Die Berichte, in denen die Ergebnisse der Überprüfungen des Netzschutzkonzeptes gespeichert werden, werden

am Ende des Verfahrens automatisch erzeugt. Es wurde ein Berichtsformat [6] gewählt, das mit Standardtextverarbeitungsprogrammen geöffnet und weiterverarbeitet werden kann.

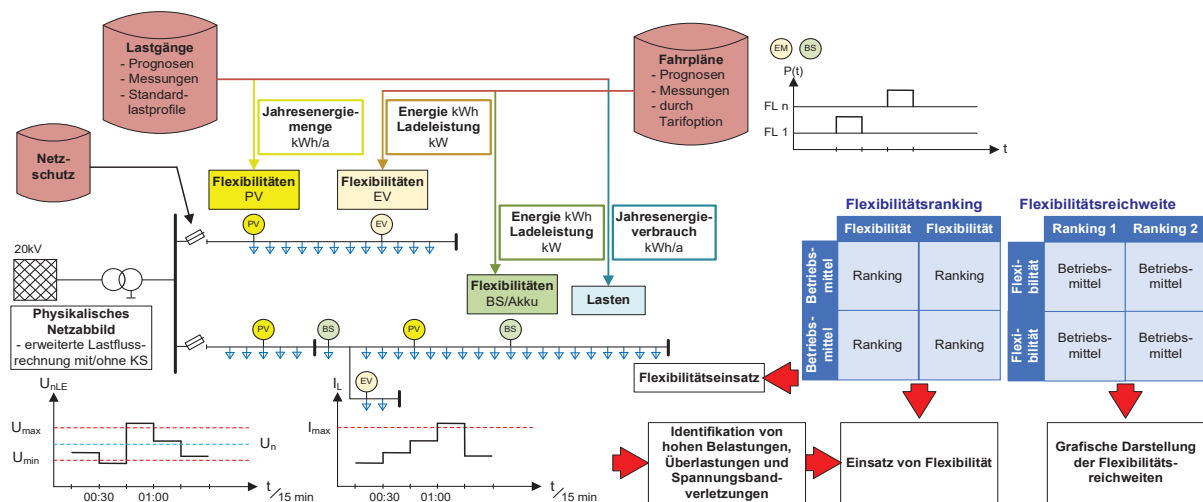


Abbildung III-22: Integration der Netzschutzanalyse in die Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs

Das Netzschutzkonzept wurde im Feldtestgebiet mit allen Schutzorganen (75 NH-Sicherungen mit Nennströmen $I_n=160A \dots 1000A$) berücksichtigt. Es konnten alle Schutzorgane mit Kennlinien und den erforderlichen normativen Kennwerten eingestellt werden. Das LVRT-Verhalten (LVRT = Low Voltage Ride Through) aller Bezugs- und Einspeiseanlagen, d.h. auch der Flexibilitäten, wurde so modelliert, dass in Anlehnung an VDE-AR-N 4100 [7] und VDE-AR-N 4110 [8] im Kurzschlussfall folgende Betriebsarten betrachtet werden konnten.

1. Keine Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung im LVRT-Betrieb nach VDE-AR-N 4105 [2]
2. LVRT-Betrieb mit vollständiger Netzstützung nach VDE-AR-N 4110 [8]
3. LVRT-Betrieb mit eingeschränkter Netzstützung nach VDE-AR-N 4110 [8]
4. Wirkstromeinspeisung mit Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$ im Kurzschlussfall

Die Auswirkungen der Betriebsarten nach den Punkten 2, 3 und 4 gegenüber Punkt 1 auf die netzphysikalischen Verhältnisse im Kurzschlussfall und damit auf das Netzschutzkonzept waren im Feldtestgebiet vernachlässigbar gering. Es wurde daher für die weiteren Betrachtungen auch im Normalbetrieb des Stromnetzes nur die Betriebsart *keine Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung im LVRT-Betrieb* verwendet.

3.2 Bewertung des Netzschutzkonzeptes für Szenario 2

3.2.1 Netzschutzkonzept für Szenario 2 im Kurzschlussbetrieb

Entsprechend der beschriebenen Vorgehensweisen wurde das Netzschutzkonzept zunächst initial überprüft. Dazu wurde mit der Funktion *Autom. Schutzprüfung – Leitung* entlang aller Leitungen des Feldtestgebietes, aus Performance Gründen allerdings nur für die Kurzschlussorte 0%, 50% und 100%, eine Lastflussberechnung mit Kurzschluss nach dem Stromiterationsverfahren durchgeführt und die Reaktionen der Schutzorgane analysiert und bewertet. Es wurden

keine nicht bestimmungsgemäßen Reaktionen der Schutzorgane im Kurzschlussbetrieb des Stromnetzes festgestellt.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Reaktionen der Schutzorgane auf einen 3-poligen Kurzschluss an Leitung 94443111 [Line 15], wie er z.B. bei Tiefbauarbeiten oder Eindringen von Bodenfeuchtigkeit in eine Kabelmuffe verursacht werden kann. Der auftretende Kurzschlussstrom konnte mit einem normativen Verfahren⁴⁴ überprüft werden. Diese Vorgehensweise ermöglichte es auch, das Modell des Stromnetzes grundsätzlich zu validieren, nicht nur für den vorliegenden Kurzschlussbetrieb, sondern auch für alle Berechnungen im Normalbetrieb. Damit ist eine grundlegende Voraussetzung, auch für die Berechnung des Flexibilitätseinsatzes, gegeben.

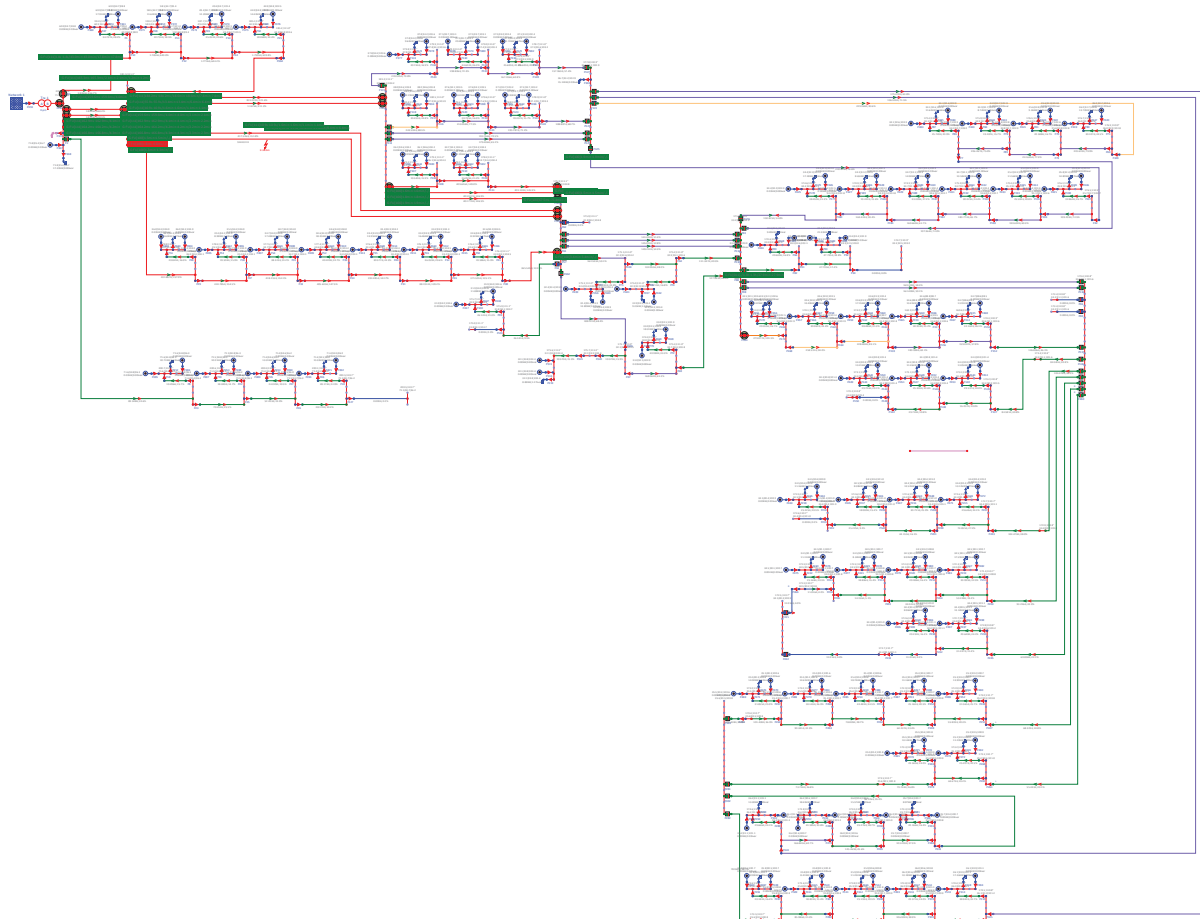


Abbildung III-23: Niederspannungsnetz des Feldtestgebietes mit Schutzorganen im Kurzschlussbetrieb

⁴⁴ IEC 60909-0 (VDE 0102)

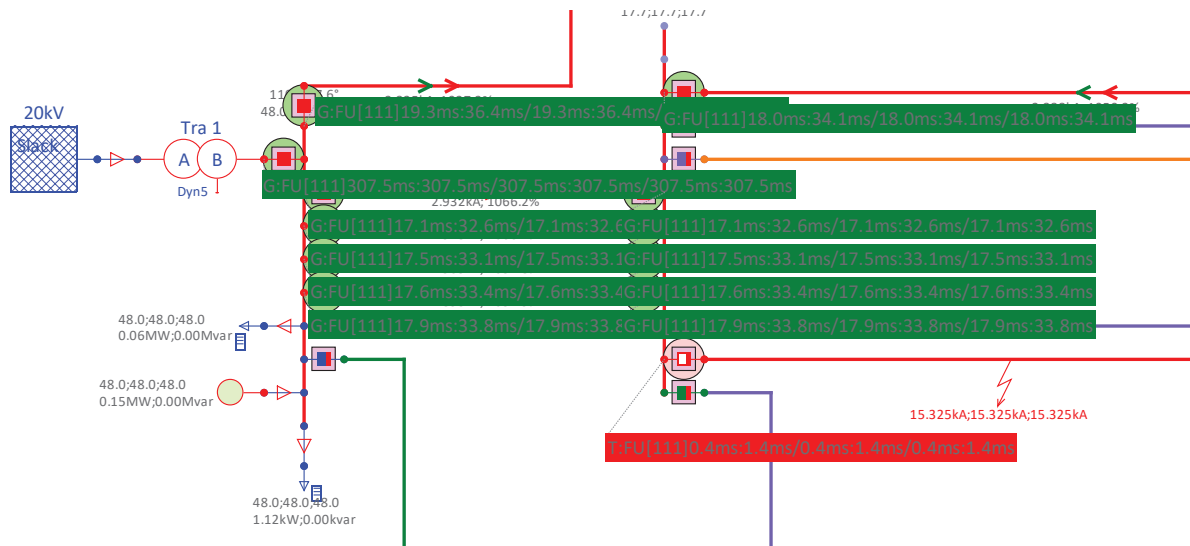


Abbildung III-24: Ausschnitt aus dem Feldtestgebiet mit Schutzorganen im Kurzschlussbetrieb

Das nachfolgende Diagramm zeigt beispielhaft für die NH-Sicherung P17 die Auslösekenmlinie und den Arbeitspunkt, markiert als rotes Kreuz für einen Kurzschlussstrom $I_k=6148,71\text{A}$, und die Auslösezeit $T_k=6,61\text{ms}$. Die Kurzschlussauslösung war bestimmungsgemäß.

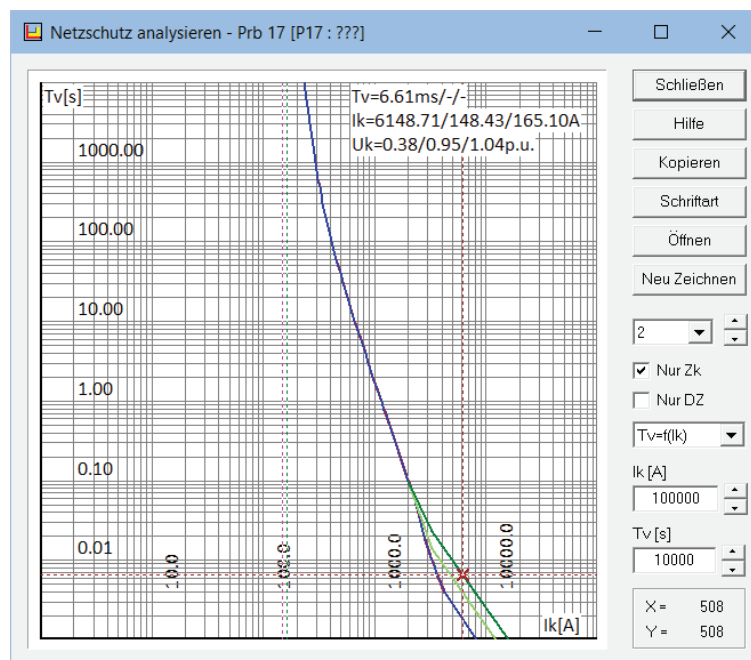


Abbildung III-25: Darstellung des Auslöseverhaltens einer Sicherung im Kennliniendiagramm (Beispiel)

3.2.2 Netzschutzkonzept für Szenario 2 im Normalbetrieb - ohne Flexibilitätseinsatz

Im nächsten Schritt wurden im Normalbetrieb des Stromnetzes, d.h. ohne Kurzschluss mit der Funktion *Lastfluss: Prognose* Lastflussberechnungen nach dem Stromiterationsverfahren für den Prognosezeitraum 22.01.2024 (96 15-Minuten-Intervalle) unter Verwendung der JSON-Prognosedatei durchgeführt. Es erfolgte kein Flexibilitätseinsatz. Die nachfolgende Tabelle zeigt einen Auszug aus dem automatisiert erzeugten Bericht [5] mit **rot** markierten normativ

unzulässigen Überlastungen von Leitungen. Weitere Leitungen mit normativ zulässigen Überlastungen in der gelben Ampelphase nach BDEW [9] sind ebenfalls markiert.

Tabelle III-14 Netzzustandsanalyse: Leitungen (ohne Flexibilitätseinsatz)

Netzzustandsanalyse: Leitungen			
Leitung: Bewertung nach	uneingeschränkt zulässig	eingeschränkt zulässig	unzulässig
VDE 0276	190	---	8
BDEW-Ampelkonzept	187	3	8
EN 50160	198	---	0

Tabelle III-15: Ergebnisse Lastflussberechnung: Leitungen (ohne Flexibilitätseinsatz)

Name	Un [kV]	ILmax [%]	HB [%]	15min-Zeit	Zustand
[Line 5] 94443128	0.4	105.829	100.000	22.01.2024 15:00	Rot
[Line 6] 94443172	0.4	105.225	100.000	22.01.2024 15:00	Rot
[Line 7] 94444683	0.4	104.993	100.000	22.01.2024 15:00	Rot
[Line 8] 94444696	0.4	104.503	100.000	22.01.2024 15:00	Rot
[Line 9] 95213630_Abschnitt 1	0.4	117.721	100.000	22.01.2024 15:00	Rot
[Line 17] 94445125	0.4	108.180	100.000	22.01.2024 15:00	Rot
[Line 11] 95213630_Abschnitt 2	0.4	111.684	100.000	22.01.2024 15:00	Rot
[Line 27] 95213630_Abschnitt 3	0.4	99.631	97.051	22.01.2024 15:00	Gelb
[Line 10] 95213630_Abschnitt 4	0.4	93.423	53.693	22.01.2024 15:00	Gelb
[Line 18] 94445135	0.4	151.960	100.000	22.01.2024 15:00	Rot
[Line 118] 95213630_Abschnitt 5	0.4	87.210	28.839	22.01.2024 15:00	Gelb

Die nachfolgende Tabelle zeigt die maximalen Auslastungen der Leitungen des Feldtestgebietes für den gesamten Prognosezeitraum. Auch hier sind normativ unzulässige Auslastungen >100% sowie Auslastungen in der Phase gelb nach BDEW [9] im Bereich [80%, 100%] zu erkennen.

Tabelle III-16: Häufigkeiten der maximalen Auslastung der Leitungen (ohne Flexibilitätseinsatz)

Maximale Auslastung [%]	Anzahl Leitungen
=0%	0
]0% - 10%]	22
]10% - 20%]	96
]20% - 30%]	19
]30% - 40%]	16
]40% - 50%]	18
]50% - 60%]	11
]60% - 70%]	4
]70% - 80%]	1
]80% - 90%]	1
]90% - 100%]	2
>100%	8

Unzulässige Netzspannungen wurden, wie die nachfolgende Tabelle zeigt, im Prognosezeitraum nicht festgestellt.

Tabelle III-17: Maximale und minimale Leiter-Erd-Spannungen: Sammelschiene (ohne Flexibilitätseinsatz)

Name	Spannung ULE [%]
[Bb 1] Bus1-RIC TS WVV	99.877
[Bb 98] Bus127-H2	92.212

Auffällig war auch die prognostizierte sehr deutliche Überlastung des Einspeisetransformators von 170,41 %I_{IT} in der Ortsnetzstation.

Tabelle III-18: Maximale Auslastung: Transformator 2-Wicklung (ohne Flexibilitätseinsatz)

Name	Auslastung [%]	15min-Zeit
[Tra 1] Tra 1	170.409	22.01.2024 15:00

Die nachfolgende Tabelle fasst die Ergebnisse der Lastflussberechnungen im Prognosezeitraum zusammen.

Tabelle III-19: Zusammenfassung der Ergebnisse der Lastflussberechnungen im Prognosezeitraum (ohne Flexibilitätseinsatz)

Maximaler Laststrom	I _{max} = 151.96%
Maximal ausgelastete Leitung	[Line 18] 94445135
Maximal ausgelasteter Transformator	[Tra 1] Tra 1
Netzzustandsüberwachung	Kritisch (Rot)
Anzahl der durchgeführten Lastflussberechnungen	96

Die Ergebnisse der Netzzustandsanalyse im Prognosezeitraum lassen im Normalbetrieb nicht erwünschte, aber bestimmungsgemäße Reaktionen der Schutzorgane mit der Folge von Überlastauslösungen und damit einhergehenden Versorgungsunterbrechungen erwarten.

Aus dem automatisch erzeugten Bericht *Prüfbericht für alle Schutzgeräte* sind, wie die nachfolgenden Tabellen zeigen, im Prognosezeitraum unerwünschte Auslösungen der Schutzorgane ohne Flexibilitätseinsatz zu erkennen. Hier sei auf die **rot** markierten Auslösungen AUS=1 der Schutzorgane auf Grund hoher Betriebsmittelauslastungen hingewiesen. Wie für Überlastauslösungen eher typisch, liegen die Auslösezeiten im Bereich mehrerer Minuten.

Tabelle III-20: Reaktionen von Schutzgeräten 22.01.2024 15:00 (ohne Flexibilitätseinsatz)

Reaktionen von Schutzgeräten 22.01.2024 15:00						
[Prb 3] P3: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=18.12 min
[Prb 4] P4: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=19.49 min
[Prb 5] P5: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=20.01 min
[Prb 6] P6: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=21.11 min
[Prb 21] P21: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=1	Rot	T=5.15 min
[Prb 44] P44: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=7.93 min
[Prb 517] P517: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=21.11 min
[Prb 518] P518: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=20.01 min
[Prb 519] P519: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=19.49 min
[Prb 520] P520: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=18.12 min
[Prb 522] P522: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=1	Rot	T=5.15 min

Tabelle III-21: Reaktionen von Schutzgeräten 22.01.2024 15:15 (ohne Flexibilitätseinsatz)

Reaktionen von Schutzgeräten 22.01.2024 15:15						
[Prb 3] P3: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=25.52 min
[Prb 4] P4: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=26.84 min
[Prb 5] P5: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=27.34 min
[Prb 6] P6: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=28.41 min
[Prb 21] P21: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=1	Rot	T=6.65 min
[Prb 44] P44: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=9.54 min
[Prb 517] P517: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=28.41 min
[Prb 518] P518: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=27.34 min
[Prb 519] P519: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=26.84 min
[Prb 520] P520: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=25.52 min
[Prb 522] P522: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=1	Rot	T=6.65 min

Tabelle III-22: Reaktionen von Schutzgeräten 22.01.2024 15:30 (ohne Flexibilitätseinsatz)

Reaktionen von Schutzgeräten 22.01.2024 15:30						
[Prb 3] P3: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=33.02 min
[Prb 4] P4: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=34.80 min
[Prb 5] P5: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=35.67 min
[Prb 6] P6: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=37.51 min
[Prb 21] P21: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=1	Rot	T=8.21 min
[Prb 44] P44: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=12.13 min
[Prb 517] P517: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=37.51 min
[Prb 518] P518: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=35.67 min
[Prb 519] P519: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=34.80 min
[Prb 520] P520: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=33.02 min
[Prb 522] P522: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=1	Rot	T=8.21 min

Tabelle III-23 Reaktionen von Schutzgeräten 22.01.2024 15:45 (ohne Flexibilitätseinsatz)

Reaktionen von Schutzgeräten 22.01.2024 15:45						
[Prb 3] P3: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=34.41 min
[Prb 4] P4: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=36.67 min
[Prb 5] P5: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=37.54 min
[Prb 6] P6: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=39.37 min
[Prb 21] P21: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=1	Rot	T=8.43 min
[Prb 44] P44: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=12.57 min
[Prb 517] P517: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=39.37 min
[Prb 518] P518: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=37.54 min
[Prb 519] P519: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=36.67 min
[Prb 520] P520: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=0	---	T=34.41 min
[Prb 522] P522: Sicherung	EIN	GEN=1	Grün	AUS=1	Rot	T=8.43 min

3.2.3 Netzschutzkonzept für Szenario 2 im Normalbetrieb - mit Flexibilitätseinsatz

Nach der Ermittlung der Flexibilitätsefahrpläne durch das Verfahren *Prognose mit Flexibilität* wurde das Netzschutzkonzept für alle Fahrpläne FLEXP1...5 erneut überprüft. Dazu wurden nacheinander die Fahrplandateien _FLEXP1...5 als JSON-Prognosedatei verwendet und wieder die Funktion *Lastfluss: Prognose* im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner eingesetzt. Es wurden für den Prognosezeitraum unter Verwendung eines der Flexibilitätsefahrpläne _FLEXP1...5 Lastflussberechnungen nach dem Stromiterationsverfahren mit Modellen der Schutzorgane ausgeführt. Nachfolgend werden die Ergebnisse beispielhaft für den Flexibilitätsefahrplan FLEXP3 dargestellt. Es traten für das Szenario im Prognosezeitraum ohne Flexibilitätseinsatz Grenzwertverletzungen auf, die mit dem Fahrplan FLEXP3, d.h. mit Flexibilitätseinsatz, vollständig behoben werden konnten.

Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Ergebnisse der Netzzustandsanalyse im Normalbetrieb unter Verwendung des Flexibilitätsefahrplans FLEXP3. Es kann festgestellt werden, dass keine Leitung normativ unzulässig überlastet wird [10]. Lediglich eine Leitung wird in Phase gelb nach BDEW [9] mit einer Auslastung [80%, 90%] als eingeschränkt zulässig erkannt. Der Einspeisetransformator in der Ortsnetzstation ist mit ca. 3% in einem 15-Minuten-Intervall überlastet. Diese Überlastung kann als akzeptabel betrachtet werden.

Tabelle III-24: Netzzustandsanalyse: Leitungen (mit Flexibilitätseinsatz)

Netzzustandsanalyse: Leitungen			
Leitung: Bewertung nach	uneingeschränkt zulässig	eingeschränkt zulässig	unzulässig
VDE 0276	198	---	0
BDEW-Ampelkonzept	197	1	0
EN 50160	198	---	0

Tabelle III-25: Häufigkeiten der maximalen Auslastung der Leitungen (mit Flexibilitätseinsatz)

Maximale Auslastung [%]	Anzahl Leitungen
=0%	0
]0% - 10%]	22
]10% - 20%]	102
]20% - 30%]	43
]30% - 40%]	10
]40% - 50%]	7
]50% - 60%]	5
]60% - 70%]	7
]70% - 80%]	1
]80% - 90%]	1
]90% - 100%]	0
>100%	0

Tabelle III-26: Maximale Auslastung: Transformator 2-Wicklung (mit Flexibilitätseinsatz)

Name	Auslastung [%]	15min-Zeit
[Tra 1] Tra 1	103.191	22.01.2024 15:00

Tabelle III-27: Maximale und minimale Leiter-Erd-Spannungen: Sammelschiene (mit Flexibilitätseinsatz)

Name	Spannung ULE [%]
[Bb 1] Bus1-RIC TS WVV	99.877
[Bb 98] Bus127-H2	95.228

Tabelle III-28: Zusammenfassung der Ergebnisse der Lastflussberechnungen im Prognosezeitraum (mit Flexibilitätseinsatz)

Maximaler Laststrom	I _{max} = 84.92%
Maximal ausgelastete Leitung	[Line 18] 94445135
Maximal ausgelasteter Transformator	[Tra 1] Tra 1
Netzzustandsüberwachung	eingeschränkt zulässig (Gelb)
Anzahl der durchgeführten Lastflussberechnungen	96

Als Ergebnis kann festgestellt werden, dass durch den Flexibilitätseinsatz nach Fahrplan FLEXP3 keine nicht bestimmungsgemäßen und keine nicht erwünschten Reaktionen von Schutzorganen zu erwarten sind.

3.2.4 Fazit zur Bewertung des Netzschutzkonzeptes

Wie die Beispiele gezeigt haben, muss die Analyse und Bewertung des Netzschutzkonzeptes sowie die Erkennung nicht detektierter Überlastungen von Leitungen Bestandteil eines Verfahrens sein, das den Einsatz von Flexibilitäten zur Sicherstellung eines normativ zulässigen Netzzustandes ermittelt.

1. Das Netzschutzkonzept muss im Kurzschlussbetrieb vor der Ermittlung von Flexibilitätseinsparplänen initial auf bestimmungsgemäße Reaktionen der Schutzorgane überprüft werden.
2. Das Netzschutzkonzept muss im Normalbetrieb für den vollständigen Prognosezeitraum unter Berücksichtigung der prognostizierten Leistungen der Bezugs- und Einspeiseanlagen, d.h. ohne Flexibilitätseinsatz, auf nicht bestimmungsgemäße und nicht erwünschte Reaktionen der Schutzorgane bzw. nicht detektierte Überlastungen von Leitungen überprüft werden.
3. Das Netzschutzkonzept muss im Normalbetrieb für jeden ermittelten Flexibilitätseinsparplan für den vollständigen Prognosezeitraum unter Berücksichtigung der prognostizierten Leistungen der Bezugs- und Einspeiseanlagen auf nicht bestimmungsgemäße und nicht erwünschte Reaktionen der Schutzorgane bzw. nicht detektierte Überlastungen von Leitungen überprüft werden. Diese Überprüfung ist insbesondere dann zwingend durchzuführen, wenn im Prognosezeitraum unter Verwendung der prognostizierten Leistungen ohne Flexibilitätseinsatz Grenzwertverletzungen oder eine nicht bestimmungsgemäße oder eine nicht erwünschte Reaktion von Schutzorganen oder eine nicht detektierte Überlastung von Leitungen erkannt wurde.

4 Nutzerverhalten von E-Mobilität in 0,4kV-Netzen

Um die Auswirkungen des Ladeverhaltens von E-Fahrzeugen in Niederspannungsverteilnetzen zu untersuchen, ist eine geeignete Modellierung des Nutzerverhaltens von grundlegender Bedeutung. Das Nutzerverhalten, z.B. wie oft wie viele Kilometer mit einem E-Fahrzeug wann gefahren werden, verursacht unmittelbar einen zeitlich variablen Bedarf an Bezugsleistung an der Ladestation des E-Fahrzeugs, der wiederum direkte Auswirkungen auf die Stromauslastung der Netzbetriebsmittel und die Knotenspannungen im Stromnetz hat. Daher wurde zu Beginn des Projektes „MobiGrid“ recherchiert, welche Möglichkeiten bekannt sind, das im ersten Ansatz nicht deterministische Nutzerverhalten von E-Fahrzeugen mathematisch-algorithmisch zu beschreiben. Ziel war es, geeignete Modelle zur Nachbildung des Nutzerverhaltens von E-Fahrzeugen zu identifizieren und zu prüfen, welche Modelle in das Verfahren der Lastflussberechnung nach dem Stromiterationsverfahren als Grundlage von Netzzustandsanalysen integrierbar sind.

Im Rahmen der Master-Thesis *Auslastung von Stromverteilnetzen durch Ladestationen für E-Fahrzeuge* [11] wurden mehrere Modelle identifiziert. Die nachfolgend aufgelisteten Modelle zur Nachbildung des Nutzerverhaltens wurden in das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner integriert und Netzzustandsanalysen in einem Referenznetz durchgeführt. Das Referenznetz wurde entsprechend den Spezifikationen des Projektes *SimBench*⁴⁵ [12] aufgebaut.

Brute-Force-Methode

Die Brute-Force-Methode hat das Ziel, den Netzzustand mit der höchsten Stromauslastung und den kleinsten Netzspannungen im Stromnetz durch kombinatorische Verfahren des EIN-/AUS-Schaltzustandes von Bezugs- und/oder Einspeiseanlagen zu ermitteln. Dieser Netzzustand wird nachfolgend als Netzzustand mit der höchsten Belastung (Worst-Case-Szenario) bezeichnet. Die Brute-Force-Methode wird im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner verwendet, um jede der 2^N -Kombinationen des EIN- bzw. AUS-Zustandes der N im Stromnetz vorhandenen Bezugs- und Einspeiseanlagen automatisiert einzustellen und für jedes entstehende Szenario mit einer Lastflussberechnung nach dem Stromiterationsverfahren eine Netzauslastungsanalyse auszuführen. Nachteilig ist bei der Brute-Force-Methode, dass schon für eine geringe Anzahl von Bezugs- und Einspeiseanlagen eine sehr große Anzahl von Lastflussberechnungen und Netzzustandsanalysen durchgeführt werden müssen. Dadurch steigt die Zeitdauer der Untersuchungen exponentiell an. Abhilfe könnte eine Parallelisierung der Lastflussberechnungen durch Instanziierung in parallel arbeitenden Virtuellen Maschinen (VM) sein. Vorteilhaft ist bei der Brute-Force-Methode, dass der Netzzustand mit der höchsten Belastung des Stromnetzes gefunden werden kann. Auch können Auslastungsanalysen für einzelne Netzbetriebsmittel ausgeführt werden.

Gleichzeitigkeitsfaktor

Methoden, die zur Ausführung von Netzauslastungsanalysen Gleichzeitigkeitsfaktoren verwenden, versuchen den wahrscheinlichsten Netzzustand zu ermitteln, der nicht unbedingt dem Netzzustand mit der höchsten Belastung entspricht. Die Bemessungsleistungen von Bezugs- und/oder Einspeiseanlagen werden mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor gleichmäßig skaliert, um so das wahrscheinliche Nutzerverhalten nachzubilden. Finden in einem Stromnetz zwei

⁴⁵ www.simbench.de

Ladevorgänge mit gleicher Bezugsleistung zur gleichen Zeit statt, so ist der Gleichzeitigkeitsfaktor $=1$ zu verwenden. Finden diese Ladevorgänge zeitlich versetzt, also unabhängig voneinander statt, so ist ein Gleichzeitigkeitsfaktor <1 zu verwenden. Die Verwendung von Gleichzeitigkeitsfaktoren hat den Vorteil, nur mit Hilfe von zwei Skalierungsfaktoren für Bezugs- bzw. Einspeiseanlagen in Lastflussberechnungen einfach integrierbar zu sein. Nachteilig wirkt sich durch die für alle Bezugs- bzw. Einspeiseanlagen gleichen Skalierungsfaktoren aus, dass eine spezifische Auslastungsanalyse von dezidierten Leitungen im Stromnetz eher nicht möglich ist.

Probabilistische Ladeprofile

Das Nutzerverhalten von Bezugs- und Einspeiseanlagen kann in Anlehnung an die Standardlastprofile nach VDEW [13] auch durch probabilistische Lastprofile nachgebildet werden. Diese Methode hat ebenfalls das Ziel, den wahrscheinlichsten Netzzustand zu ermitteln, der nicht unbedingt dem Netzzustand mit der höchsten Belastung entspricht. Der Lösungsansatz mit Hilfe von probabilistischen Ladeprofilen bedeutet, dass ein damit berechneter Netzzustand mit einer definierten Eintrittswahrscheinlichkeit verbunden ist. Auf Wahrscheinlichkeiten basierte Lösungsansätze für Netzauslastungsanalysen wie die Monte-Carlo-Simulation⁴⁶ werden im Arbeitsgebiet der Netzauslastungsanalyse schon seit langem eingesetzt.

Im Folgenden soll hier nur auf die probabilistischen Ladeprofile und deren Anwendung eingegangen werden [11]. Probabilistische Ladeprofile können dann zielführend verwendet werden, wenn die Anzahl der Ladestationen für E-Fahrzeuge im Stromnetz mit grundlegenden technischen Daten, wie z.B. die Bemessungsleistung, bekannt sind, aber keine Informationen über das Nutzerverhalten selbst vorliegen. Die Anwendung von probabilistischen Ladeprofilen kann z.B. in Neubaugebieten sinnvoll sein, für die Niederspannungsverteilnetze bei bekannter Netztopologie aber bei unbekanntem Verhalten der zukünftigen Bewohner geplant werden müssen. Gegenüber klassischen Planungsverfahren können probabilistische Ladeprofile unterstützen, den wahrscheinlichsten Netzzustand schon in der Planungsphase zu ermitteln.

Im Rahmen von [11] wurden variable und konstante Faktoren definiert, um das Nutzerverhalten beschreiben zu können. Es wurden insgesamt 46 probabilistische Ladeprofile definiert.

- Variable Faktoren: Stattfinden einer Fahrt ja/nein, gefahrene Weglänge, Ankunftszeit
- Konstante Faktoren: Energieverbrauch des E-Fahrzeugs, Ladeleistung des E-Fahrzeugs

Im Weiteren wurden in Anlehnung an VDEW [13] die Szenarien Werktag, Samstag und Sonntag für das Nutzerverhalten unterschieden.

4.1 Wahrscheinlichkeitsbäume zur Definition der Ladeprofile

Gemäß den vorangehenden Festlegungen wird das Nutzerverhalten als variabel modelliert, die technischen Eigenschaften des E-Fahrzeugs respektive der Ladestation als konstant. Durch den probabilistischen Ansatz ergeben sich aus den variablen Faktoren, wie in der nachfolgenden Abbildung beispielhaft gezeigt, Wahrscheinlichkeitsbäume, die ein mögliches Nutzerverhalten mit einer Wahrscheinlichkeit des Eintretens beziffern. In [11] werden unter Berücksichtigung

⁴⁶ Die Monte-Carlo-Simulation, auch bekannt als Monte-Carlo-Methode oder Mehrfachwahrscheinlichkeitssimulation, ist ein mathematisches Verfahren, das zur Schätzung der möglichen Ergebnisse eines ungewissen Ereignisses verwendet wird. (www.ibm.com/de-de/topics/monte-carlo-simulation)

weiteren Randbedingungen insgesamt 46 verschiedene Zweige des Wahrscheinlichkeitsbaumes definiert. Für jedes Szenario Werktag, Samstag und Sonntag werden 46 Ladeprofile erstellt.

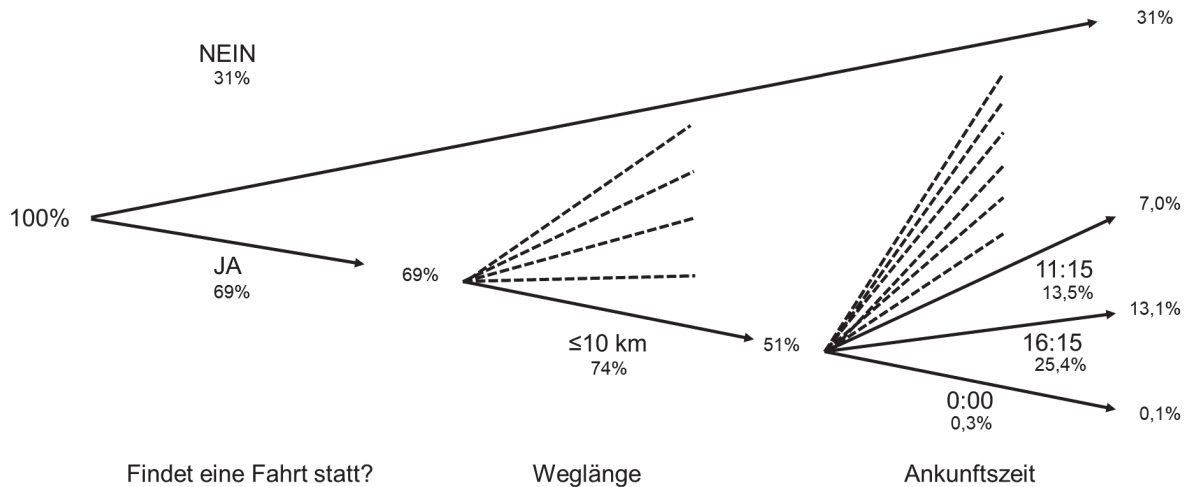


Abbildung III-26: Zwei Beispielzweige des resultierenden Wahrscheinlichkeitsbaumes [11]

- $p_{\text{Ladeprofil}}$: Resultierende Eintrittswahrscheinlichkeit des Ladeprofiles
- **Fahrt**: Wird eine Fahrt durchgeführt? ja oder nein
- p_{Fahrt} : Eintrittswahrscheinlichkeit, dass eine Fahrt durchgeführt wird
- p_{AZ} : Eintrittswahrscheinlichkeit einer Ankunftszeit
- p_{Weg} : Eintrittswahrscheinlichkeit einer gefahrenen Weglänge

In der nachfolgenden Tabelle ist zu erkennen, dass das Ladeprofil 1, in dem das E-Fahrzeug keine Fahrt durchführt, eine Eintrittswahrscheinlichkeit von 30,24 % besitzt. Ab einer gefahrenen Gesamtweglänge von 200 km und einer Ankunftszeit von 00:00 Uhr bis 03:00 Uhr haben die probabilistischen Ladeprofile 43...46 eine Eintrittswahrscheinlichkeit von 0 %.

Tabelle III-29: Eintrittswahrscheinlichkeit der probabilistischen Ladeprofile, Szenario Werktag

Ladeprofil ID	Fahrt	P_{Fahrt}	Gesamtweglänge in km	P_{Weg}	Ankunftszeit	P_{AZ}	$P_{\text{Ladeprofil}}$
1	NEIN	30,24%	-	-	-	-	30,24%
2	JA	69,76%	20	73,80%	17:30	25,27%	13,01%
3	JA	69,76%	20	73,80%	16:15	25,26%	13,00%
4	JA	69,76%	20	73,80%	11:15	13,44%	6,92%
5	JA	69,76%	20	73,80%	14:15	12,29%	6,33%
6	JA	69,76%	20	73,80%	20:00	12,19%	6,28%
7	JA	69,76%	20	73,80%	22:00	7,13%	3,67%
8	JA	69,76%	40	13,00%	17:30	25,27%	2,29%
9	JA	69,76%	40	13,00%	16:15	25,26%	2,29%
10	JA	69,76%	20	73,80%	09:15	3,96%	2,04%
11	JA	69,76%	100	8,98%	17:30	25,27%	1,58%
12	JA	69,76%	100	8,98%	16:15	25,26%	1,58%
13	JA	69,76%	40	13,00%	11:15	13,44%	1,22%
14	JA	69,76%	40	13,00%	14:15	12,29%	1,11%

Ladeprofil ID	Fahrt	P _{Fahrt}	Gesamtweglänge in km	P _{Weg}	Ankunftszeit	P _{AZ}	P _{Ladeprofil}
15	JA	69,76%	40	13,00%	20:00	12,19%	1,11%
16	JA	69,76%	100	8,98%	11:15	13,44%	0,84%
17	JA	69,76%	100	8,98%	14:15	12,29%	0,77%
18	JA	69,76%	100	8,98%	20:00	12,19%	0,76%
19	JA	69,76%	40	13,00%	22:00	7,13%	0,65%
20	JA	69,76%	100	8,98%	22:00	7,13%	0,45%
21	JA	69,76%	200	2,43%	17:30	25,27%	0,43%
22	JA	69,76%	200	2,43%	16:15	25,26%	0,43%
23	JA	69,76%	40	13,00%	09:15	3,96%	0,36%
24	JA	69,76%	300	1,79%	17:30	25,27%	0,32%
25	JA	69,76%	300	1,79%	16:15	25,26%	0,32%
26	JA	69,76%	100	8,98%	09:15	3,96%	0,25%
27	JA	69,76%	200	2,43%	11:15	13,44%	0,23%
28	JA	69,76%	200	2,43%	14:15	12,29%	0,21%
29	JA	69,76%	200	2,43%	20:00	12,19%	0,21%
30	JA	69,76%	300	1,79%	11:15	13,44%	0,17%
31	JA	69,76%	300	1,79%	14:15	12,29%	0,15%
32	JA	69,76%	300	1,79%	20:00	12,19%	0,15%
33	JA	69,76%	20	73,80%	00:00	0,27%	0,14%
34	JA	69,76%	200	2,43%	22:00	7,13%	0,12%
35	JA	69,76%	20	73,80%	03:00	0,19%	0,10%
36	JA	69,76%	300	1,79%	22:00	7,13%	0,09%
37	JA	69,76%	200	2,43%	09:15	3,96%	0,07%
38	JA	69,76%	300	1,79%	09:15	3,96%	0,05%
39	JA	69,76%	40	13,00%	00:00	0,27%	0,02%
40	JA	69,76%	100	8,98%	00:00	0,27%	0,02%
41	JA	69,76%	40	13,00%	03:00	0,19%	0,02%
42	JA	69,76%	100	8,98%	03:00	0,19%	0,01%
43	JA	69,76%	200	2,43%	00:00	0,27%	0,00%
44	JA	69,76%	300	1,79%	00:00	0,27%	0,00%
45	JA	69,76%	200	2,43%	03:00	0,19%	0,00%
46	JA	69,76%	300	1,79%	03:00	0,19%	0,00%

In der nachfolgenden Tabelle sind die nach [11] ermittelten Summenwahrscheinlichkeiten der 46 erstellten Ladeprofile aufsteigend sortiert angegeben. Diese Tabelle wird benötigt, um eine zufällige Auswahl eines Ladeprofils mit einer Zufallszahl zu ermöglichen.

Tabelle III-30: Summenwahrscheinlichkeit der Ladeprofile, Szenario Werktag [11]

Ladeprofil ID	$\Sigma P_{\text{Ladeprofil}}$	Ladeprofil ID	$\Sigma P_{\text{Ladeprofil}}$	Ladeprofil ID	$\Sigma P_{\text{Ladeprofil}}$
1	30,24%	17	94,28%	33	99,49%
2	43,25%	18	95,05%	34	99,61%
3	56,25%	19	95,69%	35	99,71%
4	63,17%	20	96,14%	36	99,80%
5	69,50%	21	96,57%	37	99,87%
6	75,77%	22	97,00%	38	99,92%
7	79,45%	23	97,36%	39	99,94%
8	81,74%	24	97,67%	40	99,96%
9	84,03%	25	97,99%	41	99,97%
10	86,07%	26	98,24%	42	99,99%
11	87,65%	27	98,46%	43	99,99%
12	89,23%	28	98,67%	44	99,99%
13	90,45%	29	98,88%	45	100,00%
14	91,57%	30	99,05%	46	100,00%
15	92,67%	31	99,20%		
16	93,51%	32	99,35%		

4.2 Zuweisung der probabilistischen Ladeprofile zu Ladestationen

Die Zuweisung der probabilistischen Ladeprofile zu einer im Stromnetz angeschlossenen Ladestation für E-Fahrzeuge erfolgt im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner mit Hilfe einer Zufallszahl nach dem Mersenne Twister-Algorithmus (MT19937). Die Zufallszahl im Intervall [0, 1] wird nach [11] mit 100% skaliert und mit Hilfe der obigen Tabelle eines der 46 probabilistischen Ladeprofile ausgewählt. Der Algorithmus wurde im Projekt „MobiGrid“ konzipiert und in das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner implementiert.

Eine detaillierte Analyse des Zufallsgenerators in [11] hat gezeigt, dass eine Anzahl von ca. 1.000 Netzzustandsanalysen mit zufälliger Zuordnung eines Ladeprofiles zu einer Ladestation der E-Fahrzeuge ausreicht, um die Summenwahrscheinlichkeiten der ausgewählten Zufallszahlen und damit eine zufällige Zuordnung der Ladeprofile ausreichend genau zu erzielen. Als Vorgehensweise zur Zuordnung wurde das Zufallsexperiment „Ziehen mit Zurücklegen“ angewendet.

4.3 Zeitliche Form der probabilistischen Ladeprofile

Die zeitliche Form der probabilistischen Ladeprofile wurde in Anlehnung an die Standardlastprofile nach VDEW [13] definiert. Diese Vorgehensweise hatte den Vorteil, dass vorhandene

Funktionen des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner genutzt und nur in begrenztem Maße erweitert werden mussten. Die Zeitdauer des Leistungsbezuges wurde für eine konstante Bemessungsleistung von $P_{Emob} = 11 \text{ kW}$ und einem Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$ aus der benötigten Ladenenergie berechnet. Die Ladenenergie wurde durch die täglich gefahrene Anzahl Kilometer $L_{Emob} [\text{km}]$ (= Gesamtweglänge) und den energetischen Verbrauch des E-Fahrzeugs pro Kilometer $E_{Emob} [\text{kWh/km}]$ festgelegt. Die Ladezeit T_{Lade} kann dann mit Hilfe der Bemessungsleistung P_{Emob} berechnet werden.

$$T_{Lade} = \frac{E_{Emob} \cdot L_{Emob} \cdot 2}{P_{Emob}} \quad \text{Gl. III.9}$$

Da die Standardlastprofile nach VDEW [13] als Zeitreihe von 15-Minuten-Intervallen definiert werden, wurde die nach obiger Gleichung berechnete Zeitdauer T_{Lade} auf das nächstgrößere ganze Vielfache von 15min aufgerundet.

Das nachfolgende Diagramm zeigt beispielhaft das probabilistische Ladeprofil 8. In diesem Ladeprofil bezieht die Ladestation für E-Fahrzeuge die Bezugsleistung von 11kW von 17:30 Uhr bis 18:00 Uhr, also 30 Minuten.

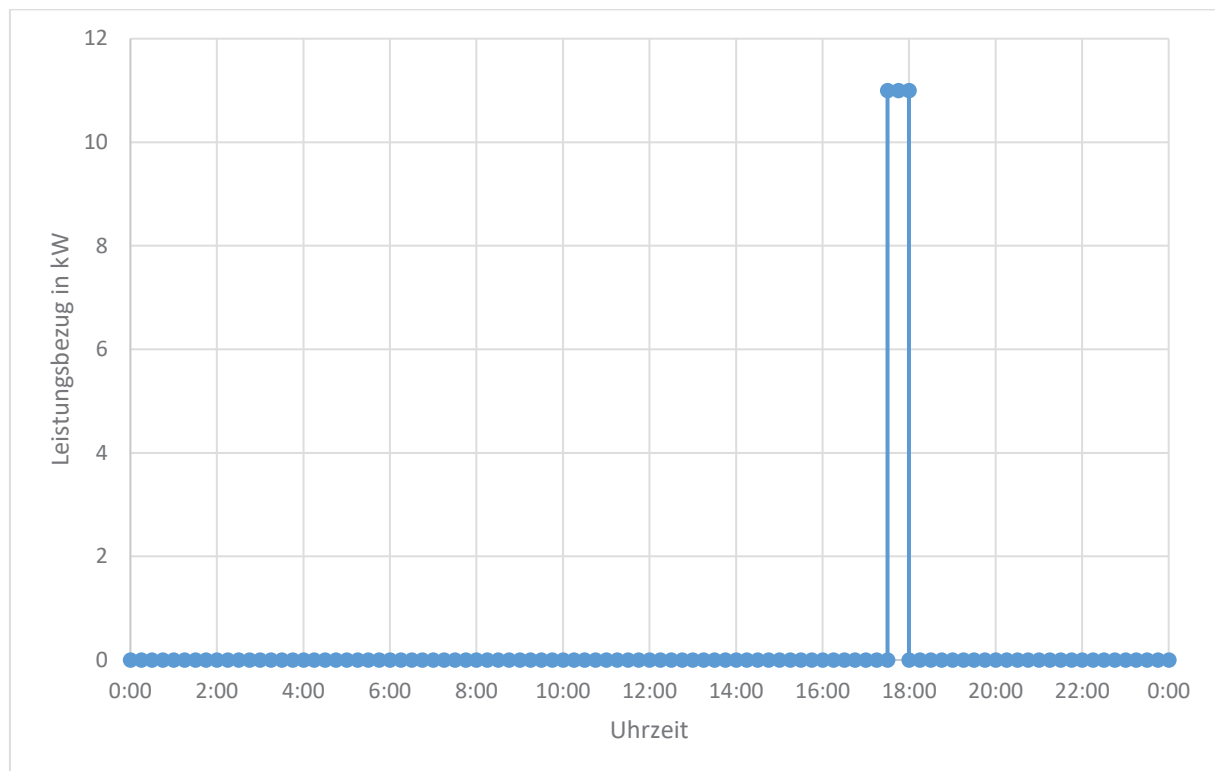


Abbildung III-27: Kennlinie des probabilistischen Ladeprofiles 8 [11]

4.4 Ergebnisse der Anwendung probabilistischer Ladeprofile

Die nachfolgenden Diagramme zeigen exemplarisch Ergebnisse von Netzzustandsanalysen mit Verwendung probabilistischer Ladeprofile nach [11]. Es muss hier beachtet werden, dass aus Rechenzeitgründen nur 5 statt der empfohlenen ca. 1.000 Netzzustandsanalysen zur Darstellung in den Diagrammen durchgeführt wurden. Es wurden in dem Referenznetz als weitere Variable 1...9 Ladestationen für E-Fahrzeuge getrennt betrachtet.

Beginnend mit einer Ladestation im Referenznetz wurde einmal per Zufallszahl ein Ladeprofil 1...46 aus Tabelle III-30 ausgewählt und der Ladestation für E-Fahrzeuge (Ladepunkte) zugeordnet. Danach erfolgte eine Lastflussberechnung nach dem Stromiterationsverfahren und eine Netzzustandsanalyse.

Im zweiten Schritt wurde zweimal ein Ladeprofile 1...46 ausgewählt und den beiden Ladestationen für E-Fahrzeuge (Ladepunkte) zugeordnet. Danach erfolgte eine Lastflussberechnung nach dem Stromiterationsverfahren und eine Netzzustandsanalyse. Es sei hier nochmals darauf hingewiesen, dass die Ermittlung der beiden Zufallszahlen mit dem Zufallsexperiment „Ziehen mit Zurücklegen“ erfolgte.

Die Vorgehensweise wurde bis zu einer Anzahl von 9 Ladestationen für E-Fahrzeuge (Ladepunkte) wiederholt.

Wie in dem nachfolgenden Diagramm für das Szenario Werktag zu erkennen ist, liegt die maximale Stromauslastung bei ca. 26 %, also sowohl innerhalb des nach VDE 0276 [10] zulässigen Bereiches, als auch innerhalb des Bereiches der grünen Ampelphase nach BDEW [9]. Kritische Netzzustände bzgl. der Stromauslastung sind hier eher nicht zu erwarten. Die maximale Auslastung der Leitungen steigt mit der Anzahl der im Referenznetz angeschlossenen Ladestationen erwartungsgemäß an.

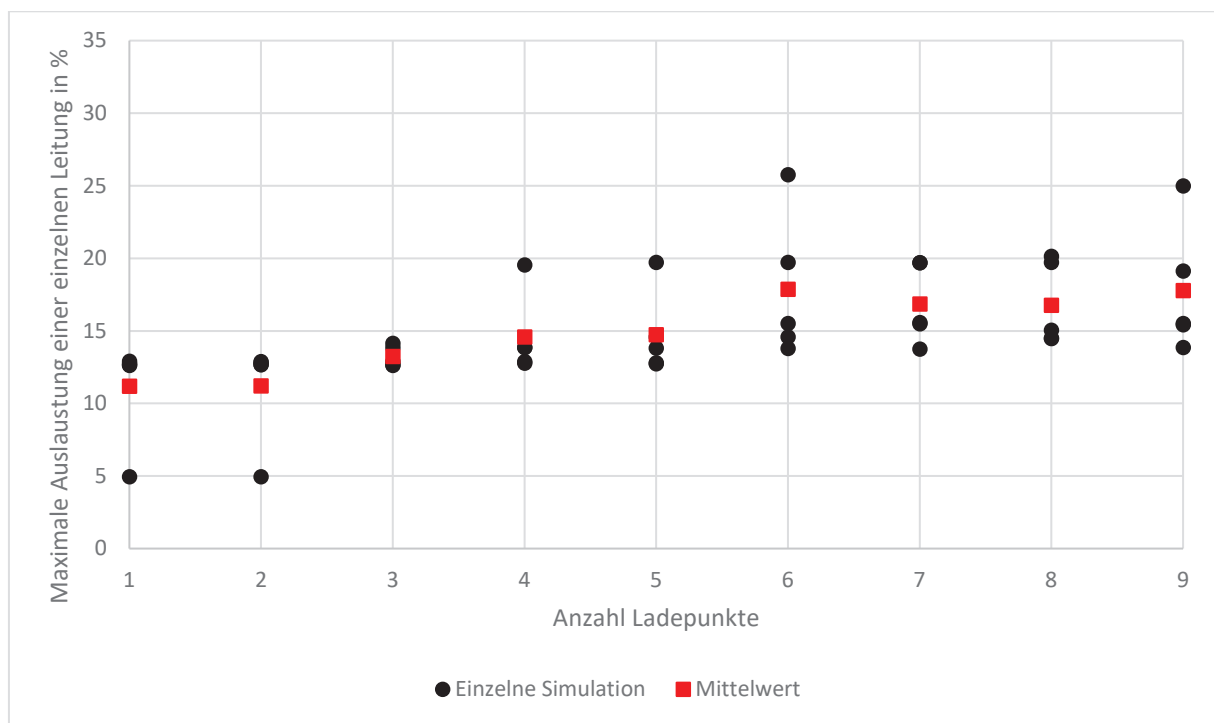


Abbildung III-28: Maximale Stromauslastung von Leitungen, Szenario Werktag [11]

Die Analyse der minimalen Leiter-Erd-Spannungen ist im nachfolgenden Diagramm dargestellt. Es ist hier zu erkennen, dass kritische Netzzustände wegen einer normativ unzulässig geringen Spannung (für 4, 6 und 9 Ladepunkte < 92%) zu erwarten sind.

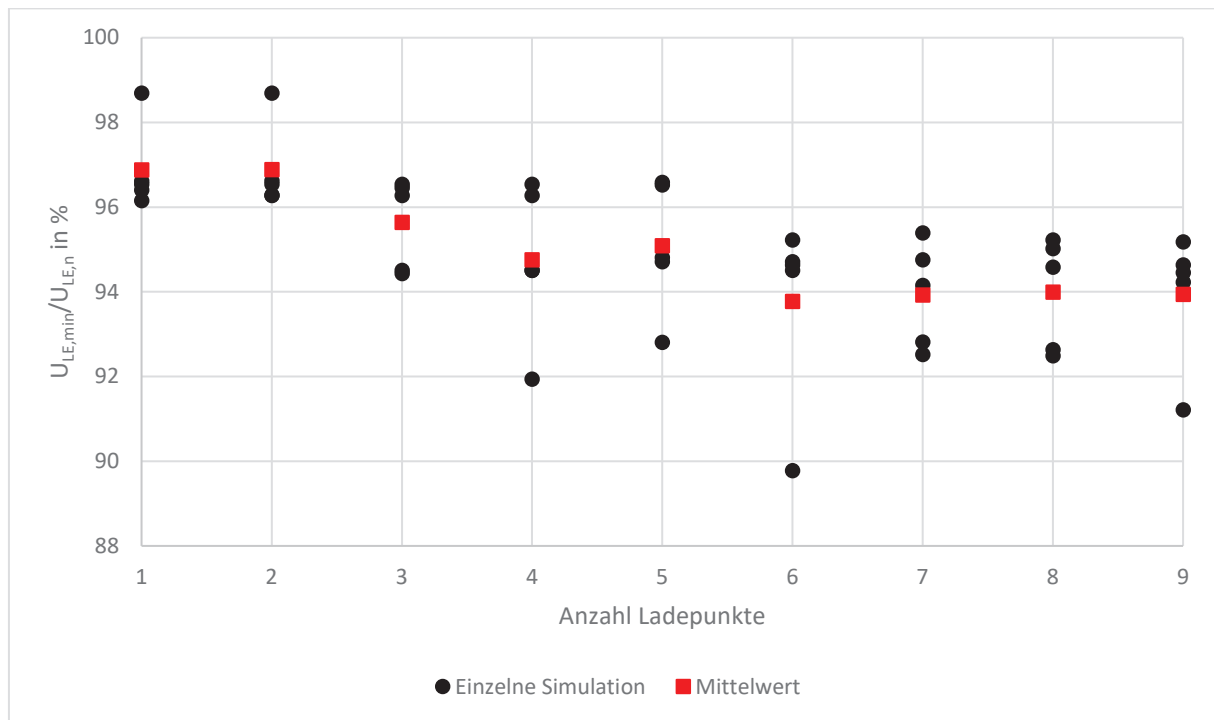


Abbildung III-29: Minimale Leiter-Erd-Spannung, Szenario Werktag [11]

Die Ergebnisse zeigen, dass auch eine probabilistische Modellierung des Ladeverhaltens von E-Fahrzeugen möglich ist und zu verwertbaren Ergebnissen durch Netzauslastungsanalysen führt. Es muss hier aber berücksichtigt werden, dass als Ergebnis der wahrscheinlichste Netzzustand ermittelt wird, der nicht unbedingt dem Worst-Case-Netzzustand entsprechen muss.

Die Verwendung von probabilistischen Methoden kann in der „grüne Wiese“ Planungsphase von Stromnetzen, wenn keine Informationen über die tatsächliche Nutzung von E-Fahrzeug Ladestationen bekannt sind, belastbare Zusatzinformationen über die Netzauslastung ergeben.

5 Fazit, Empfehlungen, Schlussfolgerungen

Die Untersuchungen im Rahmen des Projektes „*MobiGrid*“ haben gezeigt, dass kritische Netzzustände durch den gezielten Einsatz dezentraler Flexibilitätspotenziale prädiktiv verhindert werden können. Dabei bestand der Ansatz im Projekt von vornherein darin, durch einen präventiven Flexibilitätseinsatz das Entstehen kritischer Netzsituationen erst gar nicht eintreten zu lassen.

Mit diesem Ansatz ging das Projekt „*MobiGrid*“ deutlich weiter als der während der Projektlaufzeit eingeführte Prozess gemäß §14a EnWG. Dieser sieht den Einsatz steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in Haushalten erst bei Vorliegen eines kritischen Netzzustands vor. Entsprechend müssen alle damit zusammenhängenden Steuerungsprozesse sehr kurzfristig arbeiten und erlauben keine Optimierung des Flexibilitätseinsatzes in technischer Hinsicht oder im Hinblick auf mögliche Beeinträchtigungen oder Präferenzen von Haushalten. Als Rückfallprozess bei Versagen eines präventiven Flexibilitätseinsatzes ist §14a aber sehr gut geeignet und stellt insofern keine Alternative, sondern eine Ergänzung zu dem im Projekt „*MobiGrid*“ verfolgten Ansatz dar. Es bleibt abzuwarten, ob der Ansatz des Projektes im Rahmen eines zu erwartenden ⁴⁷§14c EnWG, mit dem ein marktlicher Prozess zur Aktivierung von Flexibilitätspotenzialen in Haushalten gestaltet werden soll, zur Umsetzung kommen wird.

Die Gestaltung eines präventiven Flexibilitätseinsatzes hängt entscheidend von der Güte der verwendeten Prognosemodelle ab. Dies stellt zum jetzigen Zeitpunkt noch eine große Herausforderung dar, wird sich aber mit fortschreitender Digitalisierung sowohl der Verteilnetze als auch in Haushalten durch Einführung intelligenter Energiemanagementsysteme deutlich verbessern. Der Einsatz und die gezielte Weiterentwicklung des Flexibilitätsmanagers der KISTERS AG bildeten eine essenzielle technologische Grundlage für die Erstellung der Prognosedateien sowie die nachfolgende monetäre Analyse der Flexibilitätssfahrpläne.

Der große Vorteil eines präventiven Flexibilitätseinsatzes besteht in der längeren Vorlaufzeit bis zur Aktivierung von Flexibilitätspotenzialen. Im Projekt „*MobiGrid*“ wurde die längere Vorlaufzeit u.a. dazu genutzt, besonders geeignete Flexibilitätspotenziale zu analysieren und gezielt auf diese zuzugreifen. Gleichzeitig bietet die längere Vorlaufzeit auch die Möglichkeit, mit den betroffenen Haushalten den Zugriff auf bestimmte Flexibilitätspotenziale abzustimmen.

Die Möglichkeit der Einflussnahme auf den Einsatz ihrer steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zur Flexibilitätsbereitstellung stellt für die meisten Haushalte eine wesentliche Anforderung dar. Eine einzelfallbezogene aktive Bestätigung des Flexibilitätseinsatzes sehen die Haushalte dabei als unrealistisch an. Die Erwartung geht vielmehr in Richtung einer Kombination geeigneter Rahmenvertragsangebote des Stromnetzbetreibers und der Nutzung intelligenter Energiemanagementsysteme, mit denen die Haushalte individuelle Randbedingungen zum Zugriff auf ihre steuerbaren Verbrauchseinrichtungen definieren können. Beide Bedingungen konnten zur Laufzeit des Projektes „*MobiGrid*“ noch nicht erfüllt werden, so dass eine tiefergehende Analyse des realen Kundenverhaltens im Rahmen des Feldtests nicht erfolgen konnte. Hier eröffnet sich ein großer Bedarf an weiteren Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.

⁴⁷ §14c EnWG Gesetz über Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Elektrizitätsverteilernetz; Festlegungskompetenz

Die Vermeidung kritischer Netzzustände durch Flexibilitätseinsatz wird technisch und ökonomisch an Grenzen stoßen, wenn solche Vorkommnisse immer häufiger und immer in den gleichen Netzabschnitten vorkommen. Aus technischer Sicht ist dann zu erwarten, dass das verfügbare Flexibilitätspotenzial nicht mehr ausreicht, das Stromverteilnetz innerhalb der normativ zulässigen Grenzen zu betreiben. Ökonomisch können die Kosten des Flexibilitätseinsatzes auf längere Sicht die Kosten eines Netzausbaus übersteigen. Gerade in der aktuellen Situation, in der die zukünftigen Anforderungen an die Auslegung lokaler Stromverteilnetze noch nicht sicher bestimmt werden können, bietet der Einsatz lokaler Flexibilitätspotenziale die Möglichkeit, Investitionen in die Netzinfrastruktur auf einen Zeitpunkt zu verschieben, zu dem diese Anforderungen besser beurteilt und die Investitionen entsprechend effizient vorgenommen werden können.

Als Nebenerkenntnisse aus dem Projekt „*MobiGrid*“ können einige generelle Schlussfolgerungen für die Ausrichtung zukünftiger Maßnahmen zum Ausbau lokaler Verteilnetze gezogen werden.

Große Effekte sind aus einer Erhöhung der Bemessungsleistung eines Transformators und/oder der Strombelastbarkeit zentraler Stammstrecken in der Nähe des Transformators zu erwarten. Dies bedingt Netzausbaumaßnahmen, z.B. den Austausch der Ortsnetzstation. Hingegen werden regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) einen eher geringen Effekt bewirken, da kritische Netzsituationen im Feldtestgebiet des Projektes „*MobiGrid*“ überwiegend strom- und nur selten spannungsbedingt aufgetreten sind. Hier muss allerdings beachtet werden, dass das Feldtestgebiet als Neubaugebiet erdverkabelt ausgeführt ist. In älteren Stromverteilnetzen mit Dachständer-Freileitungen können sich andere Ergebnisse ergeben. Der Einsatz von Blindleistung zur Spannungsregelung, z.B. aus Wechselrichtern, kann den Bedarf an Wirkleistungsanpassungen reduzieren. Die Grundlagen hierfür sind in Anwendungsregeln (VDE-AR-N 4105 [2]) und im verwendeten Netzberechnungsprogramm ATPDesigner verfügbar. Im Rahmen des Projekts wurde diese Option aber nicht näher untersucht.

Im Projekt „*MobiGrid*“ hat sich die Verwendung des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner als Forschungs- und Entwicklungsplattform von Vorteil gezeigt. So konnten die im Projekt benötigten Verfahren zur Netzzustandsanalyse von Stromverteilnetzen bedarfsgerecht erweitert und neue Verfahren zur Ermittlung von Flexibilitätseinsatzplänen mit einer Lastflussberechnung nach Newton-Raphson und einer Sensitivitätsanalyse implementiert und zur Verfügung gestellt werden. Die Eigenschaft als Forschungs- und Entwicklungsplattform zeigte sich auch von Vorteil, um einen effizienten Datenaustausch mit der Middleware zu erreichen. So wurde im Laufe des Projektes „*MobiGrid*“ ein http-basierter Web-Server mit REST-API in das Netzberechnungsprogramm implementiert, um den Datenaustausch zur Middleware über TCP/IP-basierte verteilte Kommunikationsnetze zu ermöglichen.

Ebenfalls nur prinzipiell untersucht wurde der Einsatz von DC-Netzen. Für E-Mobilität könnten DC-Netze in Kombination mit einem Quartierspeicher und DC-Ladesäulen eine Option darstellen, hohe Leistungsschwankungen aus dem AC-Netz fernzuhalten. Allerdings erscheint ein paralleler Aufbau eines DC-Netzes zu einem vorhandenen AC-Netz wirtschaftlich nicht sinnvoll. Eine reine DC-Netzinfrastruktur im urbanen Umfeld erscheint zwar nicht ausgeschlossen, ist aber aktuell eher von theoretischem Interesse.

Als weiteres wichtiges Ergebnis des Projektes kann genannt werden, dass die Verwendung von international standardisierten Dateiformaten wie JSON [14] oder Office Open XML [5] den Datenaustausch zwischen heterogenen Softwaresystemen erheblich vereinfacht und die

Wiederverwendbarkeit und strukturelle Erweiterbarkeit der ausgetauschten Daten und Datenformate, aber auch die kompatible Interaktion der heterogenen Softwaresysteme, erheblich befördert.

Die Verwendung von standardisierten IKT-Strukturen und Verfahren, wie z.B. einem TCP/IP-basierten REST API, vereinfacht ebenfalls die Integration heterogener Softwaresysteme. Darüber hinaus können die benötigten Softwaresysteme örtlich flexibel je nach Verfügbarkeit der benötigten Rechnerhardware eingesetzt werden. Auch ist dadurch die Verwendung unterschiedlicher Betriebssysteme, die abhängig von den benötigten Softwaresystemen differieren können, leicht realisierbar.

Die Middleware spielte bei der Entwicklung und Umsetzung des Projektes „*MobiGrid*“ eine zentrale Rolle, um die gewünschten Ziele einer flexiblen und verteilten Netzinfrastruktur zu erreichen. Im Rahmen des Projektes wurde die Middleware Basyx getestet, deren generische Architektur eine Anpassung an die spezifischen Anforderungen des Projektes „*MobiGrid*“ ermöglichte.

Die Middleware bietet eine Abstraktionsschicht, die die nahtlose Integration heterogener Systeme und Geräte ermöglicht. Dies erleichtert die Entwicklung und Wartung von Anwendungen, da die Komplexität der direkten Kommunikation zwischen verschiedenen Systemen reduziert wird. Darüber hinaus ermöglicht der Einsatz von Middleware Skalierbarkeit und Flexibilität, so dass das Projekt „*MobiGrid*“ effizient z.B. auf Veränderungen in der Netztopologie reagieren kann. Neue Netzknoten und Dienste können ohne umfangreiche Anpassungen an der bestehenden Infrastruktur hinzugefügt werden.

Die Middleware sorgt in der Kommunikationstechnik durch Fehlererkennungs- und Korrekturmechanismen für eine zuverlässige Datenübertragung. Ein weiterer Vorteil der Middleware ist die optimierte Ressourcenverwaltung. Dazu gehören Lastausgleich, Bandbreitenmanagement und die Priorisierung von Datenströmen, um eine optimale Leistung zu gewährleisten.

Ein besonderer Schwerpunkt des Projektes „*MobiGrid*“ war der Einsatz der generischen Architektur von Basyx, die eine flexible Anpassung und effiziente Integration unterschiedlicher Systeme und Geräte ermöglicht. Im Rahmen des Projektes wurden Digitale Zwillinge identifiziert und erfolgreich als Asset Administration Shells (AASX) implementiert, die eine standardisierte Darstellung und Verwaltung von digitalen Abbildern physischer Objekte im Netzwerk ermöglichen.

Begleitende Analysen zu Sicherheit, Performance und Qualität bestätigten die Anwendbarkeit der Middleware. Diese umfassenden Analysen zeigten, dass die Middleware-Lösung von Basyx die Anforderungen des Projektes „*MobiGrid*“ erfüllt und eine zuverlässige und effiziente Netzwerkinfrastruktur gewährleistet.

Es lässt sich sagen, dass sich die auf Basyx basierende Middleware als ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Implementierung einer effizienten und flexiblen Infrastruktur der Kommunikations- und Datennetze erwiesen hat. Sie bietet eine robuste Plattform für die Entwicklung und Bereitstellung einer breiten Palette von Diensten und Anwendungen der Daten- und Kommunikationstechnik.

6 Ausblick

Mit dem Projekt „MobiGrid“ wurde bereits ein Blick in die Zukunft geworfen und Szenarien analysiert, wie bei einem steigenden lokalen Zubau neuer Lasten und Erzeugungsanlagen die Netzstabilität von Stromverteilnetzen gesichert werden kann.

Hierzu wurden vielfältige Annahmen getroffen, deren reales Eintreten noch nicht absehbar ist. Außerdem ergaben sich in der Diskussion zahlreiche Fragestellungen, die im Rahmen des Projektes nicht abschließend untersucht werden konnten, die aber für die weitere Entwicklung eines präventiven Flexibilitätseinsatzes zur Stabilisierung von lokalen Stromverteilnetzen wichtig erscheinen und im Rahmen weiterer Forschungsarbeiten untersucht werden sollten.

Mit dem nachfolgenden Ausblick sollen einige der wesentlichen Punkte zusammengefasst werden.

Solange die Energiewende weiter umgesetzt wird, wird sich die Installation von PV-Anlagen in Kombination mit Batteriespeichern und Wärmepumpen in Haushalten weiter fortsetzen. Auch der Umstieg auf E-Mobilität wird sich fortsetzen. Abzuwarten bleibt allerdings, inwieweit e-Fuels hierzu längerfristig eine ebenfalls CO₂-neutrale Alternative bieten können. Fortschritte bei Kleinwindanlagen und die Kombination von PV-Anlagen und Anlagen der Solarthermie können auf Erzeugungsseite noch große Veränderungen bewirken, die im Projekt „MobiGrid“ nicht behandelt wurden. Gleiches gilt für die Möglichkeit des bidirektionalen Ladens von E-Fahrzeugen. Die Geschwindigkeit dieses Prozesses wird durch die Gestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen und in Verbindung damit die gesellschaftliche Akzeptanz bestimmt.

Die dem Projekt „MobiGrid“ zugrundeliegenden Erwartungen, dass sich lokale Stromverteilnetze zukünftig stärker fluktuierenden und insgesamt steigenden Belastungen stellen müssen, erscheint somit weiter realistisch.

Volkswirtschaftlich bleibt es sinnvoll, Stromnetze nicht auf die Bewältigung von Spitzenlastsituationen auszubauen. Gleichzeitig wird der Einsatz von Flexibilität zur Bewältigung kritischer Netzsituationen an seine Grenzen stoßen und Stromnetze gezielt verstärkt werden müssen.

Im Einsatz von Flexibilität bedarf es eines zweistufigen Ansatzes, der in der laufenden Regulierung bereits vorgezeichnet ist. In einer ersten Stufe sollte ein marktlicher Anreiz (§14c EnWG) zur Bereitstellung von Flexibilität gesetzt werden. Gelingt es damit nicht, eine kritische Netzsituation zu vermeiden, muss in einer zweiten Stufe eine Steuerungsvorgabe durch einen Netzbetreiber möglich sein (§14a EnWG). Als letzte Möglichkeit verbleiben dann weiterhin direkte Eingriffe in Netzbetriebsmittel durch den Netzbetreiber.

Zur Gestaltung eines marktlichen Anreizes ist die Einführung Strombörsen-gekoppelter dynamischer Tarife nicht ausreichend. Diese müssen um ein lokales variables Netzentgelt ergänzt werden, das aufgrund der Prognosen zum jeweiligen Zustand berechnet wird. Hierzu besteht sowohl technisch als auch regulatorisch großer Entwicklungsbedarf.

Voraussetzungen zur Erstellung verlässlicher Netzzustandsprognosen sind die Erfassung und Speicherung von Netzzustandsdaten im Zuge der weiteren Digitalisierung der Stromverteilnetze sowie mehr Informationen zum Verbrauchsverhalten von Haushalten durch Umsetzung des Smart Meter Rollouts. Quantität und vor allem Qualität der Netzzustandsdaten sind entscheidend für valide Netzzustandsprognosen. Es ist zu erkennen, dass die Erfassung und Speicherung von Netzzustandsdaten eine kontinuierliche Aufgabe der Stromnetzbetreiber sein

wird. Die Entwicklungen im Bereich künstlicher Intelligenz eröffnen Perspektiven, aus der Kombination dieser und weiterer Informationen mit datengetriebenen Verfahren die Qualität von Netzzustandsprognosen weiter zu erhöhen.

Die zunehmende Vernetzung unterschiedlicher Informationsquellen ist aus Sicht des Projektes „*MobiGrid*“ ein wesentlicher Faktor in der Gestaltung der zukünftigen Systemlandschaft eines Stromnetzbetreibers. Im Projekt wurde hierzu die Einführung einer Middleware auf Basis Digitaler Zwillinge zur anwenderfreundlichen Verbindung der Bereiche Netzzustandsprognose/Flexibilitätsbedarfsrechnung und Lastprognose/Flexibilitätssteuerung untersucht. Da im Projekt „*MobiGrid*“ nur der direkte Informationsaustausch zwischen zwei IT-Systemen stattfand, konnte die Middleware ihre Vorteile hierbei nicht vollständig ausspielen. Wenn perspektivisch weitere Informationsquellen (z. B. lokale Wetterstationen, Fahrzeugpositionsdaten, Energiemanagementsysteme von Haushalten) eingebunden werden sollen, sollte die Middleware perspektivisch eine Komplexitätsreduktion und Standardisierung in der Verbindung der Teilsysteme bewirken. Dies würde auch eine Skalierbarkeit entsprechender Lösungen unterstützen.

Mit dem Projekt „*MobiGrid*“ wurde zwar technisch ein Prozess zur Entwicklung einer präventiven Flexibilitätssteuerung entwickelt. Dieser erfüllt aber noch nicht alle Anforderungen an einen wirklichen Marktmechanismus. Insbesondere fehlte hierzu die Betrachtung der Kosten zur Erbringung eines Flexibilitätsbeitrags in der Planung zu aktivierender Flexibilitäten. Auch bestand keine Möglichkeit, mit Haushalten konkrete Geschäftsangebote zur Verpreisung von Flexibilitätsbeiträgen zu diskutieren.

Auf Basis der Kundenbefragungen und durchgeführten Workshops kann davon ausgegangen werden, dass Haushalte nicht grundsätzlich einen Flexibilitätsbeitrag zur Netzstabilisierung verweigern würden. Festzustellen ist allerdings, dass die Einführung des §14a EnWG nicht durch eine adäquate Kommunikation der Hintergründe und Ziele an die Haushalte begleitet wurde. Für Haushalte ist es wichtig, dass ein möglicher Flexibilitätsbeitrag aus ihren Anlagen nicht zu einer als unangemessen empfundenen Beeinträchtigung der Lebensgewohnheiten oder zu wirtschaftlichen Nachteilen führt. K.O.-Kriterien für Haushalte wären z.B. eine Einschränkung der Wärmeversorgung im Winter oder eine nicht ausreichende Beladung des E-Fahrzeugs zur Erledigung anstehender Fahrten. Es war in den Kundenbefragungen nicht zu bestimmen, welche wirtschaftliche Kompensation Haushalte erwarten würden. Generell scheint eine Rahmenvertragsvereinbarung mit einer pauschalen Vergütung bevorzugt zu sein, da sie eine verlässliche Planungsgrundlage darstellt. Generell ist festzuhalten, dass die Bereitstellung von Flexibilität aus Sicht der Mehrheit der Haushalte vollautomatisiert ablaufen muss und keine händische Interaktion erfordern darf. Ein wichtiger Schlüssel hierzu sind Energiemanagementsysteme, die im Haushalt entsprechende Steuerungsverantwortung übernehmen werden.

Zur Umsetzung eines marktlichen Prozesses wäre es weiterhin notwendig, einerseits einen verlässlichen Nachweis erbrachter Flexibilitätsbeiträge zu erzeugen und andererseits sowohl den Abruf als auch die Bereitstellung von Flexibilität für Netzbetreiber und Haushalte transparent zu dokumentieren. Beide Themen wurden im Projekt „*MobiGrid*“ nicht behandelt. Insbesondere der Nachweis eines Flexibilitätsbeitrags erscheint konzeptionell schwierig, da sich Flexibilität immer in einer Veränderung gegenüber einem ursprünglichen Plan äußert, es aber rückwirkend schwierig sein wird herauszufinden, ob eine Planänderung zufällig oder durch bewusste Steuerung von Anlagen zustande gekommen ist. Insbesondere bei einer Maximalleistungsvorgabe für einen Haushalt kann die Einhaltung dieser Maximalleistung auch dem

ursprünglichen Plan entsprechen. Diese Schwierigkeiten könnten ein Argument für eine Pauschalvereinbarung zwischen Netzbetreiber und Haushalt darstellen, mit der Einzelfallbetrachtungen und – nachweise überflüssig würden.

Während der Projektlaufzeit konnte u.a. wegen fehlender regulatorischer Regelungen nicht geklärt werden, wie Marktsignale das konkrete Anlagenverhalten, z.B. von Ladestationen für E-Fahrzeuge, zukünftig beeinflussen werden. Im Projekt wurde als Prämisse davon ausgegangen, dass unabhängig von äußeren Einflüssen, wie z.B. Marktsignalen, Ladvorgänge von E-Fahrzeugen immer so beendet werden, dass die vom Nutzer gewünschte Energie geladen werden kann, auch nach Wegfall des Marksignals.

Ebenfalls im Projekt „*MobiGrid*“ nicht betrachtet, aber für die Zukunft absehbar, ist der marktorientierte Einsatz von Flexibilität. So steht zu erwarten, dass die aktuell noch sporadischen Angebote zur Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen oder Bündelung von Flexibilitäten zum Handel an Intradaymärkten stärkere Verbreitung finden werden. Ein marktlicher Prozess der Flexibilitätsnutzung zur Netzstabilisierung wird hierzu in Konkurrenz stehen. Da die Stabilität des Netzbetriebs eine übergeordnete Bedeutung hat, wäre es konsequent, wenn der Flexibilitätseinsatz zur Netzstabilisierung gegenüber einem marktorientierten Einsatz Priorität zugemessen bekäme, sollte die marktliche Beschaffung von Flexibilität nicht zur Vermeidung kritischer Netzsituationen ausreichen.

Für eine Optimierung der im Projekt „*MobiGrid*“ entwickelten Prozesse wurden eine Reihe von Ansätzen identifiziert, die aber nicht mehr im Rahmen des Projektes umgesetzt werden konnten.

- Der Prognosezeitraum kann gegenüber den ursprünglich gewählten fünf Tagen deutlich verkürzt werden, um Rechenleistung und -zeit zu sparen. Ein ausreichender Prognosezeitraum bestimmt sich aus dem Zeitraum, in dem signifikante Verschiebungen in den erwarteten Leistungsverläufen von Erzeugung und Verbrauch erwartet werden.
- Der zeitliche Vorlauf einer durchzuführenden Prognose des Netzzustandes mit Hilfe einer Netzzustandsanalyse ergibt sich einerseits aus dem Rechenaufwand zur Erstellung der Prognose und andererseits aus dem Zeitbedarf zur Abstimmung der ermittelten Flexibilitätsbeiträge in einem marktlichen Prozess mit den Haushalten. Ein wichtiger Einflussfaktor auf den zeitlichen Vorlauf ist die Frage, ob der Ausgleich von Flexibilitätsbeiträgen erst im Nachgang erfolgt oder auch vorgezogen werden kann. So könnte das Beladen eines Wärmespeichers auch schon im Vorgriff auf eine spätere Leistungsreduktion der Wärmepumpe erfolgen. Im Projekt „*MobiGrid*“ wurde der Ausgleich von Flexibilitätsbeiträgen immer im Anschluss an die Flexibilitätsbereitstellung vorgenommen.
- Im Projekt „*MobiGrid*“ erfolgte eine Einzelbetrachtung von Anlagen in Haushalten. Das Konzept eines steuerbaren Netzanschlusses und die Vorgabe einer summarischen Flexibilitätsanforderung könnte eine deutliche Reduktion der erforderlichen Rechenleistung bewirken und entspräche dem Wunsch der Mehrheit der Haushalte, über ein Energiemanagement selbst zu entscheiden, welche Anlagen in welchem Umfang zur Flexibilitätsbereitstellung genutzt werden.
- Für einen marktlichen Prozess stellt sich darüberhinaus die Frage, ob eine summarische Betrachtung ganzer Netzabschnitte ausreichen könnte. Aus Sicht der Optimierung des physikalischen Netzzustandes und zur Sicherstellung der Netzsicherheit ist die singuläre Betrachtung jeder einzelnen Flexibilität allerdings zu bevorzugen, verursacht aber in der

Regel eine größere Rechenleistung und längere Analysezeiten. Da nicht zu erwarten ist, dass eine dynamische Tarifbildung als Anreizinstrument haushaltsindividuell vorgenommen werden wird/darf, könnte aus martlicher Sicht in diesem Kontext eine Betrachtung auf höherer Ebene für diesen Zweck ausreichend sein.

Mitarbeitende Projektpartner je Abschnitt

Abschnitt Projektdurchführung		e-netz	htw Saar	Fraunhofer
1	Flexibilitätsbedarf im betrachteten Feldtestgebiet	x	x	
1.1	Auswertung der Szenarien	x	x	
1.2	Alternative Optionen zur Vermeidung der auftretenden Netzengpässe	x	x	
2	Abschätzung der Unschärfe des Verfahrens zur Berechnung der Flexibilitätsbedarfe		x	
3	Netzschutzkonzept im Feldtestgebiet	x	x	
3.1	Analyse des Netzschutzkonzeptes im Feldtestgebiet	x	x	
3.2	Bewertung des Netzschutzkonzeptes für Szenario 2	x	x	
4	Nutzerverhalten von E-Fahrzeugität in 0,4kV-Netzen	x	x	
4.1	Wahrscheinlichkeitsbäume zur Definition der Ladeprofile	x	x	
4.2	Zuweisung der probabilistischen Ladeprofile zu Ladestationen		x	
4.3	Zeitliche Form der probabilistischen Ladeprofile		x	
4.4	Ergebnisse der Anwendung probabilistischer Ladeprofile		x	
5	Fazit, Empfehlungen, Schlussfolgerungen	x	x	x
6	Ausblick	x	x	x

IV Ergänzungen für den Projektträger

1 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Einschränkende Umstände, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde.

Pandemie

Die Coronapandemie hat durch ihre diversen Lockdowns einerseits zu einer allgemeinen Verzögerung der Projektarbeiten geführt, da die Projektmitarbeiter nicht wie geplant miteinander agieren konnten. Zudem führte sie teilweise auch bei der Beschaffung von Materialien zu deutlichen Verzögerungen. Auch der Wissenstransfer zwischen den verschiedenen Marktpartnern wurde erschwert. Durch den tiefgreifenden strukturellen Wandel in den Energiesystemen und die weitreichende Änderung in den tangierenden Energieinfrastrukturen wurde der eigentliche Bedarf an einem branchenübergreifenden Konsens noch weiter erhöht.

Leider waren aufgrund der sich im Spätjahr 2021 wieder verschärfenden Corona-Situation keine Kundenworkshops in Präsenz möglich. Da sich auch für die kommenden Monate keine grundsätzliche Verbesserung der Situation abzeichnete, musste eine Umplanung der Maßnahmen zur Kundeninteraktion auf Online-Formate erfolgen.

Cyberangriff e-netz

Der ENTEGA-Konzern einschließlich der e-netz Südhessen AG wurde im Juni 2022 Opfer eines Cyberangriffes. Da sämtliche IT-Systeme über mehrere Wochen nicht nutzbar waren sowie auf wichtige Daten nicht zugegriffen werden konnte, hat sich eine deutliche Verzögerung im Projektverlauf ergeben. Basierend auf der erhöhten Sicherheitsstufe im ENTEGA-Konzern war ein Fernzugriff des Dienstleisters KISTERS auf den Flexmanager nicht möglich. Hieraus ergab sich ein starker manueller Aufwand bei der Implementierung bestehender und neuer Anwendungen im Flexmanager. Dies konnte bei der Projektplanung nicht vorhergesehen werden. Das Projekt wurde daher auf den entsprechenden Antrag hin kostenneutral bis zum 30.04.2024 verlängert.

Cyberangriff DL KISTERS

Auch der Cyberangriff im November 2021 auf die KISTERS AG, Dienstleister der e-netz Südhessen AG im Projekt, führte zu Verzögerungen im Projektverlauf, die zum Teil wieder aufgeholt werden konnten. Durch einen neuen Projektmitarbeiter in der Abteilung Forschung und Entwicklung der e-netz Südhessen AG konnten entgegen der Annahme bei Antragstellung umfangreiche Arbeiten am Virtuellen Kraftwerk, wie z.B. die Einrichtung von Schnittstellen, selbst vorgenommen werden.

Fluktuierender Rechtsrahmen

Im Rahmen des Bearbeitungszeitraum veränderte sich der tangierende Rechtsrahmen teilweise grundlegend. Die Anpassungen hierfür konnten nicht gänzlich übernommen werden. Hervorzuheben sind hier die Ratifizierung des Gesetzes für den Neustart der Energiewende sowie des §14a EnWG.

Mitarbeitersituation / Fachkräftemangel

Am Fraunhofer IESE hat der interne Projektleiter Denis Uecker zum August 2023 gekündigt, sodass die Projektleitung auf Nishanth Laxman übergang. Der hauptverantwortliche Mitarbeiter für die Basyx-Implementierung Yousuf Al-Obaidi kündigte seine Arbeitsstelle zum Dezember 2023. Hier übernahm Christian Wolschke die Arbeiten.

An der htw saar ergab sich durch das nicht geplante Ausscheiden einer wissenschaftlichen Mitarbeiterin zu Projektbeginn eine personelle Vakanz, die erst im zweiten Projektjahr durch neu eingestellte wissenschaftliche Mitarbeiter behoben werden konnte.

Elektromobilität

In Folge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine kam es während des Projektes zu einer Einschränkung der allgemein gewährleisteten Energiesicherheit. Die Energiekrise zog steigende Gas- und Strompreise mit sich, die sich entsprechend auch auf die Elektromobilität auswirkten. War die Elektromobilität bereits vor der Energiekrise ein präsent Thema im Rahmen der Energiewende, bekam sie im Projektverlauf eine noch akutere Dringlichkeit.

Erneuerbare Energien sollen als zentrale Säule der Energiewende die Energieversorgung klimaverträglicher und unabhängiger von fossilen Energieimporten machen. Für die Zukunft unserer Energieversorgung spielt Elektromobilität neben Windkraft und Solarenergie eine entscheidende Rolle.

2 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Rahmen des Projektes war die Zusammenarbeit auf die im Konsortialvertrag benannten Vertragspartner beschränkt. Es gab darüber hinaus keine Zusammenarbeit mit Dritten.

3 Verwendung der Zuwendung

Die Zuwendungen wurden ausschließlich entsprechend den Planungen in Gesamt- und Teilvorhabenbeschreibung, den Zuwendungsbescheiden und den genehmigten Änderungsbescheiden verwendet.

4 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die im Rahmen des Projektes geleistete Arbeit war vollumfänglich erforderlich, um die in der Gesamt- und Teilvorhabenbeschreibung geplanten Projektziele zu verfolgen und die im Abschlussbericht beschriebenen Projektergebnisse zu erreichen.

5 Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans

Es ist geplant, die in AP1 *Identifikation und Quantifizierung Flexibilitätsbedarf* und AP2 *Planung und Einsatzbeurteilung von Flexibilität* entwickelten Methoden, Modelle und Verfahren als Demonstrator staatlichen Hochschulen in Deutschland auf Anfrage zugänglich zu machen. Damit

besteht für Anwender die Möglichkeit, zukünftige Flexibilitätseinsätze in ihren Versorgungsnetzen auf Basis des entwickelten Verfahrens zu simulieren. Die Ergebnisse der beiden Arbeitspakete wurden in einer umfangreichen Anwendungsdokumentation festgehalten. Die Grundlage für eine weitere Anwendung des entwickelten Verfahrens durch Studierende im Rahmen der ingenieurwissenschaftlichen Ausbildung, z.B. im Studiengang Elektro- und Informationstechnik an der htw saar, ist damit ebenfalls geschaffen.

Zusätzlich wird die im Projekt implementierte REST-API im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner, die als HTTP-basierter Kommunikationskanal dient, im Verbundprojekt ModellEEGe weiter genutzt. In diesem Zusammenhang kann das entwickelte JSON-Exportinterface zur Generierung von JSON-Prognose-Templates dienen, um auf deren Grundlage eigene Prognosedaten für die Anwendung des Verfahrens in eigenen Netzen zu ermöglichen.

6 Ansätze, die nicht weiterverfolgt wurden

6.1 Flexibilitätsranking

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, eine Sensitivitätsanalyse auch durch eine Vielzahl von Lastflussberechnungen als Mehrschrittverfahren pro 15-Minuten-Intervall mit veränderten Eingangsdaten durchzuführen. Mehrschrittverfahren erfordern wegen des iterativen Lösungsansatzes in der Regel mehrere Netzberechnungsschritte zur Erzielung eines konvergenten Ergebnisses, bergen aber auch das Risiko der Divergenz. Nachteilig bei Mehrschrittverfahren ist daher, dass die Anzahl der notwendigen Berechnungen und damit der Rechenaufwand proportional mit der Anzahl der Flexibilitäten ansteigt.

Als Ansatz für eine performantere Lösung wurde prädiktiv zur Lastflussberechnung u.a. ein vorgelagertes qualitatives Flexibilitätsranking betrachtet. Dazu wurde für jede Flexibilität eine einfache Knotenpotenzialanalyse (Einschrittverfahren ohne Iteration) durchgeführt. Die betrachtete Flexibilität wurde dabei als dreiphasige Stromquelle, nicht als Leistungsquelle bzw. PQ-Knoten wie bei Lastflussberechnungen üblich, modelliert und die jeweils resultierenden Spannungen und Ströme wurden ausgewertet und verglichen. Um aus einem solchen qualitativen Flexibilitätsranking einen konkreten Flexibilitätsbedarf zu quantifizieren, also die notwendigen Leistungsänderungen zu planen, muss ein geeigneter Algorithmus entworfen werden, innerhalb dessen ebenfalls mehrere Lastflussberechnungen (Mehrschrittverfahren mit Iteration) durchgeführt werden. Die Anzahl der dabei notwendigen Lastflussberechnungen zur Erzielung einer ausreichenden Genauigkeit kann im Vorfeld schlecht abgeschätzt werden und auch die vorgelagerten Knotenpotenzialanalysen tragen bereits zur deutlichen Erhöhung der Rechenzeit bei. Der Ansatz wurde daher nach der Konzeptphase und einer Machbarkeitsanalyse wegen geschätzt deutlich zu großen Entwicklungs- und Implementierungsaufwendungen und den damit verbundenen Risiken und Unwägbarkeiten nicht weiterverfolgt.

Anders als ein qualitatives Flexibilitätsranking bietet der für das Projekt verwendete mathematische Linearisierungsansatz (Sensitivitätsanalyse) unmittelbar ein quantitatives Maß für die Auswirkung einer Leistungsänderung an jedem beliebigen Netzknoten auf die Spannungen an allen Netzknoten und Ströme in allen Netzzweigen auf Basis einer einzigen Lastflussberechnung pro 15-Minuten-Intervall. Das Verfahren ist aus anderen Arbeitsgebieten der Netzberechnung vom Grundsatz her bekannt, Erfahrungen sind in der Fachwelt ausreichend vorhanden. Auch im Sinne einer Risikominimierung wurde das Verfahren für das Projekt ausgewählt.

7 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Die Positionen der zahlenmäßigen Nachweise werden von den einzelnen Projektpartnern im Rahmen ihrer jeweiligen Verwendungsnachweise detailliert aufgeführt.

8 Fortschritte Anderer auf dem Gebiet des Vorhabens

Im Verlauf des Projektes wurden den Projektpartnern keine Fortschritte Dritter im Arbeitsgebiet des Projekts bekannt, die wesentlich für das Projekt waren.

9 Veröffentlichungen und Öffentlichkeitsarbeit

Auf Basis der wissenschaftlichen Erkenntnisse des Projektes wurde eine umfangreiche Öffentlichkeitsarbeit durchgeführt. Neben der Veröffentlichung von Fach- und Presseartikeln wurde ein Projektfilm gedreht. Das Projekt *MobiGrid* wurde darüber hinaus auf einer Projekthomepage und einer Informationsveranstaltung beworben. Während der Projektlaufzeit wurden mehrere Anfragen von Presse, Fachpublikum oder auch Kommunen an uns herangetragen.

9.1 Publikationen/Veröffentlichungen

Im Rahmen des Forschungsprojektes „*MobiGrid*“ wurden drei Fachartikel sowie eine Pressemeldung veröffentlicht. Zwei der Artikel wurden im „ew Magazin für die Energiewirtschaft“, veröffentlicht, der dritte Artikel erschien im „netzpraxis – Magazin für Energieversorgung“. Diese Fachzeitschriften werden vom VDE-Verlag herausgegeben, ein Gesellschafter des „Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE)“, welcher für die Herausgabe von Normen und Standards bekannt ist.

Der Artikel „ENTEKA erweitert Netzlabor um Ladeinfrastruktur und Elektromobilität“ wurde in der Ausgabe 11-12/2021 des „netzpraxis – Magazin für Energieversorgung“ veröffentlicht. In diesem wird das Projekt *MobiGrid* in seiner Durchführung und seinen Zielen dargestellt. Zudem werden die Projektpartner IESE, htw saar und StoREgio GmbH vorgestellt und deren Fachgebiete beschrieben. Außerdem wird Dringlichkeit des Projektthemas durch die Relevanz der anstehenden Energiewende verdeutlicht. Nicht zuletzt wird die Speichereinweihung in Groß-Umstadt mit Bildern präsentiert.

In der Ausgabe 11/2022 des „ew Magazin für die Energiewirtschaft“ ist der Fachartikel „Digitaler Zwilling zur Ermittlung von Fahrplänen für dezentrale Flexibilitäten“ zu finden. Dieser beschreibt das Projekt *MobiGrid* mit einem Fokus auf die softwaretechnische Seite. Der Digitale Zwilling, als Repräsentant von Prozessen und Dienstleistungen im Rahmen des Projektes, wird näher erläutert und anhand von passenden Abbildungen erklärt. Zusätzlich wird die mathematische Problemstellung des Projektes mit der Sensitivitätsmatrix beschrieben und zum besseren Verständnis abgebildet. Zuletzt werden die Projektpartner und deren Aufgaben beschrieben sowie ein Schema des Prozessablaufes abgebildet. Dieses erklärt die technischen Aspekte des Projektes einfach und übersichtlich.

Der Fachartikel „Integration der E-Mobilität durch Nutzung dezentraler Flexibilität“ ist in der Ausgabe 12/2021 des „ew Magazin für die Energiewirtschaft“ veröffentlicht worden. Er

beschreibt die wissenschaftliche Vorgehensweise im Projekt *MobiGrid* zur Erreichung der Projektziele. Die Idee hinter dem Projekt wird näher erläutert und aufgezeigt, mit welchen Methoden zur Netzberechnung gearbeitet wird. Näher werden auch einzelne Arbeitsziele (Teilziele) der involvierten Partner dargestellt und deren Relevanz hervorgehoben. Abschließend werden die bereits durchgeführten Feldversuche beschrieben und ein Ausblick auf die Zukunft des Projekts gegeben.

Fachartikel

In Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. werden die veröffentlichten Fachartikel und Publikationen tabellarisch aufgeführt.

Tabelle IV-1: Übersicht der Veröffentlichungen

Fachzeitschrift	Titel	Zeitpunkt der Veröffentlichung
ew Magazin für die Energiewirtschaft	Integration der E-Mobilität durch Nutzung dezentraler Flexibilität	12/2021
netzpraxis – Magazin für Energieversorgung	ENTEGA erweitert Netzlabor um Ladeinfrastruktur und Elektromobilität	11-12/2021
ew Magazin für die Energiewirtschaft	Digitaler Zwilling zur Ermittlung von Fahrplänen für dezentrale Flexibilitäten	11/2022
ew Magazin für die Energiewirtschaft	Forschungsprojekt MobiGrid Nach dem A kommt das C - § 14c Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Stromverteilernetz	09/2024
ew Magazin für die Energiewirtschaft	Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Verteilnetz	09/2024
Zeitschrift	Titel	Zeitpunkt der Veröffentlichung
Pressemeldung (verschiedene lokale Zeitschriften)	ENTEGA erweitert Netzlabor um Ladeinfrastruktur und Elektromobilität	24. September 2021

9.2 Präsentationen

- E-Mobilität – Flexibilitäten in Stromverteilnetzen; Lucas Simon; Online-Jahresrückblick 2021 des Instituts für Elektrische Energiesysteme der htw saar; 17.12.2021
- Cloud basierte Schutzkonzeptprüfung; Schutz- und Leittechnik Fachtagung 21. bis 22. Juni 2022; Posterbeitrag

9.3 Microsite

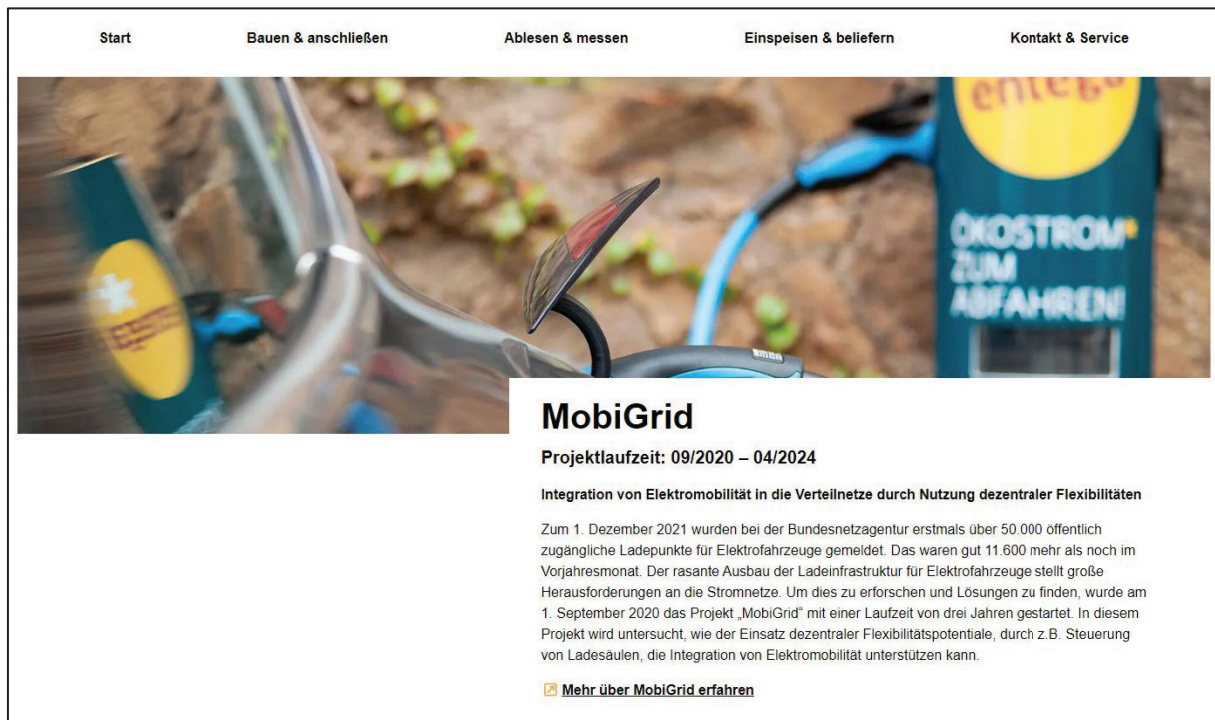


Abbildung IV-1: Microsite „MobiGrid“

Für das Forschungsprojekt „MobiGrid“ wurde eine Microsite (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) auf der Internetseite der e-netz Süd Hessen AG angelegt. Die Microsite bietet Interessierten, sowohl aus der Bevölkerung als auch der Industrie, die Möglichkeit, schnell und einfach Informationen über das Projekt zu erlangen. Auf der Seite sind Eckdaten des Projekts, beispielsweise Ziele, Laufzeit und Projektpartner hinterlegt. Auch die Förderung durch das BMWK ist, mit Logo und Link zur Website (<https://www.entega.ag/mobigrd>), hinterlegt. Zudem findet sich hier ein YouTube-Link zum Projektfilm, welcher in Kapitel IV9.4 näher beschrieben wird. Auch der Projektflyer, Fachartikel und Pressemeldung sind auf dieser Seite hinterlegt. Die Microsite ist einfach und dennoch modern sowie informativ und lässt sich auch von mobilen Endgeräten aus problemlos erreichen. Das macht die Microsite schon seit vielen Jahren zu einer verlässlichen und übersichtlichen Informationsquelle für Laien und Fachpublikum.



MOBIGRID

[STARTSEITE](#)
[ZIELE](#)
[PROJEKTPARTNER](#)

FORSCHUNGSPROJEKT MOBIGRID

Integration von Elektromobilität in die Verteilnetze durch Nutzung als dezentrale Flexibilität

DIE PROJEKTDATEN

– Projektlaufzeit: 01.09.2020 bis 30.04.2024

Hohe Batteriekapazitäten der neuen Elektrofahrzeuggenerationen und der Wunsch nach möglichst geringen Ladezeiten führen zum Einsatz von Ladeeinrichtungen mit immer höherer Leistung. Eine starke zeitliche und örtliche Konzentration des Bedarfs an Ladeleistung führt zu Lastspitzen. Als Folge können einerseits Überlastung der Betriebsmittel als auch unzulässig hohe oder niedrige Netzspannungen auftreten. Mögliche Lösungen hängen stark von der Netztopologie des Stromnetzes und dem zu erwartenden Ladeverhalten ab. Eine weitere Herausforderung besteht in der prädiktiven Analyse und Bewertung des Netzschutzkonzeptes. Sowohl das Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge als auch der Einsatz von Flexibilitätspotentialen darf im Normalbetrieb in keinem Fall zu einer unzulässigen Anregung oder gar zu unzulässigen Auslösungen von Schutzorganen führen, um ungewollte Versorgungsunterbrechungen zu vermeiden.

Es wird untersucht, wie der normkonforme Einsatz dezentraler Flexibilitätspotentiale die Integration von Elektromobilität unterstützen kann. Vorhandene Planungs- und Betriebsgrundsätze können bei Bedarf angepasst werden. Erkenntnisse zu möglichen negativen, aber auch positiven Auswirkungen auf die Betriebsmittelauslastung, die Spannungsqualität und die Netzschutztechnik werden an die zuständigen Verbände und Normungsgremien kommuniziert.

ZIELE:

- Modellierung von Netztopologien in einem Netzberechnungssystem
- Analyse und Bewertung des Netzschutzkonzeptes
- Einsatzplanung und Steuerung von Flexibilitätsanlagen
- Untersuchung einer DC-Quartiersladeinfrastruktur

Abbildung IV-2: Startseite Microsite „MobiGrid“



Abbildung IV-3: Presseartikel Microsite „MobiGrid“

9.4 Projektfilm

Über das Projekt „MobiGrid“ wurde ein Projektfilm (MobiGrid | ENTEGA AG) erstellt. Dieser kann auf der Microsite sowie auf YouTube angeschaut werden. Neben dem medialen Einsatz auf Social-Media-Kanälen, findet er zudem Anwendung im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit der e-netz Südhessen AG. Hierbei wird er unter anderem Kommunen zum besseren Verständnis der Herausforderungen der Energiewende in der Niederspannung vorgeführt. Der Film dokumentiert und beschreibt die Herangehensweise und Umsetzung im Forschungsprojekt „MobiGrid“ sowie die grundlegenden Ziele des Projektes.



Abbildung IV-4: Projektfilm „MobiGrid“

Hierfür wurde zunächst gemeinsam mit dem Regisseur ein Drehbuch erstellt. Anhand dieses Drehbuchs wurde unter anderem in den Räumen der ENTEGA AG (Abbildung IV-4) und im Baugebiet „Am Umstädter Bruch“ in Groß-Umstadt gedreht. Der Film ist in 46 Sequenzen unterteilt, welche inhaltlich im Folgenden zusammenfassend dargestellt werden. Die Dreharbeiten wurden in verschiedenen vorher ausgewählten und thematisch passenden Locations durchgeführt. Zudem haben alle Darsteller vorab einer Abtretung der Rechte zugestimmt.

Im Fokus der Betrachtung und einleitend im Projektfilm steht das Thema Elektromobilität. Als Baustein der Klimaschutzpolitik der Bundesregierung stellt die Elektrifizierung des Mobilitätssektors im Personenindividualverkehr eine eminente Herausforderung da. Visualisiert wurde dies in Szenen, die zeigen wie Privatpersonen ihr E-Auto an die Wallbox anschließen, wie Prognosen und Ladekurven in der App nachgeschaut werden können und wie sonstige Eingaben am Smartphone getätigt werden. Dadurch wird deutlich, dass das Netz durch die Elektromobilität belastet wird und jeder Nutzer ein individuelles Nutzungsverhalten hat. Daran anschließend wird das Verbrauchsverhalten von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, wie exemplarisch Wallboxen und Wärmepumpen, in Korrelation mit den fluktuierenden Erzeugern gebracht. Dafür wurden einige weitere Szenen gedreht, die beispielsweise den Quartierspeicher mit Ladesäule zeigen. Dieser bietet in einer Region mit vielen

Photovoltaikanlagen ein variables Flexibilitätspotenzial für die Nutzer. Weitere Szenen vom Drehort präsentieren den Quartierspeicher von innen und außen sowie einen weiteren Ladevorgang an der daran angeschlossenen Ladesäule. Es wird gezeigt, dass der Quartierspeicher auch als variable Stromtankstelle mit eigens erzeugter Energie fungieren kann. Auch das Wohngebiet selbst, ein Carport eines Bewohners sowie die Übergabe des E-Autos und der Aufbau von Temporären Ladestationen wurde gefilmt.

Das Thema Netzmanagement und intelligente Steuerung steht im Fokus der Betrachtung und findet Berücksichtigung im Projektfilm. Das Projekt MobiGrid als solches und der Projektfilm greifen die Thematik auf und resümieren dies in einem ausführlichen Statement. Während der nächsten Sequenzen wird das Projektkonsortium vorgestellt. Die darauf folgenden Sequenzen zeigen auf, wie die Elektromobilität als Lösungsansatz für die Herausforderungen der Energiewende dienen könnte. Kernthema ist hier die Darstellung der Nutzung von Netzberechnungssystemen mit Prognosen zu Spannungsqualität und möglichen Rückwirkungen im System.

Im Projektfilm wird deutlich, dass die Elektromobilität sowohl Herausforderungen als auch Chancen für die Energiewende darstellt.



Abbildung IV-5: Dreharbeiten zum Film MobiGrid bei ENTEGA AG (Projektsitzung MobiGrid)



Abbildung IV-6/7: Dreharbeiten im Baugebiet „Am Umstädter Bruch“

9.5 Veranstaltung: Vorstellung Forschungsprojekt „MobiGrid“

Um das Forschungsprojekt „MobiGrid“ u.a. dem Fachpublikum sowie der Fachpresse vorzustellen, fand am 24. September 2021 eine Veranstaltung (Abbildung IV-10) statt. Eingeladen waren alle Anwohner, Projektpartner wie auch Projektteilnehmer des Baugebietes „Am Umstädter Bruch“, Vertreter der Stadt Groß-Umstadt und auch interessierte Bürgermeister aus der Region. Im Anschluss gab es die Gelegenheit, Fragen zu stellen.

In einer Presseinformation (Abbildung IV-8) wurde außerdem in der Region Odenwald und Darmstadt-Dieburg über die Veranstaltung informiert. Die positive mündliche Resonanz der Teilnehmer*innen der Veranstaltung wurde auch durch die Zeitschrift „netzpraxis – Magazin für Energieversorgung“ festgehalten und in der Veröffentlichung vom 29.12.2021 publiziert.



Abbildung IV-8: Pressemeldung Veranstaltung „Am Umstädter Bruch“, Vorstellung Forschungsprojekt

Im Rahmen der Veranstaltung wurde das Forschungsprojekt sowie die Herangehensweise an die Thematik vorgestellt (Abbildung IV-9). In einer Präsentation wurde die Zielsetzung des Projektes aufgezeigt.



Abbildung IV-9: Ladesäule im Baugebiet „Am Umstädter Bruch“ und Vortrag bei der Veranstaltung „MobiGrid“



Abbildung IV-10: Veranstaltung „MobiGrid“ im Baugebiet „Am Umstädter Bruch“

Im Anschluss an die Veranstaltung wurden die beiden E-Fahrzeuge mit einer Einweisung sowie der Vertragsunterzeichnung an die ersten Projektteilnehmer übergeben. Die E-Fahrzeuge wurden insgesamt 18 Monate lang (für jeweils zwei Monate) zu Forschungszwecken gefahren. Die Resonanz bezüglich der E-Fahrzeuge und der Elektromobilität war sehr positiv. Aufgrund des Forschungsprojektes konnten sich einige Projektteilnehmer vorstellen, ein E-Fahrzeug anzuschaffen und eine Wallbox an ihrem Haus zu installieren.



Abbildung IV-11: Übergabe der E-Fahrzeuge an die ersten Haushalte

- [1] „Klimaabkommen von Paris,“ [Online]. Available: <https://www.bmuv.de>. [Zugriff am 31 10 2023].
- [2] „Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität,“ [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/>. [Zugriff am 31 10 2023].
- [3] N. ATPDesigner, www.atpdesigner.de.
- [4] „Bundesbericht Energieforschung,“ [Online]. Available: <https://www.bmwk.de/>. [Zugriff am 31 10 2023].
- [5] „Gemeinsamer Sachbericht Designnetz,“ 2021.
- [6] „Repräsentative Lastprofile, VDEW Materialien, M-28/99,“ Brandenburgische Technische Universität Cottbus, 1999.
- [7] „Das proaktive Verteilnetz,“ 2018. [Online]. Available: <https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT:1067382992/>. [Zugriff am 31 10 2023].
- [8] bdew, „Diskussionspapier - Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz,“ 2017.
- [9] „Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur,“ [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de/>. [Zugriff am 31 10 2023].
- [10] E. International, „JSON - Java Script Object Notation, Standard ECMA-404,“ Genf.
- [11] „Office Open XML (www.officeopenxml.com) ISO/IEC 29500-1:2016“.
- [12] European ETMP-ATP Users Group e.V., „EEUG,“ [Online]. Available: <https://www.atp-empt.org/>.
- [13] E. International, „ECMA-376 Office Open XML file formats“.
- [14] D. E. 50160, „DIN EN160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen,“ Februar 2011.
- [15] DIN VDE Norm: DIN VDE 0276-1000, *Starkstromkabel - Teil 1000: Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren*, Berlin: VDE Verlag GmbH, 1995.

- [16] K. F. Schäfer, Netzberechnung- Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.
- [17] E. Handschin, Elektrische Energieübertragungssysteme Teil I: Stationärer Betriebszustand, Heidelberg: Dr. Alfred Hüthing Verlag, 1993.
- [18] V. Spies, L. Simon und M. Igel, „Prognose mit Flexibilitäten - Ein Verfahren für die Berechnung von 15min-Fahrplänen für Flexibilitäten zur Sicherstellung eines normativ zulässigen Netzzustandes,“ Saarbrücken.
- [19] D. I. 6.-7. V. 0532-76-7:2023-05, „Leistungstransformatoren - Teil 7: Leitfaden für die Belastung von mineralölgefüllten Leistungstransformatoren“.
- [20] Bergische Universität Wuppertal, Siemens AG, „Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen,“ gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Wuppertal, Erlangen, 2021.
- [21] P. D.-I. M. Igel, „Einführung in das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner, Band 2: Konfiguration und Betriebsmittel,“ 2024.
- [22] „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz VDE-AR-N 4105,“ November 2018.
- [23] „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung) VDE-AR-N 4100,“ April 2019.
- [24] „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung) VDE-AR-N 4110,“ November 2018.
- [25] A. Fisch, „Auslastung von Stromverteilnetzen durch Ladestationen für E-Mobile - Vergleich verschiedener Methoden, um die Auswirkung der,“ Oktober 2021.
- [26] „Das SimBench Projekt,“ www.simbench.de, 2019.
- [27] „Microsite Grid4Regio,“ [Online]. Available: <https://www.entega.ag/grid4regio/>.
- [28] „Projektfilm YouTube,“ [Online]. Available: <https://youtu.be/X4kb4wd55Ys>.
- [29] C. Hinrichs, „Selbstorganisierte Einsatzplanung dezentraler Akteure im Smart Grid,“ Oldenburg, 2014.

- [30] Dietrich Oeding und B. Oswald, Elektrische Kraftwerke und Netze, Berlin: Springer Vieweg, 2016.
- [31] P. D.-I. M. Igel, „Einführung in das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner, Band 3: Netzberechnung,“ 2024.
- [32] P. D.-I. M. Igel, „Einführung in das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner, Band 1: Grundlagen und Bedienung,“ 2024.
- [33] „Netzberechnungsprogramm ATPDesigner,“ www.atpdesigner.de.
- [34] „<https://www.cohdawireless.com/>,“ [Online].
- [35] „<https://www.cohdawireless.com/>,“ [Online].