



© fotopro

# Regionales Blackoutmanagement mit zentraler Versorgungsstrategie

Masterarbeit von  
**Kevin Raidl, BSc**

Betreuer  
**Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner**  
**Dipl.-Ing. Mike Alexander Lagler, BSc**  
**Dipl.-Ing. Stefan Polster, BSc**

November 2020

Technische Universität Graz  
Institut für Elektrische Anlagen und Netze  
Inffeldgasse 18/1  
8010 Graz  
Österreich

**Institutsleiter**

Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber

**Betreuer**

Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner  
Dipl.-Ing. Mike Alexander Lagler, BSc  
Dipl.-Ing. Stefan Christian Polster, BSc

**Begutachter**

Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Masterarbeit von  
Kevin Raidl, BSc

November 2020

## **Statutory Declaration**

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources, and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

Graz, 05.11.2020

Kevin Raidl

## **Eidesstattliche Erklärung**

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 05.11.2020

Kevin Raidl

## **Abstract**

The intention of this work is an energy supply concept for the community of Ottendorf an der Rittschein in the event of a prolonged power failure. Thereby, three expansion stages of an emergency power supply concept are developed and considered in technical and financial terms.

A central supply approach is used as a solution for providing the energy. In this context, central means feeding energy into the local public low-voltage grid. The design and dimensioning of the supply system is made with the help of various approaches for load estimation of the supply area under consideration. In addition, photovoltaic systems in the municipality are examined regarding their usability in the event of a blackout.

This is followed by the replication of the low-voltage grid and simulation of the respective expansion stage with DiGSILENT PowerFactory, whereby the stationary and dynamic operating behaviour and the short-circuit behaviour of emergency generators are examined. Finally, an economic analysis of the respective expansion stage of the supply concept is carried out in order to obtain guide values for construction costs and amortization times.

## **Kurzfassung**

Intention dieser Arbeit ist ein Energieversorgungskonzept der Wohngemeinde Ottendorf an der Rittschein im Falle eines länger andauernden Stromausfalles. Dabei werden drei Ausbaustufen eines Notstromversorgungskonzeptes in technischer- sowie finanzieller Hinsicht erarbeitet und betrachtet.

Als Lösungsansatz zur Bereitstellung der Energie wird ein zentraler Versorgungsansatz herangezogen. Zentral bedeutet in diesem Kontext die Einspeisung von Energie in das öffentliche Niederspannungsnetz des Ortes. Die Auslegung und Dimensionierung des Versorgungssystems erfolgt mit Hilfe von diversen Ansätzen zur Lastabschätzung des betrachteten Versorgungsgebietes. Zusätzlich werden Photovoltaikanlagen im Gemeindegebiet hinsichtlich ihrer Nutzbarkeit im Falle eines Blackouts untersucht.

Im Anschluss erfolgt die Nachbildung des Niederspannungsnetzes und Simulation der jeweiligen Ausbaustufe mit DiGSILENT PowerFactory, wobei das stationäre und dynamische Betriebsverhalten, sowie das Kurzschlussverhalten von Notstromgeneratoren untersucht wird. Abschließend erfolgt eine ökonomische Betrachtung der jeweiligen Ausbaustufe des Versorgungskonzeptes, um Richtwerte für Errichtungskosten sowie Amortisationszeiten zu erhalten.

## Abkürzungsverzeichnis

$C_L$	Leitungskapazität
$CLPU_M$	Mittelwert des Cold Load Pickups bezogen auf die jährliche Spitzenlast im Lastprofil
$CLPU_{MAX}$	Cold Load Pickup aus Feldversuchen bezogen auf die jährliche Spitzenlast im Lastprofil
$\cos \varphi$	Leistungsfaktor des Generators
$\cos \varphi_1$	Grundschwingungsleistungsfaktor
$E$	Polradspannung
$E'$	Transiente Polradspannung
$E_{Nicht\_versorgt\_25h\_ST\_1}$	Nichtversorgte Energie bei 25 Stunden Stromausfall für Ausbaustufe 1
$E_{Nicht\_versorgt\_25h\_ST\_2\_V2}$	Nichtversorgte Energie bei 25 Stunden Stromausfall für Ausbaustufe 2 Variante 2
$E_{Nicht\_versorgt\_25h\_ST\_3}$	Nichtversorgte Energie bei 25 Stunden Stromausfall für Ausbaustufe 3
$E_{Nicht\_versorgt\_ST\_1}$	Nichtversorgte Energie bei allgemeiner Stromausfalldauer für Ausbaustufe 1
$E_{Nicht\_versorgt\_ST\_2\_V2}$	Nichtversorgte Energie bei allgemeiner Stromausfalldauer für Ausbaustufe 2 Variante 2
$E_{Nicht\_versorgt\_ST\_3}$	Nichtversorgte Energie bei allgemeiner Stromausfalldauer für Ausbaustufe 3
$E_{PV\_Jahr}$	Eingespeiste Jahresenergie durch Photovoltaik
$E_{YEAR\_AZ}$	Jahresenergieverbrauch des Ärztezentrums
$E_{YEAR\_HH\_MEH}$	Durchschnittlicher Jahresenergieverbrauch von Haushalten mit Elektroheizung
$E_{YEAR\_HH\_OEH}$	Durchschnittlicher Jahresenergieverbrauch von Haushalten ohne Elektroheizung
$E_{YEAR\_LG}$	Jahresenergieverbrauch des Lebensmittelgeschäftes
$E_{YEAR\_MU}$	Jahresenergieverbrauch der Mühle
$E_{YEAR\_WS}$	Durchschnittlicher Jahresenergieverbrauch der Werkstätte

$f$	Frequenz
$g_{EH}$	Gleichzeitigkeitsfaktor für Elektroheizungen (Direktheizung)
$g_{HH}$	Gleichzeitigkeitsfaktor für Haushalte (Allgemeiner Bedarf)
$g_{Simulation\_ST\_3}$	Berechneter Gleichzeitigkeitsfaktor für die Simulation der Ausbaustufe 3
$H_{Gesamt}$	Trägheitskonstante des Maschinensatzes
$I_{K\_Dauer}$	Dauerkurzschlussstromfaktor bezogen auf den Nennstrom des Generators
$I_N$	Nennstrom
$J_{Gen}$	Trägheitsmoment des Generators
$J_{Motor}$	Trägheitsmoment des Dieselantriebsmotors
$J_{Schwungmasse}$	Trägheitsmoment der Schwungmasse des Dieselantriebsmotors
$K_1$	Parameter des Cold Load Pickup Modell's
$K_2$	Parameter des Cold Load Pickup Modell's
$p$	Polpaarzahl
$P$	Wirkleistung
$P_{Allg.}$	Allgemeine Last der Kläranlage (Beleuchtung, Computer usw.)
$P_{CLPU\_ST\_2\_V1}$	Anfangsleistung des Cold Load Pickups in Ausbaustufe 2 Level 1
$P_{CLPU\_ST\_3}$	Anfangsleistung des Cold Load Pickups in Ausbaustufe 3
$P_E$	Übertragbare Leistung einer Synchronmaschine
$P_{Gebel.}$	Nennleistung eines Gebläses der Kläranlage
$P_{HH\_TAEV}$	Betriebs- bzw. Nennlast aller Haushalte mit TAEV 2016
$P_{MAX\_Abgang\_Untertrum\_Ost\_V1}$	Spitzenlast des Sammelschienenabganges Untertrum Ost der Ausbaustufe 2 Variante 1
$P_{MAX\_Abgang\_Untertrum\_Ost\_V2}$	Spitzenlast des Sammelschienenabganges Untertrum Ost der Ausbaustufe 2 Variante 2
$P_{MAX\_Abgang\_VZO}$	Spitzenlast des Sammelschienenabganges VZO
$P_{MAX\_Abgänge\_Obertrum\_West\_V1}$	Spitzenlast der Sammelschienenabgänge Obertrum West der Ausbaustufe 2 Variante 1

$P_{MAX\_Abg\ddot{a}nge\_Obertrum\_West\_V2}$	Spitzenlast der Sammelschienenabg\ddot{a}nge Obertrum West der Ausbaustufe 2 Variante 2
$P_{MAX\_AWP}$	Spitzenlast der Abwasserpumpe „H\ddot{o}rman“
$P_{MAX\_AZ}$	Spitzenlast des \r{A}rztzentrums
$P_{MAX\_EH}$	Spitzenlast einer Elektroheizung pro Wohneinheit
$P_{MAX\_FF}$	Spitzenlast der Feuerwehr
$P_{MAX\_G1}$	Spitzenlast des Standardlastprofiles G1
$P_{MAX\_G3}$	Spitzenlast des Standardlastprofiles G3
$P_{MAX\_H0}$	Spitzenlast des dynamisierten Standardlastprofiles H0
$P_{MAX\_HH}$	Spitzenlast pro Wohneinheit
$P_{MAX\_HH\_H0}$	Spitzenlast aller Haushalte mit Standardlastprofil H0
$P_{MAX\_LG}$	Spitzenlast des Lebensmittelgesch\ddot{a}ftes
$P_{MAX\_MU}$	Spitzenlast der M\dd{u}hle
$P_{MAX\_OCLPU\_ST\_2\_V1}$	Spitzenlast der Ausbaustufe 2 Variante 1 ohne Cold Load Pickup
$P_{MAX\_OCLPU\_ST\_2\_V2}$	Spitzenlast der Ausbaustufe 2 Variante 2 ohne Cold Load Pickup
$P_{MAX\_OCLPU\_ST\_3}$	Spitzenlast der Ausbaustufe 3 ohne Cold Load Pickup
$P_{MAX\_ST\_1}$	Spitzenlast der Ausbaustufe 1
$P_{MAX\_ST\_2\_V1}$	Spitzenlast der Ausbaustufe 2 Variante 1 mit Cold Load Pickup
$P_{MAX\_ST\_2\_V2}$	Spitzenlast der Ausbaustufe 2 Variante 2 mit Cold Load Pickup
$P_{MAX\_ST\_3}$	Spitzenlast der Ausbaustufe 3 mit Cold Load Pickup
$P_{MAX\_VZO}$	Spitzenlast des Veranstaltungszentrums
$P_{MAX\_WS}$	Spitzenlast der Werkst\dd{a}tte
$R_L$	Ohmscher Leitungswiderstand
$R_N$	Ohmscher Widerstand des Netzes
$P_{Nachtsp.}$	Nennleistung eines Nachtspeicherheizk\dd{o}rpers in der Kl\dd{a}ranlage
$P_{Prime\_Power}$	Nennleistung des Dieselantriebsmotors
$P_{PV\_MAX}$	Maximale Einspeiseleistung von Photovoltaik im Netz des Transformators Ottendorf/Ort

$P_{PV\_MAX\_E1}$	Spitzenlast des Standardlastprofils E1
$P_{PV\_PRIV}$	Installierte Spitzenleistung von privaten Photovoltaikanlagen
$P_{PV\_VZO}$	Installierte Spitzenleistung der Photovoltaikanlage auf dem Veranstaltungszentrum
$P_{Rückl. Pumpe}$	Nennleistung der Rücklaufschlammpumpe der Kläranlage
$P_{Rührw.}$	Nennleistung des Rührwerksantriebs der Kläranlage
$P_T$	Turbinenleistung
PV	Photovoltaik
$P_{Zul. Pumpe}$	Nennleistung einer Zulaufpumpe der Kläranlage
$P_{Zw. Pumpe}$	Nennleistung der Zwischenpumpe der Kläranlage
$S$	Scheinleistung
$S_1$	Grundschwingungsscheinleistung
$S_{25h\_ST\_1}$	Schaden eines 25 stündigen Stromausfalles der Kläranlage (Ausbaustufe 1)
$S_{25h\_ST\_2\_V2}$	Schaden eines 25 stündigen Stromausfalles von infrastrukturellen Einrichtungen der Transformatorstation Ottendorf/Ort (Ausbaustufe 2 Variante 2)
$S_{25h\_ST\_3}$	Schaden eines 25 stündigen Stromausfalles der Transformatorstation Ottendorf/Ort (Ausbaustufe 3)
$S_N$	Nennscheinleistung des Generators
$S_T$	Scheinleistung der Ortstransformatoren
$t_1$	Parameter des Cold Load Pickup Modell's
$t_2$	Parameter des Cold Load Pickup Modell's
$t_3$	Parameter des Cold Load Pickup Modell's
$T_a$	Ankerzeitkonstante
$T_d'$	Transiente Zeitkonstante
$T_d''$	Subtransiente Zeitkonstante
$T_{d0}'$	Transiente Leerlaufzeitkonstante
$t_F$	Fehlerabschaltzeit



$t_r$	Übersetzungsverhältnis der Ortstransformatoren
$u_k$	Kurzschlussspannung der Ortstransformatoren
$U_N$	Nennspannung (Netzspannung)
$VoLL_{25h\_Gesamt}$	Value of Lost Load bei 25 Stunden Stromausfall für alle Wirtschaftsbereiche
$VoLL_{25h\_GEW\_Mittelwert}$	Gewichteter Mittelwert des Value of Lost Load aus den Wirtschaftsbereichen „Öffentlicher Sektor“ und „Handel“ bei 25 Stunden Stromausfall
$VoLL_{25h\_Handel}$	Value of Lost Load bei 25 Stunden Stromausfall im Wirtschaftsbereich „Handel“
$VoLL_{25h\_Öffentlich}$	Value of Lost Load bei 25 Stunden Stromausfall im Wirtschaftsbereich „Öffentlicher Sektor“
$VoLL_{25h\_Wasser\_Abfall}$	Value of Lost Load bei 25 Stunden Stromausfall im Wirtschaftsbereich „Wasserversorgung/Abfallentsorgung“
VZO	Veranstaltungszentrum Ottendorf
WE	Wohneinheiten
$X_0$	Nullsystem-Reaktanz
$X_{12}$	Ersatzreaktanz
$X_2$	Gegensystem-Reaktanz gesättigt
$X_d$	Synchrone Längsreaktanz ungesättigt
$X_d'$	Transiente Längsreaktanz gesättigt
$X_d''$	Subtransiente Längsreaktanz gesättigt
$X_L$	Reaktanz der Leitung
$X_N$	Reaktanz des Netzes
$X_q$	Synchrone Querreaktanz ungesättigt
$X_q''$	Subtransiente Querreaktanz gesättigt
$X_T$	Reaktanz des Transformators
$\lambda$	Leistungsfaktor allgemein
$\vartheta$	Polradwinkel

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einführung .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Theoretische Grundlagen .....</b>	<b>2</b>
2.1	Entstehung der Versorgungsnetze .....	2
2.2	Essentielle Bedeutung der Energieversorgung .....	4
2.3	Regelung des europäischen Verbundnetzes .....	4
2.3.1	Wirkleistungs-Frequenz-Regelung .....	5
2.3.1.1	Momentanreserve .....	6
2.3.1.2	Primärregelung .....	6
2.3.1.3	Sekundärregelung .....	6
2.3.1.4	Tertiärregelung .....	6
2.3.1.5	Lastabwurf .....	7
2.3.2	Blindleistungs-Spannungs-Regelung .....	7
2.4	Auslöser für großflächige Stromausfälle.....	7
2.4.1	Fehlende N-1 Sicherheit .....	7
2.4.2	Ungleichgewicht zwischen Erzeugerleistungen und Verbraucherleistungen .....	8
2.4.3	Verlust des Synchronismus .....	8
2.4.3.1	Statische Stabilität .....	9
2.4.3.2	Dynamische Stabilität .....	10
2.4.4	Spannungszusammenbruch.....	12
2.4.5	Schalthandlungen .....	13
2.4.6	Umwelteinflüsse.....	13
2.4.7	Cyberattacken.....	13
2.4.8	Sonstige .....	14
2.5	Dauer eines Blackouts.....	14
2.6	Netzwiederaufbau.....	15
<b>3</b>	<b>Blackoutkonzept in Ottendorf.....</b>	<b>16</b>
3.1	Energieversorgung .....	16
3.1.1	Transformatoren im Ort .....	16
3.1.2	Photovoltaikanlagen im Ort .....	16

3.2	Trinkwasserversorgung .....	17
3.2.1	Pumpstation Richtung Ziegenberg .....	17
3.3	Abwasser .....	17
3.3.1	Kläranlage.....	17
3.3.2	Abwasserpumpstationen .....	19
3.4	Infrastrukturell bedeutende Gebäude .....	19
3.4.1	Veranstaltungszentrum.....	19
3.4.2	Feuerwehr.....	19
3.4.3	Ärztzentrum .....	19
3.4.4	Kaufhaus.....	20
3.4.5	Werkstätte.....	20
3.5	Ausbaustufen des Versorgungskonzeptes .....	20
3.5.1	Stufe 1 – Notversorgung.....	20
3.5.2	Stufe 2 – Notversorgung mit zusätzlicher Infrastruktur im Gemeindegebiet .....	21
3.5.3	Stufe 3 – Versorgung des Großteils der Gebäude im Gemeindegebiet.....	21
<b>4</b>	<b>Grundlagen für die Auslegung und Dimensionierung der Notstromversorgung .....</b>	<b>22</b>
4.1	Normativer Rahmen.....	22
4.2	Generatortypen.....	22
4.2.1	Asynchronmaschine .....	22
4.2.2	Synchronmaschine mit Permanentmagneterregung .....	23
4.2.3	Synchronmaschine mit Fremderregung .....	23
4.2.4	Synchronmaschine mit Selbsterregung.....	23
4.2.5	Synchronmaschine mit bürstenloser Erregung .....	24
4.3	Leistungsbestimmung der Generatoren .....	24
4.3.1	Betriebs- bzw. Nennlast nach TAEV 2016 .....	24
4.3.2	Bestimmung der Spitzenlast über Standardlastprofile .....	25
4.3.3	Bestimmung der Spitzenlast über Messung .....	29
4.3.4	Cold Load Pickup.....	29
4.3.5	Aufbringung des notwendigen Kurzschlussstromes im Fehlerfall.....	31
4.3.6	Leistungsfaktor von Verbraucherlasten.....	32

4.4	Notstromaggregate .....	34
4.4.1	Antriebsmotor .....	34
4.4.2	Startvorrichtung .....	34
4.4.3	Schutzeinrichtungen .....	34
4.4.3.1	Notstromversorgung von Anlagen .....	35
4.4.3.2	Ersatzstromversorgung (Direktversorgung) von Elektrogeräten .....	35
<b>5</b>	<b>Auslegungs- und Dimensionierungsberechnungen .....</b>	<b>37</b>
5.1	Auslegungsberechnungen Ausbaustufe 1 .....	37
5.1.1	Spitzenlast der Kläranlage .....	37
5.1.2	Generator Auswahl .....	37
5.2	Auslegungsberechnungen Ausbaustufe 3 .....	38
5.2.1	Betriebs- bzw. Nennlast der Haushalte nach TAEV 2016 .....	38
5.2.2	Spitzenlast der Haushalte mit Hilfe des Standardlastprofils H0 .....	39
5.2.3	Spitzenlast des Ärztezentrums, der Werkstätte sowie der Mühle mit Hilfe des Standardlastprofils G1 .....	39
5.2.4	Spitzenlast des Lebensmittelgeschäfts mit Hilfe des Standardlastprofils G3 .....	40
5.2.5	Spitzenlast des Veranstaltungszentrums und der Feuerwehr .....	40
5.2.6	Spitzenlast der Abwasserpumpe .....	40
5.2.7	Dimensionierungsrelevante Last des Generators .....	40
5.2.8	Generator Auswahl .....	41
5.3	Auslegungsberechnungen Ausbaustufe 2 .....	41
5.3.1	Variante 1 - Spitzenlast mit Versorgung der Haushalte .....	41
5.3.2	Variante 1 - Dimensionierungsrelevante Last des Generators .....	42
5.3.3	Variante 1 - Generator Auswahl .....	42
5.3.4	Variante 2 - Spitzenlast ohne Versorgung der Haushalte .....	43
5.3.5	Variante 2 - Dimensionierungsrelevante Last des Generators .....	43
5.3.6	Variante 2 - Generator Auswahl .....	44
5.4	Integration von Photovoltaikanlagen in die Notstromversorgung .....	44
5.4.1	Maximale Energieeinspeisung durch Photovoltaik .....	45
5.4.2	Vergleich zwischen Gesamtlastgang und Einspeiseleistung durch PV .....	45
5.4.3	Bewertung der Integrationsfähigkeit .....	46

<b>6</b>	<b>Simulationen .....</b>	<b>47</b>
6.1	Simulation Ausbaustufe 1 .....	48
6.1.1	Simulation Lastfluss.....	50
6.1.2	Simulation RMS/EMT .....	50
6.1.3	Simulation Kurzschluss .....	52
6.1.3.1	Fehlerfall 1 – Abgang Zulaufpumpe 1 (F02).....	52
6.1.3.2	Fehlerfall 2 – Abgang Allgemein (F11).....	53
6.1.3.3	Fehlerfall 3 – 400 V Sammelschiene.....	54
6.2	Simulation Ausbaustufe 3.....	55
6.2.1	Simulation Lastfluss.....	57
6.2.2	Simulation RMS/EMT .....	60
6.2.3	Simulation Kurzschluss .....	61
6.3	Simulation Ausbaustufe 2.....	63
6.3.1	Variante 1 .....	63
6.3.2	Simulation Lastfluss.....	65
6.3.3	Simulation RMS/EMT .....	66
6.3.4	Simulation Kurzschluss .....	67
6.3.5	Variante 2 .....	68
6.3.6	Simulation Lastfluss.....	69
6.3.7	Simulation RMS/EMT .....	70
6.3.8	Simulation Kurzschluss .....	70
6.4	Bewertung von Simulationsergebnissen .....	71
<b>7</b>	<b>Ökonomische Betrachtung .....</b>	<b>72</b>
7.1	Ausbaustufe 1 .....	73
7.2	Ausbaustufe 3.....	74
7.3	Ausbaustufe 2 Variante 1 .....	76
7.4	Ausbaustufe 2 Variante 2 .....	77
7.5	Bewertung der ökonomischen Betrachtung .....	80
<b>8</b>	<b>Vergleich mit dezentraler Versorgungsstrategie.....</b>	<b>81</b>
<b>9</b>	<b>Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....</b>	<b>82</b>

**10 Literatur ..... 84**

# 1 Einführung

Das hohe Maß an Digitalisierung und Automatisierung der heutigen Zeit bringt eine starke Abhängigkeit von der Energieversorgung mit sich. Ein länger andauernder Stromausfall im ganzen Land oder Länder übergreifend kann schwerwiegende Folgen verursachen, seien es wirtschaftliche Einbußen durch Produktionsausfälle oder Verkehrsüberlastungen durch Ampelausfälle, Überlaufen von Kanalisationen durch Ausfall von Pumpen und im schlimmsten Fall, je nach Dauer des Ausfalles, bis hin zu Todesfällen aufgrund Unterbrechung der medizinischen Versorgung sowie der Trinkwasserversorgung. Auch Medien reagierten in den vergangenen Jahren auf diese Thematik mit einem deutlichen Anstieg an Berichten, Meldungen und Artikeln zum Thema Blackout.

Diese Arbeit befasst sich daher mit der Blackout-Materie in Bezug auf eine Gemeinde im Südosten der Steiermark, Ottendorf an der Rittschein. Es wird ein zentrales Versorgungskonzept erarbeitet, das strategisch bedeutsame, infrastrukturelle Einrichtungen der Gemeinde mit elektrischer Energie versorgt. Zentral bedeutet in diesem Zusammenhang die Erzeugung der notwendigen elektrischen Energie mit entsprechend dimensionierten Notstromaggregaten und Einspeisung in das öffentliche Niederspannungsstromnetz des Ortes.

Das Versorgungskonzept gliedert sich in drei Ausbaustufen:

- Stufe 1 – Notversorgung
  - Trinkwasserversorgung
  - Abwasser
- Stufe 2 - Notversorgung mit zusätzlicher Infrastruktur im Gemeindegebiet
  - Zusätzliche Versorgung von bedeutsamen Gebäuden im Krisenfall
- Stufe 3 - Versorgung des Großteils der Gebäude im Gemeindegebiet
  - Zusätzliche Versorgung von Wohnhäusern

Zur Auslegung des Versorgungssystems wird in erster Linie der normative Rahmen abgesteckt, gefolgt von Dimensionierungen der Generatoren mit Lastabschätzungen des betrachteten Versorgungsgebietes. Im Anschluss wird die jeweilige Ausbaustufe des Versorgungskonzeptes bzw. das gesamte Netzgebiet der betrachteten Transformatorstation in DigSILENT PowerFactory nachgebildet und es werden diverse Simulationen durchgeführt. Eine mögliche Einbindung von Photovoltaikanlagen im Gemeindegebiet wird ebenfalls untersucht. Als Abschluss werden Kostenschätzungen der verschiedenen Ausbaustufen mit zentralem Versorgungsansatz aufgestellt und mit einer Partner-Masterarbeit mit dezentralem Versorgungsansatz verglichen.

## 2 Theoretische Grundlagen

Allgemein beschreibt ein Blackout einen länger andauernden, überregionalen Stromausfall, von dem nicht nur einzelne Städte, sondern auch ganze Länder oder eventuell mehrere Länder betroffen sein können. Auf Grund der immensen Größe des Stromnetzes und des länderübergreifenden Aufbaus ist die Regelung dieses komplexen Konstruktes eine Herausforderung. Die Systemlänge betrug im Jahr 2015 in Österreich verteilt auf diverse Netzebenen zirka 240.000 km. Nachfolgend wird auf die Entstehung des Versorgungsnetzes mit Hauptfokus auf Europa, dessen Komplexität und den damit verbundenen Problemen, näher eingegangen [1, 2].

### 2.1 Entstehung der Versorgungsnetze

In den 1830er Jahren wurde von Michael Faraday das Prinzip der Induktivität entdeckt [3], worauf 1866 die Entdeckung des dynamoelektrischen Prinzips durch Werner von Siemens folgte, dadurch konnten erstmals größere Energiemengen umgewandelt werden [4, 5]. Im Jahr 1883 wurde von Lucien Gaulard und John Dixon Gibbs in London ein Transformatorsystem vorgestellt, wodurch Energie über längere Strecken übertragen werden konnte [6].

Im Jahr 1888 wurden von Nikola Tesla sieben Patente zum Thema Wechselstrom zuerkannt, von denen die Entwicklung der Wechselstrommaschine hervorging [3, 7]. Darauf folgte 1889 die Erfindung einer Dreiphasen Wechselstrommaschine von Dolivo Dobrowolski, dem späteren Cheftechniker von AEG [7], wodurch der Grundstein für die Energietechnik bzw. der Energieübertragung gelegt war.

Thomas Alva Edison begann in den 1880er Jahren mit der Errichtung von Gleichspannungskraftwerken, mit denen er Inselnetze aufbaute und so Strom für Beleuchtung in den Häusern liefern konnte [8]. Zur selben Zeit beschäftigte sich George Westinghouse mit der Energieübertragung mittels Wechselspannung, da mit jenem System, aufgrund der Einsatzmöglichkeit von Transformatoren, eine Erhöhung des Spannungsniveaus möglich war, wodurch die Übertragungsverluste reduziert und somit weitere Distanzen überwunden werden konnten. Die Folge waren Patentstreitigkeiten mit Edison [9]. Im Jahr 1886 wurde durch William Stanley in Great Barrington das erste mehrstufige Wechselspannungsnetz in Betrieb genommen [10]. Im Zuge der Internationalen Elektrotechnischen Ausstellung folgte 1891 die erste mehrstufige Drehstrom-Übertragungsleitung von Laufen in das 175 km entfernte Frankfurt. Eingesetzt wurde in Laufen ein von einer 220 kW Wasserturbine angetriebener 210 kW Generator, dessen Spannung von 50 V (40 Hz) auf 15 kV hochtransformiert und in Frankfurt auf 110 V heruntertransformiert wurde um 1.000 Glühlampen mit jeweils 50 W sowie einen 100 PS Elektromotor zu versorgen. Durch die versuchsweise Spannungserhöhung auf 25 kV konnte bei einer Nutzleistung von 240 kW ein Wirkungsgrad von 75 % erreicht werden. Diese Drehstromübertragungsleitung war einer der Gründe warum der „Stromkrieg“ zwischen Gleichstrom und Wechselstrom (mit Ausnahme HGÜ Technologie) zu Gunsten der Wechselstromtechnik entschieden wurde [4].



Auch in Österreich ging die Elektrifizierung voran: 1873 wurde eine Gleichstrommaschine im Industriebetrieb Krupp (Berndorf) in Betrieb genommen, 1878 wurden Bogenlampen am Wiener Eislaufvereinsplatz installiert, 1883 folgte die Inbetriebsetzung eines 120 kW Generators der Südbahngesellschaft (Mödling). 1886 wurde das öffentliche Energieversorgungsunternehmen in der Stadt Scheibbs (NÖ) gegründet, worauf ein zügiger Ausbau örtlicher Stromerzeugungsanlagen folgte. Im Jahre 1914 waren in Österreich 350 Kraftwerke in Betrieb, wobei der Osten von Dampfkraftwerken und der Westen von Wasserkraft geprägt war. Der Kohlemangel während des 1. Weltkrieges begünstigte den raschen Ausbau der Wasserkraft, wodurch zwischen den Jahren 1918 und 1933 die Wasserkraftleistung von 240 MW auf 725 MW anstieg. Ebenfalls erwähnenswert ist der Erbau von 110 kV-Leitungen von Steiermark und Oberösterreich nach Wien zwischen den Jahren 1920 und 1930. Aufgrund des 2. Weltkrieges traten schwerwiegende Zerstörungen im Kraftwerkssektor auf.

In der Nachkriegszeit gingen mit dem 2. Verstaatlichungsgesetz von 1947 einige Elektrizitätswerke in das Eigentum der Länder über und gleichzeitig wurden Großkraftwerke in Sondergesellschaften mit Mehrheit des Bundes umgewandelt (Österreichische Elektrizitätswirtschaft AG, Verbundgesellschaft). Die folgenden Jahre waren von Kapitalmangel geprägt, weshalb Österreich für den Wiederaufbau mit dem US-amerikanischen Marshall-Plan und „European Recovery Programme“ Unterstützung erhielt. Bis in den 90er Jahren wurde der Ausbau des Kraftwerksparks stark vorangetrieben [11].

Die Elektrizitätswirtschaft war geprägt vom Modell der vollständigen Regulierung in Gebietsmonopolen, wobei ein meist staatliches Elektrizitätsversorgungsunternehmen eine klar abgegrenzte Einheit an Kunden im Monopol mit Energie versorgte, in dem die Versorgungstarife von Behörden festgelegt wurden. Die Binnenmarkttrichtlinie 1996 führte schlussendlich im Jahre 1999 zur schrittweisen Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes. Hierbei wurden die früheren Gebietsmonopole aufgebrochen, um einen Wettbewerb bei Stromerzeugung und Stromhandel zu schaffen. Die Monopole bei Stromtransport blieben aufgrund ihrer Natürlichkeit bestehen.

Im Jahre 2003 wurden im Zuge des Weißbuch 700 auch die Ziele der Energienetzentwicklung festgehalten. Fundamental war hierbei die Errichtung eines Binnenmarktes für Energie nach Vorbild bereits liberalisierter Energiemärkte wie USA, Skandinavien oder Neuseeland. Zusätzlich sollten Versorgungsnetze mit Hilfe von Kostenreduktion durch Nutzung vorhandener Versorgungskapazitäten, sowie Erhöhung der Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit durch Verbesserung der Verbindungen zwischen EU-Mitglieds- und Nichtmitgliedsländer gestärkt werden. Damit war das Transeuropäische Versorgungsnetz „geboren“, in dem Verbraucher seit der Liberalisierung ihren Energielieferanten frei wählen, sowie mit diesem frei gestaltbare Lieferverträge abschließen können. Dabei wird ein Großteil des elektrischen Stromes zwischen Erzeuger und Verbraucher gehandelt, wobei auch Zwischenhändler als Vermittler eingesetzt werden können [12, 13].

## 2.2 Essentielle Bedeutung der Energieversorgung

Energie ist Grundlage für Entwicklung. Ein großer Teil wird für Produktionsstätten und Industrie benötigt, wodurch Arbeitsplätze geschaffen werden. Zusätzlich ist Energie ein bedeutsames Gut zur Bekämpfung von Armut in Entwicklungsländern. Selbst wenn alle Länder auf der Welt ihre Pläne für die Energiewende umsetzen, würde der Gesamtenergieverbrauch zwischen 2008 und 2035 um 36 Prozent steigen. Allein in China würde der Energieverbrauch in diesem Zeitraum um 75 Prozent steigen [14]. Die Abbildung 2.1 widerspiegelt den Anstieg des weltweiten Energieverbrauches der letzten Jahre.

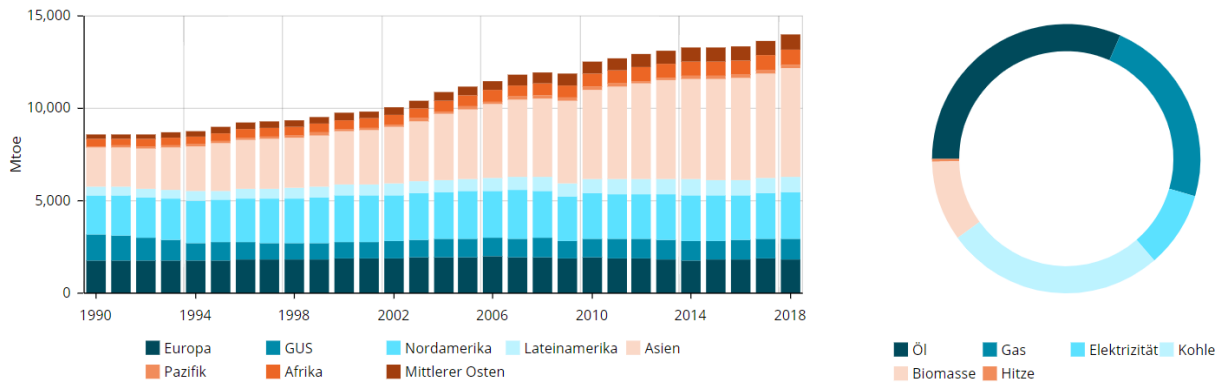


Abbildung 2.1: Statistik des weltweiten Energieverbrauches [15]

Um diesen zukünftigen Mehrverbrauch effizient und umweltverträglich decken zu können, braucht es neue Energieformen – Erneuerbare Energie, womit allgemein Energiequellen bezeichnet werden, die sich in Bezug auf den menschlichen Horizont relativ schnell erneuern bzw. unerschöpflich zur Verfügung stehen. Dazu zählen Wasserkraft, Geothermie, Wind-, Bio-, Meeres- sowie Sonnenenergie. Der Vorteil dieser Energievorkommen ist das Treibhausgaseinsparungspotential. Nachteilig ist die teilweise Abhängigkeit erneuerbarer Energie von der Umwelt: Photovoltaik liefert Energie bei Sonneneinstrahlung, Windkraft liefert Energie an windigen Tagen. Dabei ist die Stromproduktion oftmals unabhängig von der jeweils benötigten Energiemenge im Stromnetz. Ebenfalls zu beachten ist die geringere Kurzschlussleistung bei dezentralen Photovoltaikanlagen, die mittels Umrichter ins Netz einspeisen. Daher sind für die Stromerzeugung Maschinen mit rotierenden Massen unverzichtbar, da diese regelbar, sowie lastanpassungsfähig sind und vor allem im Fehlerfall die nötige Kurzschlussleistung liefern können. Um die Energiewende zu schaffen wird auch in Zukunft der Ausbau erneuerbarer Energieformen forciert werden, wodurch die Komplexität des Versorgungsnetzes erhöht werden wird [16, 17].

## 2.3 Regelung des europäischen Verbundnetzes

Das europäische Verbundnetz wurde zur Kontrolle des Energieflusses und zur Konstanthaltung der Frequenz in Regelzonen eingeteilt. Dabei sind die Regelzonenführer für die Einhaltung vereinbarter Austauschleistungen zwischen Regelzonen sowie für die Wirkleistungs-Frequenzregelung in ihrer

Regelzone verantwortlich, wodurch die Frequenz im vorgegebenen Bereich gehalten wird. Bedingt durch die fehlende Speicherbarkeit von Energie in Energienetzen müssen, zur Konstanthaltung der Frequenz, die Summe der Erzeugerleistungen und die Summe der Verbraucherleistungen zu jeder Zeit im Gleichgewicht stehen. Um dieses Gleichgewicht effizient herstellen zu können, sind Erzeuger und Verbraucher in sogenannten Bilanzgruppen zusammengefasst. Dies sind virtuelle Gruppen bestehend aus Lieferanten und Kunden, wobei innerhalb dieser Gruppen die Energieaufbringung (Bezugsfahrpläne, Einspeisungen) und die Energieabgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisungen) ausgeglichen sein muss. Treten unvorhersehbare Schwankungen bei der Erzeugung (Kraftwerksausfall, Witterungseinflüsse bei Windkraft oder Photovoltaik) oder beim prognostizierten Verbrauch auf, muss vom Regelzonenführer durch Zu- oder Abschaltung von Erzeugungseinheiten die Energiebilanz im Netz gewährleistet werden. Hierbei sollte jedoch zwischen Regelenergie und Ausgleichsenergie unterschieden werden. Als Regelenergie wird die zur Konstanthaltung der Frequenz notwendige Energie bezeichnet, wobei Frequenzabweichungen von kurzfristigen Abweichungen des Gleichgewichtes zwischen Energieeinspeisung und Verbrauch herrühren. Die einzelnen Regelkomponenten können dabei in Primärregelung, Sekundärregelung und Tertiärregelung unterteilt werden. Die Ausgleichsenergie beschreibt hingegen die Differenz zwischen vereinbarten Fahrplanwert und dem tatsächlichen Bezug oder Lieferung der Bilanzgruppe je definierter Messperiode. Die Energie je Messperiode kann dabei gemessen oder rechnerisch erfasst werden. Zusammengefasst sind für die Regelung des europäischen Verbundnetz die Qualität der bereitgestellten elektrischen Energie unter Einhaltung von Grenzwerten für Spannung und Frequenz, geringste Energieerzeugungskosten, minimale Verluste, Einhaltung von Grenzwerten der Energieübertragungsbetriebsmittel sowie Energielieferverträge bedeutsam [13, 18–21].

### 2.3.1 Wirkleistungs-Frequenz-Regelung

Um das Gleichgewicht zwischen der Summe von Erzeugerleistungen und der Summe von Verbraucherleistungen zu bilden, ist eine Wirkleistungs-Frequenzregelung notwendig, wodurch die Leistung der Erzeugungsmaschinen der ständig schwankenden Last von Verbrauchern angepasst wird. Dieses Wirkleistungsgleichgewicht dient einerseits zum Aufrechterhalten des Synchronlaufes der Generatoren, sowie andererseits zur Gewährleistung der Frequenzstabilität im gesamten Verbundnetz. Die Regelung erfolgt in erster Linie mit Hilfe von Kraftwerken, die an der Primärregelung beteiligt sind. Den Wirkleistungsfrequenzreglern wird die Frequenz als Eingangsgröße zugeführt und als Ausgangsgröße wird der Leistungssollwert für die Turbinenregler generiert. So reagieren bei Erzeugungsüberschuss rotierende Erzeugungsmaschinen im Netz mit Drehzahlerhöhung und somit Frequenzerhöhung, die von den Wirkleistungsfrequenzreglern erfasst wird. Darauf folgend wird den Turbinenreglern ein niedrigerer Sollwert vorgegeben, wodurch die Erzeugungsleistung im Netz sinkt.

Dasselbe gilt für Erzeugungsdefizite im Netz, worauf Erzeugungsmaschinen mit Drehzahlverringern bzw. Frequenzverringern reagieren. Dies registrieren wieder die Wirkleistungs-Frequenzregler und geben den Turbinenreglern einen höheren Leistungssollwert vor, wodurch die Erzeugungsleistung im Netz steigt [18].

### 2.3.1.1 Momentanreserve

Treten schnelle Lastsprünge im Netz auf, werden diese bevor die Primärregelung aktiviert wird durch die Momentanreserve oder anders bezeichnet, Trägheit des Netzes, gedämpft. Diese Trägheit rührt von der Aufnahme- und Abgabefähigkeit kinetischer Energie von rotierenden Erzeugungsmaschinen her. In Abbildung 2.2 ist die Trägheit des Netzes hellgrau gekennzeichnet [22].

### 2.3.1.2 Primärregelung

Die Primärregelung hält im Verbundnetz durch Herstellung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch die Frequenz konstant. Die hierfür notwendige Regelleistung wird möglichst gleichmäßig auf dem gesamten Kraftwerkspark verteilt durch geeignete Kraftwerke bereitgestellt, wobei vor allem Pump- bzw. Speicherkraftwerke, Laufkraftwerke sowie bedingt thermische Kraftwerke eingesetzt werden. Das geforderte Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch wird durch die Primärregelung innerhalb weniger Sekunden mit einer Primärregelreserve von +/- 3.000 MW im Netz der ENTSO-E Continental Europe (ehemals UCTE) hergestellt. In Abbildung 2.2 ist der Primärregelenergieeinsatz in hellgrün dargestellt [18, 23, 24].

### 2.3.1.3 Sekundärregelung

Zur Entlastung der Primärregelung wird bei Beeinflussungsdauern länger als 30 Sekunden bzw. bei angenommener Beeinflussungsdauer größer 30 Sekunden die Sekundärregelung aktiviert. Dadurch wird ermöglicht, dass die Primärregelung wieder für den Netzausgleich zur Verfügung steht. Zusätzliche Aufgaben der Sekundärregelung sind die Aufrechterhaltung der vereinbarten Austauschleistungen unterschiedlicher Regelzonen sowie die Rückführung der Frequenz auf ihren Sollwert bei Abweichungen. In Abbildung 2.2 ist der Sekundärregelenergieeinsatz in dunkelgrün dargestellt [18, 23, 25].

### 2.3.1.4 Tertiärregelung

Zur Entlastung und Unterstützung der Sekundärregelung kann bei Abweichungen der Regelzone, die länger als 15 Minuten dauern, die Tertiärregelung manuell aktiviert werden. So wird gewährleistet, dass die Sekundärregelung zur Unterstützung für die Primärregelung zur Verfügung steht. In Abbildung 2.2 ist der Tertiärregelenergieeinsatz in dunkelgrau dargestellt [23, 26].

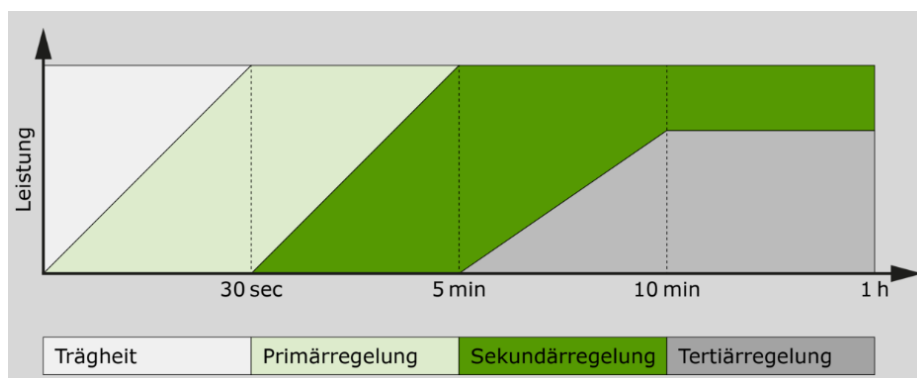


Abbildung 2.2: Regelungsstrategie im Verbundnetz [27]

### **2.3.1.5 Lastabwurf**

Bei starken Frequenzabfällen unter 49 Hz müssen nicht verzögerte, automatische frequenzabhängige Lastabwurfrelais zirka 10 % bis 20 % der Last abwerfen, wobei bei weiterer Frequenzsenkung eine Auftrennung des synchronen Verbundnetzes in Teilnetze möglich ist. Ziel des Lastabwurfes ist die Wiederherstellung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugerleistungen und Verbraucherleistungen, um einen stabilen Netzbetrieb zu ermöglichen [18].

### **2.3.2 Blindleistungs-Spannungs-Regelung**

Netzbetreiber sind dafür verantwortlich, dass die Betriebsspannung des Netzes in einem definierten Bereich gehalten wird. Die Spannungsregelung kann durch Änderung der Erregung von Generatoren, Regeltransformatoren oder geregelten Kompensationsanlagen erfolgen, wobei die ersteren beiden Varianten typischerweise in Niederspannungsnetzen eingesetzt werden. In Hochspannungsnetzen stehen die Spannungsverhältnisse in direktem Zusammenhang mit der Blindleistungsbilanz in Netzknoten. Um die Spannung in einem Netz möglichst konstant zu halten, ist ein, dem jeweiligen Belastungszustand des Netzes angepasster, Blindleistungshaushalt notwendig. Diese Reserve dient zum Ausgleich von Belastungsschwankungen, die durch spezielles Verbraucherverhalten, wie unterschiedlicher Blindleistungsbedarf bzw. Netzauslastung, verursacht werden können. Auch Netzschaltungen oder Störungen, wie zum Beispiel der Ausfall von Kraftwerksblöcken, bedeutender Versorgungsleitungen oder Kompensationseinrichtungen, können starke Belastungsschwankungen verursachen, die bei Blindleistungsmangel und unzureichender Spannungsstützung speziell bei stark ausgelasteten Netzen zum Spannungszusammenbruch führen können. Die Blindleistungsbereitstellung muss regional erfolgen, da Blindleistungstransporte an den überwiegend induktiven Netzimpedanzen zu Spannungsabfällen führen. Zusätzlich steigt der Blindleistungsbedarf an Netzelementen. Die primäre Spannungsregelung erfolgt über die Spannungsregler in Kombination mit den Erregungen der Generatoren. Die sekundäre Regelung dient zur Koordination des Einsatzes der Spannungsregelungsmittel (Generatoren, Transformatoren, Kompensationsanlagen). Teilweise wird auch eine tertiäre Regelung als Optimierungsrechnung, die auf Sicherheits- und Wirtschaftlichkeitskriterien beruht, vorgesehen [18, 28].

## **2.4 Auslöser für großflächige Stromausfälle**

### **2.4.1 Fehlende N-1 Sicherheit**

Ein fundamentales Kriterium für einen ausfallsicheren Betrieb eines Stromnetzes ist die N-1 Sicherheit. Bei Ausfall eines Elementes des Netzes müssen die übrigbleibenden Elemente in der Lage sein, die höhere Belastung zu übernehmen und so den Betrieb aufrecht zu halten. Speziell bei Sammelschienenfehlern im Übertragungsnetz sind aufgrund der Abschaltung großer Anzahl von Leitungen und Transformatoren die Auswirkungen groß. Bei Nichterfüllung des N-1 Kriteriums, kann bei

Ausfällen, abhängig von der Last, im schlimmsten Fall ein kaskadenartig verlaufender Totalausfall folgen [18].

## 2.4.2 Ungleichgewicht zwischen Erzeugerleistungen und Verbraucherleistungen

Im europäischen Stromnetz herrscht eine Frequenz von 50 Hz. Damit diese konstant gehalten werden kann, muss die Summe von Erzeugerleistungen und die Summe von Verbraucherleistungen im Gleichgewicht stehen. Ein Überangebot an Energie führt im gesamten Netz zu einer Frequenzerhöhung, ein Mangel führt zur Verringerung der Frequenz. Fällt im Netz ein Kraftwerk aus oder werden Wolken das Sonnenlicht, wodurch die Energieeinspeisung durch Photovoltaik reduziert wird oder tritt eine Flaute des Windes auf, muss die fehlende Energie im Netz durch anderwärtige Stromerzeuger ersetzt werden. Kann diese fehlende Energie nicht schnell genug bereitgestellt werden, kommt es zur Verringerung der Frequenz. Ist dieser Frequenzeinbruch so groß, dass dieser die Auslöseschwellen von Schutzrichtungen im Netz unterschreitet, kommt es zu Abschaltungen und im schlimmsten Fall zum Blackout. Dasselbe Szenario tritt ein, wenn im Netz ein Überangebot an Energie vorliegt. Dies kann zum Beispiel durch vorbeiziehende Wolken entstehen, wodurch sich die Stromproduktion von Photovoltaikanlagen ändert, oder wenn Böen große Windparks treffen. In diesem Fall muss das Energie-Überangebot im Stromnetz durch Leistungsreduktion anderer Stromerzeuger kompensiert werden, um eine Frequenzüberhöhung im Netz zu verhindern. Diese Betrachtungen verdeutlichen den Regelaufwand eines Stromnetzes, um dieses möglichst stabil und ausfallsicher zu führen [12, 18, 29].

## 2.4.3 Verlust des Synchronismus

Eine der schwerwiegendsten Störungen in einem Netz ist der Verlust des Synchronismus bzw. das außer Tritt fallen von Synchronmaschinen, da für den einwandfreien Betrieb eines Netzes, das von mehreren Synchronmaschinen gespeist wird, die Bewahrung des Synchronismus Voraussetzung ist. Dabei verlieren Maschinen ihr synchronisierendes Moment, das als gedankliche Feder zwischen dem elektrischen und mechanischen System der Maschine dargestellt werden kann (Abbildung 2.3). Grundsätzlich wird als Stabilität die Eigenschaft eines Übertragungssystems bezeichnet, den Synchronismus zu erhalten. Unterschieden wird zwischen der natürlichen und künstlichen statischen Wirkleistungsstabilität sowie der dynamischen Wirkleistungsstabilität [18].

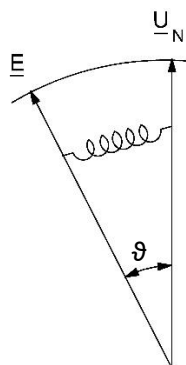


Abbildung 2.3: Gedankliche Feder zwischen Ständerdrehfeld und Polrad [30]

### 2.4.3.1 Statische Stabilität

Die Untersuchung der natürlichen statischen Stabilität erfolgt bei konstanter Maschinenerregung einer Synchronmaschine. Statische Stabilität liegt vor, wenn der Generator nach einer langsamen planmäßigen Änderung der Übertragungsleistung bzw. nach einer kleinen Störung hinsichtlich des Gleichgewichtszustandes von Antriebsmomenten und elektrischen Momenten zu einem stabilen Arbeitspunkt zurückkehrt. Zur genaueren Erläuterung wird ein Generator angenommen, der über einen Transformator und eine (lange) Leitung auf ein starres Netz speist.  $X_{12}$  berücksichtigt dabei, wie in Abbildung 2.4 ersichtlich, die Reaktanzen von Generator, Transformator, Leitung sowie die Reaktanz des Netzes. Leitungskapazitäten sowie ohmsche Anteile werden vernachlässigt.

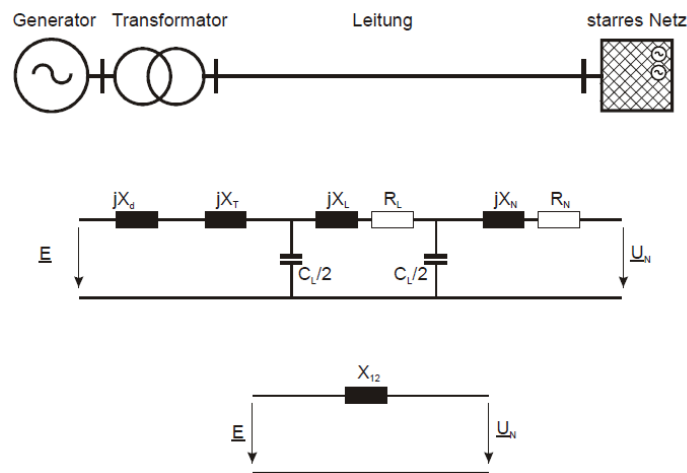


Abbildung 2.4: Vereinfachtes Modell zur Untersuchung der statischen Wirkleistungsstabilität [18]

Die übertragbare Wirkleistung eines Generators mit der Annahme von  $X_d = X_q$ , der über eine (lange) Leitung auf ein starres Netz speist, kann durch folgende Formel beschrieben werden

$$P_E = \frac{E \cdot U_N}{X_{12}} \cdot \sin \vartheta \quad \text{mit} \quad X_{12} = X_d + X_T + X_L + X_N \quad 2.1$$

Bei konstanter Turbinenleistung  $P_T$  ergeben sich in Abbildung 2.5 zwei Arbeitspunkte (A und B) in denen die mechanisch zugeführte Leistung der elektrisch abgegeben entspricht.

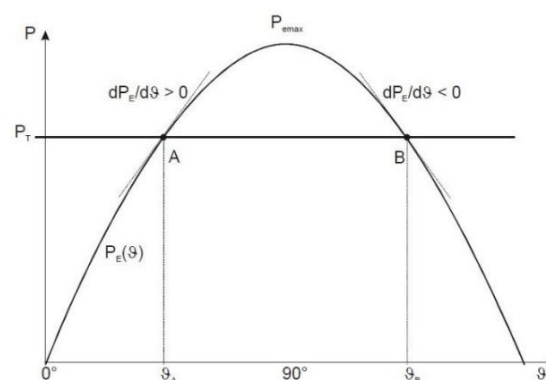


Abbildung 2.5: A - Statisch stabiler Arbeitspunkt, B - Statisch instabiler Arbeitspunkt bei konstanter Turbinenleistung [18]

Vergrößert sich im Arbeitspunkt A der Winkel  $\vartheta_A$  langsam um  $\Delta\vartheta$ , vergrößert sich die elektrische Leistungsabgabe um  $\Delta P_E$ , wodurch sich bei konstanter Turbinenleistung eine Verzögerung des Polrades einstellt. In umgekehrter Weise beschleunigt das Polrad bei langsamer Verkleinerung des Winkels  $\vartheta_A$  um  $\Delta\vartheta$ . Bei Betrachtung des Arbeitspunktes B erfolgt bei langsamer Vergrößerung des Winkels  $\vartheta_B$  um  $\Delta\vartheta$  eine Reduktion der abgegebenen Leistung  $\Delta P_E$ , wodurch bei konstanter Turbinenleistung eine Beschleunigung des Polrades eintritt. Dadurch vergrößert sich der Polradwinkel immer weiter und das Polrad kehrt nicht mehr in die stabile Ausgangslage  $\vartheta_B$  zurück. Dasselbe gilt in umgekehrter Weise für eine Verringerung des Winkels  $\vartheta_B$  um  $\Delta\vartheta$  im Arbeitspunkt B. Die elektrisch abgegebene Leistung steigt um  $\Delta P_E$  wodurch das Polrad abgebremst und im günstigsten Fall der Arbeitspunkt A erreicht wird. Folglich ist der Arbeitspunkt B ein statisch instabiler Arbeitspunkt. Als allgemeine Stabilitätsbedingung kann folgende Gleichung herangezogen werden [18]:

$$\frac{dP_E}{d\vartheta} = \frac{E \cdot U_N}{X_{12}} \cdot \cos \vartheta > 0 \quad 2.2$$

### 2.4.3.2 Dynamische Stabilität

Dynamische Stabilität liegt bei einem Übertragungssystem dann vor, wenn nach einem plötzlichen Übergang von einem Arbeitspunkt zu einem anderem die Stabilität erhalten bleibt. Die plötzlichen Änderungen des Arbeitspunktes können durch Schaltvorgänge entstehen, bei denen die Impedanz des Übertragungsnetzes geändert wird, wie es zum Beispiel bei Schaltungen großer Lasten, großer Generatoren oder Leitungen der Fall ist.

Problematisch für die dynamische Stabilität können ebenfalls Fehler im Übertragungsnetz, wie zum Beispiel Kurzschlüsse oder Leitungsunterbrechungen sein, bei denen ebenfalls die Impedanz des Übertragungsnetzes verändert wird. Der Übergang der Arbeitspunkte führt bei den betroffenen Generatoren zu Polradpendelungen, wobei meistens bereits nach wenigen zehntel Sekunden feststeht, ob der neue Arbeitspunkt nach Eintritt der plötzlichen Änderung des Arbeitspunktes stabil ist.

Bei der Untersuchung der dynamischen Stabilität ist neben der mechanisch zugeführten Leistung und der elektrisch abgegebenen Leistung auch die kinetische Energie der einzelnen Maschinen von Bedeutung. Eine genaue Beschreibung erfolgt mit dem transienten Maschinenmodell. Näherungsweise können die Vorgänge jedoch mit dem klassischen Maschinenmodell unter Berücksichtigung der transienten inneren Spannung  $E'$  als konstante treibende Spannung sowie der synchronen Reaktanz  $X_d'$  als konstante Reaktanz der Synchronmaschine beschrieben werden.

$$P_E = \frac{E' \cdot U_N}{X_{12}} \cdot \sin \vartheta \quad \text{mit} \quad X_{12} = X_d' + X_T + X_L + X_N \quad 2.3$$

Zur Veranschaulichung wird von dem in Abbildung 2.6 ersichtlichen Beispiel ausgegangen: Ein Synchrongenerator speist über einen Transformator und zwei parallele Leitungen auf ein starres Netz (Abbildung 2.6 a). In Folge eines Fehlers (Abbildung 2.6 b) wird eine der beiden Leitungen abgeschaltet (Abbildung 2.6 c).



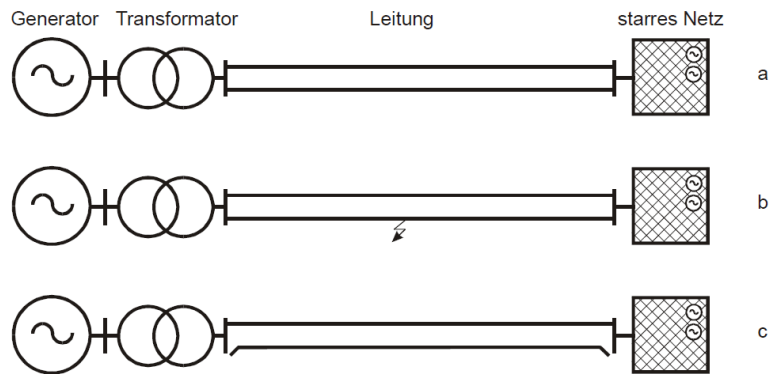


Abbildung 2.6: Modell für dynamische Stabilität [18]

Wie in Abbildung 2.7 ersichtlich, bleibt die Turbinenleistung während des Fehlers aufgrund der Trägheit des Turbinenreglers annähernd konstant und die elektrisch abgegebene Leistung des Generators ist während eines generatornahen Fehlers annähernd Null. Folge dessen wird das Polrad beschleunigt und der Polradwinkel vergrößert. Nach der Abschaltung des Fehlers ist die abgegebene elektrische Leistung des Generators abhängig von der inneren Spannung des Netzes  $U_N$  sowie der inneren Spannung des Generators  $E'$ . Die Reaktanz des Generators  $X_d'$  sowie Reaktanzen von anderen Betriebsmitteln bzw. die netzseitige Kurzschlussleistung nach Abschaltung des Fehlers beeinflussen ebenfalls die abgebbare elektrische Leistung. Ausschlaggebend für die Stabilität ist der sogenannte „Flächensatz“. Dynamische Stabilität liegt vor, wenn die über den Polradwinkel integrierte beschleunigende Leistung (in Abbildung 2.7 rechts mit + gekennzeichnet) gleich groß wie bremsende Leistung (in Abbildung 2.7 rechts mit - gekennzeichnet) ist.

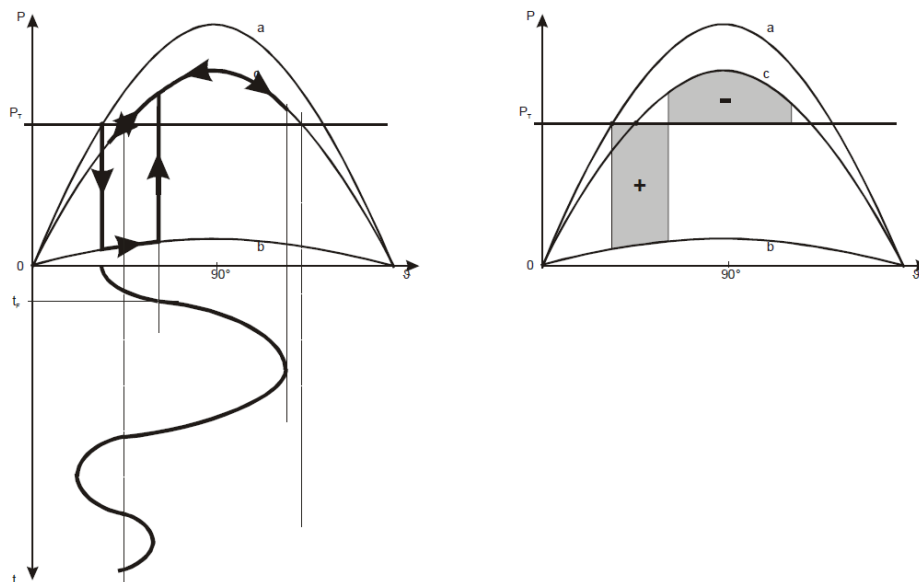


Abbildung 2.7: Dynamisch stabiler Arbeitspunkt [18]

Wie in Abbildung 2.8 ersichtlich, erfolgt in diesem Fall die Abschaltung des generatornahen Fehlers zu spät. Die integrierte beschleunigende Leistung ist größer als die integrierte bremsende Leistung, der Polradwinkel vergrößert sich immer weiter und die Maschine fällt außer Tritt [18].

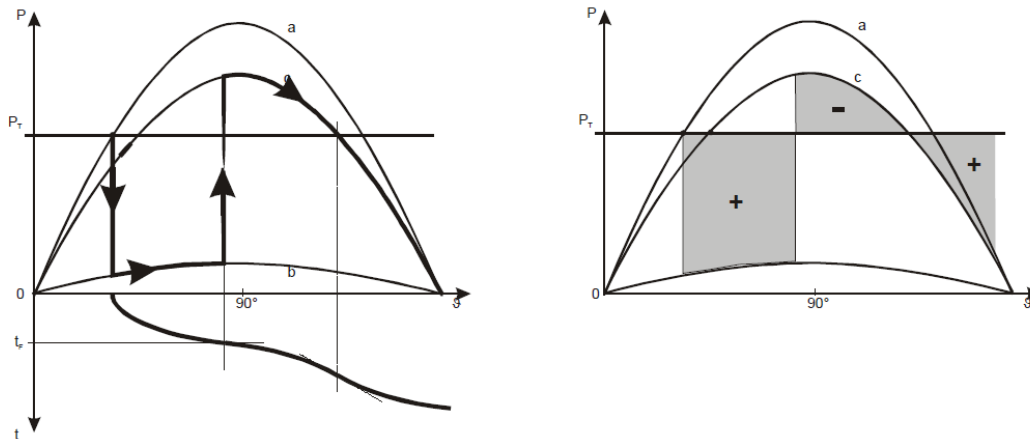


Abbildung 2.8: Dynamisch instabiler Arbeitspunkt [18]

#### 2.4.4 Spannungszusammenbruch

Ein Spannungszusammenbruch tritt meist in stark ausgelasteten Netzen nach Ausfall von Kraftwerksblöcken, Übertragungsleitungen oder Kompensationseinrichtungen auf. Dabei wird das Wirkleistungsgleichgewicht durch weiter entfernte Einspeisungen oder Lastabschaltungen wiederhergestellt und die Spannung sinkt langsam, trotz akzeptabler Frequenz und ausgeglichener Wirkleistung.

Unterschieden wird zwischen statischer und dynamischer Blindleistungsstabilität, wobei von statischer Stabilität ausgegangen werden kann, wenn bei vorgegebener Belastung des Netzes nach einer kleinen Belastungsänderung die Spannungsverhältnisse annähernd gleich groß als vor der Belastungsänderung sind. Von dynamischer Stabilität kann ausgegangen werden, wenn bei vorgegebenen Belastungszustand nach einer größeren Störung (Ausfall von Kraftwerken, Kompensationsanlagen oder Leitungen) die Spannungsverhältnisse in den Lastknoten wieder einen stabilen Gleichgewichtszustand erreichen. Ausschlaggebend für die dynamische Stabilität ist ebenfalls der Zeitpunkt von Gegenmaßnahmen.

Zur besseren Verständlichkeit wird ein Szenario des Spannungszusammenbruches im Sinne von nicht vorhandener statischer Stabilität genauer erläutert: Ausgangslage ist ein stark ausgelastetes Netz, in dem Kraftwerke in der Nähe von Verbraucherschwerpunkten durch Revision abgeschaltet sind. Durch die übernatürliche Betriebsweise (der Blindleistungsbedarf von Hochspannungsleitungen ist abhängig von der Belastung: Bei Belastung mit natürlicher Leistung ist die Blindleistungsbilanz ausgeglichen, bei unternatürlicher Belastung wirkt die Leitung als Blindleistungserzeuger und bei übernatürlicher Belastung wirkt die Leitung als Blindleistungsverbraucher) der Übertragungsleitungen des Hochspannungsnetzes entsteht ein großer Blindleistungsbedarf. Die Auslösung eines Überstromschutzrelais aufgrund Überlast führt zur Abschaltung einer oder mehrerer Leitungen, wodurch die übrigbleibenden Leitungen stärker belastet werden und folge dessen mehr Blindleistung benötigen. Aufgrund der vergrößerten Kurzschlussimpedanz sinkt am Verbraucherschwerpunkt die Spannung, wodurch sich wegen der reduzierten Spannung die Last verringert und sich somit kurzfristig ein stabilisierender Effekt einstellt. Die stärkere Erregung der Generatoren im Netz durch Spannungsregler

führt zu einem Blindleistungstransport, wodurch die Spannung weiter sinkt. Beim Erreichen der Stromgrenzen von Erregerstrom und Ständerstrom muss die Erregung zurückgenommen werden. Bei statischen Blindleistungskompensatoren sinkt die Blindleistungseinspeisung quadratisch mit der Spannung beim Erreichen des Regelbereichsendes. Im Verteilnetz versuchen Regeltransformatoren auf der Unterspannungsseite die Spannung auf den Sollwert zurück zu führen, wodurch der Laststrom überspannungsseitig ansteigt. Die Folge ist ein Spannungszusammenbruch, wodurch es zu Netzauftrennungen kommt [18].

#### **2.4.5 Schalthandlungen**

Im November 2006 trat in Europa ein großflächiger Stromausfall auf. Betroffen waren Deutschland, Österreich, Kroatien, Ungarn und weitere Länder, wobei der Ausfall etwa 120 Minuten dauerte. Grund war eine planmäßige Abschaltung von zwei Hochspannungsleitungen im Norden Deutschlands, um die Ausschiffung eines Schiffes aus einer Werft zu ermöglichen. Aufgrund schlechter Planung, unzureichender Absprachen sowie teilweise fehlender N-1 Sicherheit wurde ein Dominoeffekt angestoßen, der schwere Folgen hatte. Schutzrichtungen schalteten überlastete Leitungen ab, wodurch sich die Last unkontrolliert auf andere Leitungen verteilte und es dadurch zu weiteren Abschaltungen kam. Durch die Auftrennung bedeutender Verbindungen zwischen Nord-Osteuropa und Süd-Westeuropa stieg im Nord-Osten aufgrund Energie-Überproduktion die Frequenz und im Süd-Westen sank die Frequenz aufgrund fehlender Energie im übrig gebliebenen Netz. Die Folge waren weitere Abschaltungen wobei mehr als 15 Millionen Menschen keine Stromversorgung hatten [31].

#### **2.4.6 Umwelteinflüsse**

Blitzschläge, Sturm, Schneelasten, Eislasten und weitere Naturereignisse können ebenfalls zu großflächigen Versorgungsausfällen führen. Als Beispiel sei hier der Eisregen in Slowenien im Jahr 2014 genannt. Durch Schnee- und Eislasten wurden unzählige Stromleitungen beschädigt, wodurch bis zu 120.000 Haushalte ohne Strom waren. Ebenfalls erwähnenswert ist der Katastrophenwinter 1978/79 in Norddeutschland, wobei in der gesamten DDR die Stromversorgung aufgrund extremer Kälte und Schneemassen für mehrere Tage lahmgelegt wurde [32–34].

#### **2.4.7 Cyberattacken**

Als Cyberattacken werden allgemein Angriffe auf Rechnernetze für Infrastruktur genannt. Da das Stromnetz laufend modernisiert und automatisiert wird, sowie Schaltstellen von der Ferne geschaltet werden können, steigt die potenzielle Gefahr für solche Angriffe. Generell nimmt der Automationsgrad mit der Spannungshöhe ab, jedoch gibt es auch Überlegungen hinsichtlich Automatisierung in der Niederspannungsebene aufgrund steigender Anzahl dezentraler Einspeiser (z.B. PV-Anlagen am Eigenheim). Wird in Zukunft die Elektromobilität forciert, verstärkt sich das Ungleichgewicht zwischen Stromproduktion durch PV am Tag und dem Energieverbrauch durch Ladung der Fahrzeuge am Abend. Hierbei kann ein höherer Automationsgrad im Niederspannungsnetz Vorteile bringen [35, 36].

## 2.4.8 Sonstige

Diverse Defekte als auch Zwischenfälle wie Atomunfälle können schwerwiegende Versorgungsausfälle herbeiführen. Ebenso menschliche Fehler oder Fehleinstellungen von Schutzeinrichtungen können als Beispiel für Auslöser von Versorgungsausfällen angeführt werden.

## 2.5 Dauer eines Blackouts

Die Abschätzung der Dauer eines Blackouts ist aufgrund der unvorhersehbaren Ausdehnung des Ausfalles, sowie unzähliger sonstiger Einflussfaktoren schwierig vorherzusagen. Um eine Größenordnung für die mögliche Ausfalldauer zu bekommen, werden nachfolgend in Tabelle 2.1 die weltweit größten Stromausfälle aufgelistet:

Jahr	Lage	Dauer	Betroffene	Auslöser
09.11.1965	Nordosten USA	ca. 13,5 Stunden	30 Millionen Menschen	Falsche Distanzschutzeinstellung [37]
13.07.1977	New York	5 bis 25 Stunden	8 Millionen Menschen	Blitzeinschläge in Energieversorgung [38]
1978/79	Norddeutschland	mehrere Tage	Gesamte DDR (16,7 Millionen Einwohner)	Extreme Kälte und Schneefälle [32, 33]
2000/2001	Kalifornien	mehrere Tage	1 Million Haushalte	Künstliche Energieknappheit zur Preismanipulation [39]
14.09.2003	Nordosten USA und Teile Kanadas	zwischen 24 Stunden und einer Woche	50 Millionen Menschen	Fehler durch Personal, gepaart mit Baumkontakt einer Hochspannungsleitung [40]
23.09.2003	Schweden	ca. 7 Stunden	4 Millionen Menschen	Doppelsammelschienenfehler im Umspannwerk [40, 41]
28.09.2003	Italien und Teile der Schweiz	je nach Region bis 19 Stunden	56 Millionen Menschen	Überschlag der Lukmanier-380 kV Leitung auf Baum [40, 41]
12.07.2004	Griechenland	ca. 2 Stunden	5 Millionen Menschen	Blindleistungsmangelbedingter Spannungszusammenbruch [40]
22.06.2005	Schweiz	ca. 4 Stunden	200.000 Passagiere der Bahn	Netzüberlastung durch Stromhandel im 50 Hz Netz – Ausfall des 16 2/3 Hz Bahnnetzes [40, 42]
25.11.2005	Westliches Münsterland und Osnabrück	mehrere Stunden bis zu 4 Tage	250.000 Menschen	Schneemassen sowie durch Windböen beschädigte Stromleitungen und Masten [40]
04.11.2006	Europa	ca. 2 Stunden	15 Millionen Menschen	Mangelhaft geplante Abschaltung zweier Hochspannungsleitungen [31]

26.02.2008	Florida	ca. 3 Stunden	Mehrere Millionen Menschen	Menschlicher Fehler bei Schaltaktionen in einem Umspannwerk [40]
23.01.2009	Spanien und Frankreich	bis zu 5 Tage	2 Millionen Menschen	Beschädigungen der Energieversorgung durch Orkan [40]
10.11.2009	Brasilien und Paraguay	ca. 4 Stunden	60 Millionen Menschen	Schlechte Witterungsbedingungen [40, 43, 44]
11.03.2011	Japan	ca. 178 Stunden	4 Millionen Menschen	Erdbeben gefolgt von einem Tsunami [40].
08.11.2011	Kalifornien, Arizona und Mexiko	zwischen 12 und 24 Stunden	7 Millionen Menschen	Fast 2 Duzend Ereignisse, die innerhalb kurzer Zeit in 5 Netzen auf traten [45, 46]
30. und 31.07.2012	Indien	ca. 14 sowie 8,5 Stunden	360 bzw. 680 Millionen Menschen	Überlastung der Stromnetze [40]
31.03.2015	Türkei	etwa 9 Stunden	76 Millionen Menschen	Ausfall mehrerer Kraftwerke [47, 48]
23.12.2015	Ukraine	mehrere Stunden	225.000 Menschen	Cyberangriff auf die Energieversorgung [49]
März bis Juli 2019	Venezuela	Längste der 5 Blackouts ca. 100 Stunden	29 Millionen Menschen	Nicht klar: Cyberangriffe, verschleppte Investitionen, Korruption oder Missmanagement [50–53]
16.06.2019	Argentinien und Uruguay	bis zu 15 Stunden	40 Millionen Menschen	Ausfall einer Übertragungsleitung zwischen den Kraftwerken Yacretá und Salto Grande [54]
13.07.2019	New York	ca. 3 Stunden	73.000 Menschen	Nicht klar: mechanischer Defekt oder Trafobrand [55]
29.09.2019	Teneriffa	mehrere Stunden	900.000 Menschen	Explosion in einem Umspannwerk [56]

Tabelle 2.1: Weltweit größte Stromausfälle

## 2.6 Netzwiederaufbau

Um die Auswirkungen eines Blackouts so gering wie möglich zu halten, muss das betroffene Netz dauerhaft und schnellstmöglich wiederaufgebaut werden. Da das genaue Ausmaß und der Verlauf eines flächendeckenden Stromausfalles kaum vorhersehbar sind, können keine exakten Detailpläne mit sämtlichen Einzelheiten für den Netzwiederaufbau erstellt werden. Daher müssen Pläne für mehrere Blackout- bzw. Wiederaufbauszenarien erstellt werden, um im Ernstfall entsprechend verschiedene Pläne kombinieren zu können. Netzbetreiber müssen für ihr Netz in Kooperation mit Akteuren in ihrem Netz sowie benachbarten Netzbetreibern einen Wiederaufbauplan erarbeiten, der regelmäßig aktualisiert und überprüft wird. Fundamental für den Netzwiederaufbau sind schwarzstartfähige Kraftwerke, die möglichst ideal im Netzgebiet verteilt sind, wobei die Schwarzstartfähigkeit bedeutet, dass das Kraftwerk ohne Energieversorgung von „außen“ hochgefahren werden kann [18].

## 3 Blackoutkonzept in Ottendorf

Die Gemeinde Ottendorf an der Rittschein liegt im Bezirk Hartberg-Fürstenfeld in der Steiermark, umfasst 1.530 Einwohner und gliedert sich in vier Katastralgemeinden (Breitenbach, Ottendorf, Walkersdorf und Ziegenberg) [57]. In der Gemeinde wurden bereits diverse Vorkehrungen hinsichtlich eines länger andauernden Stromausfalles getroffen. Durch die Anschaffung eines Notstromaggregates und entsprechendem Umbau einer Drucksteigerungsanlage kann bei Stromausfall im gesamten Gemeindegebiet die Trinkwasserversorgung für sechs Tage gewährleistet werden. Zusätzlich wurden diverse Abwasserpumpstationen für Notstrombetrieb adaptiert. Es gibt auch Überlegungen bezüglich eines Umbaus der gemeindeeigenen Kläranlage, damit diese bei Versorgungsausfall ebenfalls mit Notstrom versorgt werden kann. Ziel dieser Arbeit ist es, für den Fall eines Blackouts, ein Versorgungskonzept mit eingangs erwähnten Ausbaustufen zu erstellen. Hierfür werden nachfolgend relevante Infrastrukturen und Einrichtungen der Gemeinde genauer erläutert [58].

### 3.1 Energieversorgung

Der Großteil des Ortes wird über die in der Tabelle 3.1 dargestellten Transformatoren mit Energie versorgt (in Abbildung 3.3 rot gekennzeichnet). Zusätzlich sind im Ort Photovoltaikanlagen vorhanden, die ebenfalls in das Versorgungskonzept einbezogen werden.

#### 3.1.1 Transformatoren im Ort

Bezeichnung	Scheinleistung $S_T$	Übersetzung $t_r$	Kurzschlussspannung $U_k$
Ottendorf/Säge	400 kVA	20/0,42 kV	5,70 %
Ottendorf/Ort	630 kVA	20/0,42 kV	5,82 %
Ottendorf/Siedlung	250 kVA	20/0,40 kV	4,00 %
Ottendorf/Zach	160 kVA	20/0,42 kV	3,84 %

Tabelle 3.1: Transformatoren in Ottendorf

#### 3.1.2 Photovoltaikanlagen im Ort

Im Ort befinden sich drei Photovoltaikanlagen, die von der Gemeinde betrieben werden. Die leistungsstärkste Anlage befindet sich auf dem Dach des Veranstaltungszentrums mit einer installierten Leistung von 40 kWp und liegt im Versorgungsgebiet des Transformators „Ottendorf/Ort“ (Abbildung 3.1). Diese wird von der „Photovoltaik Hartbergerland GmbH & Co KG“ betrieben, in der die Gemeinde Gesellschafter ist. Das Dach des Turnsaales beherbergt seit 2014 zwei Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von jeweils 5 kWp und auf dem Dach der Kläranlage befindet sich seit 2015 eine Photovoltaikanlage mit einer installierten Leistung von 7 kWp. Alle Anlagen der Gemeinde weisen keine Inselfähigkeit und auch keine Speicherfähigkeit der Energie auf [58].



Abbildung 3.1: Photovoltaikanlage auf dem Dach des Veranstaltungszentrums [59]

Im Versorgungsgebiet des Transformators „Ottendorf/Ort“ befinden sich ebenfalls etwa 15 private Photovoltaikanlagen, wobei die installierten Leistungen variieren. Die leistungsstärkste private Anlage weist eine installierte Spitzenleistung von 30 kWp auf. Für die restlichen Anlagen wird als Durchschnittswert eine installierte Leistung von jeweils 10 kWp angenommen [58, 60].

## 3.2 Trinkwasserversorgung

Im gesamten Gemeindegebiet wird die Trinkwasserversorgung vom Wasserverband Grenzland Süd-Ost bereitgestellt. Bei Stromausfall ist diese Versorgung im Dorfzentrum für sechs Tage gewährleistet, in höher gelegenen Bereichen der Gemeinde müssen Pumpstationen mit Energie versorgt werden. Die Systemkomponenten der Trinkwasserversorgung sind in Abbildung 3.3 blau gekennzeichnet [58, 61].

### 3.2.1 Pumpstation Richtung Ziegenberg

Die Pumpstation Richtung Ziegenberg dient als Drucksteigerung für höher gelegene Gebiete der Gemeinde und umfasst insgesamt drei Pumpen. Zwei mit jeweils 4 kW und eine Pumpe mit 7 kW, wobei alle drei Pumpen gleichzeitig laufen können. Die Pumpstation kann bei Stromausfall mit Notstrom betrieben werden. Für die Versorgung wurde vor geraumer Zeit ein mobiles 30 kVA Notstromaggregat angeschafft [58].

## 3.3 Abwasser

Der größte Teil der Abwasserentsorgung wird in der Gemeinde öffentlich bereitgestellt. An wenigen abgelegenen Gebieten gibt es pflanzliche Kläranlagen, die keine Energieversorgung benötigen. Das Abwasser gelangt durch Eigengefälle zu diesen Anlagen. Für den Betrieb des öffentlichen Kanalnetzes sind zahlreiche Pumpstationen, sowie eine Kläranlage nötig. Die Systemkomponenten der Abwasserentsorgung sind in der Abbildung 3.3 schwarz markiert [58].

### 3.3.1 Kläranlage

Die Kläranlage der Gemeinde wurde im Jahre 1992 errichtet, befindet sich in der Katastralgemeinde Walkersdorf und ist für die Abwasserentsorgung von 1.800 Einwohnergleichwerten ausgelegt.

Von diesen werden aktuell etwa 1.300 genutzt, wodurch zirka 74% des gesamten Abwassers der Gemeinde in der Kläranlage wiederaufbereitet wird. Der Rest wird über eine Abwassergenossenschaft sowie genehmigte Eigenanlagen gereinigt.

Die Kläranlage arbeitet nach dem Prinzip des Belebtschlammverfahrens. Hierfür wird das Abwasser nach durchlaufen eines Grobrechens und eines Öl-Sandabscheiders vom Niveau der Kanalisation mit insgesamt drei Zulaufpumpen mit jeweils 5,5 kW auf das Niveau der Kläranlage gehoben. In der aktuellen Steuerungsart können zwei dieser Pumpen gleichzeitig betrieben werden.

Danach gelang das Abwasser zum Belebungsbecken (Nummer 1 in Abbildung 3.2), in dem mit Hilfe von Bakterien und Sauerstoffzufuhr im Wasser enthaltene organische Verunreinigungen abgebaut werden. Die Sauerstoffzufuhr geschieht mit Hilfe von insgesamt drei Gebläsen mit jeweils 4 kW. Auch hier können in der aktuellen Steuerungsart zwei Gebläse gleichzeitig betrieben werden. Zusätzlich wird das Abwasser im Belebungsbecken mit Hilfe eines Rührwerkes in Bewegung versetzt. Die Leistungsaufnahme des Antriebsmotors beträgt 3 kW.

Im nächsten Prozess gelangt das vorgereinigte Abwasser mit Hilfe einer 4 kW Zwischenpumpe in das Nachklärbecken (Nummer 2 in Abbildung 3.2), in dem sich der Belebtschlamm durch Absetzen vom gereinigten Abwasser trennt. Ein Teil dieses abgesetzten Schlammes wird mit Hilfe einer 4 kW Rücklaufschlammpumpe in das Belebungsbecken zurück gepumpt. Der andere Teil des Klärschlammes gelangt in den Schlammspeicher (Nummer 3 in Abbildung 3.2). Im Winter wird das Gebäude der Kläranlage mit zwei elektrischen Nachtspeicheröfen beheizt, die jeweils eine Leistungsaufnahme von 5 kW aufweisen. Im ungünstigsten Fall können alle oben genannten elektrischen Verbraucher der Kläranlage gleichzeitig betrieben werden. Für Beleuchtung, Computer sowie Steuerung der gesamten Anlage werden zusätzlich 10 kW angenommen.

Zu berücksichtigen ist ebenfalls, dass die Kläranlage für Stromausfälle keinen Abwasser-Puffer aufweist, wodurch sich das anfallende Abwasser im Kanalsystem staut. Dies ist vor allem für tiefer gelegene Haushalte problematisch, da aufgrund der Rückstauungen Keller mit Abwasser volllaufen können [58, 62].



Abbildung 3.2: Kläranlage Ottendorf [59]



### 3.3.2 Abwasserpumpstationen

In Tabelle 3.2 sind die Abwasserpumpstationen der Gemeinde dargestellt. Im Zuge einer Modernisierung in den vergangenen Jahren wurden alle Stationen für einen Notstrombetrieb adaptiert und können mit Hilfe eines mobilen Notstromaggregates leer gepumpt werden. Von Vorteil ist ebenfalls der lang andauernde Entleerungszyklus, der in Bezug auf ein Blackout als unkritisch zu betrachten ist.

Bezeichnung	Leistung der Pumpe(n)	Entleerungszyklus
Pumpstation Greiner	1 x 3,5 kW	ca. 1 Woche
Pumpstation Hörmann	1 x 3,5 kW	ca. 1 Woche
Pumpstation Leitermürz	1 x 3,5 kW	ca. 1 Woche
Pumpstation Breitenbach	2 x 3,5 kW	ca. 1 Woche
Pumpstation Walkersdorf	2 x 3,5 kW	ca. 2 Tage
Pumpstation Mühlviertel	1 x 3,5 kW	ca. 1 Woche

Tabelle 3.2: Abwasserpumpstationen in der Gemeinde [58]

## 3.4 Infrastrukturell bedeutende Gebäude

### 3.4.1 Veranstaltungszentrum

Das Veranstaltungszentrum bietet ausreichend Platz und kann im Krisenfall als erste Anlaufstelle für die Bevölkerung genutzt werden. Die Ausstattung beinhaltet eine voll ausgestattete Küche, Sanitäreinrichtungen, eine Hackschnitzelheizung sowie eine thermische Solaranlage und eine Photovoltaikanlage. Aktuell gibt es noch keine Vorbereitungen hinsichtlich Nutzung im Krisenfall oder Notstromversorgung [58].

### 3.4.2 Feuerwehr

Der Einsatzbereich der Feuerwehr umfasst ca. 14 km<sup>2</sup> und aktuell beteiligen sich 76 freiwillige Mitglieder (62 aktiv). Der Fuhrpark umfasst ein Mannschaftstransportfahrzeug mit Allrad, ein Löschfahrzeug mit Allrad sowie ein Tanklöschfahrzeug mit 4.000 Liter Wassertank und Allrad. Speziell im Krisenfall kann die Feuerwehr vielseitig und unterstützend eingesetzt werden. Typisches Beispiel im Fall eines Blackouts wäre die Trinkwasserbringung mit Hilfe des Tanklöschfahrzeuges für Haushalte, die das Wasser aus eigenen Brunnen beziehen [63].

### 3.4.3 Ärztezentrum

Das Ärztezentrum wird von Frau Dr. Rosa Maria Ernst geführt und liegt im Zentrum von Ottendorf. Durch das Angebot, das von einer eigenen Hausapotheke, über Infusionen bis hin zur Notfallmedizin reicht, ist das Zentrum ein bedeutender Teil des Blackoutmanagements der Gemeinde [64].

### 3.4.4 Kaufhaus

Ebenfalls im Zentrum des Ortes wird von Simon Birchbauer ein Lebensmitteleinzelhandel geführt. Die Produktpalette umfasst sämtliche Artikel des täglichen Gebrauchs. Da nicht davon ausgegangen werden kann, dass jeder Bewohner im Ort ideal auf einen länger andauernden Versorgungsausfall vorbereitet ist, wäre eine Einbindung des Kaufhauses in das Blackoutmanagement ideal [65].

### 3.4.5 Werkstätte

Reparaturen können im Falle eines Blackouts durch die im Ortskern gelegene freie Meisterwerkstatt, geführt von Adalbert Fritz, erledigt werden.

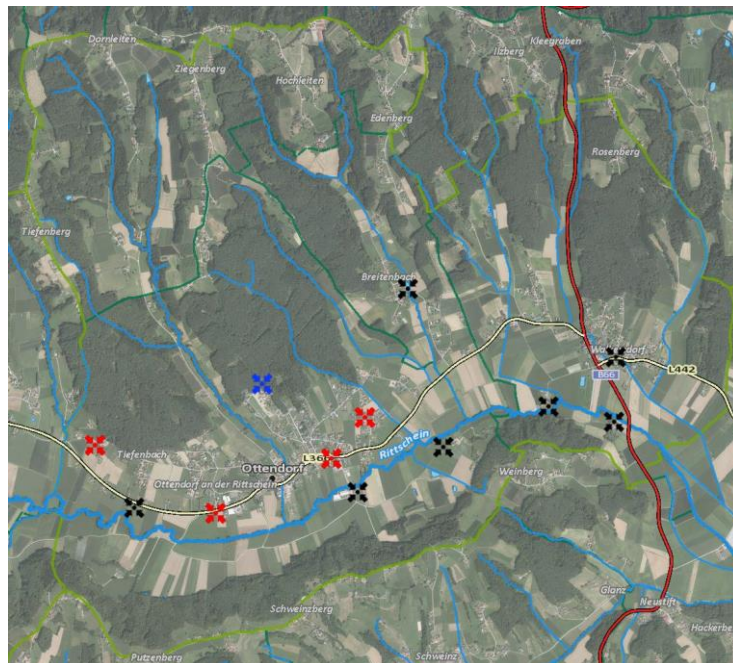


Abbildung 3.3: Gemeindegarte Ottendorf [66]

## 3.5 Ausbaustufen des Versorgungskonzeptes

### 3.5.1 Stufe 1 – Notversorgung

In der ersten Ausbaustufe soll eine Notversorgung der Bevölkerung möglich sein. Da die Gemeinde bereits Vorkehrungen bezüglich eines länger andauernden Stromausfalles getroffen hat, sind Großteile dieser Notversorgung bereits realisiert. Die Trinkwasserversorgung kann durch die notstromfähige Drucksteigerungsanlage für sechs Tage im gesamten Gemeindegebiet gewährleistet werden. Durch den Umbau der Abwasserpumpstationen auf Notstrombetrieb kann mit Hilfe eines mobilen 5 kW Notstromaggregates, gekoppelt mit dem zirka einwöchigen Entleerungszyklus der Pumpstationen, die Abwasserabfuhr permanent gewährleistet werden. Damit das gesamte Abwassersystem für ein Blackout gewappnet ist, muss die Kläranlage für einen Notstrombetrieb adaptiert werden. Die Versorgung erfolgt über ein vor Ort bei der Kläranlage stationiertes Notstromaggregat.

### **3.5.2 Stufe 2 – Notversorgung mit zusätzlicher Infrastruktur im Gemeindegebiet**

In der zweiten Ausbaustufe soll eine erweiterte Notversorgung der Bevölkerung konzeptioniert werden. Speziell in Krisenfällen ist das Bedürfnis nach Unterstützung groß. Daher soll mit Hilfe des zentralen Versorgungsansatzes das Veranstaltungszentrum, die Feuerwehr, das Ärztezentrum und das Kaufhaus mit elektrischer Energie versorgt werden. Insgesamt soll ein Notstromaggregat angeschafft werden, das primär die Notstromversorgung der Kläranlage sicherstellt. Da die Kläranlage jedoch nicht rund um die Uhr mit Energie versorgt werden muss, wird dieser entsprechend dimensionierte Notstromgenerator ebenfalls für die Einspeisung ins Ortsnetz herangezogen.

Grundlegendes Problem im Falle eines Blackouts ist der Ausfall sämtlicher Kommunikationseinrichtungen. Da mit Hilfe der Ausbaustufe 2 des Versorgungskonzeptes jedoch nur infrastrukturell bedeutende Verbraucher versorgt werden sollen, müssen Bürger informiert werden, um ihr jeweiliges Wohnobjekt durch „Aussichern“ vom Netz zu trennen. Aufgrund nicht funktionierender Kommunikationseinrichtungen sind daher die Bürger unter Umständen durch Hausbesuche bezüglich der Netztrennung zu informieren, wodurch erheblicher Aufwand entsteht. Daraus folgend ergeben sich zwei Varianten zur Realisierung der 2. Ausbaustufe: Bei der ersten Variante werden alle relevanten Abgänge der Transformatorstation versorgt, um eingangs erwähnte infrastrukturelle Einrichtungen zu versorgen. Sämtliche Haushaltsverbraucher der jeweiligen Abgänge werden nicht informiert und werden folge dessen ebenfalls mit Energie versorgt. Bei der zweiten Variante werden wiederum alle relevanten Abgänge der Transformatorstation versorgt, um eingangs erwähnte infrastrukturelle Einrichtungen zu versorgen. Jedoch werden sämtliche Bewohner informiert, damit deren Haushalte vom Netz getrennt werden.

Damit die Transformatorstation im Falle eines Blackouts nicht betreten werden muss, soll mit Hilfe eines „Blackout Schalters“ im Außenbereich der Transformatorstation die Sammelschiene auf der Unterspannungsseite des Transformators freigeschaltet werden, der notwendige Schaltzustand hergestellt werden und die Anschlussmöglichkeit des Generators im Außenbereich der Station aktiviert werden.

### **3.5.3 Stufe 3 – Versorgung des Großteils der Gebäude im Gemeindegebiet**

Im Zuge der dritten Ausbaustufe des Versorgungskonzeptes soll durch Energieeinspeisung in sämtlichen Transformatorstationen im Gemeindegebiet der größte Teil der Ottendorfer Bevölkerung versorgt werden. Angedacht soll ein zeitlich getakteter Einspeisebetrieb werden, wodurch mit Hilfe des Notstromaggregates, das primär für die Notstromversorgung der Kläranlage gedacht ist, zyklisch für jeweils einige Stunden die Transformatorstationen mit Energie versorgt werden. Zur Herstellung des notwendigen Schaltzustandes wird wie in Abschnitt 3.5.2 ein „Blackout Schalter“ verwendet. Für Dimensionierungen und Auslegungen wird die Transformatorstation Ottendorf/Ort herangezogen, da es sich hierbei um die leistungsstärkste Station in der Gemeinde handelt und diese im Ortskern die höchste Anzahl an Haushalten versorgt. Da die restlichen Transformatorstationen eine geringe Leistung aufweisen und eine geringere Anzahl an Haushalten versorgen, kann das Notstromaggregat der Ausbaustufe 3 für die Versorgung sämtlicher Transformatorstationen verwendet werden.

# 4 Grundlagen für die Auslegung und Dimensionierung der Notstromversorgung

## 4.1 Normativer Rahmen

In Österreich wird der Betrieb von Ersatz- und Notstromgeneratoren durch die Norm OVE E 8101 bzw. vormals durch die Normen ÖVE-EN 1, Teil 4 (§53) und ÖVE/ÖNORM E 8001-4-56 beschrieben. Diverse Ergänzungen der Mindestanforderungen in den eingangs erwähnten Normen sowie Maßnahmen zur Erhöhung der Betriebssicherheit werden durch die Allgemeine Unfallversicherungsanstalt (AUVA) im Report Nr. 42 (Ersatz- und Notstromversorgung mit Zapfwellengeneratoren) aufgezeigt. Erstmaßnahme für die Planung und Organisation einer Notstromanlage ist die Kontaktaufnahme mit dem Verteilnetzbetreiber (VNB). Dieser stellt diverse Bedingungen, sodass der Betrieb der Anlage gestattet wird. Zusätzlich muss vom VNB vor Errichtung der Anlage eine Zustimmung eingeholt werden. Änderungen dürfen ebenfalls nur einvernehmlich mit dem VNB durchgeführt werden. Ebenfalls zu berücksichtigen ist, dass alle Arbeiten an elektrischen Anlagen fachgerecht durchgeführt werden müssen. Daher dürfen Notstromeinspeiseinstallationen (Notstromstecker, Notstromumschalter, Verdrahtungen, etc.), Kabeldimensionierungen sowie Anfertigungen von Einspeiseleitungen nur von einer Elektrofachkraft durchgeführt werden [67, 68].

## 4.2 Generatortypen

Grundlegend muss für die Auslegung der Notstromversorgung zwischen Synchron- und Asynchrongeneratoren unterschieden werden. In den folgenden Unterpunkten wird die Verwendbarkeit diverser Maschinentypen im Inselbetrieb näher erläutert.

### 4.2.1 Asynchronmaschine

Asynchrongeneratoren beziehen beim Netzparallelbetrieb Blindleistung aus dem Netz, um das Magnetfeld im Luftspalt zu erzeugen. Wird nun eine Asynchronmaschine im Inselbetrieb betrieben, muss diese Blindleistung durch zusätzliche Einrichtungen zur Verfügung gestellt werden. Dies kann zum Beispiel in Form einer Kondensatorbatterie mit drei in Stern geschalteten Kondensatoren erfolgen, die durch Parallelschaltung mit den Maschinenklemmen den Blindleistungshaushalt ausgleicht. Es entsteht ein Schwingkreis zwischen Ständerinduktivität und Kapazität, der durch das in die Ständerwicklung der Asynchronmaschine induzierte Drehfeld bedingt durch die Remanenz des Läufers erregt wird. Problematisch bei Asynchronmaschinen im Inselbetrieb ist die Lastabhängigkeit der Spannung sowie erheblicher Regelungsaufwand für Blindleistungsbereitstellung [69].

#### **4.2.2 Synchronmaschine mit Permanentmagneterregung**

In Synchronmaschinen mit Permanentmagneterregung wird das Luftspaltfeld durch Permanentmagnete erzeugt, die am Läufer der Maschine befestigt sind. Durch die Magnete wird eine konstante Grunddurchflutung erzeugt, wodurch aufgrund der fehlenden Erregerwicklung keine Möglichkeit zur Änderung des hervorgerufenen Längsfeldes besteht. Daher werden Permanentmagnet-Synchronmaschinen oft mit Stromrichtern betrieben, um optimale Betriebsverhältnisse zu gewährleisten. Nachteilig in Bezug auf den Inselbetrieb eines Synchrongenerators mit Permanentmagneterregung ist die fehlende Möglichkeit zur Änderung des Erregerfeldes, wodurch eine lastabhängige Spannungsanpassung nur mit zusätzlichem Equipment möglich wäre [70].

#### **4.2.3 Synchronmaschine mit Fremderregung**

Synchronmaschinen mit Fremderregung besitzen eine Erregerwicklung im Rotor, womit der Erregungsgrad bzw. der Blindleistungs-Arbeitspunkt der Maschine eingestellt werden kann. Die Energie für das Erregungssystem wird über eine separate Versorgung bezogen, wodurch Kurzschlussstrom im Fehlerfall aufgebracht werden kann, da die Versorgungsspannung der Erregungseinrichtung konstant bleibt. Für geringe Erregerleistungen werden pulsgesteuerte Systeme, für größere Leistungen werden typischerweise anschnittsgesteuerte 6- oder 12-pulsige Umrichter verwendet. Das Erregungssystem ist mit der Erregerwicklung auf der Gleichspannungsseite direkt verbunden, wobei aufgrund der Induktivität der Erregerwicklung der Erregerstrom geglättet wird. Nachteilig ist, dass im Notstrom- bzw. Inselbetrieb jedoch keine separate Spannungsversorgung für die Erregung zur Verfügung steht [70].

#### **4.2.4 Synchronmaschine mit Selbsterregung**

Synchronmaschinen mit Selbsterregung besitzen ebenfalls eine Erregerwicklung, jedoch wird die Energie zur Versorgung der Erregungseinrichtung direkt vom Ständer der Maschine bezogen. Dies erfolgt über einen Anpasstransformator oder bei Niederspannungsmaschinen oft direkt. Aufgrund der geringen Erregerleistung in Bezug auf die Bemessungsleistung der Maschine kann der entnommene Erregerstrom vernachlässigt werden. Nachteilig ist jedoch, dass das Einbrechen der Klemmenspannung in Folge eines Kurzschlusses auch das Einbrechen der Versorgungsspannung der Erregungseinrichtung nach sich zieht. Bei diesen Maschinentypen reicht daher der Kurzschlussstrom oftmals nicht aus, um einen elektrischen Fehler durch eine Schutzeinrichtung zu erkennen und zu trennen. Wird jedoch eine vorzeichen- bzw. phasenrichtige laststromproportionale Komponente auf die Grunderregung aufgeschaltet, kann dadurch die Lastabhängigkeit der Klemmenspannung verringert, sowie auch ein ausreichender Dauerkurzschlussstrom gewährleistet werden. Diese Adaption der Erregung wird auch Kompoundierung genannt, wobei der zusätzliche Aufwand zur Einbindung nachteilig ist [70].

#### 4.2.5 Synchronmaschine mit bürstenloser Erregung

Bei Synchronmaschinen mit bürstenloser Erregung wird die Erregerleistung mit Hilfe einer auf derselben Welle sitzender Erregermaschine bereitgestellt. Die Vorteile der bürstenlosen Variante sind geringere Verluste, geringerer Wartungsaufwand sowie geringere Störanfälligkeit durch das Wegfallen der Bürsten. Die Aufbringung des Gleichstroms für die Erregerwicklung der Hauptmaschine kann mit einer Gleichstrommaschine oder mit einer Drehstrommaschine mit nachgeschaltetem Gleichrichter erfolgen. Um auch bei der Erregermaschine auf Bürsten und Kommutatoren verzichten zu können, wird diese typischerweise als Außenpolmaschine ausgeführt. Dadurch kann die Erregerleistung mit einem rotieren Gleichrichter der Erregerwicklung zugeführt werden, wobei das Betriebsverhalten der Maschine maßgeblich durch den Gleichrichter sowie der Erregermaschine bestimmt wird [70].

### 4.3 Leistungsbestimmung der Generatoren

Der Generator für eine Notstromversorgung muss so ausgelegt werden, dass ein Netzwiederaufbau des Ortsnetzes sowie ein Dauerbetrieb unter Einhaltung gewisser Grenzen für Spannung sowie Frequenz möglich sind. Zusätzlich muss der Generator im Fehlerfall einen ausreichenden Kurzschlussstrom liefern, damit Fehler erkannt und schnellstmöglich durch Schutzeinrichtungen abgeschaltet werden. Die Dimensionierung der Notstromgeneratoren sollte in Bezug auf die Leistungsfähigkeit so stark wie notwendig erfolgen, jedoch ist Überdimensionierung aufgrund begrenzter finanzieller Mittel zu vermeiden.

#### 4.3.1 Betriebs- bzw. Nennlast nach TAEV 2016

Bei der Bestimmung der Anschlussleistung für ein Objekt wird in den „Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1.000 Volt (TAEV 2016)“ von der Summenleistung der Anlage ausgegangen, wobei diese Summenleistung mit typischen Gleichzeitigkeitsfaktoren (nach Art der Betriebsmittel bzw. Anlagentypen) zu multiplizieren ist.

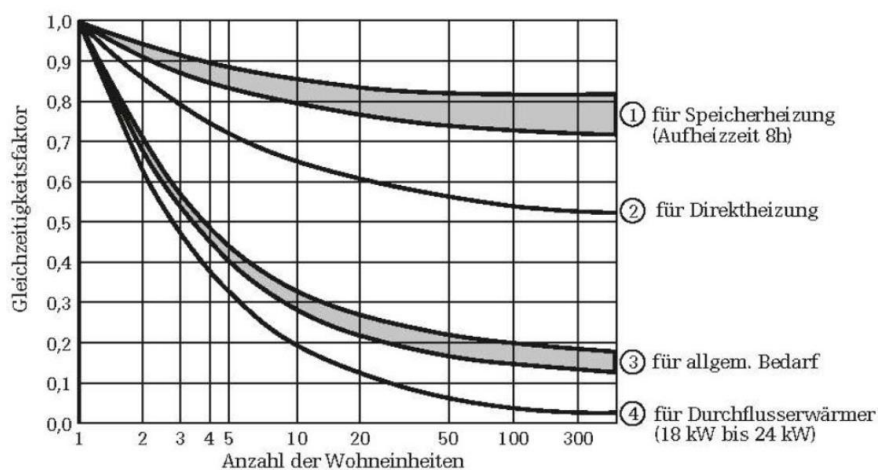


Abbildung 4.1: Gleichzeitigkeitsfaktoren von Anlagen für Wohnzwecke [71]

Die Gleichzeitigkeitsfaktoren sind dabei an DIN VDE 0100-300 angelehnt und durch Einführung einer eigenen Einheitsleistung pro Wohneinheit an die Österreichische Netzpraxis angepasst. Bei Wohneinheiten wird zwischen vollelektrifizierten Wohneinheiten und allelektrisch versorgten Wohneinheiten unterschieden. Hierbei sind vollelektrifizierte Wohneinheiten mit einer Leistung von mindestens 18 kW zu bewerten. Allelektrisch versorgte Wohneinheiten sind mit einer Summenleistung von 18 kW plus der elektrischen Leistung der Heizung zu bewerten. Die Summenleistung wird pro Bedarfsgruppe gebildet und mit den Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abhängigkeit der Anzahl an Wohneinheiten multipliziert [71]. Wird nun das gesamte Versorgungsnetz als „Objekt“ betrachtet, kann mit Hilfe der TAEV eine Abschätzung der Betriebs- bzw. Nennlast erfolgen.

#### 4.3.2 Bestimmung der Spitzenlast über Standardlastprofile

Wie in Abschnitt 2.3 bereits erwähnt, muss der Regelzonenführer beim Auftreten von unvorhersehbaren Schwankungen bei Erzeugung oder Verbrauch durch Zu- oder Abschalten von Erzeugungseinheiten eine ausgeglichene Energiebilanz im Netz gewährleisten. Zur Ermittlung dieser notwendigen Ausgleichsenergie von der jeweiligen Bilanzgruppe, die die Abweichung verursacht hat, sind tatsächliche Verbrauchswerte, die mit Hilfe von Lastprofilzählern ermittelt werden, notwendig.

Für Kleinkunden ist jedoch der Einbau von Lastprofilzählern aufgrund des technischen und organisatorischen Aufwandes sowie den damit verbundenen Kosten wirtschaftlich nicht vertretbar. Dieser Gruppe von Kunden wird daher ein standardisiertes Lastprofil zugeordnet, wobei dieses Profil als Fahrplan für den Energielieferanten gilt. Einmal im Jahr wird beim Kleinkunden der Zähler abgelesen und anhand dieses Wertes wird 14 Monate nach dem ersten Abgleich der gegenseitigen Forderungen zwischen Energielieferung und Verbrauch das sogenannte zweite Clearing durchgeführt.

Als Basis werden hierfür in Österreich die Lastprofile vom Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) gemäß der Publikation „„Repräsentative VDEW-Lastprofile“ (M-28/99) herangezogen. Dabei ordnet der VDEW den Kundengruppen die Lastprofile nach Tabelle 4.1 zu [13, 19, 72, 73].

Profilname	Zuordnung
H0	Haushalt
L0	Landwirtschaftsbetriebe
L1	Landwirtschaftsbetriebe mit Milchwirtschaft/Nebenerwerbs- Tierzucht
L2	Übrige Landwirtschaftsbetriebe
G0	Gewerbe allgemein
G1	Gewerbe werktags 8-18
G2	Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden
G3	Gewerbe durchlaufend
G4	Laden/Friseur
G5	Bäckerei mit Backstube
G6	Wochenendbetrieb

Tabelle 4.1: Zuordnung der VDEW Standardlastprofile

Die Lastprofile werden nach Werktag, Samstag und Sonntag sowie nach Sommer, Winter und Übergangszeit differenziert und liegen dabei in Form von viertelstunden-Leistungswerten vor, die auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh normiert sind. Nachfolgend ist das H0 Profil, das für Haushalte angewandt wird, dargestellt.

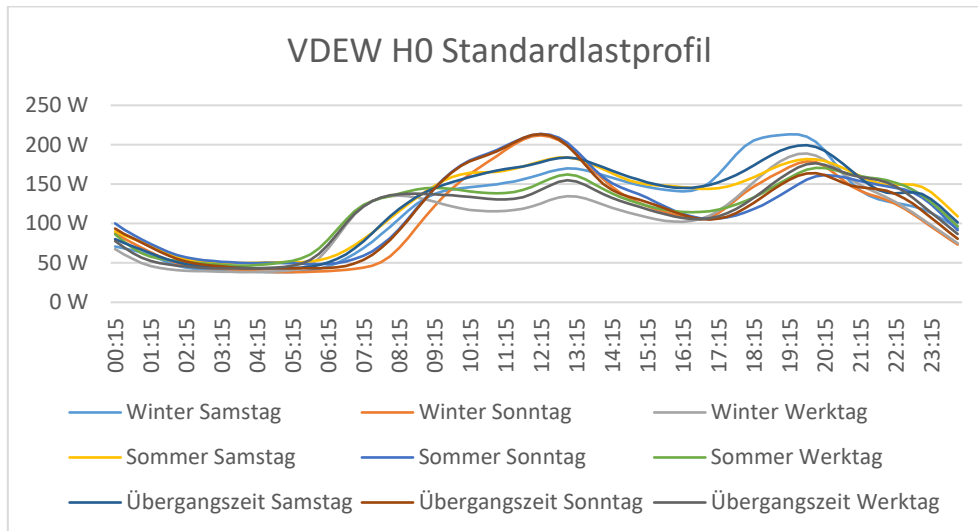


Abbildung 4.2: VDEW Standardlastprofil H0 für Haushalte [74]

Haushalte unterscheiden sich gegenüber anderen Lastprofilgruppen. Bei den meisten Landwirtschafts- sowie Gewerbebetrieben ergibt sich ein relativ gleichmäßiger Verbrauch sowie eine gleichmäßige Leistungsaufnahme in den 3 Jahreszonen. Bei Haushalten kann jedoch ein Lastverlauf beobachtet werden, der von Winter auf Sommer kontinuierlich abnimmt, sowie von Sommer auf Winter wieder zunimmt. Bei Verwendung der 3 Lastprofile für Sommer, Übergangszeit sowie Winter ergeben sich an den Grenzen der Jahreszeiten Sprünge, die in der Realität nicht auftreten. Daher wird üblicherweise das Standardlastprofil H0 mit einem Polynom 4. Grades dynamisiert, wodurch eine deutliche Verbesserung der Abbildung von Lastverläufen von Haushalten erreicht werden kann.

In Abbildung 4.3 sind die Tagesenergien eines Jahres mit Hilfe des Standardlastprofil H0 ohne Dynamisierungsfunktion dargestellt.

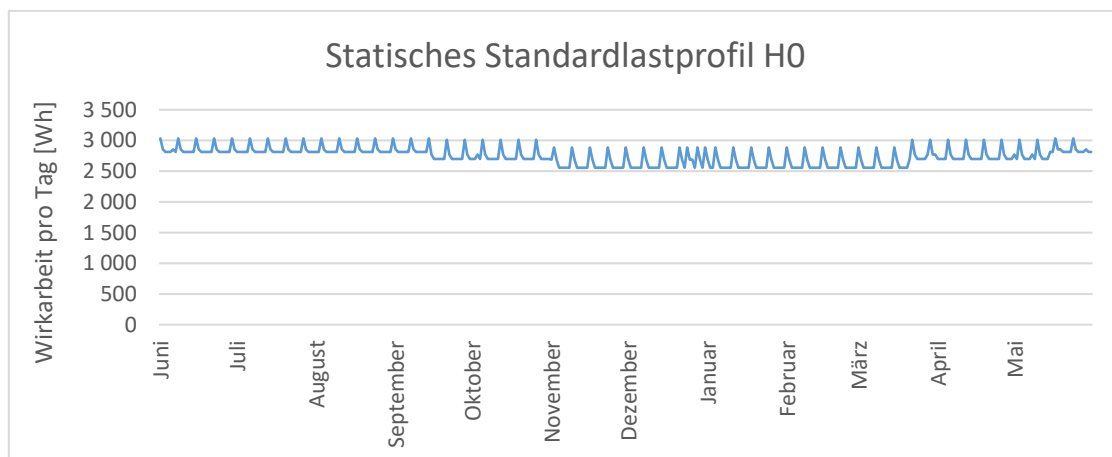


Abbildung 4.3: Jahresverlauf statisches Standardlastprofil H0 [74]



In Abbildung 4.4 sind ebenfalls die Tagesenergien eines Jahres mit Hilfe des Standardlastprofil H0 mit Dynamisierungsfunktion dargestellt.

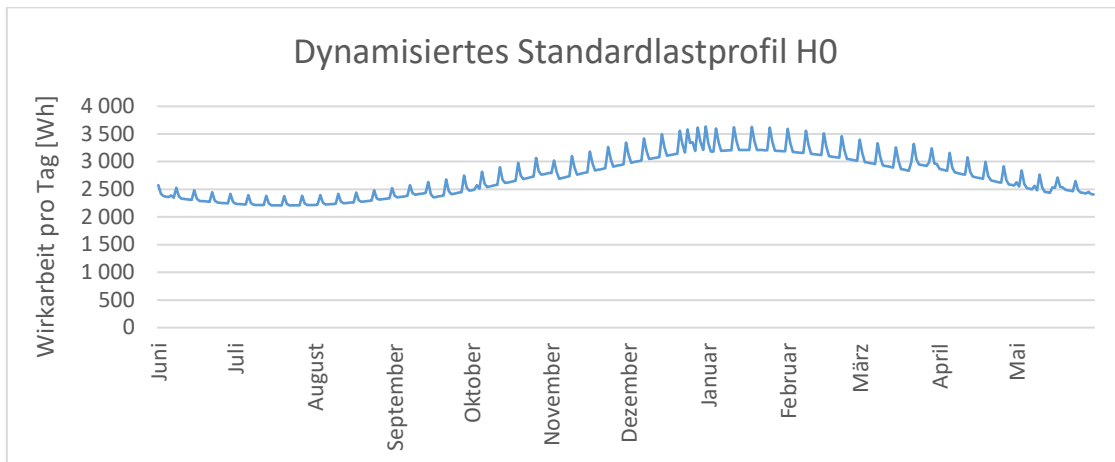


Abbildung 4.4: Jahresverlauf dynamisiertes Standardlastprofil H0 [74]

In der betrachteten Gemeinde ist jedoch die geringe Anzahl von versorgten Haushalten je Transformatorstation in Bezug auf Standardlastprofile problematisch, denn erst ab etwa 400 Haushalten ist mit einer maximalen Genauigkeit von  $\pm 10\%$  um dem Ganglinienmittelwert zu rechnen. Liegt die Anzahl der Haushalte darunter, steigt die Streuung der Last an, sodass keine Normalverteilung mehr vorliegt. Ab ca. 150 Haushalten zeigt sich jedoch eine Streuung der Verbraucherlasten um den Ganglinienmittelwert. Liegt die Anzahl der Haushalte unterhalb von 150, ist die Anwendung des VDEW Standardlastprofil H0 nicht mehr zielführend.

Für das Ärztezentrum, die Werkstätte sowie der Mühle kann das Standardlastprofil G1 verwendet werden, da der Verbrauch werktags typischerweise zwischen 8 und 18 Uhr auftritt und am Wochenende nur geringer Verbrauch zu erwarten ist.

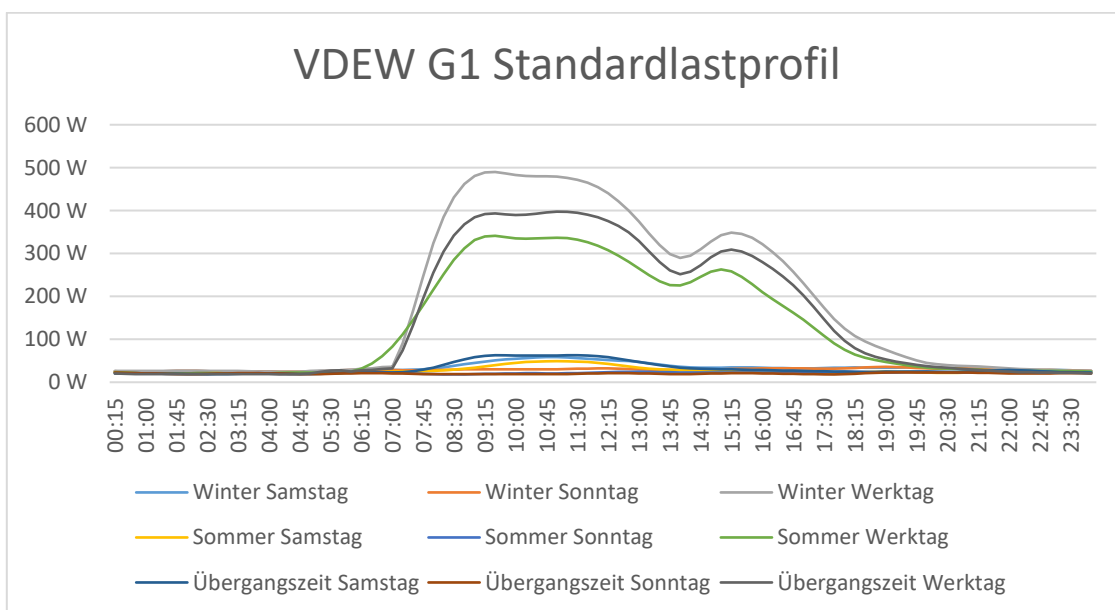


Abbildung 4.5: VDEW Standardlastprofil G1 für Gewerbe werktags zwischen 8 bis 18 Uhr [74]

Für den Lebensmitteleinzelhandel kann das Standardlastprofil G3 herangezogen werden. Typisch für dieses Profil sind Verbraucher wie etwa Kühlgeräte, die das ganze Jahr und auch am Wochenende einen relativ gleichmäßigen Verbrauch aufweisen [75, 76].

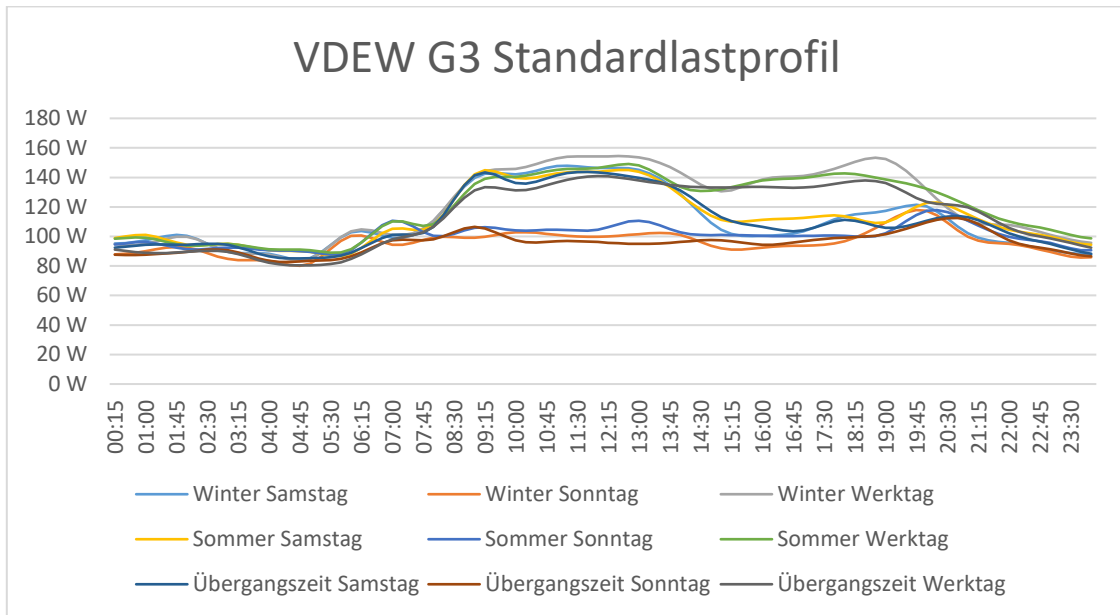


Abbildung 4.6: VDEW Standardlastprofil G3 für Gewerbe durchlaufend [74]

In Hinblick auf die Spitzenlastabschätzung der Transformatorstation Ottendorf/Ort mit Standardlastprofilen ist nochmals zu erwähnen, dass aufgrund der geringen Anzahl an versorgten Objekten (sowohl Haushalte als auch infrastrukturelle Gebäude) erhebliche Lastabweichungen zur realen Spitzenlast auftreten können. Es ist auch davon auszugehen, dass die realen Lastprofile der Werkstätte, der Mühle und des Ärztezentrum deutlich unterschiedliche Lastverläufe aufweisen.

Für die Integration von Photovoltaikanlagen in das Notstromversorgungskonzept wird zur Bewertung das Standardlastprofil E1 verwendet. Unterschieden wird zwischen Winter, Übergangszeit und Sommer.

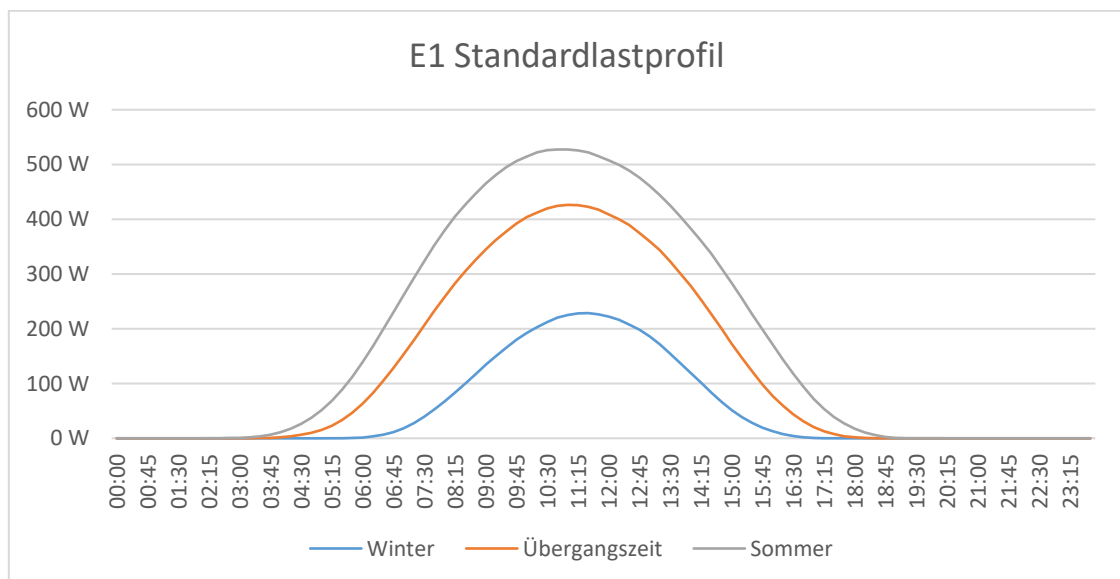


Abbildung 4.7: Standardlastprofil E1 für Photovoltaikeinspeiser [72]

### 4.3.3 Bestimmung der Spitzenlast über Messung

Um die Spitzenlast einer Transformatorstation möglichst genau und realitätsnah zu ermitteln, wäre der ideale Lösungsansatz, die phasenweise Aufzeichnung der Last mit einem Datenlogger über ein ganzes Jahr. Alternativ kann eine Maximalstrommessung mit Schleppzeiger-Instrumenten in jeder Phase installiert werden, die nach einem Jahr ausgewertet wird.

Durch Analyse der Messergebnisse kann somit ein realitätsnaher Wert zur Abschätzung der Spitzenlast in den folgenden Jahren ermittelt werden. Zu berücksichtigen ist hierbei die Energieeinspeisung durch Photovoltaikanlagen, der Temperatureinfluss auf die Last, sowie die Versorgung zusätzlicher Lasten in den folgenden Jahren (Neubauten).

Bei den in Abschnitt 4.3.1 und 4.3.2 vorgestellten Verfahren zur Abschätzung der Last ist zu beachten, dass jeweils von symmetrischen Lastverhältnissen ausgegangen wird. Speziell in Niederspannungsnetzen können Asymmetrien durch unterschiedliche Installationsausführungen von Wohngebäuden auftreten. Mit den eingangs erwähnten Varianten zur Bestimmung der Spitzenlast über Messung, können ebenfalls etwaige Asymmetrien ermittelt werden.

### 4.3.4 Cold Load Pickup

Das Phänomen „Cold Load Pickup“ tritt auf, wenn nach einem länger andauernden Stromausfall das Netz wiederaufgebaut wird. Dabei können Lastverhältnisse nach dem Netzwiederaufbau höher als vor dem Ausfall sein. Grund hierfür ist die Tatsache, dass sämtliche Verbraucher während der Dauer des Ausfalles zu einem „kalten“ Ausgangszustand zurückfallen, wobei „kalt“ im Sinne eines Anfangs- bzw. Erstinbetriebnahmestandes zu verstehen ist. Als typische Beispiele seien hierbei Kühlschränke, Klimaanlage, Heizungen, Transformatoren oder auch kapazitive Lasten zu nennen. Je nach Dauer, Jahreszeit, Außentemperatur und Uhrzeit des Versorgungsausfalles kann die Höhe des Cold Load Pickups variieren. Nachfolgend wird das Phänomen in 4 Phasen eingeteilt:

- Phase 1 beinhaltet Einschaltströme kalter Lampen sowie Einschaltströme von Transformatoren. Die Dauer beträgt einige Perioden und der Scheitelwert des Stromes kann das Zehnfache des Niveaus vor dem Versorgungsausfall betragen.
- In Phase 2 sind Motoreinschaltströme enthalten. Die Dauer beträgt etwa eine Sekunde und der Scheitelwert des Stromes kann das Sechsfache des Niveaus vor dem Versorgungsausfall betragen.
- Phase 3 bezieht Ströme bedingt durch das Hochlaufen bzw. Beschleunigen von Motoren mit ein. Die Dauer dieser Phase beträgt etwa 15 Sekunden
- In Phase 4 sind alle Einschaltströme abgeklungen, jedoch ist die Aufnahmeleistung gegenüber dem Niveau vor dem Versorgungsausfall aufgrund des Verlustes der Lastdiversität von thermostatisch geregelten Lasten erhöht. Der Verlust der Lastdiversität bedeutet in diesem Zusammenhang das Zusammenfallen der Betriebszyklen unterschiedlichster Geräte im Versorgungsnetz, die im Normalbetrieb unterschiedliche Betriebszyklen besitzen, jedoch nach dem Netzwiederaufbau alle gleichzeitig Energie beziehen [77].

In Abbildung 4.8 ist die Leistungsaufnahme eines Wohngebietes nach zwei Versorgungsausfällen dargestellt. Das betrachtete Wohngebiet umfasste 625 Häuser, von denen 525 eine elektrische Heizung besaßen. Die Studie wurde während der Nacht bei 5 °C Außentemperatur durchgeführt. Bezugswert für die Leistungsaufnahme in p.u. ist die Leistungsaufnahme vor Versorgungsausfall.

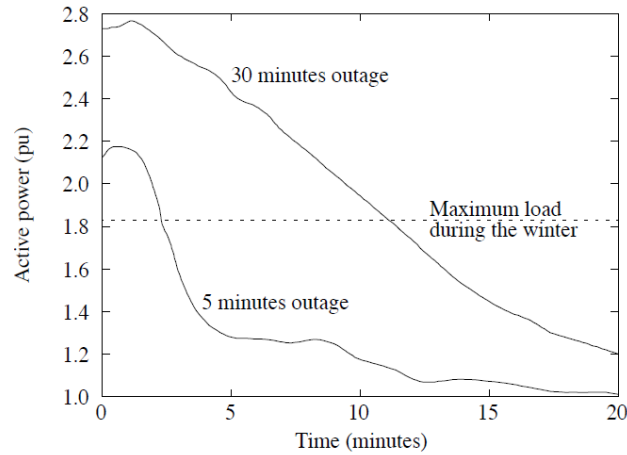


Abbildung 4.8: Leistungsaufnahme eines Wohngebietes nach Versorgungsausfall [77]

In Abbildung 4.9 ist ein Modell des Cold Load Pickups dargestellt, das mit Hilfe diverser Feldtests eruiert wurde. Dabei beschreibt  $K_1$  die Leistungsaufnahme vor dem Versorgungsausfall. Die Zeit  $t_1$  beschreibt die Dauer des Ausfalles,  $K_2$  die Leistungsaufnahme nach Versorgungsausfall und die Zeiten  $t_2$  und  $t_3$  beschreiben die Abnahme der Aufgenommenen Leistung nach dem Versorgungsausfall.

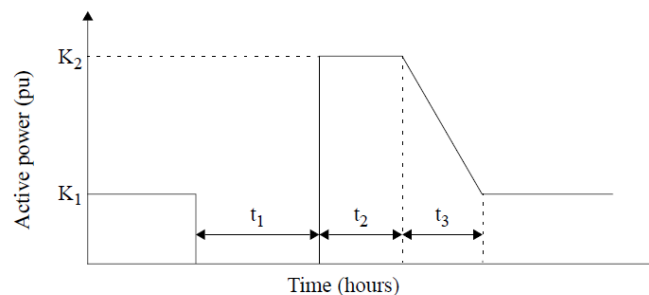


Abbildung 4.9: Beispiel eines Lastmodelles für Cold Load Pickup [77]

In Tabelle 4.2 sind typische Parameter für das in Abbildung 4.9 gezeigte Modell des Cold Load Pickups dargestellt.

Temperatur	$t_1$	$t_2$	$t_3$	$K_2/K_1$
0 °C	1 h	0,17 h	0,17 h	3,70 p.u.
-20 °C	1 h	0,34 h	0,17 h	2,74 p.u.
-40 °C	1 h	0,52 h	0,33 h	2,10 p.u.

Tabelle 4.2: Parameter für das Cold Load Pickup Modell [77]

In [77] sind Cold Load Pickup Versuche aus der Praxis angeführt. Diese wurden in schwedischen Wohngebieten durchgeführt, wobei die Wohneinheiten hauptsächlich elektrisch beheizt wurden.

Die Dauer der Ausfälle betrug zwischen 5 Minuten und 30 Minuten, wobei der  $CLPU_{MAX}$  Faktor zwischen 0,89 und 1,51 variierte. Der  $CLPU_{MAX}$  Faktor wurde durch Bezug des Cold Load Pickups auf die maximal auftretende Last im Jahr ermittelt. Für die folgenden Auslegungsberechnungen wird der Mittelwert aus den beiden angeführten Werten verwendet [77].

$$CLPU_M = \varnothing CLPU_{MAX} \quad 4.1$$

$$CLPU_M = \frac{0,89+1,51}{2} \quad 4.2$$

$$CLPU_M = 1,2 \quad 4.3$$

#### 4.3.5 Aufbringung des notwendigen Kurzschlussstromes im Fehlerfall

Im Falle eines Fehlers muss gewährleistet werden, dass der Fehler erkannt und folglich selektiv vom übrigen Netz getrennt werden kann. Hierbei wird OVE E 8101:2019-01-01 herangezogen, worin die maximal zulässigen Abschaltzeiten bei Fehlerfällen vernachlässigbarer Impedanz zwischen dem Außenleiter und einem Körper, dem Außenleiter und einem Schutzleiter des Stromkreises oder dem Außenleiter und einem Schutzleiter des elektrischen Betriebsmittels dokumentiert sind. Im Zuge der anschließenden Simulationen in Abschnitt 6 werden Fehlerbetrachtungen durchgeführt, so dass überprüft wird, ob durch den Notstromgenerator der notwendige Kurzschlussstrom aufgebracht werden kann damit bei einem Fehlerfall eine adäquate Abschaltzeit realisiert werden kann.

**411.3.2.2** Die in Tabelle 41.1 angegebene maximale Ausschaltzeit muss für Endstromkreise nicht größer als 32 A angewendet werden.

**Tabelle 41.1 – Maximale Ausschaltzeiten**

System	50 V < $U_0 \leq 120$ V		120 V < $U_0 \leq 230$ V		230 V < $U_0 \leq 400$ V		$U_0 > 400$ V	
	AC	DC	AC	DC	AC	DC	AC	DC
TN	0,8 s	siehe Anmerkung 1	0,4 s	5 s	0,2 s	0,4 s	0,1 s	0,1 s
TT	0,3 s	siehe Anmerkung 1	0,2 s	0,4 s	In Österreich nicht zulässig.			
Wenn in TT-Systemen die automatische Abschaltung durch eine Überstrom-Schutzeinrichtung erreicht wird und alle fremden leitfähigen Teile in der Anlage an den Schutzpotentialausgleich angeschlossen sind, darf die für TN-Systeme anwendbare Ausschaltzeit verwendet werden. $U_0$ Nennwechselspannung oder Nenngleichspannung Außenleiter gegen Erde.								
ANMERKUNG 1 Eine automatische Abschaltung kann aus anderen Gründen als dem Schutz gegen elektrischen Schlag erforderlich sein.								
ANMERKUNG 2 Wenn für die automatische Abschaltung eine Fehlerstrom-Schutzeinrichtung (RCD) vorgesehen wird, siehe 411.4.4.002.AT letzter Absatz, 411.5.3 letzter Absatz und in 411.6.4 b) vorletzter Absatz.								

**411.3.2.3** In TN-Systemen ist für Verteilungsstromkreise und für nicht unter 411.3.2.2 fallende Stromkreise eine maximale Ausschaltzeit von 5 s zulässig.

Abbildung 4.10: Auszug aus OVE E 8101:2019-01-01 – Maximal zulässige Abschaltzeiten bei Fehlerfällen [78]

In Netzen der öffentlichen Stromverteilung und den zugehörigen Stromerzeugungs- und Übertragungsanlagen sind größere Werte der Abschaltzeit, als in Abbildung 4.10 dargestellt, zugelassen [78].

### 4.3.6 Leistungsfaktor von Verbraucherlasten

Die allgemeine Definition des Leistungsfaktors ergibt sich aus dem Quotienten der Wirkleistung  $P$  und der Gesamtscheinleistung  $S$ :

$$\lambda = \frac{P}{S} \quad 4.4$$

Der Verschiebungsfaktor (umgangssprachlich ebenfalls Leistungsfaktor genannt) ergibt sich aus dem Quotienten der Grundsprungungswirkleistung  $P$  und der Grundsprungungsscheinleistung  $S_1$ :

$$\cos \varphi_1 = \frac{P}{S_1} \quad 4.5$$

Bei exakt sinusförmigen Größen entspricht der Leistungsfaktor  $\lambda$  dem Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi_1$ .

Zur Abschätzung des Leistungsfaktors von Haushaltsverbrauchern im Ortsnetz wird ein Datensatz eines typischen Wohnhauses in Ottendorf herangezogen. Dieses ist Baujahr 1972, wurde im Jahre 2000 thermisch saniert, weist eine Wohnfläche von etwa 200 m<sup>2</sup> auf und wird im Erdgeschoss sowie im Obergeschoss von jeweils einer Familie bewohnt.

Abbildung 4.11, Abbildung 4.12 und Abbildung 4.13 zeigen einen Vergleich zwischen der Scheinleistungsaufnahme (blaue Kurve) und der Wirkleistungsaufnahme (grüne Kurve) der jeweiligen Phase.

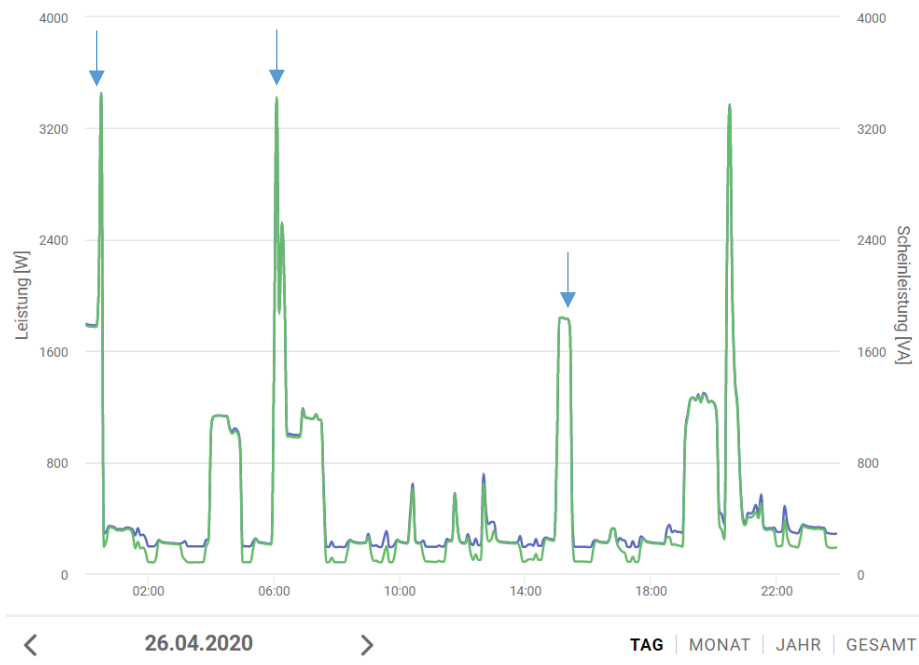


Abbildung 4.11: Scheinleistung (blau) und Wirkleistung (grün) der Phase L1 eines Mehrfamilienhaushaltes [79]

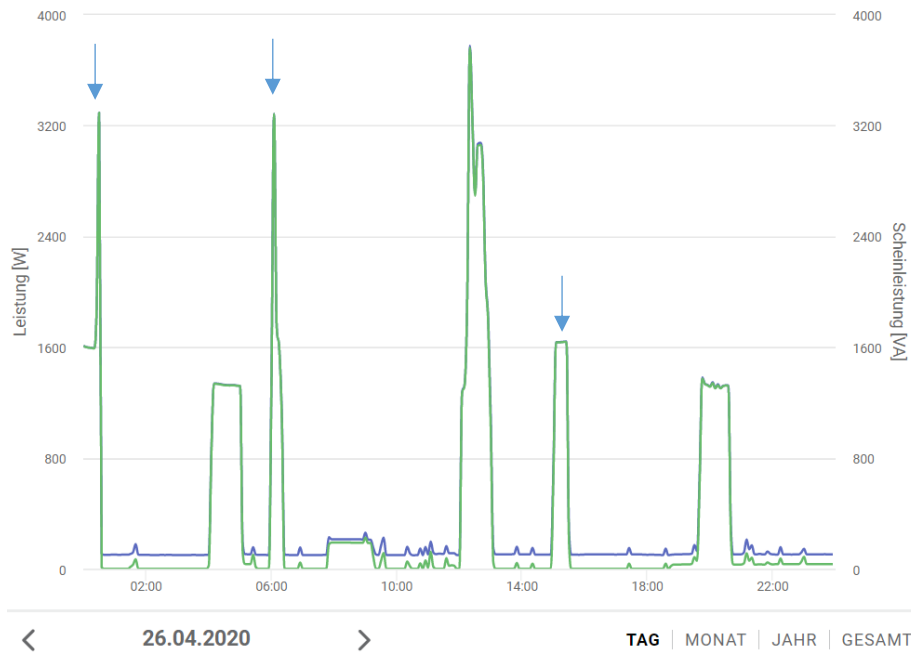


Abbildung 4.12: Scheinleistung (blau) und Wirkleistung (grün) der Phase L2 eines Mehrfamilienhaushaltes [79]

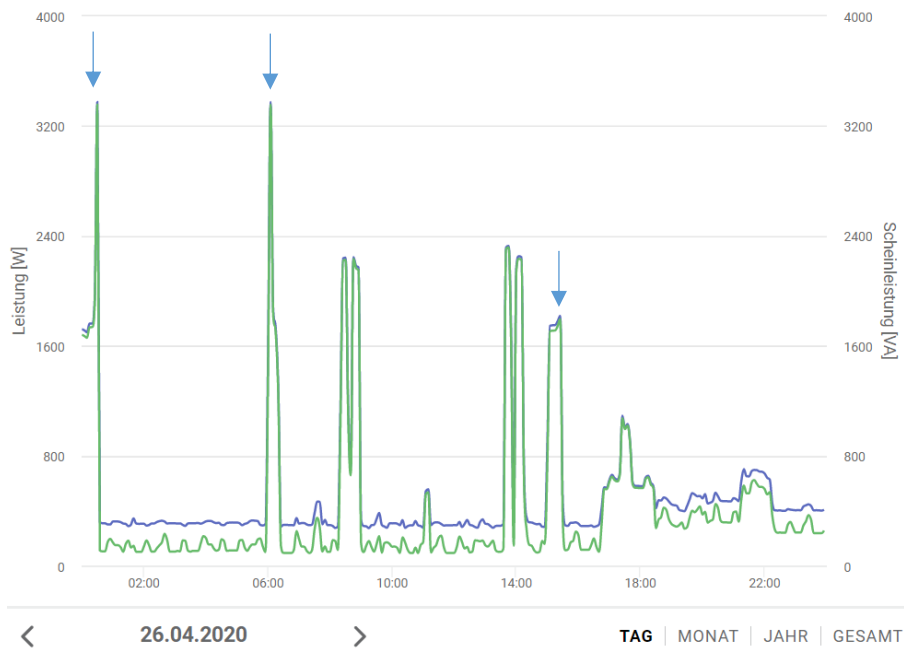


Abbildung 4.13: Scheinleistung (blau) und Wirkleistung (grün) der Phase L3 eines Mehrfamilienhaushaltes [79]

Wie in den Abbildungen ersichtlich, weicht im Bereich der Grundlast der Leistungsfaktor vom Idealwert 1 ab. Dies lässt sich vor allem dadurch begründen, dass die Grundlast zum Großteil aus Standby-Verbrauch elektronischer Geräte besteht, die typischerweise von Schaltnetzteilen versorgt werden. Diese Netzteile weisen eine nicht sinusförmige Stromaufnahme auf, wodurch Oberschwingungen entstehen, die den Leistungsfaktor reduzieren.

Ebenfalls ist in den Abbildungen ersichtlich, dass der Leistungsfaktor im Bereich hoher Leistungen annähernd 1 ist. Dies kann durch ohmsche Verbraucher erklärt werden. Die mit blauen Pfeilen gekennzeichneten Lastspitzen rühren von zwei dreiphasigen Heizstäben des Warmwasserboilers her (die dritte Lastspitze ist niedriger, da der obere Heizstab im Boiler durch ein Thermostat abgeschaltet wurde). Sämtliche andere Lastspitzen rühren ebenfalls hauptsächlich von ohmschen Verbrauchern, wie z.B. E-Herd zur Mittagszeit, sowie elektrische Fußbodenheizungen im Erdgeschoss des Gebäudes her. Damit eine entsprechende Sicherheit bei der Dimensionierung der Notstromgeneratoren zur Versorgung des Ortsnetzes mitkalkuliert wird, wird ein Leistungsfaktor von 0,80 induktiv angenommen [80–82].

## **4.4 Notstromaggregate**

### **4.4.1 Antriebsmotor**

Die Produktpalette der Antriebsmaschinen von Notstromgeneratoren reicht von Verbrennungsmotoren mit Benzin- oder Dieselmotor bis hin zum Zapfwellenantrieb, der mit einem Traktor realisiert werden kann. In Hinblick auf den Fuhrpark der Gemeinde Ottendorf, der hauptsächlich dieselmotorisiert ist, würde sich ein dieselmotorisiertes Aggregat anbieten, da im Fall eines Blackouts kein Treibstoff von Tankstellen bezogen werden kann und so eventuell vorhandene Treibstoffreserven vom Fuhrpark genutzt werden können. Ein zapfwellenbetriebener Generator wäre ebenfalls denkbar, jedoch muss abhängig von der notwendigen Generatorleistung auch der Traktor, der den Generator antreibt, entsprechend leistungsfähig sein.

### **4.4.2 Startvorrichtung**

Eine Notstromversorgung kann über verschiedene Varianten aktiviert werden. Klassischerweise ist ein stationäres Aggregat permanent vorgeheizt und startet bei Netzausfall automatisch. Durch die Vorwärmung wird einerseits ein schneller bzw. leichter Start ermöglicht und andererseits ist das Aggregat sofort volllastfähig. Sobald das Aggregat Betriebsfrequenz sowie Betriebsspannung erreicht hat, wird der Stromkreis, der versorgt werden soll, automatisch durch Schließen des Leistungsschalters versorgt. Da für den Fall der Notstromversorgung von Ottendorf ein mobiles Notstromaggregat eingesetzt wird, das normalerweise zur Notstromversorgung der Kläranlage eingesetzt wird, muss dieses erst zum Einsatzort transportiert und angeschlossen werden. Daher ist der manuelle Start der Automatik vorzuziehen.

### **4.4.3 Schutzeinrichtungen**

Abhängig vom Einsatzzweck des Notstromaggregates sind seitens der Hersteller verschiedene Schutzsysteme vorgesehen. So können entsprechende Aggregate für Notstromversorgungen von Anlagen oder auch für Ersatzstromversorgungen (Direktversorgung) von Elektrogeräten verwendet werden.



Generatoren, die für beide Versorgungszwecke ausgelegt sind, werden als Universalgeneratoren bezeichnet. Diese besitzen typischerweise einen Betriebsartenumschalter.

Grundsätzlich zu berücksichtigen ist die Sternpunktbehandlung des eingesetzten Generators. Sollte der Sternpunkt weder mit dem Generatorgehäuse noch mit dem Schutzleiter verbunden sein, kann dadurch unabhängig vom zu versorgenden System (TT-, TN-C-, TN-S- oder IT-System) eine Notstromversorgung erfolgen. Nachfolgende Punkte sind beim Betrieb von Notstromgeneratoren zu beachten [67, 68].

#### 4.4.3.1 Notstromversorgung von Anlagen

Elektrische Anlagen sind typischerweise als TN- oder TT- System ausgeführt. Durch Verbindung des Generatorsternpunktes mit dem Anlagenerder kann im Falle eines Körperschlusses der Fehlerstrom von der Fehlerstrom-Schutzeinrichtung erfasst werden.

Wird ein gesamtes Verteilnetz mit einem Notstromaggregat versorgt, muss laut OVE E 8101:2019-01-01 Abschnitt 411.4.6.001.2.1.AT in Niederspannungsverteilsystemen der PEN Leiter in der Nähe der Stromquelle (Transformator bzw. Notstromgenerator) geerdet werden (Betriebserdung). In Abbildung 4.14 ist die Sternpunktbehandlung des Notstromgenerators bei Einspeisung in das Niederspannungsverteilsystem dargestellt [67, 78, 83].

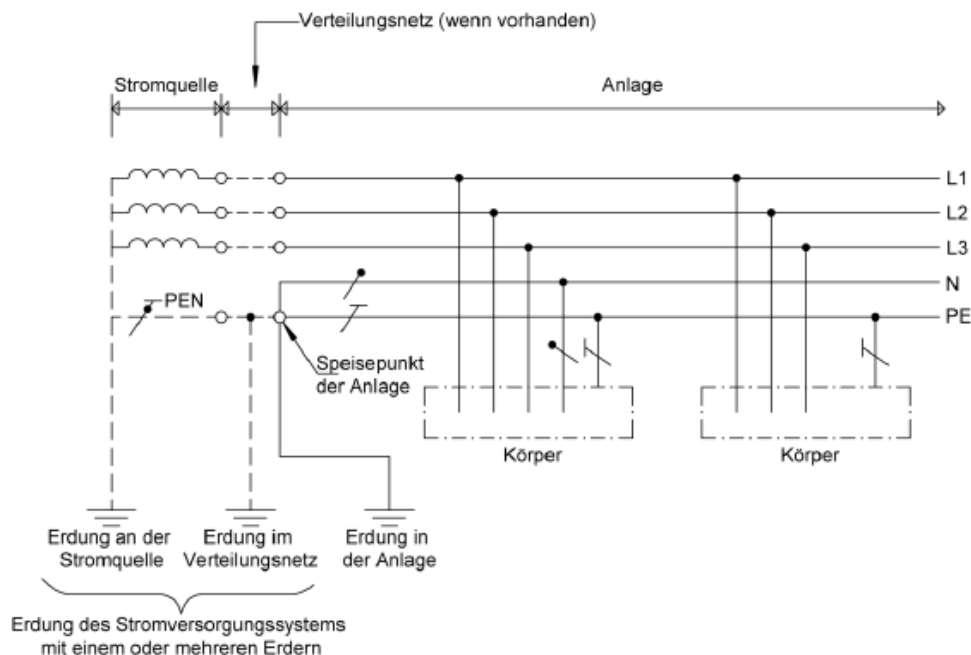


Abbildung 4.14: Sternpunktbehandlung des Notstromgenerators bei Einspeisung in das Niederspannungsverteilsystem [78]

#### 4.4.3.2 Ersatzstromversorgung (Direktversorgung) von Elektrogeräten

Die Schutzmaßnahmen der Generatoren bei Direktversorgung von Elektrogeräten kann in 2 Gruppen eingeteilt werden. Die erste Gruppe umfasst Geräte, die über die Schutzmaßnahme Schutztrennung verfügen:

„Bei Direktversorgung wird eine Schutzmaßnahme angewandt, die im Prinzip der Schutztrennung beim Einsatz mehrerer Betriebsmittel entspricht (ÖVE/ÖNORM E 8001-1 Abschnitt 13). Eine zusätzlich geforderte Isolationsüberwachungseinrichtung schaltet beim Unterschreiten des eingestellten Wertes des Isolationswiderstandes aus. Die Generatorstromquelle bleibt gegen den Schutzleiter und auch gegen das Gehäuse isoliert. Die Isolationsüberwachungseinrichtung (gemäß ÖVE/EN 61557-8) prüft permanent den Isolationswiderstand zwischen den aktiven Leitern und dem ungeerdeten Schutzleiter („PU“) Beim Absinken des Isolationswiderstandes unter  $100 \Omega/V$  müssen die Verbrauchsmittel innerhalb einer Sekunde ausgeschaltet werden“ [67].

Zusätzlich müssen diese Geräte über Überstromschutzeinrichtungen verfügen, die bei Doppelkörperschlüssen beim Betrieb mehrerer Geräte sicher abschalten. Durch den isolierten Aufbau können diese Aggregate ohne Erdungsspieß betrieben werden, wodurch die Überprüfung des Erdungswiderstandes durch eine Elektrofachkraft entfällt und somit durch einen Laien in Betrieb gesetzt werden dürfen.

Die zweite Gruppe umfasst Geräte, die über die Schutzmaßnahme Fehlerstromschutzschaltung verfügen. Der Sternpunkt des Generators ist somit stets mit dem Schutzleiter verbunden und muss geerdet werden. Der Erdungswiderstand muss bei Inbetriebnahme durch eine Elektrofachkraft überprüft werden, wodurch eine Inbetriebsetzung durch den Laien nicht zulässig ist.

Generatoren, die ausschließlich für Direktversorgung konzipiert sind, dürfen nicht für Anlagenversorgung verwendet werden. In Abbildung 4.15 ist ein Beispiel einer fehlerhaften Notstromeinspeisung dargestellt. Ein vorhandener Fehlerstromschutzschalter am Aggregat würde sofort auslösen, da der Sternpunkt dieser Generatoren mit dem Schutzleiter verbunden ist, wodurch etwa die Hälfte der Summe aller Betriebsströme der Installation über den Schutzleiter zum Sternpunkt des Generators zurück fließen. Dadurch kommt es sowohl im TN-System als auch im TT-System zu sofortigen Fehlauflösung des am Generator befindlichen Fehlerstromschutzschalters [27, 67, 84, 85].

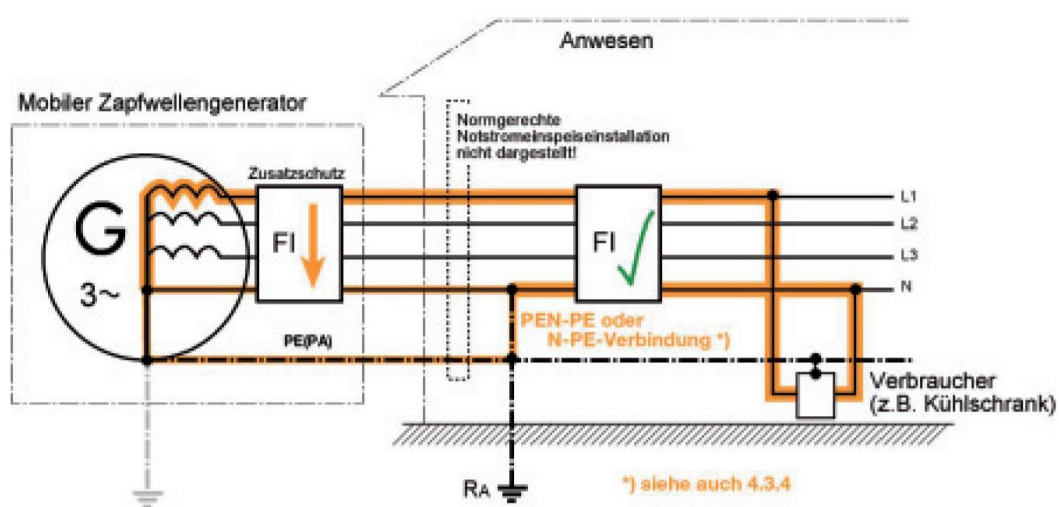


Abbildung 4.15: Notstromeinspeisung mit sofortiger Fehlauflösung [67]

## 5 Auslegungs- und Dimensionierungsberechnungen

### 5.1 Auslegungsberechnungen Ausbaustufe 1

Wie in Abschnitt 3.5.1 erläutert, muss für die erste Ausbaustufe des Versorgungskonzeptes die Kläranlage für Notstrombetrieb adaptiert werden. Die Anschlussleistungen der elektrischen Betriebsmittel werden aus Abschnitt 3.3.1 entnommen.

#### 5.1.1 Spitzenlast der Kläranlage

Die Spitzenlast der Kläranlage wird folgend berechnet:

$$P_{\text{MAX\_ST\_1}} = 2 \cdot P_{\text{Zul. Pumpe}} + 2 \cdot P_{\text{Geb.}} + P_{\text{Rührw.}} + P_{\text{Zw. Pumpe}} + P_{\text{Rückl. Pumpe}} + 2 \cdot P_{\text{Nachtsp.}} + P_{\text{Allg.}} \quad 5.1$$

$$P_{\text{MAX\_ST\_1}} = 2 \cdot 5,5 \text{ kW} + 2 \cdot 4 \text{ kW} + 3 \text{ kW} + 4 \text{ kW} + 4 \text{ kW} + 2 \cdot 5 \text{ kW} + 10 \text{ kW} \quad 5.2$$

$$P_{\text{MAX\_ST\_1}} = 50,0 \text{ kW} \quad 5.3$$

#### 5.1.2 Generator Auswahl

Aufgrund der Spitzenlast von 50,0 kW und einen angenommenen Leistungsfaktor von 0,8 induktiv wird für die Simulation ein Generator mit einer Leistung von 70 kVA bzw. 56 kW verwendet. Als Energieversorgung der Erregung dient ein auf-geflanschter Permanentmagnet Generator. Dies ermöglicht eine von der Hauptwicklung des Generators unabhängige Spannungsversorgung und gewährleistet die Kurzschlussfähigkeit des Generators. Der automatische Spannungsregler regelt über die Feldwicklung der Außenpol-Erregermaschine gefolgt von einem rotierenden Gleichrichter den Erregungszustand der Hauptmaschine. Als Antriebsmaschine wird ein 4 Zylinder Dieselmotor von Perkins (1100 Series 1104D-E44TAG1 Diesel Engine – Electropak) verwendet, der bei 1.500 U/min eine Leistung von 73,2 kW (Prime Power) aufweist.

Generatordaten		Generatordaten	
Typ	Leroy Somer LSA 44.3 S2	$X_q''$	13,2 %
$S_N$	70 kVA	$X_0$	0,43 %
$\cos \varphi$	0,8	$X_2$	9,74 %
$U_N$	400 V	$T_a$	15 ms
$2 \cdot p$	4	$I_{K\_Dauer}$	300 % $I_N$ für 10 s
$X_d$	239 %	$J_{Gen}$	0,825 kgm <sup>2</sup>
$X_q$	121 %	Antriebsmaschine	
$T_{d0}'$	2308 ms	Typ	Perkins 1104D-E44TAG1
$X_d'$	10,3 %	$P_{\text{Prime\_Power}}$	73,2 kW
$T_d'$	100 ms	$J_{\text{Motor}}$	0,124 kgm <sup>2</sup>

$X_d''$	6,2 %	$J_{\text{Schwungmasse}}$	1,31 kgm <sup>2</sup>
$T_d''$	10 ms	$H_{\text{Gesamt}}$	0,40 s

*Tabelle 5.1: Daten des Maschinensatzes für Ausbaustufe 1 [86–88]*

Für die in Abschnitt 6 folgenden Simulationen wird der Maschinensatz mit den in Tabelle 5.1 angeführten Trägheitsmomenten des Generators und der Dieselantriebsmaschine betrachtet.

Folglich ergibt sich das gesamte Trägheitsmoment:

$$J_{\text{Gesamt}} = J_{\text{Gen}} + J_{\text{Motor}} + J_{\text{Schwungmasse}} \quad 5.4$$

$$J_{\text{Gesamt}} = 0,825 \text{ kgm}^2 + 0,124 \text{ kgm}^2 + 1,31 \text{ kgm}^2 \quad 5.5$$

$$J_{\text{Gesamt}} = 2,259 \text{ kgm}^2 \quad 5.6$$

Daraus folgend kann bei einer elektrischen Frequenz von 50 Hz die Trägheitskonstante  $H_{\text{Gesamt}}$  berechnet werden [18]:

$$H_{\text{Gesamt}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{J_{\text{Gesamt}} \cdot (2 \cdot \pi \cdot f)^2}{S_N \cdot p^2} \quad 5.7$$

$$H_{\text{Gesamt}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{2,259 \text{ kgm}^2 \cdot (2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz})^2}{70 \text{ kVA} \cdot 2^2} \quad 5.8$$

$$H_{\text{Gesamt}} = 0,40 \text{ s} \quad 5.9$$

## 5.2 Auslegungsberechnungen Ausbaustufe 3

Als Grundlage für die Dimensionierung des Notstromgenerators für die dritte Ausbaustufe des Notstromversorgungskonzeptes wird die leistungsstärkste Transformatorstation Ottendorf/Ort herangezogen. Diese versorgt 126 Wohneinheiten, wobei angenommen wird, dass 10 Gebäude mit Wärmepumpen geheizt werden.

### 5.2.1 Betriebs- bzw. Nennlast der Haushalte nach TAEV 2016

Ausgegangen wird von 116 voll elektrifizierten Haushalten ohne Elektroheizung, die eine Spitzenlast von 18 kW und nach Abbildung 4.1 einen Gleichzeitigkeitsfaktor von etwa 0,2 aufweisen. Die restlichen 10 Gebäude werden als allelektrisch versorgt mit elektrischer Heizung (Wärmepumpen) betrachtet. Diese weisen eine Spitzenlast von 18 kW auf, wobei zusätzlich je Haushalt 10 kW elektrische Heizleistung angenommen werden. Der Gleichzeitigkeitsfaktor beträgt nach Abbildung 4.1 etwa 0,65:

$$P_{\text{HH\_TAEV}} = P_{\text{MAX\_HH}} \cdot (116 \text{ WE} + 10 \text{ WE}) \cdot g_{\text{HH}} + P_{\text{MAX\_EH}} \cdot 10 \text{ WE} \cdot g_{\text{EH}} \quad 5.10$$

$$P_{\text{HH\_TAEV}} = 18 \text{ kW} \cdot (116 \text{ WE} + 10 \text{ WE}) \cdot 0,20 + 10 \text{ kW} \cdot 10 \text{ WE} \cdot 0,65 \quad 5.11$$

$$P_{\text{HH\_TAEV}} = 518,60 \text{ kW} \quad 5.12$$

## 5.2.2 Spitzenlast der Haushalte mit Hilfe des Standardlastprofils H0

Obwohl die Anzahl an versorgten Haushalten der leistungsstärksten Transformatorstation im Ort unterhalb der zielführenden Anwendbarkeit des Standardlastprofils H0 liegt, wird die maximale Leistungsaufnahme, aufgrund der Unschärfe der gesamten Spitzenlastschätzung mit Hilfe des Standardlastprofils H0 ermittelt. 116 Haushalte werden als 3 Personen-Haushalte mit einem Jahresenergieverbrauch (2016) von 5.173 kWh betrachtet [89]. Nach [73] kann den 10 Haushalten mit Wärmepumpen dasselbe Standardlastprofil H0 als für die Hauptanlage zugewiesen werden. Diese Haushalte weisen einen durchschnittlichen Jahresverbrauch von 9.185,4 kWh auf [90]. Die Spitzenlast tritt im dynamisierten Standardlastprofil H0 am 31. Dezember um 18:15 Uhr auf und beträgt normiert 268,48 W [72]. Mit Bezug auf die beiden genannten Jahresenergieverbräuche ergibt sich folgende Spitzenlast für die Transformatorstation:

$$P_{\text{MAX\_HH\_H0}} = P_{\text{MAX\_H0}} \cdot E_{\text{YEAR\_HH\_OEH}} \cdot 116 \text{ WE} + P_{\text{MAX\_H0}} \cdot E_{\text{YEAR\_HH\_MEH}} \cdot 10 \text{ WE} \quad 5.13$$

$$P_{\text{MAX\_HH\_H0}} = 268,48 \frac{\text{W}}{1000 \text{ kWh}} \cdot 5.173 \text{ kWh} \cdot 116 \text{ WE} + 268,48 \frac{\text{W}}{1000 \text{ kWh}} \cdot 9.185,4 \text{ kWh} \cdot 10 \text{ WE} \quad 5.14$$

$$P_{\text{MAX\_HH\_H0}} = 185,77 \text{ kW} \quad 5.15$$

## 5.2.3 Spitzenlast des Ärzteentrums, der Werkstätte sowie der Mühle mit Hilfe des Standardlastprofils G1

Im Standardlastprofil G1 tritt die Spitzenlast werktags im Winter um 8:30 Uhr auf und beträgt normiert 485,24 W [72]. Die Werkstätte weist über 2 Abrechnungsperioden einen durchschnittlichen Jahresverbrauch von 16.477 kWh auf [91]. Folglich beträgt die maximale Leistungsaufnahme:

$$P_{\text{MAX\_WS}} = P_{\text{MAX\_G1}} \cdot E_{\text{YEAR\_WS}} \quad 5.16$$

$$P_{\text{MAX\_WS}} = 485,24 \frac{\text{W}}{1000 \text{ kWh}} \cdot 16.477 \text{ kWh} \quad 5.17$$

$$P_{\text{MAX\_WS}} = 8,00 \text{ kW} \quad 5.18$$

Die Mühle weist einen Jahresverbrauch von etwa 36.000 kWh auf [92]. Folglich beträgt die maximale Leistungsaufnahme:

$$P_{\text{MAX\_MU}} = P_{\text{MAX\_G1}} \cdot E_{\text{YEAR\_MU}} \quad 5.19$$

$$P_{\text{MAX\_MU}} = 485,24 \frac{\text{W}}{1000 \text{ kWh}} \cdot 36.000 \text{ kWh} \quad 5.20$$

$$P_{\text{MAX\_MU}} = 17,47 \text{ kW} \quad 5.21$$

Das Ärztezentrum weist einen Jahresverbrauch von etwa 100.000 kWh auf [60]. Ausschlaggebend für den hohen Verbrauch ist das integrierte Restaurant. Daraus resultiert folgende maximale Leistungsaufnahme:

$$P_{\text{MAX\_AZ}} = P_{\text{MAX\_G1}} \cdot E_{\text{YEAR\_AZ}} \quad 5.22$$

$$P_{\text{MAX\_AZ}} = 485,24 \frac{\text{W}}{1000 \text{ kWh}} \cdot 100.000 \text{ kWh} \quad 5.23$$

$$P_{\text{MAX\_AZ}} = 48,52 \text{ kW} \quad 5.24$$

### 5.2.4 Spitzenlast des Lebensmittelgeschäfts mit Hilfe des Standardlastprofils G3

Die Maximallast tritt im Standardlastprofil G3 werktags im Winter um 11:30 auf und beträgt normiert 154,36 W [72]. Die Verkaufsfläche beträgt etwa 300 m<sup>2</sup>, wobei aktuell elektrisch geheizt wird. Folge dessen beträgt der Stromverbrauch etwa 120.000 kWh pro Jahr [93]. Dies deckt sich mit [94], worin der Gesamtenergieverbrauch (Addition von Stromverbrauch und Wärmeeinsatz) für die oben genannte Verkaufsfläche im Lebensmitteleinzelhandel mit 123.360 kWh beziffert wird. Die maximale Leistungsaufnahme ergibt sich folgendermaßen:

$$P_{\text{MAX\_LG}} = P_{\text{MAX\_G3}} \cdot E_{\text{YEAR\_LG}} \quad 5.25$$

$$P_{\text{MAX\_LG}} = 154,36 \frac{\text{W}}{1000 \text{ kWh}} \cdot 120.000 \text{ kWh} \quad 5.26$$

$$P_{\text{MAX\_LG}} = 18,52 \text{ kW} \quad 5.27$$

### 5.2.5 Spitzenlast des Veranstaltungszentrums und der Feuerwehr

Aufgrund der Raumausstattung der Gebäude wird für das Veranstaltungszentrum eine Spitzenlast von 30 kW und für die Feuerwehr eine Spitzenlast von 25 kW angenommen:

$$P_{\text{MAX\_VZO}} = 30 \text{ kW} \quad 5.28$$

$$P_{\text{MAX\_FF}} = 25 \text{ kW} \quad 5.29$$

### 5.2.6 Spitzenlast der Abwasserpumpe

Im Versorgungsgebiet des Transformators Ottendorf/Ort befindet sich die Abwasserpumpstation „Hörmann“ wobei die Spitzenlast aus 3.3.2 herangezogen wird:

$$P_{\text{MAX\_AWP}} = 3,5 \text{ kW} \quad 5.30$$

### 5.2.7 Dimensionierungsrelevante Last des Generators

$$P_{\text{MAX\_OCLPU\_ST\_3}} = \frac{P_{\text{HH\_TAEV}} + P_{\text{MAX\_HH\_H0}}}{2} + P_{\text{MAX\_WS}} + P_{\text{MAX\_MU}} + P_{\text{MAX\_AZ}} + P_{\text{MAX\_LG}} + P_{\text{MAX\_VZO}} + P_{\text{MAX\_FF}} + P_{\text{MAX\_AWP}} \quad 5.31$$

$$P_{\text{MAX\_OCLPU\_ST\_3}} = \frac{518,60 \text{ kW} + 185,77 \text{ kW}}{2} + 8,00 \text{ kW} + 17,47 \text{ kW} + 48,52 \text{ kW} + 18,52 \text{ kW} + 30 \text{ kW} + 25 \text{ kW} + 3,5 \text{ kW} \quad 5.32$$

$$P_{\text{MAX\_OCLPU\_ST\_3}} = 503,20 \text{ kW} \quad 5.33$$

Durch Berücksichtigung des Cold Load Pickup Faktors  $CLPU_M$ , der auf die Maximallast bezogen ist, ergibt sich folgende dimensionierungsrelevante Last für den Generator:

$$P_{\text{MAX\_ST\_3}} = P_{\text{MAX\_OCLPU\_ST\_3}} \cdot CLPU_M \quad 5.34$$

$$P_{\text{MAX\_ST\_3}} = 503,20 \text{ kW} \cdot 1,2 \quad 5.35$$

$$P_{\text{MAX\_ST\_3}} = 603,84 \text{ kW} \quad 5.36$$

### 5.2.8 Generator Auswahl

Aufgrund der Spitzenlast von 603,84 kW wird ein Generator mit einer Leistung von 820 kVA bzw. 656 kW verwendet. Als Erregungssystem wird dasselbe System als in Abschnitt 5.1.2 verwendet. Als Antriebsmaschine wird ein 8 Zylinder Dieselmotor von Perkins (4000 Series 4008TAG1A-Temperate Diesel Engine – ElectropaK) verwendet, der bei 1500 U/min eine Leistung von 767 kW (Prime Power) aufweist. Die Trägheitskonstante  $H_{\text{Gesamt}}$  wird in selber Weise wie in Abschnitt 5.1.2 berechnet.

Generatordaten		Generatordaten	
Typ	Leroy Somer LSA 49.3 M8	$X_q''$	14,9 %
$S_N$	820 kVA	$X_0$	0,69 %
$\cos \varphi$	0,8	$X_2$	14,11 %
$U_N$	415 V	$T_a$	15 ms
$2 * p$	4	$I_{K,Dauer}$	300 % $I_N$ für 10 s
$X_d$	348 %	$J_{\text{Gen}}$	9,73 kgm <sup>2</sup>
$X_q$	177 %	Antriebsmaschine	
$T_{do}'$	2094 ms	Typ	Perkins 4008TAG1A-Temp.
$X_d'$	16,6 %	$P_{\text{Prime Power}}$	767 kW
$T_d'$	100 ms	$J_{\text{Motor}}$	9,60 kgm <sup>2</sup>
$X_d''$	13,3 %	$J_{\text{Schwungmasse}}$	6,02 kgm <sup>2</sup>
$T_d''$	10 ms	$H_{\text{Gesamt}}$	0,38 s

Tabelle 5.2: Daten des Maschinensatzes für Ausbaustufe 3 [95, 96]

## 5.3 Auslegungsberechnungen Ausbaustufe 2

Wie in Abschnitt 3.5.2 beschrieben, werden zwei Varianten der 2. Ausbaustufe betrachtet. Bei Variante 1 werden zusätzlich zu den infrastrukturellen Einrichtungen sämtliche Haushaltsverbraucher mit Energie versorgt. Bei Variante 2 werden nur infrastrukturell bedeutende Einrichtungen mit Energie versorgt und sämtliche Haushaltsverbraucher vom Netz getrennt. Das „Obertrum West“ wird über 3 Abgänge der 400 V Sammelschiene versorgt. Im Betrieb werden diese Abgänge möglichst gleichzeitig geschaltet, wobei hierbei der Abgang mit dem größten Leiterquerschnitt (240 mm<sup>2</sup>) vorrangig zu behandeln ist.

Abgang „Untertrum Ost“	5 Wohneinheiten, Mühle, Abwasserpumpe
Abgang „VZO“	Veranstaltungszentrum Ottendorf
Abgang „Untertrum West“	29 Wohneinheiten, Werkstätte
Abgänge „Obertrum West“	42 Wohneinheiten, Lebensmittelgeschäft, Ärztezentrum, Feuerwehr
Abgang „Obertrum Ost“	50 Wohneinheiten

Tabelle 5.3: Abgänge der Transformatorstation Ottendorf/Ort

### 5.3.1 Variante 1 - Spitzenlast mit Versorgung der Haushalte

Das Veranstaltungszentrum wird mit dem Abgang „VZO“ der Transformatorstation versorgt, wobei die Spitzenlast des Zentrums von 5.2.5 übernommen wird:

$$P_{\text{MAX\_Abgang\_VZO}} = P_{\text{MAX\_VZO}} \quad 5.37$$

$$P_{\text{MAX\_Abgang\_VZO}} = 30 \text{ kW} \quad 5.38$$

Das Ärztezentrum, das Lebensmittelgeschäft sowie die Feuerwehr werden mit den Abgängen „Obertrum West“ versorgt. Ausgegangen wird von der dimensionierungsrelevanten Maximallast der Stufe 3, die entsprechend der Anzahl an Haushalten je Abgang der Transformatorstation aufgeteilt wird. Zusätzlich werden die Spitzenlasten der Feuerwehr, des Ärztezentrums sowie des Lebensmittelgeschäftes addiert, obwohl diese bereits in der Maximallast der Ausbaustufe 3 des Versorgungskonzeptes berücksichtigt wurden:

$$P_{\text{MAX\_Abgänge\_Obertrum\_West\_V1}} = P_{\text{MAX\_ST\_3}} \cdot \frac{42 \text{ WE}}{126 \text{ WE}} + P_{\text{MAX\_FF}} + P_{\text{MAX\_AZ}} + P_{\text{MAX\_LG}} \quad 5.39$$

$$P_{\text{MAX\_Abgänge\_Obertrum\_West\_V1}} = 603,84 \text{ kW} \cdot \frac{42 \text{ WE}}{126 \text{ WE}} + 25 \text{ kW} + 48,52 \text{ kW} + 18,52 \text{ kW} \quad 5.40$$

$$P_{\text{MAX\_Abgänge\_Obertrum\_West\_V1}} = 293,32 \text{ kW} \quad 5.41$$

Die Abwasserpumpstation „Hörmann“ wird über den Abgang „Untertrum Ost“ versorgt. Die Spitzenlast der Pumpe wird von 3.3.2 herangezogen:

$$P_{\text{MAX\_Abgang\_Untertrum\_Ost\_V1}} = P_{\text{MAX\_ST\_3}} \cdot \frac{5 \text{ WE}}{126 \text{ WE}} + P_{\text{MAX\_AWP}} \quad 5.42$$

$$P_{\text{MAX\_Abgang\_Untertrum\_Ost\_V1}} = 603,84 \text{ kW} \cdot \frac{5 \text{ WE}}{126 \text{ WE}} + 3,5 \text{ kW} \quad 5.43$$

$$P_{\text{MAX\_Abgang\_Untertrum\_Ost\_V1}} = 27,46 \text{ kW} \quad 5.44$$

### 5.3.2 Variante 1 - Dimensionierungsrelevante Last des Generators

$$P_{\text{MAX\_ST\_2\_V1}} = P_{\text{MAX\_Abgang\_VZO}} + P_{\text{MAX\_Abgänge\_Obertrum\_West\_V1}} + P_{\text{MAX\_Abgang\_Untertrum\_Ost\_V1}} \quad 5.45$$

$$P_{\text{MAX\_ST\_2\_V1}} = 30 \text{ kW} + 293,32 \text{ kW} + 27,46 \text{ kW} \quad 5.46$$

$$P_{\text{MAX\_ST\_2\_V1}} = 350,78 \text{ kW} \quad 5.47$$

Der Cold Load Pickup wird nicht gesondert berücksichtigt, da dieser bereits aufgrund der Abhängigkeit der Dimensionierungsberechnung von der Ausbaustufe 3 indirekt berücksichtigt wird. Zusätzlich ist durch die erneute Addition der Lasten von infrastrukturellen Einrichtungen eine entsprechende Leistungsreserve vorhanden.

### 5.3.3 Variante 1 - Generator Auswahl

Aufgrund der Spitzenlast von 350,78 kW wird ein Generator mit einer Leistung von 455 kVA bzw. 364 kW verwendet. Als Erregungssystem wird dasselbe System als in Abschnitt 5.1.2 verwendet. Als Antriebsmaschine wird ein 6 Zylinder Dieselmotor von Perkins (2500 Series 2506C-E15TAG1 Diesel Engine - Electropak) verwendet, der bei 1500 U/min eine Leistung von 396 kW (Prime Power) aufweist. Die Trägheitskonstante  $H_{\text{Gesamt}}$  wird in selber Weise wie in Abschnitt 5.1.2 berechnet.



Generatordaten		Generatordaten	
Typ	Leroy Somer LSA 47.2 S5	$X_q''$	18,0 %
$S_N$	455 kVA	$X_0$	0,90 %
$\cos \varphi$	0,8	$X_2$	15,8 %
$U_N$	415 V	$T_a$	15 ms
$2 * p$	4	$I_{K,Dauer}$	300 % $I_N$ für 10 s
$X_d$	357 %	$J_{Gen}$	6,70 kgm <sup>2</sup>
$X_q$	214 %	Antriebsmaschine	
$T_{do}'$	1855 ms	Typ	Perkins 2506C-E15TAG1
$X_d'$	19,2 %	$P_{Prime\_Power}$	396 kW
$T_d'$	100 ms	$J_{Motor}$	2,33 kgm <sup>2</sup>
$X_d''$	13,5 %	$J_{Schwungmasse}$	1,96 kgm <sup>2</sup>
$T_d''$	10 ms	$H_{Gesamt}$	0,30 s

Tabelle 5.4: Daten des Maschinensatzes für Ausbaustufe 2 Variante 1 [97, 98]

### 5.3.4 Variante 2 - Spitzenlast ohne Versorgung der Haushalte

Das Veranstaltungszentrum wird mit dem Abgang „VZO“ der Transformatorstation versorgt, wobei die Spitzenlast des Zentrums von 5.2.5 übernommen wird:

$$P_{MAX\_Abgang\_VZO} = P_{MAX\_VZO} \quad 5.48$$

$$P_{MAX\_Abgang\_VZO} = 30 \text{ kW} \quad 5.49$$

Das Ärztezentrum, das Lebensmittelgeschäft sowie die Feuerwehr werden mit den Abgängen „Obertrum West“ versorgt. Sämtliche Maximallasten werden von der Ausbaustufe 3 des Versorgungskonzeptes übernommen:

$$P_{MAX\_Abgänge\_Obertrum\_West\_V2} = P_{MAX\_AZ} + P_{MAX\_LG} + P_{MAX\_FF} \quad 5.50$$

$$P_{MAX\_Abgänge\_Obertrum\_West\_V2} = 48,52 \text{ kW} + 18,52 \text{ kW} + 25 \text{ kW} \quad 5.51$$

$$P_{MAX\_Abgänge\_Obertrum\_West\_V2} = 92,04 \text{ kW} \quad 5.52$$

Die Abwasserpumpstation „Hörmann“ wird über den Abgang „Untertrum Ost“ versorgt. Die Spitzenlast der Pumpe wird von 3.3.2 herangezogen.

$$P_{MAX\_Abgang\_Untertrum\_Ost\_V2} = P_{MAX\_AWP} \quad 5.53$$

$$P_{MAX\_Abgang\_Untertrum\_Ost\_V2} = 3,5 \text{ kW} \quad 5.54$$

### 5.3.5 Variante 2 - Dimensionierungsrelevante Last des Generators

$$P_{MAX\_OCLPU\_ST\_2\_V2} = P_{MAX\_Abgang\_VZO} + P_{MAX\_Abgänge\_Obertrum\_West\_V2} + P_{MAX\_Abgang\_Untertrum\_Ost\_V2} \quad 5.55$$

$$P_{MAX\_OCLPU\_ST\_2\_V2} = 30 \text{ kW} + 92,04 \text{ kW} + 3,5 \text{ kW} \quad 5.56$$

$$P_{MAX\_OCLPU\_ST\_2\_V2} = 125,54 \text{ kW} \quad 5.57$$

Durch Berücksichtigung des Cold Load Pickup Faktors  $CLPU_M$ , der auf die Maximallast bezogen ist, ergibt sich folgende dimensionierungsrelevante Last für den Generator:

$$P_{\text{MAX\_ST\_2\_V2}} = P_{\text{MAX\_OCLPU\_ST\_2\_V2}} \cdot \text{CLPU}_M \quad 5.58$$

$$P_{\text{MAX\_ST\_2\_V2}} = 125,54 \text{ kW} \cdot 1,2 \quad 5.59$$

$$P_{\text{MAX\_ST\_2\_V2}} = 150,65 \text{ kW} \quad 5.60$$

### 5.3.6 Variante 2 - Generator Auswahl

Aufgrund der Spitzenlast von 150,65 kW wird ein Generator mit einer Leistung von 200 kVA bzw. 160 kW verwendet. Als Erregungssystem wird dasselbe System als in Abschnitt 5.1.2 verwendet. Als Antriebsmaschine wird ein 6 Zylinder Dieselmotor von Perkins (1300 Series 1306C-E87TAG4 Diesel Engine - Electropak) verwendet, der bei 1500 U/min eine Leistung von 198 kW (Prime Power) aufweist. Die Trägheitskonstante  $H_{\text{Gesamt}}$  wird in selber Weise wie in Abschnitt 5.1.2 berechnet.

Generatordaten		Generatordaten	
Typ	Leroy Somer LSA 44.3 VL14	$X_q''$	21,9 %
$S_N$	200 kVA	$X_0$	0,78 %
$\cos \varphi$	0,8	$X_2$	16,62 %
$U_N$	415 V	$T_a$	15 ms
$2 * p$	4	$I_{K\_Dauer}$	300 % $I_N$ für 10 s
$X_d$	381 %	$J_{\text{Gen}}$	1.71 kgm <sup>2</sup>
$X_q$	194 %	Antriebsmaschine	
$T_{d0}'$	2025 ms	Typ	Perkins 1306C-E87TAG4
$X_d'$	18,8 %	$P_{\text{Prime\_Power}}$	198 kW
$T_d'$	100 ms	$J_{\text{Motor}}$	0,536 kgm <sup>2</sup>
$X_d''$	11,3 %	$J_{\text{Schwungmasse}}$	1,005 kgm <sup>2</sup>
$T_d''$	10 ms	$H_{\text{Gesamt}}$	0,20 s

Tabelle 5.5: Daten des Maschinensatzes für Ausbaustufe 2 Variante 2 [86, 99]

## 5.4 Integration von Photovoltaikanlagen in die Notstromversorgung

Fundamental für die Integrationsfähigkeit von Photovoltaikanlagen in das Notstromversorgungskonzept ist die ausgeglichene Energiebilanz im Versorgungsnetz. Folglich muss zu jeder Zeit die Energieeinspeisung durch Photovoltaikanlagen geringer als die Last im Versorgungsnetz sein. Die Einspeiseleistungen von Photovoltaikanlagen sind tageszeit- sowie witterungs- und jahreszeitabhängig. In Abbildung 5.1 ist von der Photovoltaikanlage der Ottendorfer Kläranlage ein Tagesgang der eingespeisten Leistung an einem sonnigen Tag im Juni dargestellt. Die Abbildung 5.2 stellt hingegen den Tagesgang an einem trübem Novembertag dar. Deutlich zu erkennen ist der Unterschied zwischen den beiden Lastgängen der eingespeisten Leistung.

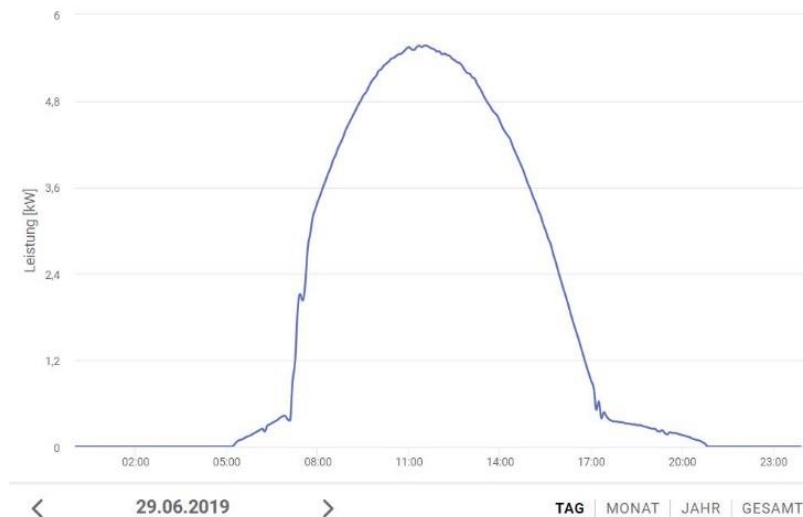


Abbildung 5.1: Tagesgang einer Photovoltaikanlage im Juni bei Schönwetter [79]



Abbildung 5.2: Tagesgang einer Photovoltaikanlage im November bei trübem Wetter [79]

#### 5.4.1 Maximale Energieeinspeisung durch Photovoltaik

Zur Abschätzung der maximalen Einspeiseleistung in das Versorgungsnetz werden, wie in Abschnitt 3.1.2 ersichtlich, alle Photovoltaikanlagen im Netzgebiet der Transformatorstation Ottendorf/Ort berücksichtigt:

$$P_{PV\_MAX} = P_{PV\_VZO} + P_{PV\_PRIV} \quad 5.61$$

$$P_{PV\_MAX} = 40 \text{ kWp} + 30 \text{ kWp} + 14 \cdot 10 \text{ kWp} \quad 5.62$$

$$P_{PV\_MAX} = 210 \text{ kWp} \quad 5.63$$

#### 5.4.2 Vergleich zwischen Gesamtlastgang und Einspeiseleistung durch PV

Zur Beurteilung der Integrationsfähigkeit von Photovoltaikanlagen in das Versorgungskonzept wird der Gesamtlastgang sämtlicher Verbraucher im Netz ermittelt. Dieser ergibt sich aus 116 Haushalte ohne

elektrische Heizung (5.173 kWh Jahresverbrauch) und 10 Haushalte mit elektrischer Wärmepumpenheizung (9.185,4 kWh Jahresverbrauch), dargestellt durch das dynamisierte Standardlastprofil H0 des Jahres 2021. Die gewerblichen Verbraucher wie das Ärztezentrum (100.000 kWh Jahresverbrauch), die Mühle (36.000 kWh Jahresverbrauch) und die Werkstätte (16.477 kWh Jahresverbrauch) werden durch Addition des VDEW Standardlastprofils G1 berücksichtigt. Das Lebensmittelgeschäft (120.000 kWh Jahresverbrauch) wird durch Addition des VDEW Standardlastprofils G3 berücksichtigt. Das Veranstaltungszentrum und die Feuerwehr werden nicht berücksichtigt, da nicht davon ausgegangen werden kann, dass direkt nach dem Start der Notstromversorgung erheblicher Leistungsbedarf von beiden Gebäuden ausgeht. Zur Ermittlung des Jahresverlaufes der eingespeisten Leistung durch Photovoltaikanlagen mit dem Standardlastprofil E1 ist die Kenntnis der eingespeisten Jahresenergiemenge notwendig. Folge dessen wird die eingespeiste Jahresenergiemenge aller Photovoltaikanlagen im Versorgungsgebiet des Transformators Ottendorf/Ort mit Hilfe der maximalen Summen-Einspeiseleistung  $P_{PV\_MAX}$  und mit Hilfe der Spitzenlast im Standardlastprofil E1 (Sommer um 11:00 Uhr: 527,16 W normiert [72]) ermittelt:

$$E_{PV\_Jahr} = \frac{P_{PV\_MAX}}{P_{PV\_MAX\_E1}} \cdot 1000 \frac{\text{kWh}}{\text{kW}} \quad 5.64$$

$$E_{PV\_Jahr} = \frac{210 \text{ kWp}}{0,52716 \text{ kWp}} \cdot 1000 \text{ kWh} \quad 5.65$$

$$E_{PV\_Jahr} = 398.361,03 \text{ kWh} \quad 5.66$$

Abbildung 5.3 zeigt den Vergleich zwischen dem Summenlastgang aller Verbraucher für das Jahr 2021 und der eingespeisten Leistung aller Photovoltaikanlagen im Versorgungsgebiet des Transformators Ottendorf/Ort, die mit Hilfe des Standardlastprofils E1 ermittelt wurde.

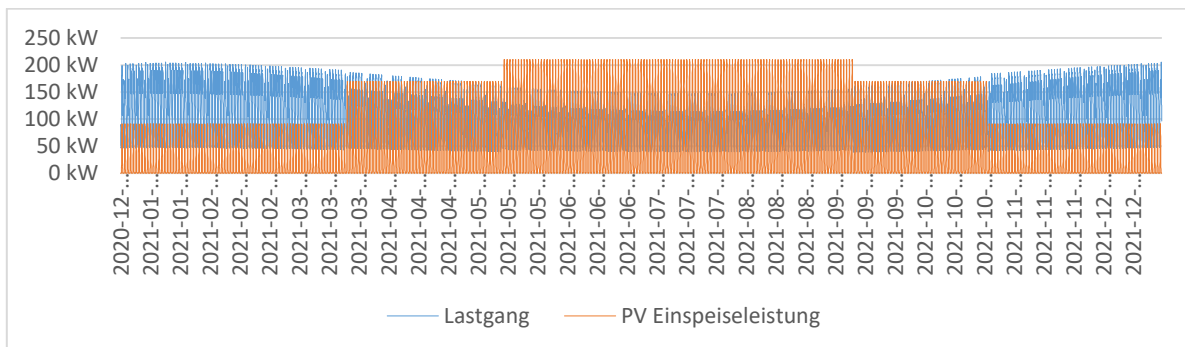


Abbildung 5.3: Vergleich zwischen Gesamtlastgang (H0 dynamisiert + G1 + G3) und Einspeiseleistung durch PV (E1)

### 5.4.3 Bewertung der Integrationsfähigkeit

Da die Einspeiseleistung durch Photovoltaikanlagen im Sommer teilweise über dem Verbrauch liegt, kann eine ausgeglichene Energiebilanz im Netz nicht gewährleistet werden. Im Winter wäre grundsätzlich eine Integration der Photovoltaikanlagen möglich, jedoch ist aufgrund ständiger Erweiterung der Photovoltaikleistung im Ortsgebiet die Integrationsfähigkeit neu zu bewerten. Demnach ist die problemloseste Variante, eine Notstromversorgung mit geringfügig abweichender Frequenz zu realisieren, sodass die Umrichter von Photovoltaikanlagen nicht zuschalten.

## 6 Simulationen

Sämtliche Simulationen werden mit DigSILENT PowerFactory 2020 durchgeführt.

Als Basis für die Simulationen der Ausbaustufe 2 und 3 dient eine Datenbank, in der alle Netzelemente des Versorgungsnetzes im Ort sowohl technisch als auch geographisch spezifiziert sind. Mit Hilfe dieser Daten wurde das Netzmodell der leistungstärksten Transformatorstation „Ottendorf/Ort“ nachgebildet.

Für die Simulationen aller Ausbaustufen des Versorgungskonzeptes wurde ein vordefiniertes Modell eines Dieselgenerators verwendet. Das Modell des Spannungsreglers und des Drehzahlreglers wurde entsprechend der jeweiligen Ausbaustufe des Versorgungskonzeptes angepasst.

Als Spannungsregler bzw. Erregungssystem wird aufgrund der in Abschnitt 5 definierten Generatoren das vordefinierte „avr\_ESAC5A“ Erregungssystem herangezogen, das auf dem IEEE AC5A Erregungssystem von 1992 basiert. Dies ist ein vereinfachtes Modell für bürstenlose Erregungssysteme, wobei der Regler von einem auf-geflanschten Permanentmagnet Generator versorgt wird.

Als Drehzahlregler wird der vordefinierte Regler „gov\_DEGOV“ verwendet, der auf einen Woodward Diesel Drehzahlregler basiert. Die Verwendung des Reglers beschränkt sich auf Dieselgeneratoren, die von anderen synchronen Quellen isoliert arbeiten [100].

Für die Bewertung von Spannungs- und Frequenzschwankungen werden für die Grenzwerte von Spannung und Frequenz in erster Linie die Richtlinien „TOR Erzeuger Teil A und B“ herangezogen, worin die empfohlenen Einstellungen für den Netzentkopplungsschutz angeführt sind [101, 102].

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	empfohlene Schutzrelais-einstellwerte	
Überspannungsschutz $U_{\text{eff}} >>$	1,00 – 1,30 $U_n$	$\leq 1,15 U_n$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Überspannungsschutz $U_{\text{eff}} >$ oder Überwachungsschutz $U_{\text{eff}} >$ mit Überwachung des gleitenden 10 min-Mittelwertes	1,00 – 1,30 $U_n$	1,11 $U_n$	$\leq 60 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U_{\text{eff}} <$	0,10 – 1,00 $U_n$	0,8 $U_n$	0,2 - 1 s
Unterspannungsschutz $U_{\text{eff}} <<$	0,10 – 1,00 $U_n$	0,3 $U_n$	0,2 s
Überfrequenzschutz $f >$	50 – 55 Hz	51,5 Hz (50,2 – 51,5 Hz) <sup>23</sup>	$\leq 0,1 \text{ s}$
Unterfrequenzschutz $f <$	45 – 50 Hz	47,5 Hz	$\leq 0,1 \text{ s}$

Abbildung 6.1: TOR Erzeuger – Empfohlene Grenzwerte für Spannung und Frequenz [102]

Es wird davon ausgegangen, dass der Netzentkopplungsschutz bei den Notstromgeneratoren integriert ist.

## 6.1 Simulation Ausbaustufe 1

Zur Simulation der Ausbaustufe 1 des Versorgungskonzeptes wurde, wie in Abbildung 6.2 ersichtlich, die Sammelschiene der Kläranlage mit sämtlichen Verbrauchern nachgebildet.

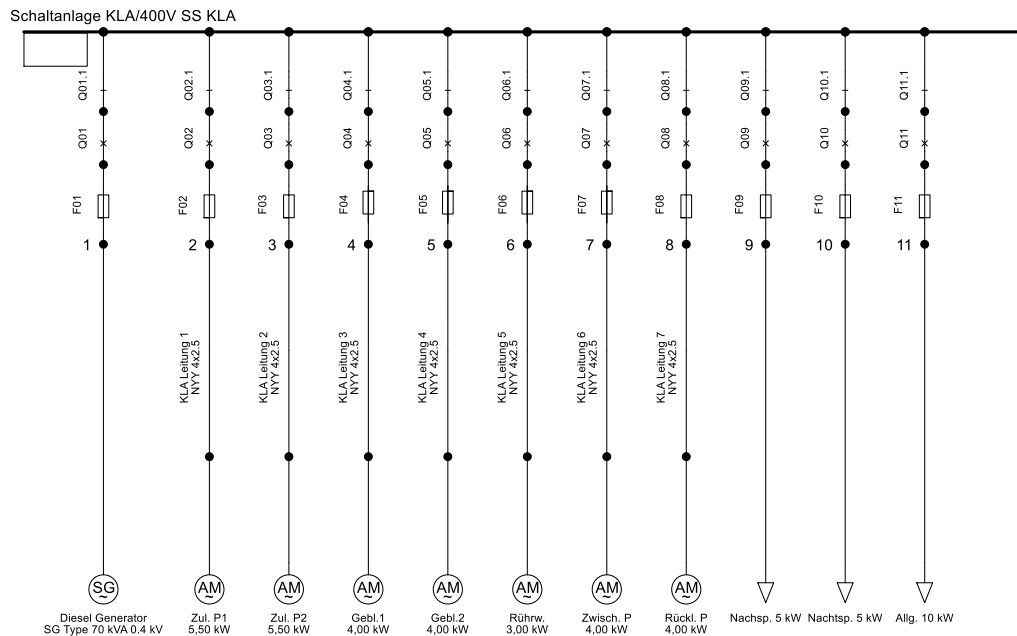


Abbildung 6.2: Ausbaustufe 1 – 400 V Sammelschiene der Kläranlage

Die Einstellungen des Spannungsreglers sind in Tabelle 6.1 angeführt und entsprechen den Default-Einstellungen.

Name	Wert	Einheit	Beschreibung
Tr	0,02	[s]	Measurement Delay
Ka	200	[p.u.]	Controller Gain
Ta	0,03	[s]	Controller Time Constant
Ke	0,5	[p.u.]	Excitor Constant
Te	1	[s]	Excitor Time Constant
Kf	0,2	[p.u.]	Stabilization Path Gain
Tf1	3	[s]	Stabilization Path 1th Time Constant
Tf2	1	[s]	Stabilization Path 2th Time Constant
Tf3	0	[s]	Stabilization Path 3th Time Constant
E1	3,13	[p.u.]	Saturation Factor 1
Se1	0,1	[p.u.]	Saturation Factor 2
E2	4,18	[p.u.]	Saturation Factor 3
Se2	0,5	[p.u.]	Saturation Factor 4
Vrmin	-20	[p.u.]	Controller Minimum Output
Vrmax	20	[p.u.]	Controller Maximum Output

Tabelle 6.1: Ausbaustufe 1 - Einstellungen des Spannungsreglers

Die Einstellungen des Drehzahlreglers sind in Tabelle 6.2 angeführt und entsprechen weitgehend den Default-Einstellungen. Angepasst wurde der Parameter K (Actuator Gain) um ein Schwingen des Reglers zu verhindern, sowie die Leistung des Antriebsdieselmotos PN.

Name	Wert	Einheit	Beschreibung
T1	0,2	[s]	Electric control box T1
T2	0,1	[s]	Electric control box T2
T3	0,5	[s]	Electric control box T3
Td	0,01	[s]	Engine delay
PN	0,0732	[MW]	Prime Mover Rated Power(=0->PN=Pgnn)
K	1,5	[pu]	Actuator Gain
T4	1	[s]	Actuator T4
T5	0,1	[s]	Actuator T5
T6	0,2	[s]	Actuator T6
Tmin	0	[pu]	Actuator min output
Tmax	1,1	[pu]	Actuator max output

Tabelle 6.2: Ausbaustufe 1 - Einstellungen des Drehzahlreglers

Wie in Tabelle 6.3 ersichtlich, werden folgende vordefinierte Modelle als Antriebsmotoren verwendet, die in Dreieckschaltung betrieben werden. Sämtliche Einstellungen wurden bei den Werkseinstellungen belassen. Die Maschinen weisen eine Polpaarzahl von 2 auf und werden jeweils mit Nennleistung betrieben.

Leistung	Ausführung	Leistungsfaktor	Modellbezeichnung
3,0 kW	Asynchron	0,85	3 kW/0.4 kV/2/EXPLOSION PROOF MULT
4 kW	Asynchron	0,82	4 kW/0.4 kV/2/EXPLOSION PROOF MULT
5,5 kW	Asynchron	0,83	5.5 kW/0.4 kV/2/EXPLOSION PROOF MULT

Tabelle 6.3: Ausbaustufe 1 - Verwendete Modelle der Antriebsmaschinen

Der Leistungsfaktor der allgemeinen Last wird mit 0,8 induktiv angenommen. Die Nachtspeicherheizkörper werden als reine Wirkleistungsverbraucher mit einem Leistungsfaktor von 1 berücksichtigt.

Angenommen wird, dass sämtliche Verbraucher außerhalb des Kläranlagengebäudes über ein NYY 4x2,5 mm<sup>2</sup> Kabel versorgt werden, wobei die Leitungslänge jeweils 50 m beträgt. Für Verbraucher innerhalb des Gebäudes werden die Leitungen vernachlässigt und die Versorgung erfolgt in der Simulation direkt über die Sammelschiene.

In Tabelle 6.4 sind alle angenommenen Sicherungen der Kläranlagensammelschiene dargestellt.

Bezeichnung	Auslösestrom	Type	Baugröße	Modell
F01	100 A	gG	NH2	Siemens AK_3NA_2_500_GG_100A
F02	16 A	gG	NH00	Siemens AK_3NA_00_500_GG_16A
F03	16 A	gG	NH00	Siemens AK_3NA_00_500_GG_16A
F04	16 A	gG	NH00	Siemens AK_3NA_00_500_GG_16A
F05	16 A	gG	NH00	Siemens AK_3NA_00_500_GG_16A
F06	16 A	gG	NH00	Siemens AK_3NA_00_500_GG_16A

F07	16 A	gG	NH00	Siemens AK_3NA_00_500_GG_16A
F08	16 A	gG	NH00	Siemens AK_3NA_00_500_GG_16A
F09	16 A	gG	NH00	Siemens AK_3NA_00_500_GG_16A
F10	16 A	gG	NH00	Siemens AK_3NA_00_500_GG_16A
F11	20 A	gG	NH00	Siemens AK_3NA_00_500_GG_20A

Tabelle 6.4: Ausbaustufe 1 - Sicherungen der 400 V Sammelschienenabgänge

Zur Beurteilung der Funktionsfähigkeit des Notstromversorgungssystems, werden im ersten Schritt Auslastungen im stationären Betriebszustand mit Hilfe einer Lastflusssimulation simuliert. In weiterer Folge wird eine RMS/EMT Simulation durchgeführt, um transiente Betriebsverhältnisse direkt nach Schaltereignissen zu untersuchen. Abschließend werden diverse Kurzschlüsse simuliert. Die Simulationen werden in Abschnitt 6.2 und Abschnitt 6.3 sinngemäß in gleicher Weise durchgeführt

### 6.1.1 Simulation Lastfluss

Wie in Abbildung 6.3 ersichtlich, beträgt die Sammelschienenspannung exakt 400 V und die Auslastung des Generators liegt bei 86,1 %. Ebenfalls ersichtlich, anhand der Grünfärbung sämtlicher Knoten (Klemmleisten), ist die Einhaltung der Spannungs- und Frequenzgrenzen.

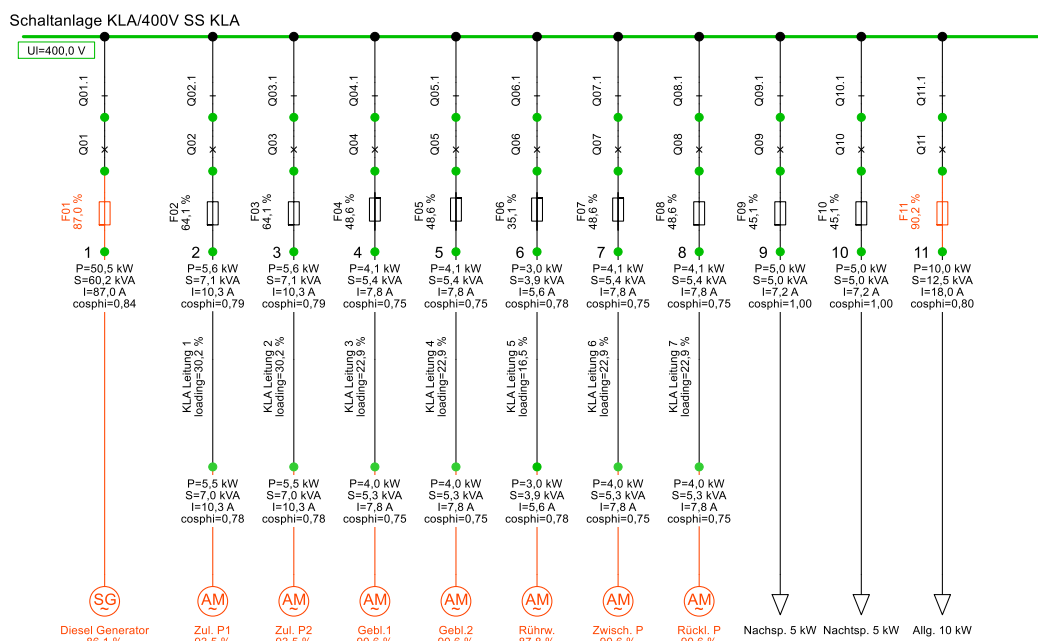


Abbildung 6.3: Ausbaustufe 1 – Lastflusssimulation der Kläranlage

### 6.1.2 Simulation RMS/EMT

Die Frequenz und Spannung an der Sammelschiene werden aufgezeichnet. Zusätzlich wird die Auslastung des Generators mit Hilfe des Generatorstromes in p.u., bezogen auf den Nennstrom, dargestellt. Sämtliche Schaltstellen werden mit Hilfe von automatisierten Simulationsereignissen nach Tabelle 6.5 zyklisch geschaltet. In der Praxis wäre dies durch „Einsichern“ der jeweiligen Abgänge bzw. starten der jeweiligen Verbraucher mit der Kläranlagensteuerung zu vergleichen.



Einschaltzeitpunkt	Bezeichnung	Name	Leistungsschalter
0 s – Start der Simulation	Diesel Generator	Diesel Generator	Q01
20 s	Allg. 10 kW	Allgemeine Last	Q11
40 s	Zul. P1	Zulaufpumpe 1	Q02
60 s	Zul. P2	Zulaufpumpe 2	Q03
80 s	Gubl. 1	Gebläse 1	Q04
100 s	Gubl. 2	Gebläse 2	Q05
120 s	Rührw.	Rührwerkantrieb	Q06
140 s	Zwisch. P	Zwischenpumpe	Q07
160 s	Rüchl. P	Rücklaufschlammpumpe	Q08
180 s	Nachtsp. 5 kW	Nachtspeicherheizung 1	Q09
200 s	Nachtsp. 5 kW	Nachtspeicherheizung 2	Q10
250 s	Wiederherstellen des Ausgangszustandes – öffnen aller Schaltstellen		

Tabelle 6.5: Ausbaustufe 1 - Zyklischer Ablauf der automatisierten Simulationseignisse

In Tabelle 6.6 bzw. Abbildung 6.4 sind die Simulationsergebnisse der RMS/EMT Simulation dargestellt. Der Frequenzeinbruch dauert etwa 600 ms bis der Wert wieder innerhalb der Toleranz liegt.

Sammelschienspannung			Sammelschiensfrenquenz			Generatorstrom	
Min	Max	Stationär	Min	Max	Stationär	Max	Stationär
0,921 p.u.	1,001 p.u.	0,992 p.u.	0,932 p.u.	1,002 p.u.	1,000 p.u.	0,956 p.u.	0,941 p.u.

Tabelle 6.6: Ausbaustufe 1 - RMS/EMT Simulationsergebnisse an der 400 V Sammelschiene

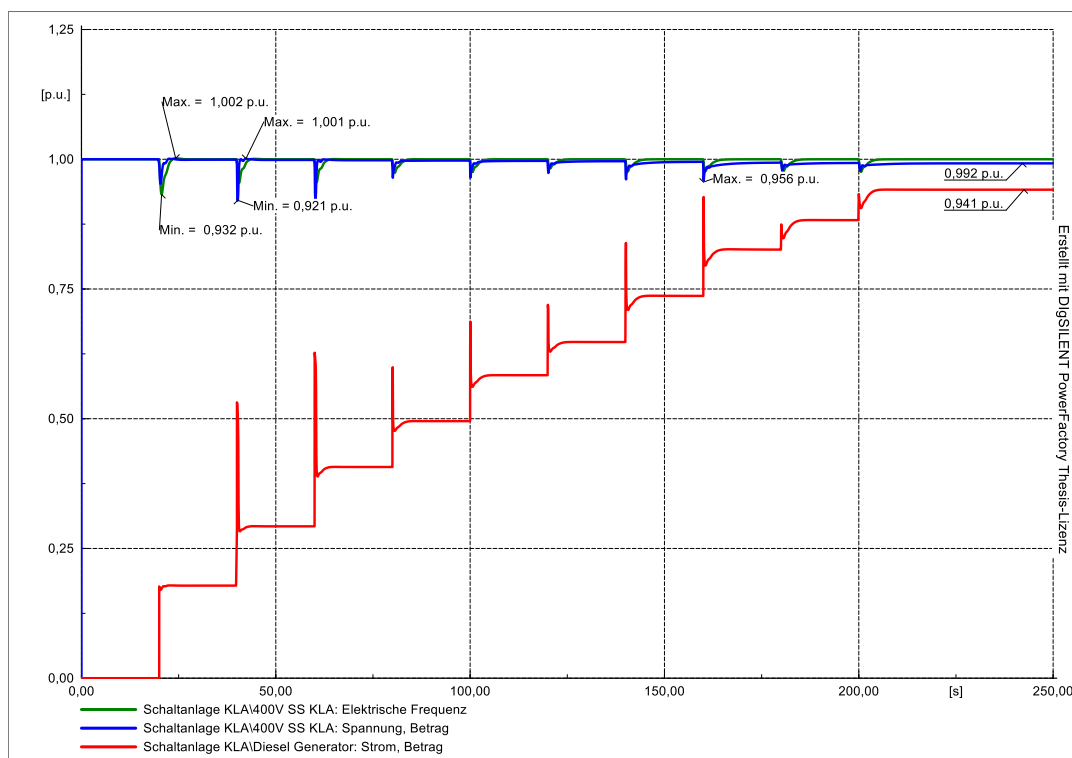


Abbildung 6.4: Ausbaustufe 1 - RMS/EMT Simulationsergebnisse an der 400 V Sammelschiene

### 6.1.3 Simulation Kurzschluss

Wie in Abschnitt 4.3.5 erwähnt, ist in der OVE E 8101:2019-01-01 die maximal zulässige Abschaltzeit bei Fehlerfällen in Endstromkreisen  $\leq 32$  A und einer Nennspannung  $\leq 230$  V (Leiter gegen Erde) bei TN Systemen mit 400 Millisekunden dokumentiert. Für Stromkreise  $> 32$  A in TN Systemen sind maximal 5 Sekunden vorgeschrieben.

Untersucht werden 3 Fehlerfälle, bei denen jeweils der minimal auftretende Anfangskurzschlussstrom eines einphasigen Erdschlusses ermittelt wird und mit der Auslösekennlinie der verwendeten Sicherung überlagert wird. Die Berechnung wird nach VDE 0102 Teil 0 / DIN EN 60909-0 mit einer maximalen Spannungstoleranz von 6 % durchgeführt, wobei Motorbeiträge vernachlässigt werden. Die Fehlerimpedanz und die Erdungsimpedanz des Generators werden mit 0 Ohm angenommen.

#### 6.1.3.1 Fehlerfall 1 – Abgang Zulaufpumpe 1 (F02)

Wie in Abbildung 6.5 ersichtlich, beträgt der minimal auftretende Anfangskurzschlussstrom bei einem einphasigen Erdschluss im Abgang Zulaufpumpe 1 in Phase L1 180,630 A.

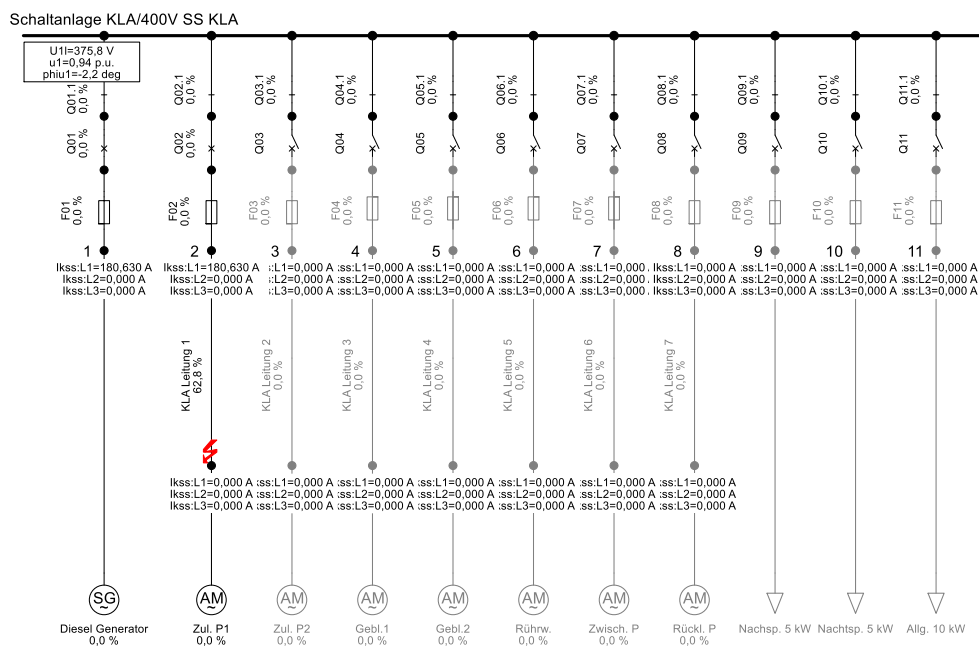


Abbildung 6.5: Ausbaustufe 1 - Einphasiger Erdschluss im Abgang Zulaufpumpe 1 mit Sicherung F02

Die Auslösezeit der Sicherung F02 beträgt nach Abbildung 6.6 etwa 14 Millisekunden. Dies liegt unter den in OVE E 8101:2019-01-01 geforderten 400 Millisekunden.

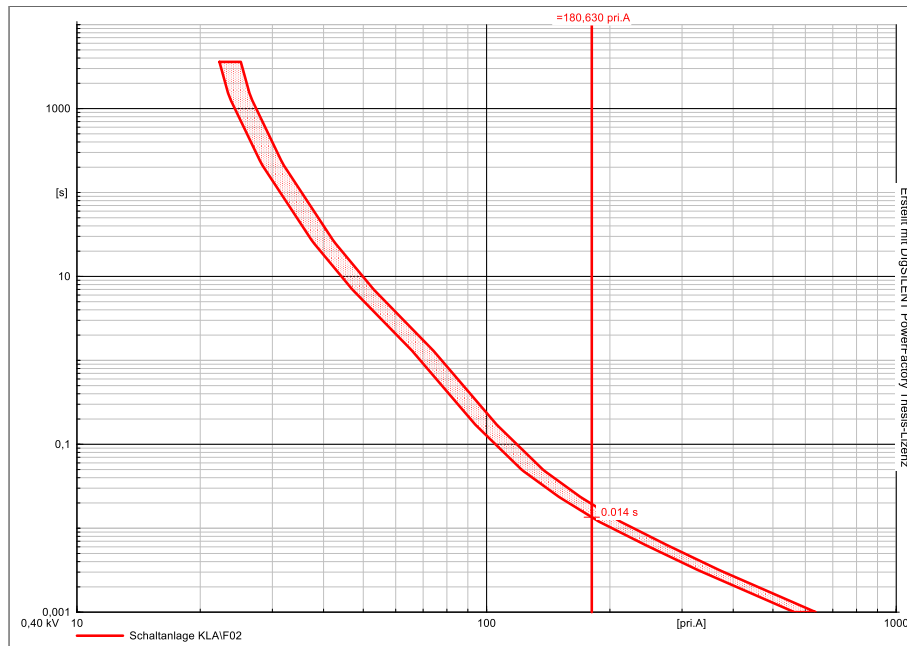


Abbildung 6.6: Ausbaustufe 1 - Strom Zeit Diagramm mit Fehlerstrom der Sicherung F02

### 6.1.3.2 Fehlerfall 2 – Abgang Allgemein (F11)

Wie in Abbildung 6.7 ersichtlich, beträgt der minimal auftretende Anfangskurzschlussstrom bei einem einphasigen Erdschluss im Abgang 11 in Phase L1 1.630,199 A.

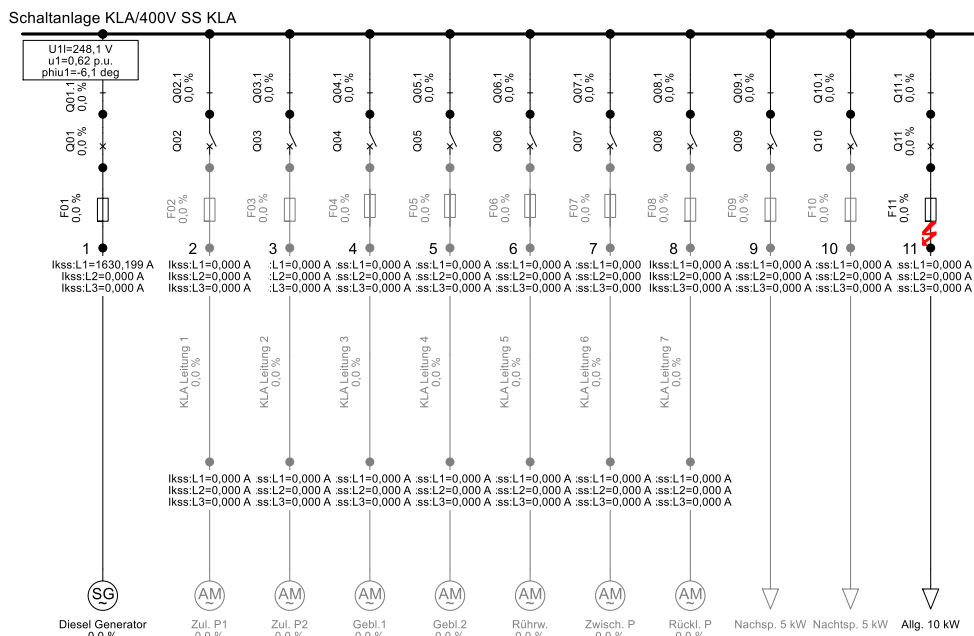


Abbildung 6.7: Ausbaustufe 1 - Einphasiger Erdschluss im Abgang Allgemein mit Sicherung F11

Die Auslösezeit der Sicherung F11 beträgt nach Abbildung 6.8 etwa eine Millisekunde. Dies liegt unter den in OVE E 8101:2019-01-01 geforderten 400 Millisekunden.

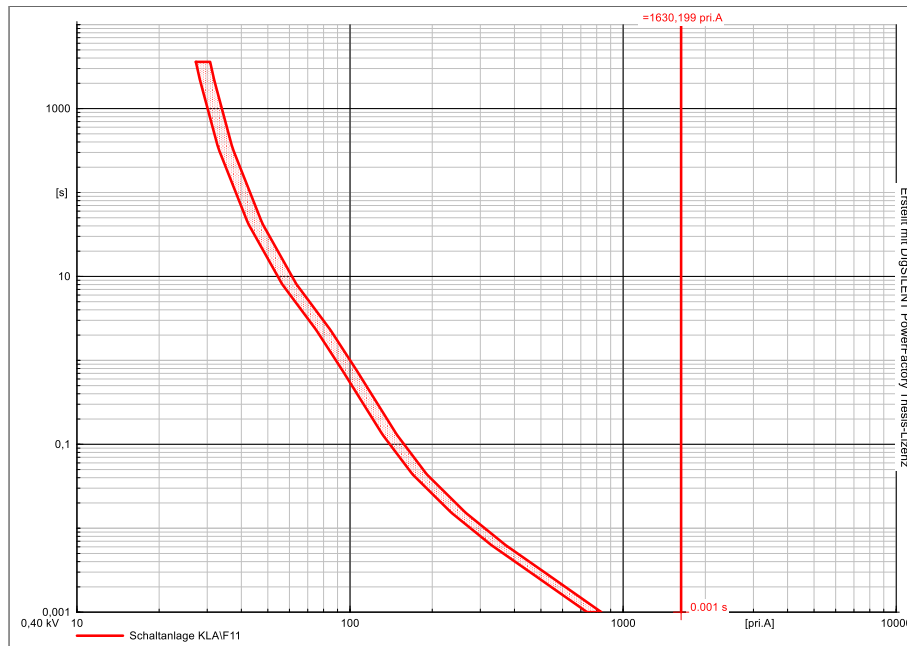


Abbildung 6.8: Ausbaustufe 1 - Strom Zeit Diagramm mit Fehlerstrom der Sicherung F11

### 6.1.3.3 Fehlerfall 3 – 400 V Sammelschiene

Bei einem einphasigen Erdschluss an der 400 V Sammelschiene tritt in der Phase L1 derselbe Anfangskurzschlussstrom als in 6.1.3.2 auf.

Die Auslösezeit der Sicherung F01 beträgt nach Abbildung 6.9 etwa 23 Millisekunden. Dies liegt unter den in OVE E 8101:2019-01-01 geforderten 5 Sekunden.

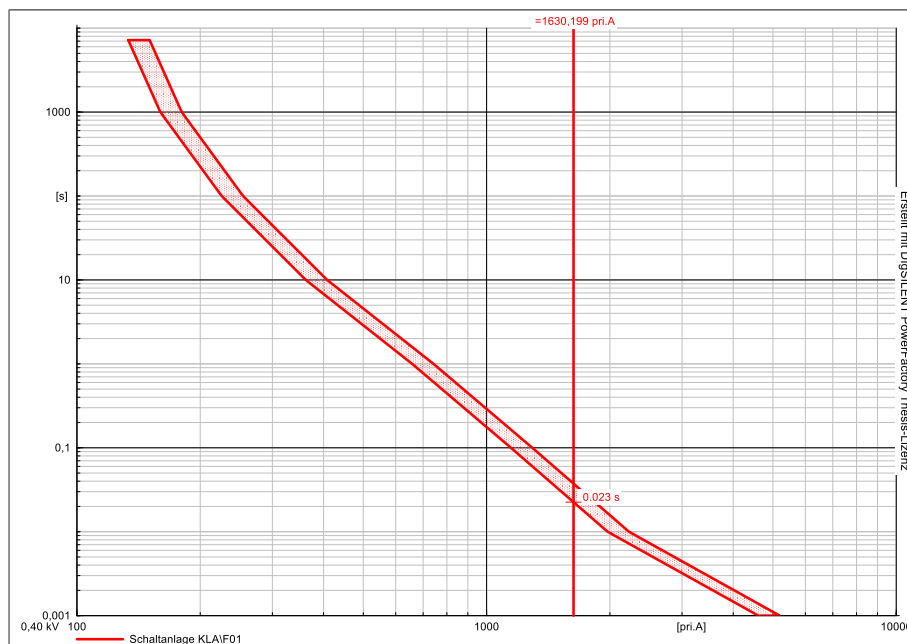


Abbildung 6.9: Ausbaustufe 1 - Strom Zeit Diagramm mit Fehlerstrom der Sicherung F01

## 6.2 Simulation Ausbaustufe 3

In Abbildung 6.10 ist das gesamte Netz der Transformatorstation Ottendorf/Ort dargestellt. Die Niederspannungslasten sind durch Pfeile dargestellt.

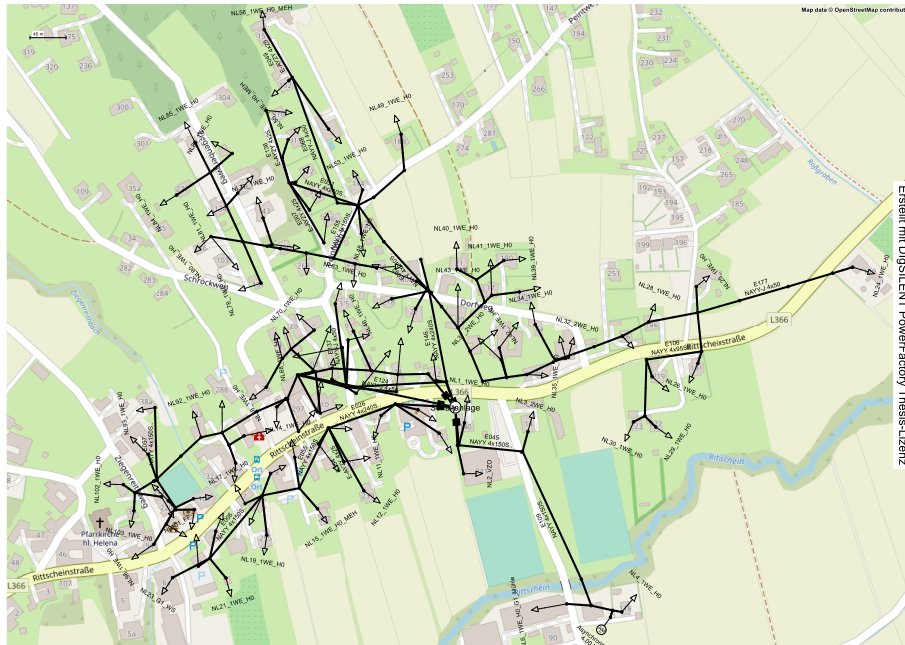


Abbildung 6.10: Ausbaustufe 3 - Netzmodell des Transformators Ottendorf/Ort

In Abbildung 6.11 ist die 400 V Sammelschiene der Transformatorstation Ottendorf/Ort mit dem Schaltzustand für die 3. Ausbaustufe des Versorgungskonzeptes dargestellt.

Die Anfangsleistung des Cold Load Pickups wird folgend berechnet:

$$P_{CLPU\_ST\_3} = P_{MAX\_ST\_3} - P_{MAX\_OCLPU\_ST\_3} \quad 6.1$$

$$P_{CLPU\_ST\_3} = 603,84 \text{ kW} - 503,20 \text{ kW} \quad 6.2$$

$$P_{CLPU\_ST\_3} = 100,64 \text{ kW} \quad 6.3$$

Die Berücksichtigung des Cold Load Pickups erfolgt bei der Lastflusssimulation in Form einer konstanten Niederspannungslast (Sammelschiene Abgang 05: Cold Load Pickup LEV3) mit 100,64 kW und einem angenommenen Leistungsfaktor von 0,8 induktiv. Für die RMS/EMT Simulation wird die entsprechende Scheinleistung zeitgleich mit dem Schließen des Generatorleistungsschalters Q02 mit Hilfe eines Lastereignisses mit einer linearen Rampe innerhalb 180 Sekunden auf 0 kVA reduziert. Der Wert für die Laufzeit der Rampe wurde gewählt, um die Simulationszeit so kurz wie möglich zu halten. Die Berücksichtigung des Cold Load Pickups wird in Abschnitt 6.3 sinngemäß in selber Weise durchgeführt.

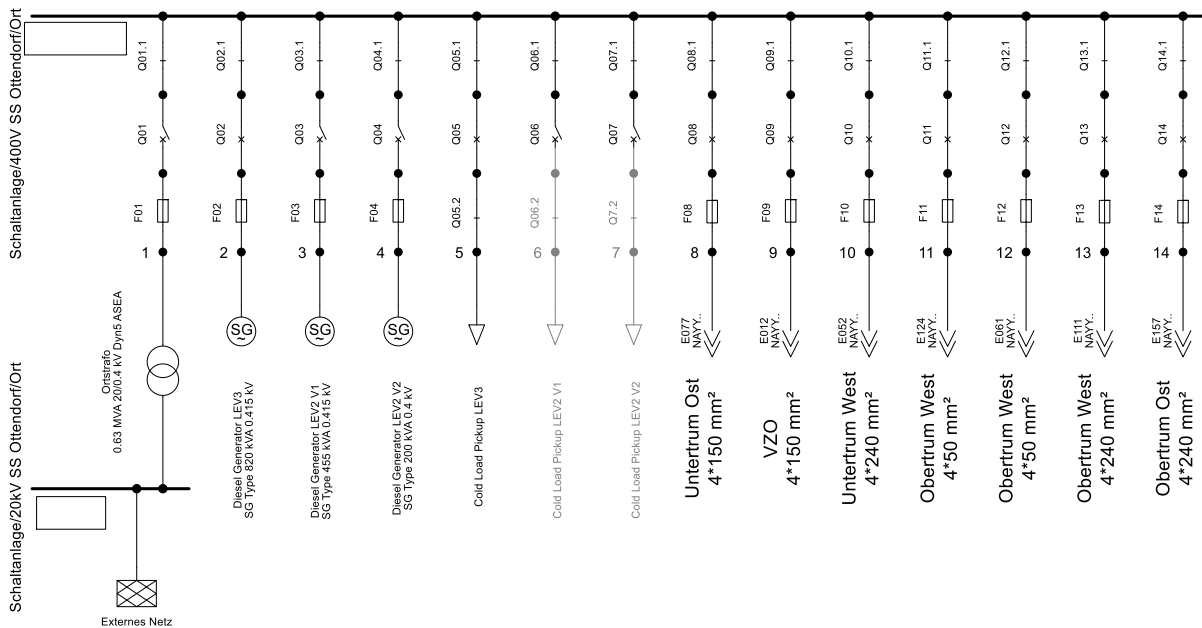


Abbildung 6.11: Ausbaustufe 3 - Transformatorstation Ottendorf/Ort mit Schaltzustand für die 3. Ausbaustufe des Versorgungskonzeptes

Die Einstellungen des Spannungsreglers und des Drehzahlreglers entsprechen wie in Abschnitt 6.1 weitgehend den Default-Einstellungen. Die Anpassungen des Drehzahlreglers sind in Tabelle 6.7 ersichtlich.

Name	Wert	Einheit	Beschreibung
PN	0,767	[MW]	Prime Mover Rated Power(=0->PN=Pgmn)
K	2	[pu]	Actuator Gain

Tabelle 6.7: Ausbaustufe 3 - Einstellungen des Drehzahlreglers

Wie in Tabelle 6.8 ersichtlich, wird folgendes vordefiniertes Modell als Antriebsmaschine der Abwasserpumpstation verwendet, das in Dreieckschaltung betrieben wird. Die Maschine weist eine Polpaarzahl von 2 auf und sämtliche Einstellungen wurden bei den Werkseinstellungen belassen. Das Modell wird ebenfalls in Abschnitt 6.3 verwendet.

Leistung	Ausführung	Leistungsfaktor	Modellbezeichnung
3,5 kW	Asynchron	0,82	4 kW/0.4 kV/2/EXPLOSION PROOF MULT

Tabelle 6.8: Ausbaustufe 3 - Verwendetes Modell der Abwasserpumpstation „Hörmann“

In den Simulationen werden Haushaltsverbraucher mit Hilfe von variablen Niederspannungslasten berücksichtigt und infrastrukturelle Einrichtungen wie Werkstätte, Mühle, Lebensmittelgeschäft, Ärztezentrum, Veranstaltungszentrum und Feuerwehr werden mit Hilfe von festen Lasten, die den Maximallasten aus Abschnitt 5.2 entsprechen, berücksichtigt. Variabel bedeutet, dass eine Spitzenlast in Anlehnung an die TAEV von 18 kW pro Wohneinheit angenommen wird. Im folgenden Abschnitt 6.2.1 wird auf die Anpassung der Spitzenlast mit Hilfe des Gleichzeitigkeitsfaktors näher eingegangen.

Der Leistungsfaktor sämtlicher Verbraucher im Netzgebiet des Transformators Ottendorf/Ort wird mit 0,8 induktiv angenommen. Ausgenommen sind elektrische Heizungen, die als reine

Wirkleistungsverbraucher mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,65 (wie in Abschnitt 5.2.1) berücksichtigt werden. Es ergeben sich für alle folgenden Simulationen der Ausbaustufe 3 die in Tabelle 6.9 ersichtlichen Leistungswerte.

Bezeichnung	Wirkleistung	Scheinleistung	Leistungsfaktor
Spitzenleistung je Wohneinheit	18 kW	22,5 kVA	0,8
Spitzenleistung elektrische Heizung je Wohneinheit	10 kW	10 kVA	1,0
Werkstätte	8 kW	10 kVA	0,8
Mühle	17,47 kW	21,84 kVA	0,8
Ärztzentrum	48,52 kW	60,65 kVA	0,8
Lebensmittelgeschäft	18,52 kW	23,15 kVA	0,8
Veranstaltungszentrum	30 kW	37,5 kVA	0,8
Feuerwehr	25 kW	31,25 kVA	0,8
Cold Load Pickup	100,64 kW	125,8 kVA	0,8

Tabelle 6.9: Ausbaustufe 3 - Leistungsfaktor sämtlicher Verbraucher der Transformatorstation Ottendorf/Ort

Um im Ortsnetz bei Niederspannungslasten das Spannungsniveau so gut wie möglich innerhalb der Grenzwerte zu halten, wird die Nennspannung der 400 V Sammelschiene in der Transformatorstation auf 415 V gesetzt. Dies gilt ebenfalls für Abschnitt 6.3.

In Tabelle 6.10 sind alle angenommenen Sicherungen der 400 V Sammelschiene der Transformatorstation Ottendorf/Ort dargestellt, die ebenfalls in Abschnitt 6.3 verwendet werden.

Bezeichnung	Auslösestrom	Type	Baugröße	Modell
F01	1000 A	gG	NH4	Siemens AK_3NA_4_500_GG_1000A
F02	1000 A	gG	NH4	Siemens AK_3NA_4_500_GG_1000A
F03	630 A	gG	NH4	Siemens AK_3NA_4_500_GG_630A
F04	300 A	gG	NH2	Siemens AK_3NA_2_500_GG_300A
F08	125 A	gG	NH2	Siemens AK_3NA_2_500_GG_125A
F09	125 A	gG	NH2	Siemens AK_3NA_2_500_GG_125A
F10	200 A	gG	NH2	Siemens AK_3NA_2_500_GG_200A
F11	80 A	gG	NH2	Siemens AK_3NA_2_500_GG_80A
F12	80 A	gG	NH2	Siemens AK_3NA_2_500_GG_80A
F13	250 A	gG	NH2	Siemens AK_3NA_2_500_GG_250A
F14	250 A	gG	NH2	Siemens AK_3NA_2_500_GG_250A

Tabelle 6.10: Ausbaustufe 3 - Sicherungen der 400 V Sammelschienenabgänge

## 6.2.1 Simulation Lastfluss

Für die Simulation wird der Gleichzeitigkeitsfaktor von Haushaltsverbraucher mit Bezug auf Abschnitt 5.2 folgend ermittelt:

$$g_{\text{Simulation\_ST\_3}} = \frac{\frac{P_{\text{HH\_TAEV}} + P_{\text{MAX\_HH\_H0}}}{2} - (P_{\text{MAX\_EH}} \cdot 10 \text{ WE} \cdot g_{\text{EH}})}{P_{\text{MAX\_HH}} \cdot 126 \text{ WE}} \quad 6.4$$

$$g_{\text{Simulation\_ST\_3}} = \frac{\frac{518,60 \text{ kW} + 185,77 \text{ kW}}{2} - (10 \text{ kW} \cdot 10 \text{ WE} \cdot 0,65)}{18 \text{ kW} \cdot 126 \text{ WE}} \quad 6.5$$

$$g_{\text{Simulation\_ST\_3}} = 0,1266 \quad 6.6$$

Für die erste Lastflusssimulation der Ausbaustufe 3 wird die Sammelschiene über den Ortstransformator versorgt, wodurch wie in Abbildung 6.12 ersichtlich, der Transformator mit 103,9 % Auslastung an der Belastungsgrenze arbeitet. Bei der Simulation wird eine Spitzenlast von 527,5 kW bzw. 627,6 kVA erreicht, wobei die Abweichung von  $P_{MAX\_OCLPU\_ST\_3}$  von Leitungsverlusten des Ortsnetzes herrührt. Ebenfalls ersichtlich ist die Abweichung der Sammelschienen-spannung vom Nennwert (415 V), da mit dem Stufenschalter des Transformators nicht weit genug nachgeregelt werden kann. Die Spannung beträgt 404,4 V. Die Sicherungen F13 und F14 werden an der Belastungsgrenze betrieben.

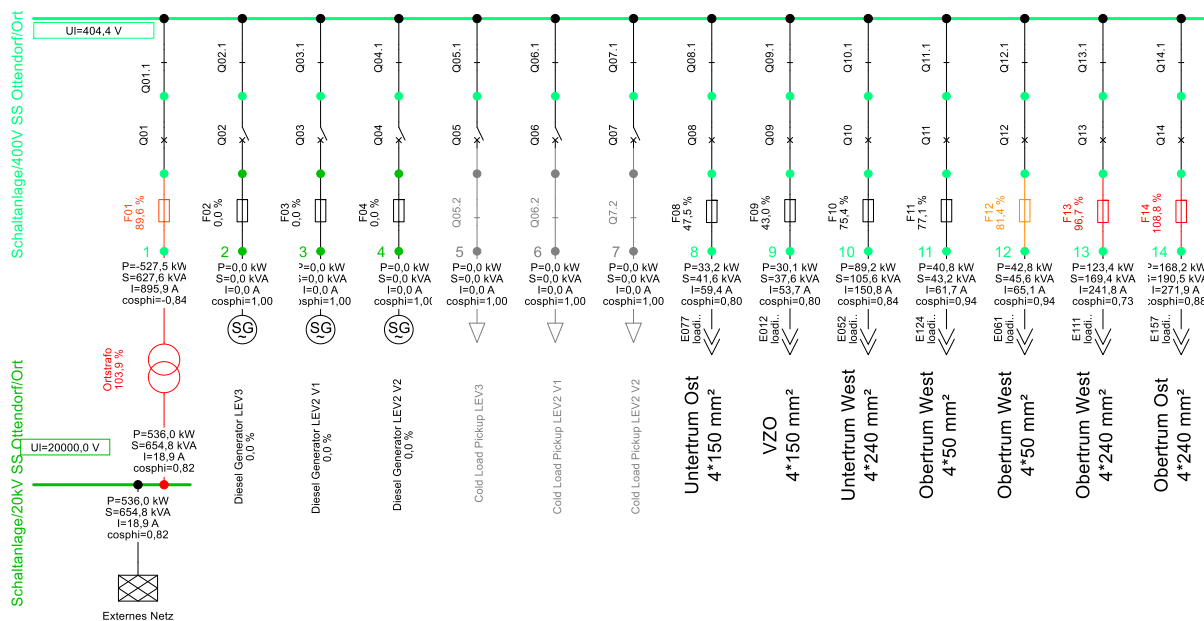


Abbildung 6.12: Ausbaustufe 3 - Lastflusssimulation mit Versorgung der Sammelschiene über Ortstransformator ohne Berücksichtigung des Cold Load Pickups

Als nächster Schritt wird die Lastflusssimulation mit Versorgung der Sammelschiene über das Notstromaggregat durchgeführt, wobei der Cold Load Pickup ebenfalls berücksichtigt wird. Wie in Abbildung 6.13 ersichtlich, ist der Generator zu 91,7 % ausgelastet und die Sammelschienen-spannung stimmt exakt mit der Sollspannung von 415 V überein. Es wird eine Spitzenlast von 626,8 kW bzw. 751,7 kVA erreicht, wobei die Abweichung von  $P_{MAX\_ST\_3}$  wiederum von Leitungsverlusten des Ortsnetzes herrührt. Ebenfalls ersichtlich, anhand der Grünfärbung sämtlicher Knoten (Klemmleisten) innerhalb der Transformatorstation, ist die Einhaltung sämtlicher Spannungs- und Frequenzgrenzen. Die Sicherungen F02 und F14 werden an der Belastungsgrenze betrieben.



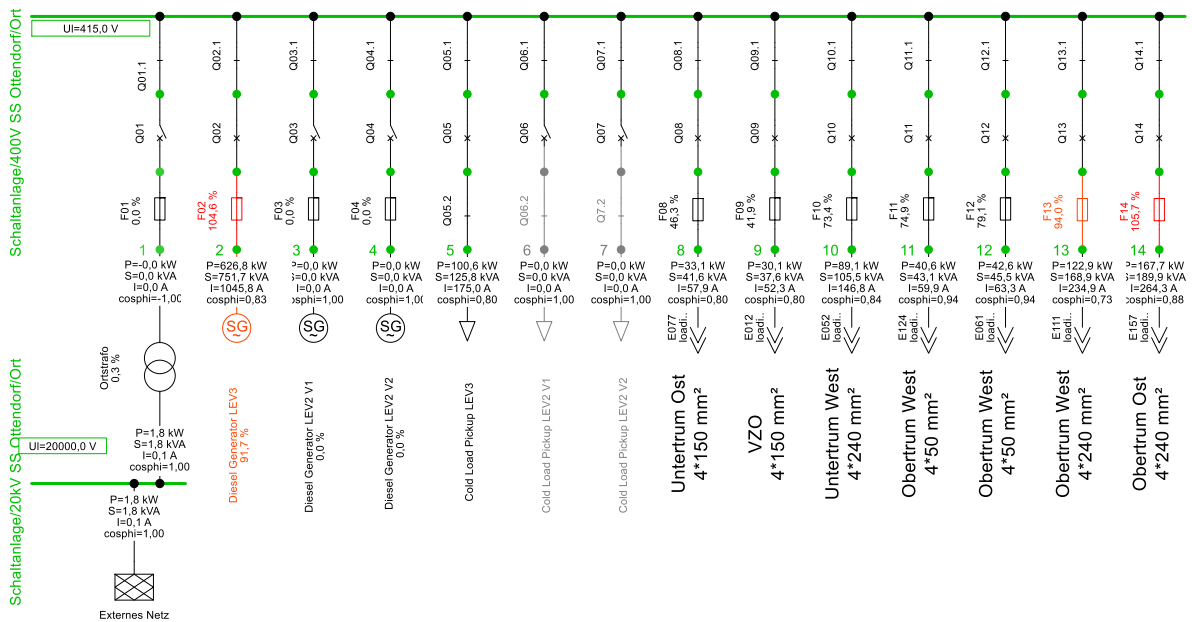


Abbildung 6.13: Ausbaustufe 3 - Lastflusssimulation mit Versorgung der Sammelschiene über Notstromgenerator mit Berücksichtigung des Cold Load Pickups

Zu einer Auslösung der eingesetzten Sicherungstypen kommt es erst ab einer Überlastung von etwa 130 %. Da die durchgeführten Lastflusssimulationen die maximale Auslastung der Anlage widerspiegeln, sind geringfügige Überlastungen von Sicherungen unterhalb derer Auslöseschwellen zu vernachlässigen, da davon auszugehen ist, dass die Spitzenlast nur kurzfristig auftritt.

In Abbildung 6.14 ist die geografische Übersicht des Ortsnetzes dargestellt. Zu erkennen sind die grün gefärbten Knoten (Klemmleisten), wodurch die Einhaltung von Spannungs- und Frequenzgrenzwerten symbolisiert wird.

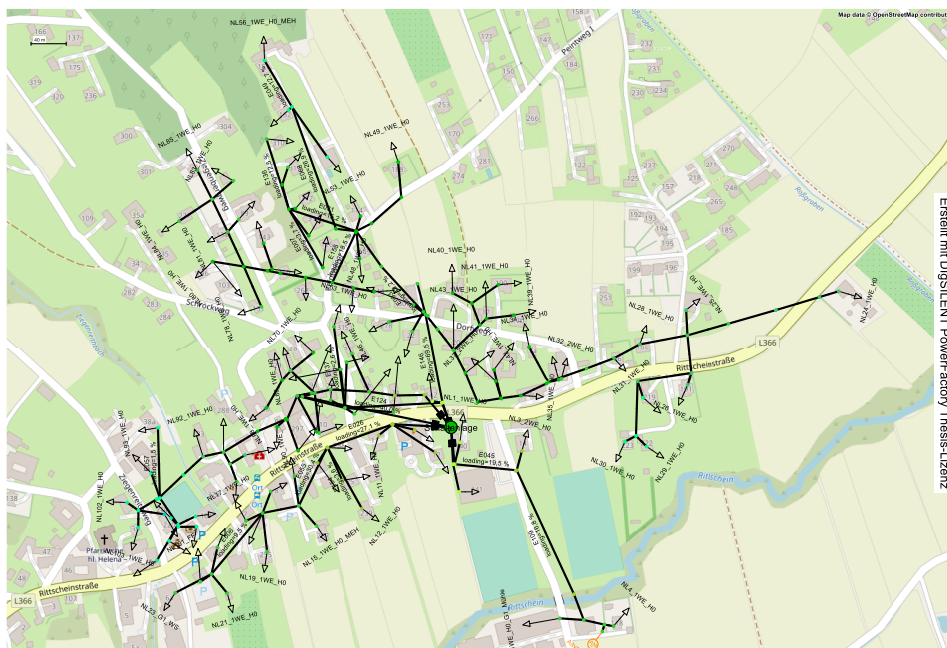


Abbildung 6.14: Ausbaustufe 3 - Lastflusssimulation mit Versorgung der Sammelschiene über Notstromgenerator mit Berücksichtigung des Cold Load Pickups – geografische Übersicht

## 6.2.2 Simulation RMS/EMT

Die Simulation wird in selber Weise wie in Abschnitt 6.1.2 durchgeführt.

Sämtliche Schaltstellen werden mit Hilfe von automatisierten Simulationsereignissen nach Tabelle 6.11 zyklisch geschaltet. Der Schaltzustand wird in der Praxis, wie in Abschnitt 3.5 beschrieben, mit Hilfe eines „Blackout Schalters“ im Außenbereich der Transformatorstation hergestellt. Dies gilt ebenfalls für Abschnitt 6.3.

Einschaltzeitpunkt	Bezeichnung	Leistungsschalter
0 s – Start der Simulation	-	-
10 s	Abgang Untertrum Ost	Q08
10 s	Abgang VZO	Q09
10 s	Abgang Untertrum West	Q10
10 s	Abgang Obertrum West	Q11
10 s	Abgang Obertrum West	Q12
10 s	Abgang Obertrum West	Q13
10 s	Abgang Obertrum Ost	Q14
20 s	Abgang Diesel Generator LEV3	Q02
20 s	Abgang Cold Load Pickup LEV3 -> Start der Lastrampe	Q05
250 s	Wiederherstellen des Ausgangszustandes – öffnen aller Schaltstellen	

Tabelle 6.11: Ausbaustufe 3 - Zyklischer Ablauf der automatisierten Simulationsereignisse

In Tabelle 6.12 bzw. Abbildung 6.15 sind die Simulationsergebnisse der RMS/EMT Simulation dargestellt. Die Spannungs- und Frequenzeinbrüche dauern nach dem Schließen des Leistungsschalters Q02 etwa 3 Sekunden bis die Werte wieder innerhalb der Toleranzen liegen.

Sammelschienenspannung			Sammelschienenfrequenz			Generatorstrom	
Min	Max	Stationär	Min	Max	Stationär	Max	Stationär
0,743 p.u.	0,990 p.u.	0,989 p.u.	0,723 p.u.	1,000 p.u.	1,000 p.u.	0,881 p.u.	0,753 p.u.

Tabelle 6.12: Ausbaustufe 3 - RMS/EMT Simulationsergebnisse an der 400 V Sammelschiene der Transformatorstation Ottendorf/Ort

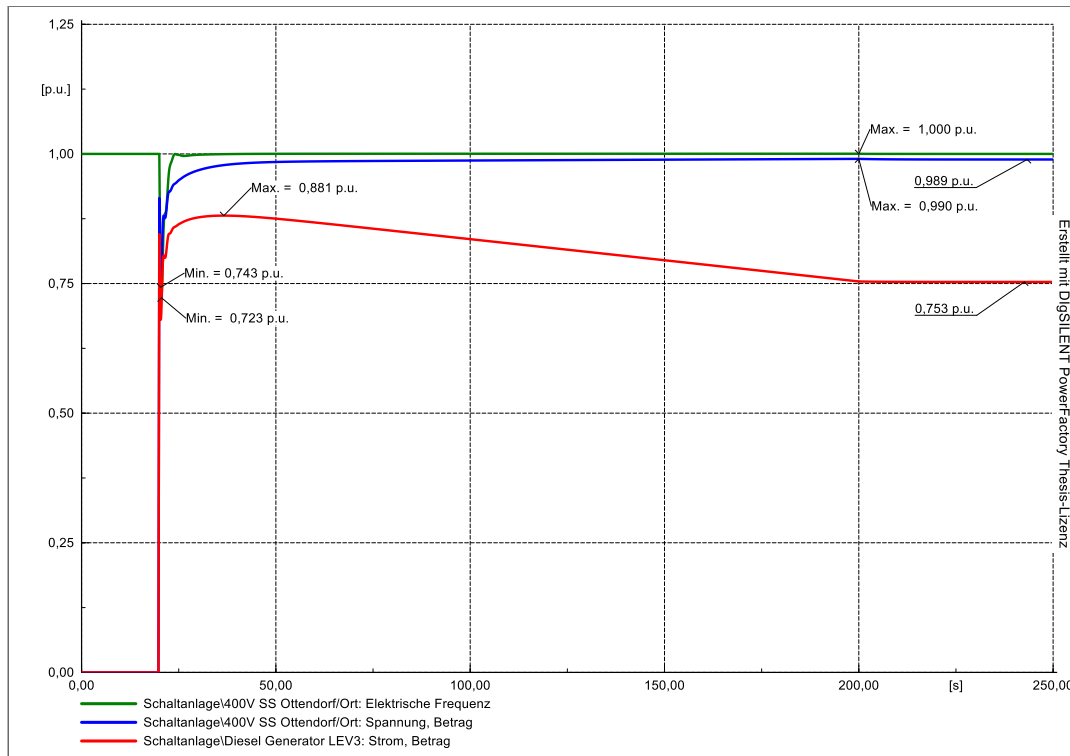


Abbildung 6.15: Ausbaustufe 3 - RMS/EMT Simulationsergebnisse an der 400 V Sammelschiene der Transformatorstation Ottendorf/Ort

### 6.2.3 Simulation Kurzschluss

Die Simulationen werden nach denselben Gesichtspunkten wie in Abschnitt 6.1.3 durchgeführt. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass für öffentliche Stromnetze und den zugehörigen Stromerzeugungs- und Übertragungsanlagen größere Werte der Abschaltzeit, als in Abbildung 4.10 in Abschnitt 4.3.5 dargestellt, zugelassen sind. Daher wird die maximal zulässige Auslösezeit von 5 Sekunden nur als Richtwert herangezogen.

Untersucht werden 2 charakteristische Fehlerfälle, bei denen jeweils der minimal auftretende Anfangskurzschlussstrom eines einphasigen Erdschlusses ermittelt wird und mit der Auslösekennlinie der verwendeten Sicherung überlagert wird.

Der Ort des Fehlerfalles „Abgang Obertrum Ost“ ist in Abbildung 6.16 rot dargestellt und stellt hinsichtlich Leitungslänge und Leitungsquerschnitt den „Worst Case“ dar.

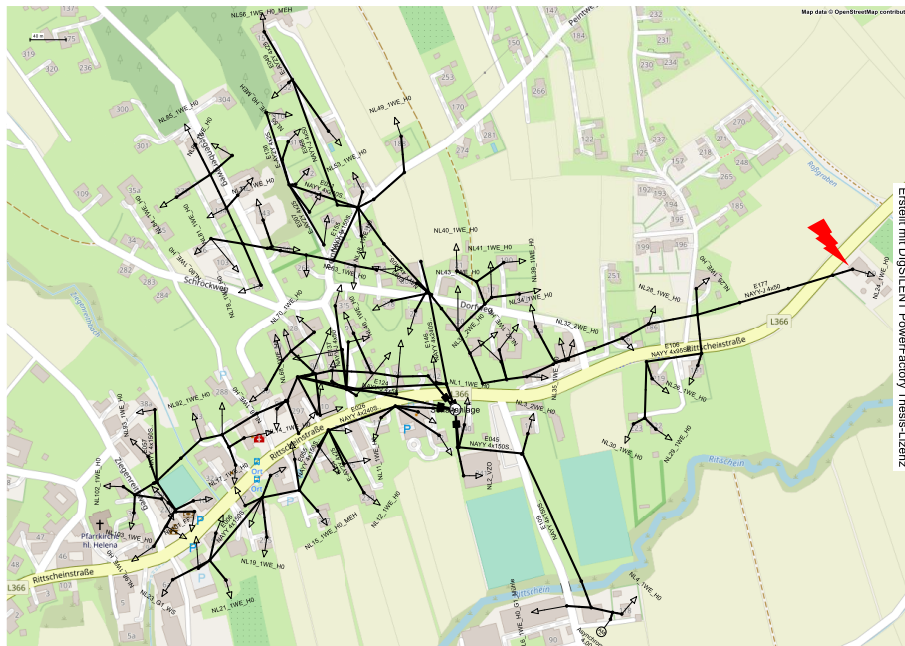


Abbildung 6.16: Ausbaustufe 3 - Geographische Darstellung des Fehlers im Abgang Obertrum Ost

In Tabelle 6.13 sind die Ergebnisse der Kurzschlussimulationen dargestellt.

Fehlerort	Sicherung	Fehlerstrom in Phase L1	Auslösezeit
Abgang Obertrum Ost	F14	218,104 A	Keine Auslösung
400 V Sammelschiene	F02	11.260,583 A	1,347 s

Tabelle 6.13: Ausbaustufe 3 – Kurzschluss Simulationsergebnisse

Der Fehlerstrom bei einem einphasigen Erdschluss im weitest entfernten Ort (Abgang Obertrum Ost) liegt unterhalb der Auslöseschwelle der Sicherung F14. Dadurch kann der Fehler nicht erkannt und folge dessen nicht abgeschaltet werden. Ein Fehlerschutz mit NH-Sicherungen kann daher in Ausbaustufe 3 nicht gewährleistet werden. Bei einem einphasigen Erdschluss an der 400 V Sammelschiene wäre grundsätzlich eine Fehlerabschaltung mit dem eingesetzten Sicherungstyp möglich.

## 6.3 Simulation Ausbaustufe 2

In Abbildung 6.17 ist das Netz der Transformatorstation Ottendorf/Ort mit dem Schaltzustand für die 2. Ausbaustufe des Versorgungskonzeptes dargestellt. Die schwarzen Teile des Netzes werden versorgt, die grauen bleiben unversorgt.

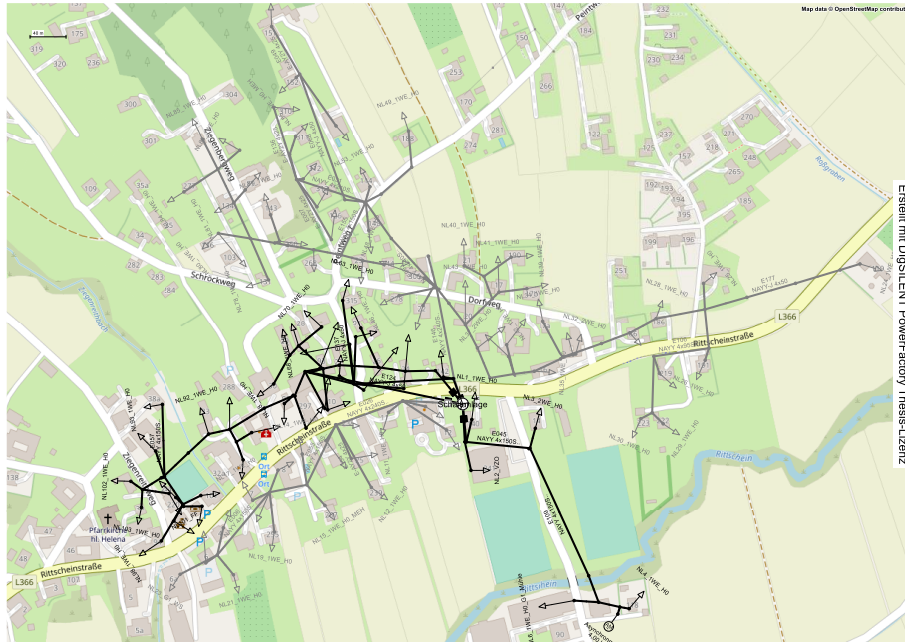


Abbildung 6.17: Ausbaustufe 2 - Netzmodell des Transformators Ottendorf/Ort

### 6.3.1 Variante 1

In Abbildung 6.18 ist die Sammelschiene der Transformatorstation Ottendorf/Ort mit dem Schaltzustand für die 2. Ausbaustufe Variante 1 des Versorgungskonzeptes dargestellt.

Der Anfangswert des Cold Load Pickups leitet sich vom dem Cold Load Pickup der Ausbaustufe 3 in Abhängigkeit der Anzahl an versorgen Wohneinheiten ab:

$$P_{\text{CLPU\_ST\_2\_V1}} = P_{\text{CLPU\_ST\_3}} \cdot \frac{47 \text{ WE}}{126 \text{ WE}} \quad 6.7$$

$$P_{\text{CLPU\_ST\_2\_V1}} = 100,64 \text{ kW} \cdot \frac{47 \text{ WE}}{126 \text{ WE}} \quad 6.8$$

$$P_{\text{CLPU\_ST\_2\_V1}} = 37,54 \text{ kW} \quad 6.9$$

Zu beachten ist, dass der Cold Load Pickup bereits in der Maximalleistung  $P_{\text{MAX\_ST\_2\_V1}}$  (Abschnitt 5.3.1) bedingt durch die Abhängigkeit der Berechnung von  $P_{\text{MAX\_ST\_3}}$  integriert ist. Auf diese Thematik wird näher in Abschnitt 6.3.2 eingegangen.

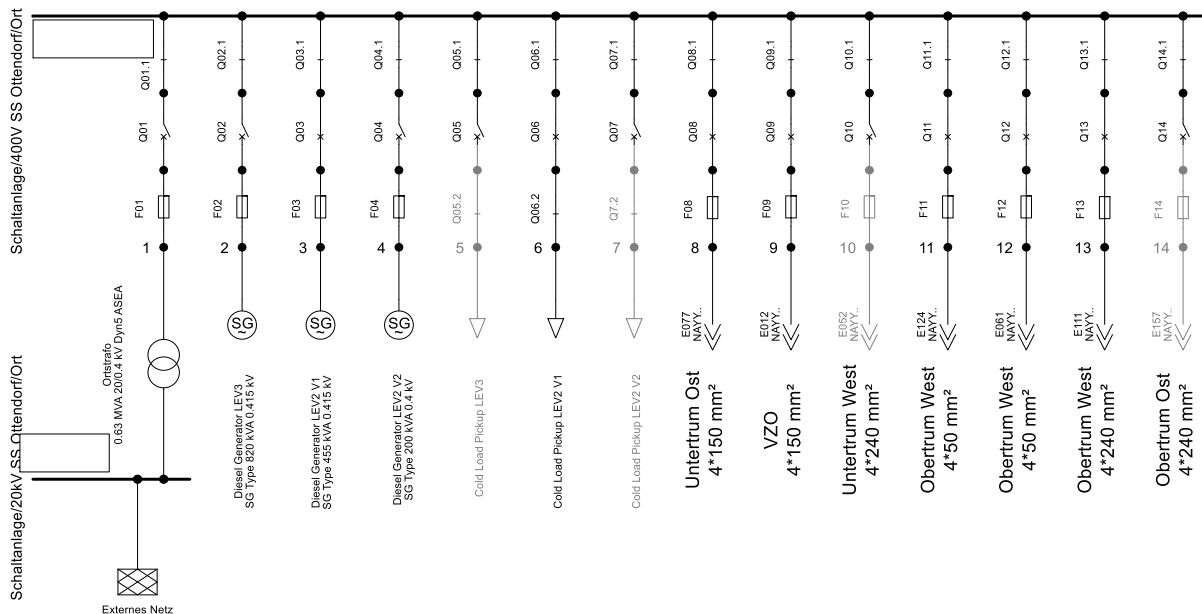


Abbildung 6.18: Ausbaustufe 2 Variante 1 - Transformatorstation Ottendorf/Ort mit Schaltzustand für die Variante 1 der 2. Ausbaustufe des Versorgungskonzeptes

Die Einstellungen des Spannungsreglers und des Drehzahlreglers entsprechen wie in Abschnitt 6.1 weitgehend den Default-Einstellungen. Die Anpassungen des Drehzahlreglers sind in Tabelle 6.14 ersichtlich.

Name	Wert	Einheit	Beschreibung
PN	0,396	[MW]	Prime Mover Rated Power(=0->PN=P <sub>genn</sub> )
K	2	[pu]	Actuator Gain

Tabelle 6.14: Ausbaustufe 2 Variante 1 - Einstellungen des Drehzahlreglers

In den Simulationen werden Haushaltsverbraucher, sowie infrastrukturelle Einrichtungen wie das Ärztezentrum, das Lebensmittelgeschäft, das Veranstaltungszentrum und die Feuerwehr in selber Weise wie in Abschnitt 6.2 berücksichtigt. Die gesamte Spitzenlast wird mit Hilfe eines Gleichzeitigkeitsfaktors derart angepasst, dass die Leistung an der Sammelschiene mit Berücksichtigung des Cold Load Pickups der Maximallast  $P_{MAX\_ST\_2\_V1}$  aus Abschnitt 5.3.2 entspricht.

Der Leistungsfaktor sämtlicher Verbraucher im Netzgebiet des Transformators Ottendorf/Ort wird wieder mit 0,8 induktiv angenommen. Ausgenommen sind elektrische Heizungen, die als reine Wirkleistungsverbraucher mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 berücksichtigt werden, da im versorgten Gebiet nur eine Wohneinheit mit elektrischer Heizung ausgestattet ist. Sämtliche Leistungswerte werden bis auf den Cold Load Pickup aus Tabelle 6.9 übernommen.

Bezeichnung	Wirkleistung	Scheinleistung	Leistungsfaktor
Cold Load Pickup	37,54 kW	46,93 kVA	0,8

Tabelle 6.15: Ausbaustufe 2 Variante 1 - Leistungsfaktor Cold Load Pickup

### 6.3.2 Simulation Lastfluss

In erster Linie wird mit Hilfe der Lastflusssimulation der Gleichzeitigkeitsfaktor für Wohneinheiten eruiert. Somit kann mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,168, wie in Abbildung 6.19 ersichtlich, eine Spitzenlast von 349,9 kW bzw. 430,0 kVA erreicht werden, die annähernd mit  $P_{MAX\_ST\_2\_V1}$  mit Berücksichtigung des Cold Load Pickups übereinstimmt. Die Leitungsverluste des Versorgungsnetzes werden vernachlässigt, da aufgrund der Art der Auslegungsberechnung in Abschnitt 5.3.1 eine entsprechende Überdimensionierung berücksichtigt wurde. Ebenfalls zu erkennen ist die Überlastung der Sicherung F13, da bei der 2. Ausbaustufe in gesamter Betrachtung weniger Wohneinheiten als bei Ausbaustufe 3 versorgt werden. Dadurch wird ein größerer, nur global veränderbarer Gleichzeitigkeitsfaktor verwendet, wodurch die Last in den verbleibenden Abgängen ansteigt. Die Auslöseschwelle der Sicherung liegt wiederum bei etwa 130 % Überlast, wodurch es trotz Überlastung zu keiner Auslösung kommt. Der Generator ist zu 94,5 % ausgelastet und die Sammelschienspannung stimmt exakt mit der Sollspannung von 415 V überein. Ebenfalls ersichtlich anhand der Grünfärbung sämtlicher Knoten (Klemmleisten) innerhalb der Transformatorstation ist die Einhaltung sämtlicher Spannungs- und Frequenzgrenzen.

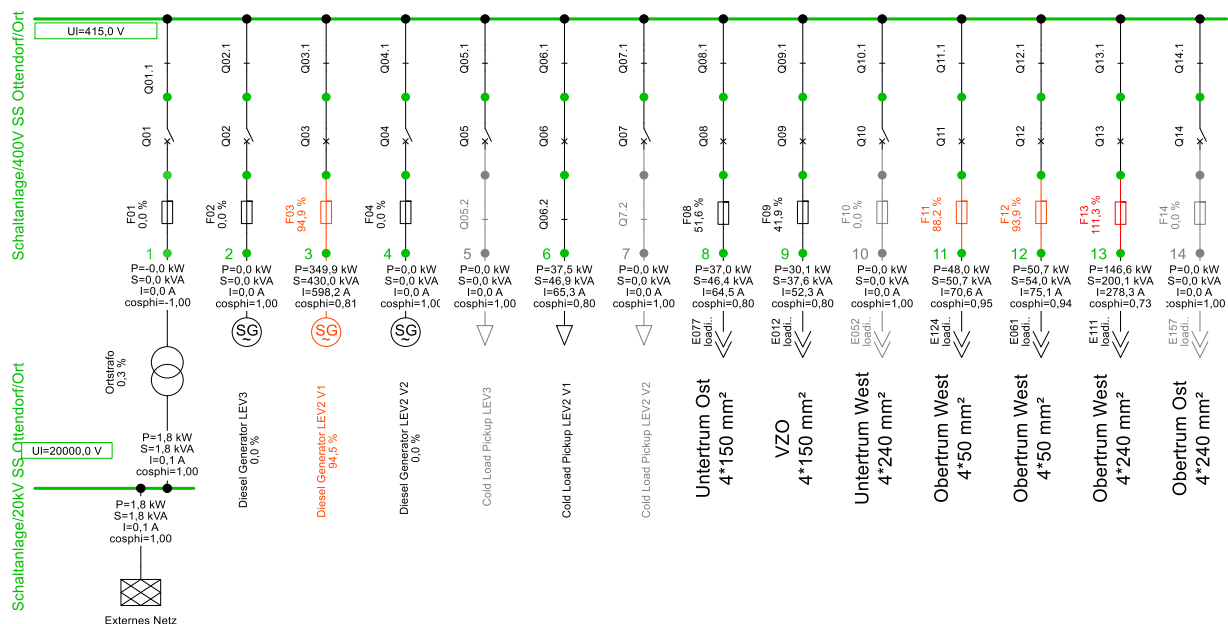


Abbildung 6.19: Ausbaustufe 2 Variante 1 - Lastflusssimulation mit Versorgung der Sammelschiene über Notstromgenerator mit Berücksichtigung des Cold Load Pickups

In Abbildung 6.20 ist die geografische Übersicht des Ortsnetzes dargestellt. Zu erkennen sind die türkis gefärbten Knoten (Klemmleisten). Diese Einfärbung symbolisiert eine niedrige Spannung, die von der stärkeren Auslastung des Netzes, bedingt durch den größeren Gleichzeitigkeitsfaktor, herrührt. Die geringste Spannung in den betroffenen Konten liegt bei etwa 380 V und liegt trotzdem über dem in der TOR empfohlenen Auslöseniveau von 320 V. Die rot gefärbte Leitung wird mit etwa 87,7 % Auslastung betrieben. Die stärkere Belastung rührt ebenfalls vom größeren Gleichzeitigkeitsfaktor her.



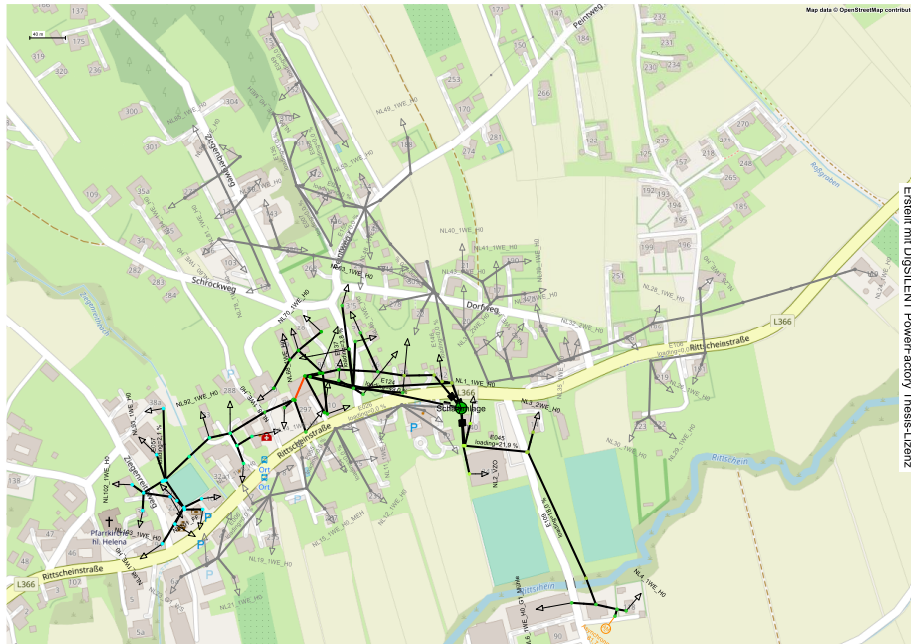


Abbildung 6.20: Ausbaustufe 2 Variante 1 - Lastflusssimulation mit Versorgung der Sammelschiene über Notstromgenerator mit Berücksichtigung des Cold Load Pickups – geographische Übersicht

### 6.3.3 Simulation RMS/EMT

Die Simulation wird in selber Weise wie in Abschnitt 6.2.2 durchgeführt.

Sämtliche Schaltstellen werden mit Hilfe von automatisierten Simulationsereignissen nach Tabelle 6.16 zyklisch geschaltet.

Einschaltzeitpunkt	Bezeichnung	Leistungsschalter
0 s – Start der Simulation	-	-
10 s	Abgang Untertrum Ost	Q08
10 s	Abgang VZO	Q09
10 s	Abgang Obertrum West	Q11
10 s	Abgang Obertrum West	Q12
10 s	Abgang Obertrum West	Q13
20 s	Abgang Diesel Generator LEV2 V1	Q03
20 s	Abgang Cold Load Pickup LEV2 V1 -> Start der Lastrampe	Q06
250 s	Wiederherstellen des Ausgangszustandes – öffnen aller Schaltstellen	

Tabelle 6.16: Ausbaustufe 2 Variante 1 - Zyklischer Ablauf der automatisierten Simulationsereignisse

In Tabelle 6.17 sind die Simulationsergebnisse der RMS/EMT Simulation dargestellt, wobei die Kurvenformen weitgehend den Formen in Abbildung 6.15 entsprechen. Die Spannungs- und Frequenzeinbrüche dauern nach dem Schließen des Leistungsschalters Q03 wiederum etwa 3 Sekunden bis die Werte wieder innerhalb der Toleranzen liegen.



Sammelschienenspannung			Sammelschienenfrequenz			Generatorstrom	
Min	Max	Stationär	Min	Max	Stationär	Max	Stationär
0,711 p.u.	0,986 p.u.	0,985 p.u.	0,685 p.u.	1,000 p.u.	1,000 p.u.	0,898 p.u.	0,816 p.u.

Tabelle 6.17: Ausbaustufe 2 Variante 1 - RMS/EMT Simulationsergebnisse an der 400 V Sammelschiene der Transformatorstation Ottendorf/Ort

### 6.3.4 Simulation Kurzschluss

Die Simulation wird in selber Weise wie in Abschnitt 6.2.3 durchgeführt.

Der Ort des Fehlerfalles „Abgänge Obertrum West“ ist in Abbildung 6.21 rot dargestellt und stellt hinsichtlich Leitungslänge und Leitungsquerschnitt wieder den „Worst Case“ dar.

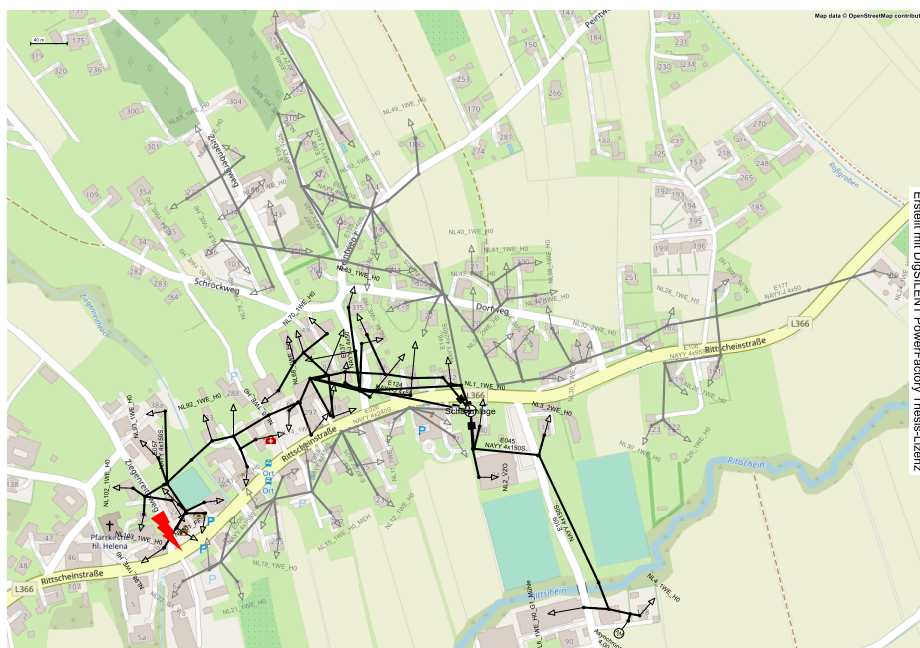


Abbildung 6.21: Ausbaustufe 2 Variante 1 - Geographische Darstellung des Fehlerfalles in den Abgängen Obertrum West

In Tabelle 6.18 sind die Ergebnisse der Kurzschlussimulationen dargestellt.

Fehlerort	Sicherung	Fehlerstrom in Phase L1	Auslösezeit
Abgänge Obertrum West	F11	79,945 A	Keine Auslösung
	F12	79,816 A	Keine Auslösung
	F13	326,057 A	Keine Auslösung
400 V Sammelschiene	F03	5.834,489 A	1,710 s

Tabelle 6.18: Ausbaustufe 2 Variante 1 – Kurzschluss Simulationsergebnisse

Die Fehlerströme bei einem einphasigen Erdschluss im weitest entfernten Ort (Abgänge Obertrum West) liegen wie in Abschnitt 6.2.3 unterhalb der Auslöseschwelle der Sicherungen F11, F12 und F13. Ein Fehlerschutz mit NH-Sicherungen kann daher auch in Ausbaustufe 2 Variante 1 nicht gewährleistet werden.

Bei einem einphasigen Erdschluss an der 400 V Sammelschiene wäre grundsätzlich wieder eine Fehlerabschaltung mit dem eingesetzten Sicherungstyp möglich. Würde der Ortsteil Obertrum West nur über Abgang 13 versorgt werden, würde sich der Fehlerstrom nicht auf drei Abgänge aufteilen, wodurch sich der Fehlerstrom im Abgang 13 erhöht. Dadurch könnte eine Auslösung der Sicherung F13 erreicht werden. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass sich auch im fehlerfreien Betrieb der Strom über F13 erhöht, wodurch eine stärkere Sicherung notwendig wäre, die den auslösezeitverkürzenden Effekt zunichtemacht.

### 6.3.5 Variante 2

In Abbildung 6.22 ist die Sammelschiene der Transformatorstation Ottendorf/Ort mit dem Schaltzustand für die 2. Ausbaustufe Variante 2 des Versorgungskonzeptes dargestellt.

Die Variante 2 des Versorgungskonzeptes versorgt das Ärztezentrum, das Lebensmittelgeschäft, die Feuerwehr, die Abwasserpumpe „Hörmann“ sowie das Veranstaltungszentrum mit Energie. Alle restlichen Verbraucher und Lasten werden für alle folgenden Simulationen außer Betrieb gesetzt. Da die Auslastung des Netzes gegenüber Variante 1 der Ausbaustufe 2 erheblich geringer ist, wird der Bereich Obertrum West nur über Abgang 13 versorgt.

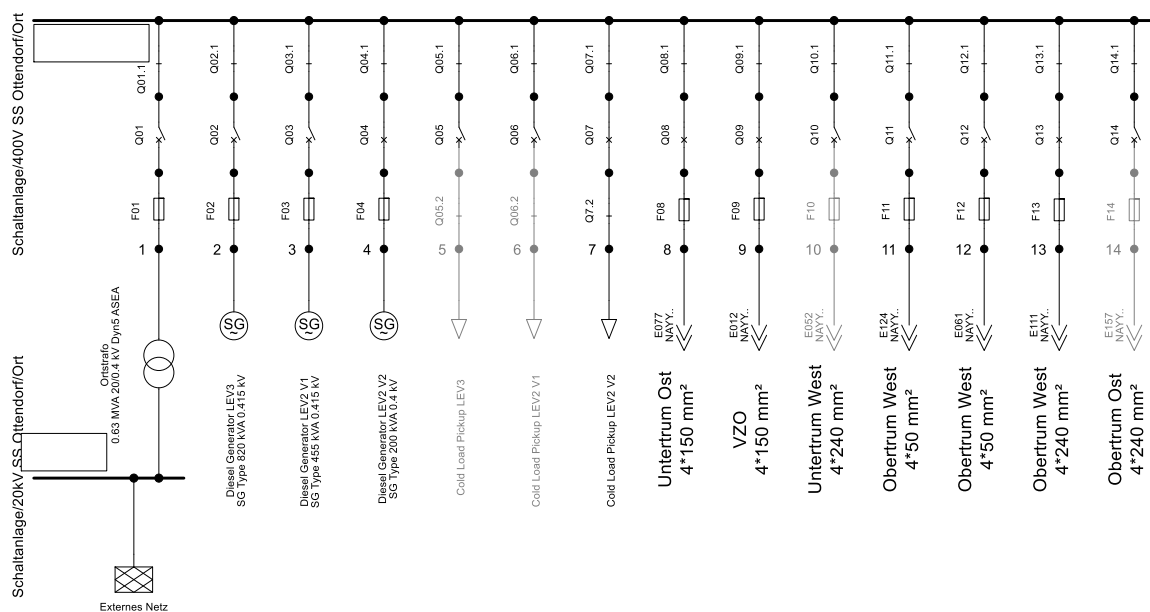


Abbildung 6.22: Sammelschiene der Transformatorstation Ottendorf/Ort mit Schaltzustand für die Variante 2 der 2. Ausbaustufe des Versorgungskonzeptes

Die Einstellungen des Spannungsreglers und des Drehzahlreglers entsprechen wie in Abschnitt 6.1 weitgehend den Default-Einstellungen. Die Anpassungen des Drehzahlreglers sind in Tabelle 6.19 ersichtlich.

Name	Wert	Einheit	Beschreibung
PN	0,198	[MW]	Prime Mover Rated Power(=0->PN=Pg <sub>nn</sub> )
K	1,5	[pu]	Actuator Gain

Tabelle 6.19: Ausbaustufe 2 Variante 2 - Einstellungen des Drehzahlreglers

In den Simulationen werden infrastrukturelle Einrichtungen wie das Ärztezentrum, das Lebensmittelgeschäft, die Feuerwehr, die Abwasserpumpe „Hörmann“ sowie das Veranstaltungszentrum in selber Weise wie in Abschnitt 6.2 berücksichtigt.

Der Leistungsfaktor sämtlicher Verbraucher im Netzgebiet des Transformators Ottendorf/Ort wird wieder mit 0,8 induktiv angenommen. Die Leistungswerte werden bis auf den Cold Load Pickup aus Tabelle 6.9 übernommen. Der Anfangswert des Cold Load Pickups wird sinngemäß in selber Weise wie in Abschnitt 6.2 berechnet.

Bezeichnung	Wirkleistung	Scheinleistung	Leistungsfaktor
Cold Load Pickup	25,11 kW	31,39 kVA	0,8

Tabelle 6.20: Ausbaustufe 2 Variante 2 - Leistungsfaktor Cold Load Pickup

### 6.3.6 Simulation Lastfluss

Wie in Abbildung 6.23 ersichtlich, ist der Generator mit Berücksichtigung des Cold Load Pickups zu 96,8 % ausgelastet und die Sammelschienenspannung stimmt exakt mit der Sollspannung von 415 V überein. Es wird eine Spitzenlast von 155,0 kW bzw. 193,6 kVA erreicht, wobei die Abweichung von  $P_{MAX\_ST\_2\_V2}$  wiederum von Leitungsverlusten des Ortsnetzes herrührt. Ebenfalls ersichtlich, anhand der Grünfärbung sämtlicher Knoten (Klemmleisten) innerhalb der Transformatorstation, ist die Einhaltung sämtlicher Spannungs- und Frequenzgrenzen.

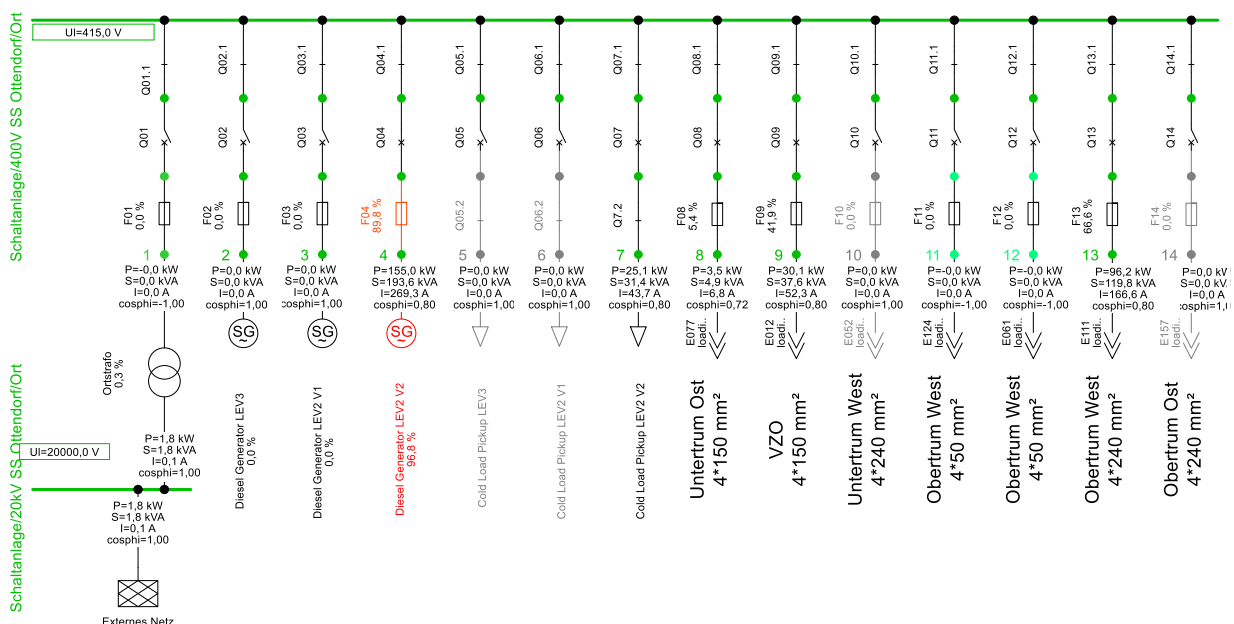


Abbildung 6.23: Ausbaustufe 2 Variante 2 - Lastflusssimulation mit Versorgung der Sammelschiene über Notstromgenerator mit Berücksichtigung des Cold Load Pickups

Aufgrund der geringeren Belastung des Ortsnetzes kann auch bei den weitest entfernten Verbrauchern im Netzgebiet das Spannungsniveau innerhalb der geforderten Grenzen gehalten werden.

### 6.3.7 Simulation RMS/EMT

Die Simulation wird in selber Weise wie in Abschnitt 6.2.2 durchgeführt. Sämtliche Schaltstellen werden mit Hilfe von automatisierten Simulationsereignissen nach Tabelle 6.21 zyklisch geschaltet.

Einschaltzeitpunkt	Bezeichnung	Leistungsschalter
0 s – Start der Simulation	-	-
10 s	Abgang Untertrum Ost	Q08
10s	Abgang VZO	Q09
10 s	Abgang Obertrum West	Q13
20 s	Abgang Diesel Generator LEV2 V2	Q04
20 s	Abgang Cold Load Pickup LEV2 V2 -> Start der Lastrampe	Q07
250 s	Wiederherstellen des Ausgangszustandes – öffnen aller Schaltstellen	

Tabelle 6.21: Ausbaustufe 2 Variante 2 - Zyklischer Ablauf der automatisierten Simulationsereignisse

In Tabelle 6.22 sind die Simulationsergebnisse der RMS/EMT Simulation dargestellt, wobei die Kurvenformen wieder weitgehend den Formen in Abbildung 6.15 entsprechen. Die Spannungs- und Frequenzeinbrüche dauern nach dem Schließen des Leistungsschalters Q04 wiederum etwa 2 Sekunden bis die Werte wieder innerhalb der Toleranzen liegen.

Sammelschienenspannung			Sammelschienenfrequenz			Generatorstrom	
Min	Max	Stationär	Min	Max	Stationär	Max	Stationär
0,620 p.u.	0,984 p.u.	0,983 p.u.	0,608 p.u.	1,004 p.u.	1,000 p.u.	0,950 p.u.	0,814 p.u.

Tabelle 6.22: Ausbaustufe 2 Variante 2 - RMS/EMT Simulationsergebnisse an der 400 V Sammelschiene der Transformatorstation Ottendorf/Ort

### 6.3.8 Simulation Kurzschluss

Die Simulation wird in selber Weise wie in Abschnitt 6.2.3 durchgeführt.

Der Fehlerort „Abgang Obertrum West“ ist in ist in Abbildung 6.21 rot dargestellt.

Fehlerort	Sicherung	Fehlerstrom in Phase L1	Auslösezeit
Abgang Obertrum West	F13	431,397 A	1020 s
400 V Sammelschiene	F04	2721,735 A	0,835 s

Tabelle 6.23: Ausbaustufe 2 Variante 2 – Kurzschluss Simulationsergebnisse

Der Fehlerstrom bei einem einphasigen Erdschluss im weitest entfernten Ort (Abgang Obertrum West) liegt nur geringfügig über der Auslöseschwelle der Sicherung F13, wodurch die Auslösezeit sehr hoch ist. Ein zuverlässiger Fehlerschutz mit NH-Sicherungen kann daher auch in Ausbaustufe 2 Variante 2 nicht gewährleistet werden. Bei einem einphasigen Erdschluss an der 400 V Sammelschiene wäre grundsätzlich wieder eine Fehlerabschaltung mit dem eingesetzten Sicherungstyp möglich

## 6.4 Bewertung von Simulationsergebnissen

Bei allen Ausbaustufen des Versorgungskonzeptes konnte durch die Lastflusssimulation bzw. RMS/EMT Simulation die Funktionalität des Dauerbetriebes nachgewiesen werden. Die Auslastungen der Generatoren blieben bei den Maximallastsimulationen unter 1 p.u.

Bei allen RMS/EMT Simulationen sind beim Hochfahren der Notstromversorgungen Frequenz und Spannungseinbrüche zu erkennen. Die Zeitspanne dieser Einbrüche bewegt sich im Bereich von 2 bis 3 Sekunden bis die Spannung und Frequenz wieder im zulässigen Bereich liegt. Um die Auslösung des Netzentkopplungsschutzes des Notstromgenerators speziell beim Hochfahren zu umgehen, sollten die Auslöseschwellen bzw. Einstellungen des Schutzgerätes angepasst werden. Die entsprechende Ermittlung der Auslöseschwellen würde zusätzlich zu den bereits durchgeführten Simulationen typischerweise durch Versuche in der Praxis erfolgen. Aus Sicht der Simulationen würde eine Anpassung der Auslösezeiten von Unterspannung und Unterfrequenz auf eine Auslösezeit von 3,5 Sekunden genügen. Die restlichen Einstellungen können bei den empfohlenen Einstellungen der TOR Erzeuger belassen werden. Je nach Funktionsumfang des eingesetzten Schutzgerätes könnte während des Hochfahrens auch eine Umschaltung auf einen 2. Parametersatz realisiert werden.

Durch diverse Kurzschlussimulationen konnte speziell bei den Ausbaustufen 2 und 3 nachgewiesen werden, dass durch einen Fehlerschutz mit NH-Sicherungen teilweise Fehler nicht erkannt werden oder unzureichende Abschaltzeiten realisiert werden. Dieses Problem kann mit einer Nachrüstung von Stromwandler und Überstrom-Schutzrelais bei jedem Abgang in der Transformatorstation umgangen werden. Durch diese Schutzgeräte können auch geringfügige Überlastungen erkannt werden, wodurch auch Stromschwache Fehler selektiv mit normgemäßer Abschaltzeit getrennt werden können. Zu beachten ist, dass durch diese Nachrüstung bei allen Abgängen ebenfalls Leistungsschalter mit Auslöseeinheiten nachgerüstet werden müssen.

## 7 Ökonomische Betrachtung

Zur Abschätzung der Rentabilität wird für jede Ausbaustufe des Notstromversorgungskonzeptes eine Kostenschätzung erarbeitet. Dieser Schätzung werden entstehende Kosten im Falle eines Blackouts gegenübergestellt.

Als Basis für die Abschätzung der entstehenden Kosten im Falle eines Blackouts wird [103] herangezogen. Im Bericht werden mit Hilfe eines Analysetools (APOSTEL - Austrian Power Outage Simulation Tool of Economic Losses) verschiedene Blackout-Szenarien unterschiedlicher Dauer simuliert. Das Tool liefert Ergebnisse zur ökonomischen Bewertung verschiedenster Unterbrechungsszenarien und derer Ausfallwirkung. In Tabelle 7.1 sind Analyseergebnisse der im Bericht durchgeführten Simulationen dargestellt. Zusätzlich wurde der Value of Lost Load (VoLL) durch Division des jeweiligen Gesamtschadens und der dazugehörigen nicht-versorgten Energiemenge ermittelt. Bei den simulierten Ausfällen wurde das gesamte Bundesgebiet Österreich als betroffenes Gebiet mit 8.262.101 Einwohnern betrachtet [103].

Datum, Begin, Dauer	Nicht-versorgte Energie	Gesamtschaden	Value of Lost Load
16.08.2011, 10:00 Uhr, 1 h	8.694 MWh	148,617 Mio. €	17,09 €/kWh
16.01.2008, 10:00 Uhr, 10 h	90.066 MWh	536,433 Mio. €	5,96 €/kWh
16.01.2008, 10:00 Uhr, 25 h	220.562 MWh	984,165 Mio. €	4,46 €/kWh
26.01.2011, 10:00 Uhr, 48 h	424.235 MWh	1.689,507 Mio. €	3,98 €/kWh

*Tabelle 7.1: APOSTEL Simulationsergebnisse von Versorgungsunterbrechungen im gesamten Bundesgebiet Österreich [103]*

Zusätzlich werden im Bericht die Simulationsergebnisse aus Tabelle 7.1 explizit nach betroffenen Wirtschaftsbereichen (ÖNACE 2008) aufgeschlüsselt. Somit kann sowohl für die Wasserversorgung / Abfallentsorgung (Abteilung E), für den öffentlichen Sektor (Abteilungen OPQRSTU) als auch für den Handel (Abteilung G) der jeweilige Value of Lost Load angeführt werden. Die Werte sind in Tabelle 7.2 dargestellt.

Datum, Begin, Dauer	Wasserversorgung / Abfallentsorgung	Öffentlicher Sektor	Handel
16.08.2011, 10:00 Uhr, 1 h	3,20 €/kWh	26,20 €/kWh	108,90 €/kWh
16.01.2008, 10:00 Uhr, 10 h	0,80 €/kWh	7,00 €/kWh	42,80 €/kWh
16.01.2008, 10:00 Uhr, 25 h	0,60 €/kWh	4,90 €/kWh	33,30 €/kWh
26.01.2011, 10:00 Uhr, 48 h	0,50 €/kWh	5,20 €/kWh	28,30 €/kWh

*Tabelle 7.2: Value of Lost Load der Simulationsergebnisse aus Tabelle 7.1 aufgeschlüsselt nach relevanten Wirtschaftsbereichen [103]*

## 7.1 Ausbaustufe 1

Zur Abschätzung der Errichtungskosten für Ausbaustufe 1 wurde bei der Firma ELMAG ein Richtwert für die Kosten eines entsprechenden Stromaggregates angefragt. Die Arbeitsstunden für Planung, Umbau und Inbetriebnahme sind angenommen. Der Stundenlohn wird von [104] bezogen. Sämtliche Kosten sind Preise inklusive Steuern.

Angenommen wird ein Betrieb unter Vollast. Der Treibstoffverbrauch wird von [88] bezogen und beträgt bei 100 % Auslastung (Prime Power Rating) 20,6 Liter Diesel pro Stunde. Bei Auslegung des Versorgungssystems für 7 Tage Dauerbetrieb, ist bei dem angeführten Treibstoffverbrauch ein Vorrat von 3.460,8 Liter Diesel notwendig. Um solche Treibstoffmengen lagern zu können, muss ein Vorratsbehälter errichtet werden. Hierfür wird pro 1.000 Liter Fassungsvermögen ein Anschaffungskosten-Richtwert von 1.000 € angenommen [105]. In Tabelle 7.3 sind die anfallenden Kosten für die Errichtung der Ausbaustufe 1 angeführt.

Bezeichnung	Kosten
Dieseldgenerator 70 kVA	36.000 €
Planung + Umbau Kläranlage + Inbetriebnahme (50 Stunden á 140 €)	7.000 €
Installationsmaterial (Verteilermaterial, Verkabelung usw.)	3.000 €
4.000 Liter Treibstofflager	4.000 €
4.000 Liter Treibstoffvorrat bei einem Dieselpreis von 1 € je Liter	4.000 €
<b>Summe</b>	<b>54.000 €</b>

Tabelle 7.3: Ausbaustufe 1 - Kosten für die Errichtung [104, 106]

Um einen Richtwert für die Amortisationsdauer zu erhalten, wird von der in Abschnitt 5.1 berechneten Spitzenlast  $P_{MAX\_ST\_1}$  ausgegangen. Es wird angenommen, dass diese Spitzenlast während der gesamten Ausfalldauer konstant bleibt, wodurch sich die nicht-versorgte Energiemenge beispielsweise für 25 Stunden Ausfalldauer folgend ergibt:

$$E_{Nicht\_versorgt\_ST\_1} = Ausfalldauer \cdot P_{MAX\_ST\_1} \quad 7.1$$

$$E_{Nicht\_versorgt\_25h\_ST\_1} = 25 \text{ h} \cdot 50 \text{ kW} \quad 7.2$$

$$E_{Nicht\_versorgt\_25h\_ST\_1} = 1.250 \text{ kWh} \quad 7.3$$

Der entstehende Schaden  $S$  wird mit Hilfe des ausfalldauerzugehörigen VoLL (Value of Lost Load) des Wirtschaftsbereiches „Wasserversorgung / Abfallentsorgung“ von Tabelle 7.2 berechnet:

$$S_{25h\_ST\_1} = E_{Nicht\_versorgt\_25h\_ST\_1} \cdot VoLL_{25h\_Wasser\_Abfall} \quad 7.4$$

$$S_{25h\_ST\_1} = 1.250 \text{ kWh} \cdot 0,60 \text{ €/kWh} \quad 7.5$$

$$S_{25h\_ST\_1} = 750 \text{ €} \quad 7.6$$

Wie in Abschnitt 3.3.1 beschrieben, können bei Stromausfall der Kläranlage, durch Rückstauungen im Kanalsystem, Keller von tiefergelegenen Haushalten mit Abwasser volllaufen. Dieser Sachverhalt wird durch zusätzliche Kosten derart berücksichtigt, dass nach jeweils 10 Stunden Stromausfall 6.000 € zu den Kosten, berechnet durch den Value of Lost Load, addiert werden. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 7.4 angeführt.

Ausfalldauer bei Volllast	Nicht-versorgte Energie	Schaden
1 h	50 kWh	160 €
10 h	500 kWh	400 € + 6.000 € = 6.400 €
25 h	1.250 kWh	750 € + 12.000 € = 12.750 €
48 h	2.400 kWh	1.200 € + 24.000 € = 25.200 €

Tabelle 7.4: Ausbaustufe 1 - Blackout-Kosten für die Kläranlage Ottendorf

Es werden die Errichtungskosten von Tabelle 7.3 mit den Blackout-Kosten aus Tabelle 7.4 verglichen und auf etwa 120 Ausfallstunden linear extrapoliert. Der Schnittpunkt beider Funktionen ergibt aufgrund der Annahme von maximaler Auslastung während der Stromausfalldauer einen Richtwert für die frühestmögliche Amortisationsdauer. Wie in Abbildung 7.1 ersichtlich, würde sich die Ausbaustufe 1 nach etwa 103 Stunden Stromausfalldauer frühestens amortisieren.

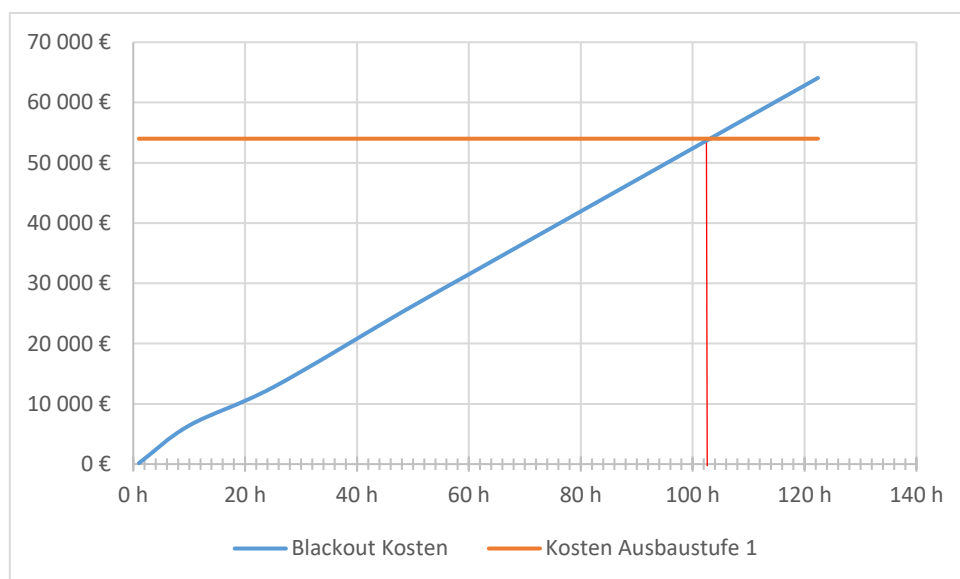


Abbildung 7.1: Ausbaustufe 1 - Frühestmögliche Amortisationsdauer

## 7.2 Ausbaustufe 3

Zur Abschätzung der Kosten wurde bei der Firma HO-MA ein Richtwert für die Kosten eines entsprechenden Stromaggregates angefragt. Sämtliche Annahmen werden von Abschnitt 7.1 übernommen. Der Treibstoffverbrauch wird von [96] bezogen und beträgt bei 100 % Auslastung (Prime Power Rating) 195 Liter Diesel pro Stunde. Bei Auslegung des Versorgungssystems für 7 Tage Dauerbetrieb, ist bei dem angeführten Treibstoffverbrauch ein Vorrat von 32.760 Liter Diesel notwendig. In Tabelle 7.5 sind die anfallenden Kosten für die Errichtung der Ausbaustufe 3 angeführt.



Bezeichnung	Kosten
Dieseldgenerator 820 kVA	170.000 €
Planung + Umbau Transformatorstation (Automatisches herstellen des notwendigen Schaltzustandes mit „Blackout-Knopf“) + Inbetriebnahme -> (160 Stunden á 140 €)	22.400 €
Schutzumbau (Für Abgänge UMZ Schutz statt NH Sicherungen)	15.000 €
Installationsmaterial (Leistungsschalter, USV-Batterieanlage, Verkabelungen, usw.)	12.000 €
40.000 Liter Treibstofflager	40.000 €
40.000 Liter Treibstoffvorrat bei einem Dieselpreis von 1 € je Liter	40.000 €
<b>Summe</b>	<b>299.400 €</b>

Tabelle 7.5: Ausbaustufe 3 - Kosten für die Errichtung [104, 107]

Um einen Richtwert für die Amortisationsdauer zu erhalten, wird von der in Abschnitt 5.2 berechneten Spitzenlast ohne Cold Load Pickup  $P_{MAX\_OCLPU\_ST\_3}$  ausgegangen. Es wird wieder angenommen, dass diese Spitzenlast während der gesamten Ausfalldauer konstant bleibt, wodurch sich die nicht-versorgte Energiemenge beispielsweise für 25 Stunden Ausfalldauer folgend ergibt:

$$E_{Nicht\_versorgt\_ST\_3} = Ausfalldauer \cdot P_{MAX\_OCLPU\_ST\_3} \quad 7.7$$

$$E_{Nicht\_versorgt\_25h\_ST\_3} = 25 \text{ h} \cdot 503,20 \text{ kW} \quad 7.8$$

$$E_{Nicht\_versorgt\_25h\_ST\_3} = 12.580 \text{ kWh} \quad 7.9$$

Der entstehende Schaden  $S$  wird mit Hilfe des ausfalldauerzugehörigen VoLL (Value of Lost Load) von Tabelle 7.1 berechnet:

$$S_{25h\_ST\_3} = E_{Nicht\_versorgt\_25h\_ST\_3} \cdot VoLL_{25h\_Gesamt} \quad 7.10$$

$$S_{25h\_ST\_3} = 12.580 \text{ kWh} \cdot 4,46 \text{ €/kWh} \quad 7.11$$

$$S_{25h\_ST\_3} = 56.106,80 \text{ €} \quad 7.12$$

Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 7.6 angeführt.

Ausfalldauer bei Volllast	Nicht-versorgte Energie	Schaden
1 h	503,20 kWh	8.599,69 €
10 h	5.032 kWh	29.990,72 €
25 h	12.580 kWh	56.106,80 €
48 h	24.153,6 kWh	96.131,33 €

Tabelle 7.6: Ausbaustufe 3 - Blackout-Kosten für die Transformatorstation Ottendorf/Ort

Es werden wieder die Errichtungskosten von Tabelle 7.5 mit den Blackout-Kosten aus Tabelle 7.6 verglichen und auf etwa 220 Ausfallstunden linear extrapoliert. Wie in Abbildung 7.2 ersichtlich, würde sich die Ausbaustufe 3 nach etwa 156 Stunden Ausfalldauer frühestens amortisieren.

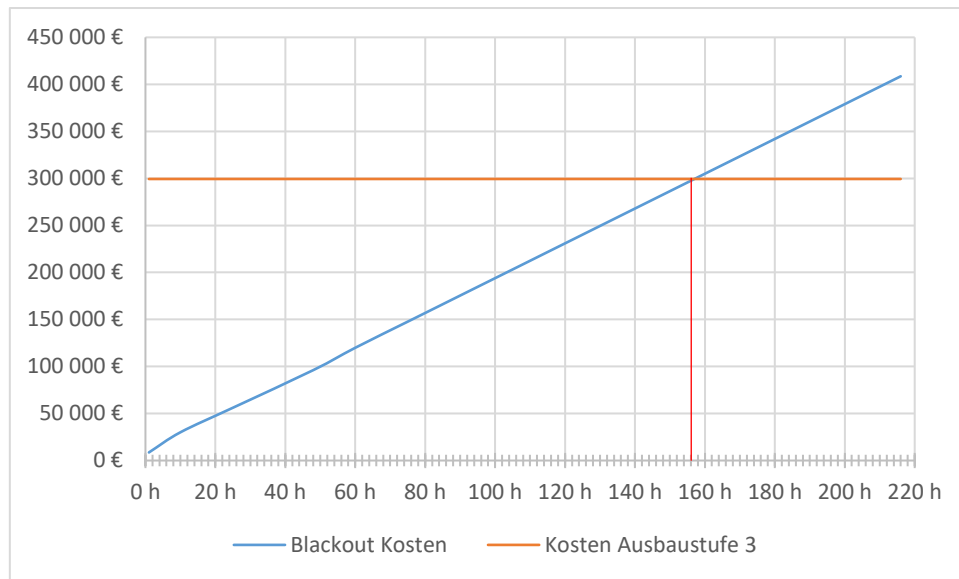


Abbildung 7.2: Ausbaustufe 3 - Frühestmögliche Amortisationsdauer

### 7.3 Ausbaustufe 2 Variante 1

Zur Abschätzung der Kosten wurde wieder bei der Firma ELMAG ein Richtwert für die Kosten eines entsprechenden Stromaggregates angefragt. Sämtliche Annahmen werden wieder von Abschnitt 7.1 übernommen. Der Treibstoffverbrauch wird von [97] bezogen und beträgt bei 100 % Auslastung (Prime Power Rating) 99 Liter Diesel pro Stunde. Bei Auslegung des Versorgungssystems für 7 Tage Dauerbetrieb, ist bei dem angeführten Treibstoffverbrauch ein Vorrat von 16.632 Liter Diesel notwendig. In Tabelle 7.7 sind die anfallenden Kosten für die Errichtung der Ausbaustufe 2 Variante 1 angeführt.

Bezeichnung	Kosten
Dieselergenerator 455 kVA	108.000 €
Planung + Umbau Transformatorstation (Automatisches herstellen des notwendigen Schaltzustandes mit „Blackout-Knopf“) + Inbetriebnahme -> (160 Stunden á 140 €)	22.400 €
Schutzumbau (Für Abgänge UMZ Schutz statt NH Sicherungen)	15.000 €
Installationsmaterial (Leistungsschalter, USV-Batterieanlage, Verkabelungen, usw.)	12.000 €
18.000 Liter Treibstofflager	18.000 €
18.000 Liter Treibstoffvorrat bei einem Dieselpreis von 1 € je Liter	18.000 €
<b>Summe</b>	<b>193.400 €</b>

Tabelle 7.7: Ausbaustufe 2 Variante 1 - Kosten für die Errichtung [104, 106]

Angelehnt an Abschnitt 7.2 wird zur Abschätzung der Amortisationsdauer von der berechneten Spitzenlast ohne Cold Load Pickup  $P_{MAX\_OCLPU\_ST\_2\_V1}$  ausgegangen. Die Werte  $P_{MAX\_ST\_2\_V1}$  bzw.  $P_{CLPU\_ST\_2\_V1}$  stammen von Abschnitt 5.3.1 bzw. Abschnitt 6.3.1.

$$P_{MAX\_OCLPU\_ST\_2\_V1} = P_{MAX\_ST\_2\_V1} - P_{CLPU\_ST\_2\_V1} \quad 7.13$$

$$P_{MAX\_OCLPU\_ST\_2\_V1} = 350,78 \text{ kW} - 37,54 \text{ kW} \quad 7.14$$

$$P_{MAX\_OCLPU\_ST\_2\_V1} = 313,24 \text{ kW} \quad 7.15$$

Es wird wiederum angenommen, dass diese Spitzenlast während der gesamten Ausfalldauer konstant bleibt, wodurch sich die nicht-versorgte Energiemenge sowie der Schaden in selber Weise wie in Abschnitt 7.2 berechnet. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 7.8 angeführt.

Ausfalldauer bei Volllast	Nicht-versorgte Energie	Schaden
1 h	313,24 kWh	5.353,27 €
10 h	3.132,4 kWh	18.669,10 €
25 h	7.831 kWh	34.926,26 €
48 h	15.035,52 kWh	59.841,37 €

Tabelle 7.8: Ausbaustufe 2 Variante 1 - Blackout-Kosten für die Transformatorstation Ottendorf/Ort

Es werden wieder die Errichtungskosten von Tabelle 7.7 mit den Blackout-Kosten aus Tabelle 7.8 verglichen und auf etwa 220 Ausfallstunden linear extrapoliert. Wie in Abbildung 7.3 ersichtlich, würde sich die Ausbaustufe 2 Variante 1 nach etwa 162 Stunden Ausfalldauer frühestens amortisieren.

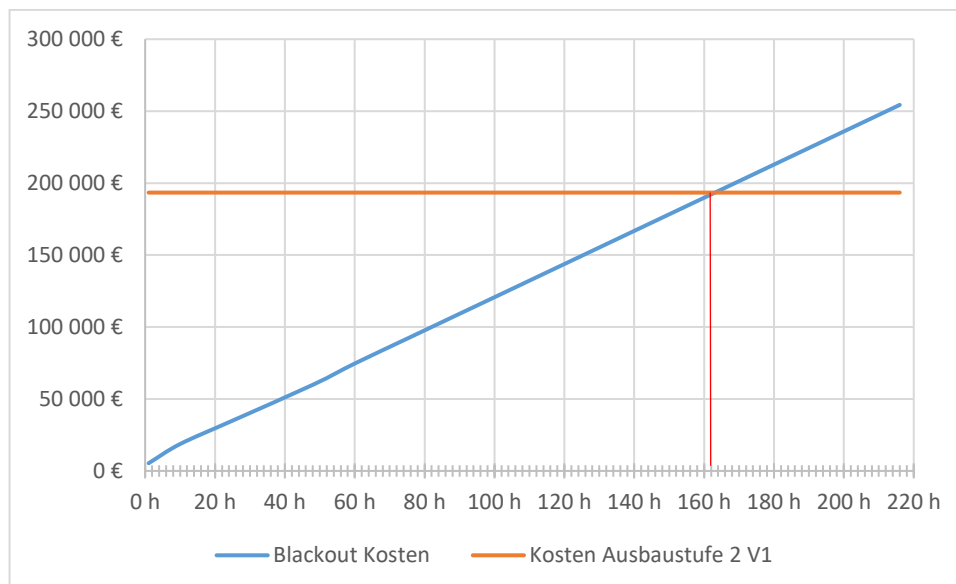


Abbildung 7.3: Ausbaustufe 2 Variante 1 – Frühestmögliche Amortisationsdauer

## 7.4 Ausbaustufe 2 Variante 2

Zur Abschätzung der Kosten wurde wieder bei der Firma ELMAG ein Richtwert für die Kosten eines entsprechenden Stromaggregates angefragt. Sämtliche Annahmen werden wieder von Abschnitt 7.1 übernommen. Der Treibstoffverbrauch wird von [99] bezogen und beträgt bei 100 % Auslastung (Prime Power Rating) 50 Liter Diesel pro Stunde. Bei Auslegung des Versorgungssystems für 7 Tage Dauerbetrieb, ist bei dem angeführten Treibstoffverbrauch ein Vorrat von 8.400 Liter Diesel notwendig. In Tabelle 7.9 sind die anfallenden Kosten für die Errichtung der Ausbaustufe 2 Variante 2 angeführt.

Bezeichnung	Kosten
Dieselegenerator 200 kVA	54.000 €
Planung + Umbau Transformatorstation (Automatisches herstellen des notwendigen Schaltzustandes mit „Blackout-Knopf“) + Inbetriebnahme -> (160 Stunden á 140 €)	22.400 €
Schutzumbau (Für Abgänge UMZ Schutz statt NH Sicherungen)	15.000 €
Installationsmaterial (Leistungsschalter, USV-Batterieanlage, Verkabelungen, usw.)	12.000 €
9.000 Liter Treibstofflager	9.000 €
9.000 Liter Treibstoffvorrat bei einem Dieselpreis von 1 € je Liter	9.000 €
<b>Summe</b>	<b>121.400 €</b>

Tabelle 7.9: Ausbaustufe 2 Variante 2 - Kosten für die Errichtung [104, 106]

Bei Ausbaustufe 2 Variante 2 werden nur öffentliche Einrichtungen (Ärztzentrum, Veranstaltungszentrum und Feuerwehr) sowie ein Lebensmittelgeschäft (Handel) mit Energie versorgt. Die Abwasserpumpe wird nicht gesondert berücksichtigt und wird somit bei den öffentlichen Einrichtungen integriert. Daher wird ausgehend von Tabelle 7.2 der gewichtete Mittelwert der beiden Value of Lost Load vom öffentlichen Sektor sowie vom Handel bestimmt. Die Werte  $P_{MAX\_LG}$  bzw.  $P_{MAX\_OCLPU\_ST\_2\_V2}$  stammen von Abschnitt 5.2.4 bzw. Abschnitt 5.3.4.

$$\text{Prozentueller Anteil Handel} = \frac{P_{MAX\_LG}}{P_{MAX\_OCLPU\_ST\_2\_V2}} \quad 7.16$$

$$\text{Prozentueller Anteil Handel} = \frac{18,52 \text{ kW}}{125,54 \text{ kW}} \quad 7.17$$

$$\text{Prozentueller Anteil Handel} = 14,8 \% \approx 15 \% \quad 7.18$$

Folge dessen beträgt der restliche Anteil für den öffentlichen Sektor rund 85 %, wodurch sich beispielhaft für eine Ausfalldauer von 25 Stunden folgender gewichteter Mittelwert ergibt:

$$VoLL_{25h\_GEW\_Mittelwert} = 0,15 \cdot VoLL_{25h\_Handel} + 0,85 \cdot VoLL_{25h\_Öffentlich} \quad 7.19$$

$$VoLL_{25h\_GEW\_Mittelwert} = 0,15 \cdot 33,3 \text{ €/kWh} + 0,85 \cdot 4,9 \text{ €/kWh} \quad 7.20$$

$$VoLL_{25h\_GEW\_Mittelwert} = 9,16 \text{ €/kWh} \quad 7.21$$

In der Tabelle 7.10 sind die berechneten gewichteten Mittelwerte dokumentiert

Datum, Begin, Dauer	Öffentlicher Sektor	Handel	Gewichteter Mittelwert
16.08.2011, 10:00 Uhr, 1 h	26,20 €/kWh	108,90 €/kWh	38,61 €/kWh
16.01.2008, 10:00 Uhr, 10 h	7,00 €/kWh	42,80 €/kWh	12,37 €/kWh
16.01.2008, 10:00 Uhr, 25 h	4,90 €/kWh	33,30 €/kWh	9,16 €/kWh
26.01.2011, 10:00 Uhr, 48 h	5,20 €/kWh	28,30 €/kWh	8,67 €/kWh

Tabelle 7.10: Gewichtete Mittelwerte der relevanten Value of Lost Load

Angelehnt an Abschnitt 7.2 wird wieder zur Abschätzung der Amortisationsdauer von der in Abschnitt 5.3.5 berechneten Spitzenlast ohne Cold Load Pickup  $P_{MAX\_OCLPU\_ST\_2\_V2}$  ausgegangen. Es wird wieder angenommen, dass diese Spitzenlast während der gesamten Ausfalldauer konstant bleibt, wodurch sich die nicht-versorgte Energiemenge beispielsweise für 25 Stunden Ausfalldauer folgend ergibt:

$$E_{\text{Nicht\_versorgt\_ST\_2\_V2}} = \text{Ausfalldauer} \cdot P_{\text{MAX\_OCLPU\_ST\_2\_V2}} \quad 7.22$$

$$E_{\text{Nicht\_versorgt\_25h\_ST\_2\_V2}} = 25 \text{ h} \cdot 125,54 \text{ kW} \quad 7.23$$

$$E_{\text{Nicht\_versorgt\_25h\_ST\_2\_V2}} = 3.138,5 \text{ kWh} \quad 7.24$$

Der entstehende Schaden S wird mit Hilfe des ausfalldauerzugehörigen gewichteten Mittelwertes vom VoLL (Value of Lost Load) der Wirtschaftsbereiche „öffentlicher Sektor“ und „Handel“ aus Tabelle 7.10 berechnet:

$$S_{25h\_ST\_2\_V2} = E_{\text{Nicht\_versorgt\_25h\_ST\_2\_V2}} \cdot \text{VoLL}_{25h\_GEW\_Mittelwert} \quad 7.25$$

$$S_{25h\_ST\_2\_V2} = 3.138,5 \text{ kWh} \cdot 9,16 \text{ €/kWh} \quad 7.26$$

$$S_{25h\_ST\_2\_V2} = 28.748,66 \text{ €} \quad 7.27$$

Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 7.11 angeführt.

Ausfalldauer bei Vollast	Nicht-versorgte Energie	Schaden
1 h	125,54 kWh	4.847,10 €
10 h	1255,40 kWh	15.529,30 €
25 h	3.138,50 kWh	28.748,66 €
48 h	6.025,92 kWh	52.244,73 €

Tabelle 7.11: Ausbaustufe 2 Variante 2 - Blackout-Kosten für die Transformatorstation Ottendorf/Ort

Es werden wieder die Errichtungskosten von Tabelle 7.9 mit den Blackout-Kosten aus Tabelle 7.11 verglichen und auf etwa 140 Ausfallstunden linear extrapoliert. Wie in Abbildung 7.4 ersichtlich, würde sich die Ausbaustufe 2 Variante 2 nach etwa 117 Stunden Ausfalldauer frühestens amortisieren.

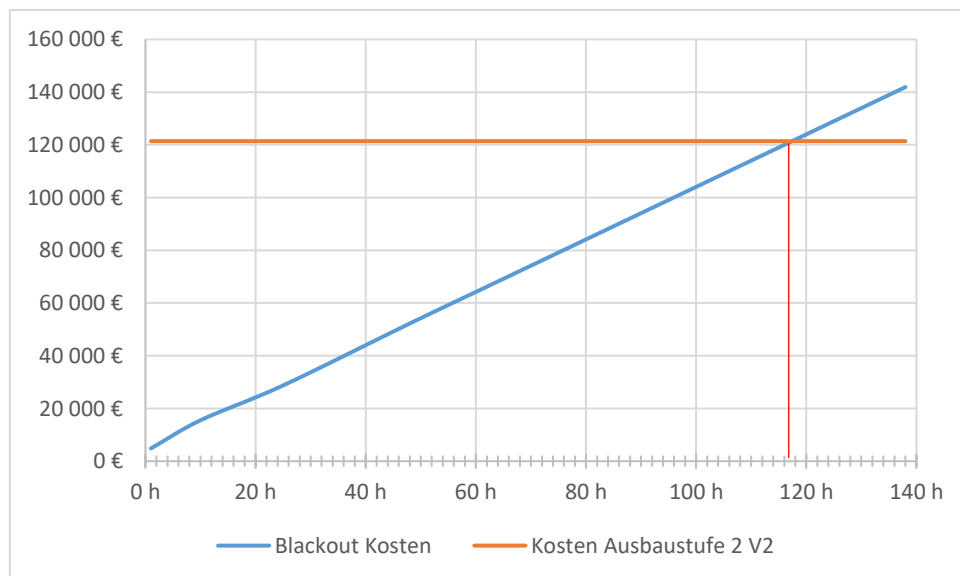


Abbildung 7.4: Ausbaustufe 2 Variante 2 - Frühestmögliche Amortisationsdauer

## 7.5 Bewertung der ökonomischen Betrachtung

Bei den einzelnen Ausbaustufen des Versorgungskonzeptes liegt der Richtwert für die frühestmögliche Amortisationszeit je nach Ausbaustufe zwischen 103 und 162 Stunden Stromausfalldauer. Diese Amortisationszeiten sind hinsichtlich der Stromausfälle in den letzten Jahren in Europa als relativ lange zu bewerten. Jedoch sollte ebenfalls berücksichtigt werden, dass speziell bei der Kläranlage im Falle eines Blackouts ohne Notstromversorgung mit unvermeidbaren Umweltschäden durch ungeklärtes Abwasser zu rechnen ist.

Es ist nochmals zu erwähnen, dass die ökonomischen Betrachtungen auf diversen Annahmen sowie Schätzungen beruhen. Daher sind Kosten sowie Amortisationszeiten bestenfalls als grobe Richtwerte zu verwenden. Speziell die Annahme der konstanten Spitzenlast während der gesamten Stromausfalldauer führt zu erheblichen Abweichungen der Amortisationszeiten, da in der Realität die Last Schwankungen unterliegt. Ideal wäre eine Abschätzung mit Hilfe von Standardlastprofilen, jedoch unterliegen diese im Falle der Transformatorstation Ottendorf/Ort ebenfalls erheblichen Ungenauigkeiten, da in Bezug auf den Profilen eine zu geringe Anzahl an Verbrauchern versorgt wird. Eine genauere Abschätzung könnte durch eine Lastprofilanalyse der Transformatorstation erfolgen.

## 8 Vergleich mit dezentraler Versorgungsstrategie

Im Zuge dieser Masterarbeit wurde von Herrn Christoph Temmel zeitgleich eine Masterarbeit über eine Notstromversorgung der Gemeinde Eichkögl (Bezirk Südoststeiermark) verfasst [108]. In dieser Arbeit wurden ebenfalls 3 Ausbaustufen eines Notstromversorgungssystems erarbeitet, wobei die notwendige Energie mit mobilen Notstromgeneratoren direkt Vorort bei relevanten infrastrukturellen Einrichtungen zur Verfügung gestellt wird. Durch diese dezentrale Bereitstellung der Energie können leistungsschwächere Notstromgeneratoren verwendet werden, jedoch ist eine größere Anzahl an Generatoren notwendig.

Durch den Einsatz von leistungsschwächeren Generatoren im dezentralen Versorgungsansatz kommt es aufgrund der geringeren rotierenden Masse zu Problemen beim Anlauf von Pumpen und leistungsstärkeren Antrieben.

Bedeutend geringer fällt beim dezentralen Ansatz der Installationsaufwand der Notstromgeneratoren aus, da nicht in das öffentliche Energieversorgungsnetz eingegriffen werden muss. Ebenfalls zu berücksichtigen sind beim zentralen Versorgungsansatz die langen Leitungslängen, wodurch in der Transformatorstation Ottendorf/Ort ein Austausch der NH-Sicherungen gegen Schutzrelais notwendig ist.

Bedingt durch die geringere Leistungsfähigkeit der Generatoren für den dezentralen Versorgungsansatz sind die Anschaffungskosten pro Generator geringer. Ebenfalls als vorteilhaft zu bewerten ist bei der dezentralen Versorgungsstrategie die Möglichkeit, die Generatoren über einen längeren Zeitraum zu erwerben, wodurch die Anschaffungskosten auf mehrere Jahre aufgeteilt werden können.

Entscheidend für die Wahl eines zentralen oder dezentralen Versorgungsansatzes ist primär der topografische Aufbau der betrachteten Gemeinde. So wäre ein zentraler Versorgungsansatz in der Gemeinde Eichkögl nur beschränkt im Ortskern möglich. In der Gemeinde Ottendorf liegen infrastrukturell bedeutende Einrichtungen wesentlich konzentrierter und können somit zentral versorgt werden.

## 9 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

In dieser Masterarbeit wurde für die steirische Gemeinde Ottendorf an der Rittschein ein 3 stufiges Notstromversorgungskonzept mit zentraler Versorgungsstrategie erstellt und dimensioniert. Zentral bedeutet in diesem Zusammenhang die Erzeugung der notwendigen elektrischen Energie mit entsprechend dimensionierten Notstromaggregaten und Einspeisung in das vorhandene Niederspannungsstromnetz des Ortes:

- Stufe 1 – Notversorgung
  - Trinkwasserversorgung
  - Abwasser
- Stufe 2 - Notversorgung mit zusätzlicher Infrastruktur im Gemeindegebiet
  - Variante 1: Versorgung von infrastrukturellen Gebäuden inklusive verbleibender Haushalte in den relevanten Abgängen der Transformatorstation Ottendorf/Ort
  - Variante 2: Versorgung von infrastrukturellen Gebäuden. Es werden keine Haushalte mit Energie versorgt
- Stufe 3 - Versorgung des Großteils der Gebäude im Gemeindegebiet

Die Dimensionierung erfolgte mit Bezug auf Ausbaustufe 1 durch Addition sämtlicher Spitzenlasten von Verbrauchern der Kläranlage, die vor Ort über ein Notstromaggregat mit Energie versorgt wird. Mit Bezug auf Ausbaustufe 2 und 3 erfolgte die Dimensionierung der in das Ortsnetz speisenden Notstromgeneratoren durch Abschätzungen der Spitzenlasten der leistungsstärksten Transformatorstation Ottendorf/Ort mit der TAEV 2016 und Standardlastprofilen. Die Integration von Photovoltaikanlagen im Netzgebiet des Transformators Ottendorf/Ort in das Versorgungskonzept ist nicht ohne weiteren Aufwand möglich, da anzunehmen ist, dass im Sommer die Einspeiseleistung der Photovoltaikanlagen größer als der Verbrauch im Netz ist.

Als nächster Schritt wurden alle Ausbaustufen des Versorgungskonzeptes mit DigSILENT PowerFactory nachgebildet und simuliert. Durchgeführt wurden Lastflusssimulationen zur Überprüfung der stationären Betriebsverhältnisse, RMS/EMT Simulationen, um transiente Betriebsverhältnisse direkt nach Schaltereignissen zu überprüfen, sowie Fehlersimulationen, um Schutzsysteme zu überprüfen.

Im Zuge der Lastflusssimulationen sowie den RMS/EMT Simulationen konnte festgestellt werden, dass grundsätzlich ein Dauerbetrieb mit den ausgewählten Notstromgeneratoren realisiert werden kann.

Bei Schaltereignissen wurde mit RMS/EMT Simulationen vor allem in Ausbaustufe 2 und 3 festgestellt, dass Frequenz- und Spannungseinbrüche im Worst Case auf etwa 0,6 p.u. stattfinden. Die Dauer dieser Einbrüche liegt im Bereich von 2 bis 3 Sekunden, bis die Spannung und Frequenz wieder im zulässigen Bereich liegt. Um ein Auslösen des Netzentkopplungsschutzes vom Notstromgenerator zu verhindern, müssen die Auslösezeiten vom Unterfrequenz- und Unterspannungsschutz angepasst werden. Eine weitere Möglichkeit wäre je nach Funktionsumfang des Schutzgerätes, eine Sollwertumschaltung während des Hochfahrens der Notstromversorgungen.



Durch Kurzschlussimulationen konnte speziell bei den Ausbaustufen 2 und 3 nachgewiesen werden, dass durch einen Fehlerschutz mit NH-Sicherungen teilweise Fehler nicht erkannt werden oder unzureichende Abschaltzeiten realisiert werden. Dieses Problem kann mit einer Nachrüstung von Stromwandlern und Überstrom-Schutzrelais bei jedem Abgang in der Transformatorstation umgangen werden.

Die ökonomische Betrachtung der einzelnen Ausbaustufen des Versorgungskonzeptes lieferte Richtwerte für die frühestmögliche Amortisationszeit je nach Ausbaustufe zwischen 103 und 162 Stunden Stromausfalldauer. Diese Amortisationszeiten sind hinsichtlich der Stromausfälle in den letzten Jahren in Europa als relativ lange zu bewerten. Jedoch sollte ebenfalls berücksichtigt werden, dass speziell bei der Kläranlage im Falle eines Blackouts ohne Notstromversorgung mit unvermeidbaren Umweltschäden durch ungeklärtes Abwasser zu rechnen ist.

In Tabelle 9.1 sind Einzelheiten der jeweiligen Ausbaustufe des Versorgungskonzeptes angeführt:

<b>Ausbaustufe des Versorgungskonzeptes</b>	<b>Generatorleistung</b>	<b>Errichtungskosten Richtwert</b>	<b>Frühestmögliche Amortisationsdauer</b>
Stufe 1	70 kVA	54.000 €	103 Stunden
Stufe 2 Variante 1	455 kVA	193.400 €	162 Stunden
Stufe 2 Variante 2	200 kVA	121.400 €	117 Stunden
Stufe 3	820 kVA	299.400 €	156 Stunden

*Tabelle 9.1: Details der jeweiligen Ausbaustufe des Versorgungskonzeptes*

Ein Vergleich mit der Partner-Masterarbeit von Herrn Christoph Temmel „Regionales Blackoutmanagement mit dezentraler Versorgungsstrategie“ zeigte diverse Vor- und Nachteile des jeweiligen Versorgungskonzeptes. Entscheidend für die Wahl eines zentralen oder dezentralen Versorgungsansatzes ist primär der topografische Aufbau der betrachteten Gemeinde.

## 10 Literatur

- [1] Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl, "Elektrizitätsmärkte - Aktueller Stand der Elektrizitätswirtschaft in Österreich," vol. 2017.
- [2] APG, *Blackout*. [Online] Link: [www.apg.at/de/Energiezukunft/Glossar/Blackout](http://www.apg.at/de/Energiezukunft/Glossar/Blackout) (Zuletzt geprüft am: 17.10.2020).
- [3] M. Krause, *Wie Nikola Tesla das 20. Jahrhundert erfand*, 1st ed. Weinheim: Wiley-VCH-Verl., 2010.
- [4] L. Müller, *Handbuch der Elektrizitätswirtschaft: Technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen*, 2nd ed. Berlin: Springer Berlin, 2012.
- [5] W. Jaeger, *Die Entstehung der internationalen Maße der Elektrotechnik*. Vienna, s.l.: Springer Vienna, 1932.
- [6] Tagi Sagafi-Nejad, Richard W. Moxon, Howard V. Perlmutter, Ed., *Controlling international technology transfer : issues, perspectives, and policy implications*. New York: Pergamon Press, 1981.
- [7] Dipl.-Ing. Dr. techn. Dr. Ing. Dr. phil. Heinrich Sequenz and Nagler J., *Mehrstrangwicklungen in Nikola Tesla-Kongress für Wechsel- und Drehstromtechnik: Technisches Museum für Industrie und Gewerbe in Wien/ 6. Bis 13. September 1953/ Sonderheft der Blätter für Technikgeschichte*. Vienna: Springer Vienna, 1953.
- [8] ETHW, *IEEE Milestones: Pearl Street Station, 1882*. [Online] Link: [ethw.org/Milestones:Pearl\\_Street\\_Station,\\_1882](http://ethw.org/Milestones:Pearl_Street_Station,_1882) (Zuletzt geprüft am: 26.03.2020).
- [9] R. Moran, *Executioner's current: Thomas Edison, George Westinghouse, and the invention of the electric chair*, 1st ed. New York, NY: Vintage, 2003.
- [10] ETHW, *IEEE Milestones: Alternating Current Electrification, 1886*. [Online] Link: [ethw.org/Milestones:Alternating\\_Current\\_Electrification,\\_1886](http://ethw.org/Milestones:Alternating_Current_Electrification,_1886) (Zuletzt geprüft am: 26.03.2020).
- [11] Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl, "Elektrizitätsmärkte - Einführung und historische Entwicklung der EIWi in AUT," 2017.
- [12] Univ.-Prof. Mag. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinz Stiegler, "Grundlagen der Energiewirtschaft," vol. 2014.
- [13] APG, *Strommarkt*. [Online] Link: [www.apg.at/de/markt/strommarkt](http://www.apg.at/de/markt/strommarkt) (Zuletzt geprüft am: 24.05.2020).
- [14] Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung, *Entwicklung braucht nachhaltige Energie*. [Online] Link: [www.bmz.de/de/themen/energie/hintergrund/index.html](http://www.bmz.de/de/themen/energie/hintergrund/index.html) (Zuletzt geprüft am: 23.03.2020).
- [15] Enerdata, *Statistik des weltweiten Energieverbrauchs*. [Online] Link: [energiestatistik.enerdata.net/gesamtenergie/welt-verbrauch-statistik.html](http://energiestatistik.enerdata.net/gesamtenergie/welt-verbrauch-statistik.html) (Zuletzt geprüft am: 23.03.2020).
- [16] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme: Technologie – Berechnung – Klimaschutz*, 10th ed., 2019.

- [17] Horst Köhler, Dr. Angela Merkel, Sigmar Gabriel, Heidemarie Wieczorek - Zeul, "Bundesgesetzblatt Teil 2, Nr. 21 - Gesetz zu der Satzung vom 26. Januar 2009 der Internationalen Organisation für erneuerbare Energien," vol. 2009.
- [18] Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner, "Netzregelung und Stabilität," vol. 2013.
- [19] E-Control, *Bilanzgruppe*. [Online] Link: [www.e-control.at/industrie/strom/strommarkt/bilanzgruppe](http://www.e-control.at/industrie/strom/strommarkt/bilanzgruppe) (Zuletzt geprüft am: 24.05.2020).
- [20] E-Control, *Marktteilnehmer*. [Online] Link: [www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/marktteilnehmer](http://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/marktteilnehmer) (Zuletzt geprüft am: 24.05.2020).
- [21] APG, "Abgrenzung von Regel- zu Ausgleichsenergie,"
- [22] Deutsche Energie-Agentur, "Ergebniszusammenfassung dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie „Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“ durch die Projektsteuergruppe," 2014.
- [23] APG, *Netzregelung*. [Online] Link: [www.apg.at/de/markt/netzregelung](http://www.apg.at/de/markt/netzregelung) (Zuletzt geprüft am: 24.03.2020).
- [24] APCS, *Primärregelung APCS - Power Clearing & Settlement*. [Online] Link: [www.apcs.at/de/regelenergie/primarregelung](http://www.apcs.at/de/regelenergie/primarregelung) (Zuletzt geprüft am: 28.10.2020).
- [25] APCS, *Sekundärregelung APCS - Power Clearing & Settlement*. [Online] Link: [www.apcs.at/de/regelenergie/sekundaerregelung](http://www.apcs.at/de/regelenergie/sekundaerregelung) (Zuletzt geprüft am: 28.10.2020).
- [26] APCS, *Tertiärregelung APCS - Power Clearing & Settlement*. [Online] Link: [www.apcs.at/de/regelenergie/tertiaerregelung](http://www.apcs.at/de/regelenergie/tertiaerregelung) (Zuletzt geprüft am: 28.10.2020).
- [27] A1 Energy Solutions, *Regelenergie-Pool*. [Online] Link: [www.a1energysolutions.at/regelenergie-pool/](http://www.a1energysolutions.at/regelenergie-pool/) (Zuletzt geprüft am: 24.03.2020).
- [28] E-Control, "TOR Teil A V1.9,"
- [29] Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl, "Elektrizitätsmärkte - Grundlagen zu Elektrizitätsmärkten," vol. 2017.
- [30] Rolf Fischer, *Elektrische Maschinen*, 17th ed. München: Hanser, 2017.
- [31] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn, "Bericht über die Systemstörung im deutschen und europäischen Verbundsystem am 4.November 2006," vol. 2007.
- [32] Ndr, *Jahrhundertwinter: Schneekatastrophe im Winter 1978/79: Jahrhundertwinter: Schneekatastrophe im Winter 1978/79*. [Online] Link: [www.ndr.de/geschichte/chronologie/Jahrhundertwinter-Schneekatastrophe-im-Winter-1978-79,schneekatastrophe222.html](http://www.ndr.de/geschichte/chronologie/Jahrhundertwinter-Schneekatastrophe-im-Winter-1978-79,schneekatastrophe222.html) (Zuletzt geprüft am: 28.03.2020).
- [33] B. Hille, Ed., *DDR-Jugend: Politisches Bewusstsein und Lebensalltag*. Opladen: Leske und Budrich, 1990.
- [34] APA, "Eisregen in Slowenien: 105.000 Haushalte ohne Strom," *Salzburger Nachrichten*, 02 Feb., 2014. <https://www.sn.at/panorama/international/eisregen-in-slowenien-105-000-haushalte-ohne-strom-3951994> (Zuletzt geprüft am: 30.10.2020).

- [35] Steven Rink, Henri Oliveras, Guillem Tánzer, Ralf Levacher, Jörg Rink, Stadtwerke Saarlouis GmbH, "Netzautomatisierung in der Niederspannung als BottomUp-Ansatz zur Stabilisierung des zukünftigen Energieversorgungssystems,"
- [36] Uni-Leipzig, *Wortschatz – deu\_newscrawl\_2011 – Cyberattacke*. [Online] Link: [corpora.uni-leipzig.de/de/res?corpusId=deu\\_newscrawl\\_2011&word=Cyberattacke](http://corpora.uni-leipzig.de/de/res?corpusId=deu_newscrawl_2011&word=Cyberattacke) (Zuletzt geprüft am: 27.03.2020).
- [37] Joseph c. Swidler, David S. Black, Charles R. Ross, Lawrence J. O Connor Jr., Carl E. Bagge, "Report to the President by the Federal Power Commission on the Power Failure in the Northeastern United States and the Province of Ontario on November 9-10-1965," vol. 1965.
- [38] US Department of Energy - Federal Energy Regulatory Commission, "The Con Edison Power Failure of July 13 and 14, 1977 - Final Staff Report," vol. 1978.
- [39] C. Weare, *The California electricity crisis: Causes and policy options*. San Francisco: Public Policy Institute of California, 2003.
- [40] C. Quester, D. Sommer, and C. Versteegen, "Störungen im Stromnetz und Notstromfälle in Kernkraftwerken in den Jahren 2003 bis 2012," Köln, GRS GRS-317, 2014.
- [41] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), "ETG Blackoutbericht Endfassung," vol. 2003.
- [42] Pilatus Today, *10 Jahre nach dem SBB-Blackout*. [Online] Link: [www.pilatustoday.ch/diverse-news/10-jahre-nach-dem-sbb-blackout-136726263](http://www.pilatustoday.ch/diverse-news/10-jahre-nach-dem-sbb-blackout-136726263) (Zuletzt geprüft am: 28.03.2020).
- [43] NBC News, *Lights flicker on after blackout in Brazil*. [Online] Link: [www.nbcnews.com/id/33844757#.XoGfClgzZPY](http://www.nbcnews.com/id/33844757#.XoGfClgzZPY) (Zuletzt geprüft am: 30.03.2020).
- [44] Google Diagramme-Explorer, *Weltentwicklungsindikatoren*. [Online] Link: [www.google.com/publicdata/explore?ds=d5bncppjof8f9\\_&met\\_y=sp\\_pop\\_totl&idim=country:PRY:URY:BOL&hl=de&dl=de](http://www.google.com/publicdata/explore?ds=d5bncppjof8f9_&met_y=sp_pop_totl&idim=country:PRY:URY:BOL&hl=de&dl=de) (Zuletzt geprüft am: 30.03.2020).
- [45] The San Diego Union-Tribune, *Effects of power outage linger*. [Online] Link: [www.sandiegouniontribune.com/news/politics/sdut-effect-of-power-outage-linger-2011sep09-story.html](http://www.sandiegouniontribune.com/news/politics/sdut-effect-of-power-outage-linger-2011sep09-story.html) (Zuletzt geprüft am: 28.03.2020).
- [46] The San Diego Union-Tribune, *Outage had roots in Mexico, too*. [Online] Link: [www.sandiegouniontribune.com/news/watchdog/sdut-outage-had-roots-in-mexico-too-2011sep16-story.html](http://www.sandiegouniontribune.com/news/watchdog/sdut-outage-had-roots-in-mexico-too-2011sep16-story.html) (Zuletzt geprüft am: 28.03.2020).
- [47] Priv. Doz. DI Dr. Robert Schmaranz, "Es wird immer stürmischer um unsere Netze," vol. 2018.
- [48] Zeit, *Energieversorgung: Strom in fast der ganzen Türkei ausgefallen*. [Online] Link: [www.zeit.de/gesellschaft/zeitgeschehen/2015-03/stromausfall-tuerkei-ankara-istanbul](http://www.zeit.de/gesellschaft/zeitgeschehen/2015-03/stromausfall-tuerkei-ankara-istanbul) (Zuletzt geprüft am: 28.03.2020).
- [49] Robert M. Lee - SANS, Michael J. Assante - SANS, Tim Conway - SANS, "Analysis of the Cyber E-ISAC - Attack on the Ukrainian Power Grid," vol. 2016.
- [50] Berliner Morgenpost, *Erneut Stromausfall in Venezuela - Maduro spricht von Sabotage*. [Online] Link: [www.morgenpost.de/vermishtes/article226561929/Wieder-Blackout-in-Venezuela-Regierung-redet-von-Sabotage.html](http://www.morgenpost.de/vermishtes/article226561929/Wieder-Blackout-in-Venezuela-Regierung-redet-von-Sabotage.html) (Zuletzt geprüft am: 29.03.2020).
- [51] Kurier, *Blackout in Venezuela; Regierung sieht elektromagnetischen Angriff*. [Online] Link: [kurier.at/politik/ausland/blackout-in-venezuela-regierung-sieht-elektromagnetischen-angriff/400558538](http://kurier.at/politik/ausland/blackout-in-venezuela-regierung-sieht-elektromagnetischen-angriff/400558538) (Zuletzt geprüft am: 29.03.2020).

- [52] Die Presse, *Venezuela: Stromversorgung größtenteils wiederhergestellt*. [Online] Link: [www.diepresse.com/5663533/venezuela-stromversorgung-grosstenteils-wieder-hergestellt](http://www.diepresse.com/5663533/venezuela-stromversorgung-grosstenteils-wieder-hergestellt) (Zuletzt geprüft am: 29.03.2020).
- [53] WKÖ Abteilung für Statistik, "Länderprofil Venezuela," vol. 2019.
- [54] Zeit, *Blackout: Argentinien und Uruguay haben wieder Strom*. [Online] Link: [www.zeit.de/gesellschaft/zeitgeschehen/2019-06/blackout-argentinien-uruguay-stromausfall-mauricio-macri](http://www.zeit.de/gesellschaft/zeitgeschehen/2019-06/blackout-argentinien-uruguay-stromausfall-mauricio-macri) (Zuletzt geprüft am: 28.03.2020).
- [55] The New York Times, *Power Restored to Manhattan's West Side After Major Blackout*. [Online] Link: [www.nytimes.com/2019/07/13/nyregion/nyc-power-outage.html](http://www.nytimes.com/2019/07/13/nyregion/nyc-power-outage.html) (Zuletzt geprüft am: 28.03.2020).
- [56] Tagesschau.de, *Kompletter Stromausfall auf Teneriffa*. [Online] Link: [www.tagesschau.de/ausland/teneriffa-stromausfall-101.html](http://www.tagesschau.de/ausland/teneriffa-stromausfall-101.html) (Zuletzt geprüft am: 28.03.2020).
- [57] Ottendorf an der Rittschein, *RiS-Kommunal - Home - Gemeindeamt - Wissenswertes - Zahlen und Fakten*. [Online] Link: [www.ottendorf-rittschein.steiermark.at/system/web/fakten.aspx?menuonr=218669742](http://www.ottendorf-rittschein.steiermark.at/system/web/fakten.aspx?menuonr=218669742) (Zuletzt geprüft am: 26.03.2020).
- [58] Alfred Fasching, Christian Schwab, Ewald Deimel, Herbert Maierhofer, Richard Kapfensteiner, "Gemeinde Ottendorf an der Rittschein," 2020.
- [59] *Google Maps*. [Online] Link: [www.google.at/maps](http://www.google.at/maps) (Zuletzt geprüft am: 02.05.2020).
- [60] Dr. Rosa Maria Ernst, "Stromverbrauch Ärztezentrum," 2020.
- [61] Wasserversorgung Grenzland Südost, "Wasserversorgung Vulkanland-Broschüre-Notstrom," vol. 2019.
- [62] Bundesministerium für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus, *Wie funktioniert eine Kläranlage?*, *bmlrt.gv.at*. [Online] Link: [www.bmlrt.gv.at/wasser/wasserqualitaet/abwasserreinigung/klaeranlage.html?&sa=U&ei=J0M4VLYBEc3yasOLgeAG&ved=0CCgQFjAF&usg=AFQjCNGY4F8bj0hM0a6J\\_ZGaPzMFnuOU6w](http://www.bmlrt.gv.at/wasser/wasserqualitaet/abwasserreinigung/klaeranlage.html?&sa=U&ei=J0M4VLYBEc3yasOLgeAG&ved=0CCgQFjAF&usg=AFQjCNGY4F8bj0hM0a6J_ZGaPzMFnuOU6w) (Zuletzt geprüft am: 07.04.2020).
- [63] Bereichsfeuerwehrverband Fürstenfeld, *Freiwillige Feuerwehr Ottendorf*. [Online] Link: [www.bfvff.steiermark.at/desktopdefault.aspx/tabid-2218/](http://www.bfvff.steiermark.at/desktopdefault.aspx/tabid-2218/) (Zuletzt geprüft am: 25.05.2020).
- [64] Dr. Rosa Maria Ernst, *Hausarzt Dr. Rosa Maria Ernst*. [Online] Link: [www.dr-ernst.at/](http://www.dr-ernst.at/) (Zuletzt geprüft am: 25.05.2020).
- [65] Spar, *SPAR Ottendorf an der Rittschein - 8312 - 10*. [Online] Link: [www.spar.at/standorte/spar-ottendorf-an-der-rittschein-8312-10](http://www.spar.at/standorte/spar-ottendorf-an-der-rittschein-8312-10) (Zuletzt geprüft am: 25.05.2020).
- [66] *Digitaler Atlas Steiermark*. [Online] Link: [gis.stmk.gv.at/atlas/\(S\(zlu52kzc2zq3huvlu0q2dm2x\)\)/init.aspx?ks=das&karte=emptymap&cms=CMS\\_da&layout=gisstmk&template=gisstmk&styles=gisstmk&logo=gisstmk&project=dwBnAHUAXwBiADAAOQA3ADUAYwa2ADUAZAAwADEAYwa0AGQANABiADgAMgA1ADKAOQBjADQANABiADMANQA3ADcAYgA2ADkAXABNAGEAcwB0AGUAcgAxAA%3d%3d&redliningid=muox1fk0vawud0uomga13wis](http://gis.stmk.gv.at/atlas/(S(zlu52kzc2zq3huvlu0q2dm2x))/init.aspx?ks=das&karte=emptymap&cms=CMS_da&layout=gisstmk&template=gisstmk&styles=gisstmk&logo=gisstmk&project=dwBnAHUAXwBiADAAOQA3ADUAYwa2ADUAZAAwADEAYwa0AGQANABiADgAMgA1ADKAOQBjADQANABiADMANQA3ADcAYgA2ADkAXABNAGEAcwB0AGUAcgAxAA%3d%3d&redliningid=muox1fk0vawud0uomga13wis) (Zuletzt geprüft am: 23.10.2020).
- [67] Allgemeine Unfallversicherungsanstalt (AUVA), "Ersatz- und Notstromversorgung mit Zapfwellengeneratoren Report 42," vol. 2005.
- [68] Dipl.-Ing. Maria Aigner, "Sicherheit in aktiven Niederspannungsnetzen," *Dissertation*, 2015.

- [69] Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, "Die Asynchronmaschine Theorie Teil 2: Power Electronic Systems Laboratory,"
- [70] H. Mrugowsky, *Drehstrommaschinen im Inselbetrieb*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015.
- [71] Österreichs Energie in Kooperation mit OVE, "TAEV 2016 - Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 V: Bundeseinheitliche Fassung," vol. 2016.
- [72] APCS, *Synthetische Lastprofile - Power Clearing & Settlement - Lastprofile 2021*. [Online] Link: [www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile](http://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile) (Zuletzt geprüft am: 24.05.2020).
- [73] E-Control, "Sonstige Marktregeln Strom v3.7: Kapitel 6 - Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile,"
- [74] BdeW, *Standardlastprofile Strom*. [Online] Link: [www.bdeW.de/energie/standardlastprofile-strom/](http://www.bdeW.de/energie/standardlastprofile-strom/) (Zuletzt geprüft am: 15.07.2020).
- [75] R. W. Peter Esslinger, "Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte: 12. Symposium Energieinnovation, 15.-17.2.2012, Graz/Austria," vol. 2012.
- [76] Dr.-Ing Hermann Meier, Dipl. Ing. Christian Fünfgeld, Dipl. Ing. Thomas Adam, Prof. Dr. habil. Bernd Schieferdecker, "Repraesentative VDEW-Lastprofile: M-32/99," 1999.
- [77] E. Agneholm, *Cold load pickup*. Zugl.: Göteborg, Chalmers Univ. of Technol., Diss., 1999. Göteborg: Chalmers Univ. of Technol, 1999.
- [78] OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik, "OVE E 8101:2019-01-01," vol. 2019.
- [79] Fronius, *Solar.web*. [Online] Link: [www.solarweb.com/](http://www.solarweb.com/) (Zuletzt geprüft am: 25.08.2020).
- [80] A. Eberle GmbH & Co. KG, "Info-Brief Nr. 22 - Definitionen „Leistungsfaktor“ und „Strom-Verzerrungsblindleistung“,“ vol. 2013.
- [81] Prof. Dr.-Ing. J. Roth-Stielow, "Leistungsberechnung in Stromrichterschaltungen: Übungen Leistungselektronik 2," *Universität Stuttgart - Institut für Leistungselektronik und Elektrische Antriebe*.
- [82] Montanuniversität Leoben - Institut für Elektrotechnik, "Leistungen bei nicht-harmonischen Größen: Rechenübung zu elektrische Antriebstechnik - Arbeitsunterlagen," 2003.
- [83] OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik, "OEVE OENORM E 8001 1 A4," vol. 2009.
- [84] AUVA, "Mobile Stromaggregate für den Inselbetrieb,"
- [85] Niederösterreichischer Landesfeuerwehrverband - Abschnittsfeuerwehrkommando Groß-Enzersdorf, "Lernunterlage Maschinistenausbildung - Stromerzeuger im Feuerwehrdienst,"
- [86] Leroy Somer and Nidec, "Low Voltage Alternator - LSA 44.3 - 4 pole: 70 to 200 kVA - 50 Hz / 88 to 250 kVA - 60 Hz Electrical and mechanical data,"
- [87] Perkins Engines Company Limited Perkins Engines Company Limited, "1100 Series 1104D-E44TAG1 Diesel Engine – ElectropaK - Technical Data Sheet 1800 rpm,"
- [88] Perkins Engines Company Limited Perkins Engines Company Limited, "1100 Series 1104D-E44TAG1 Diesel Engine – ElectropaK - Technical Data Sheet 1500 rpm,"
- [89] Statistik-Austria, "Modellierung des Stromverbrauchs in den privaten Haushalten Österreichs nach unterschiedlichen Verwendungszwecken," vol. 2018.

- [90] Statistik-Austria, "Energiestatistik: Strom- und Gastagebücher 2008/2012/2016, im Auftrag der Energie-Control Austria und des BMNT: Durchschnittlicher Stromverbrauch eines Haushalts 2008, 2012 und 2016," Erstellt am Mar. 2018.
- [91] Adalbert Fritz, "Stromverbrauch Werkstätte," 2020.
- [92] Hörmann GesmbH, "Stromverbrauch Mühle," 2020.
- [93] Simon Birchbauer, "Stromverbrauch Spar," 2020.
- [94] DI Gerhard Bayer, Thomas Sturm, Simon Hinterseer, Dr. Herbert Greisberger, "Kennzahlen zum Energieverbrauch in Dienstleistungsgebäuden: Bericht über Kennzahlen zum Energieverbrauch in den Bereichen „Lebensmitteleinzelhandel“, „Nichtlebensmitteleinzelhandel“, „Beherbergung“, „Gastronomie“, „Bürogebäude“ und „Krankenhäuser“ im Rahmen des Projektes EV-DLB – Energieverbrauch im Dienstleistungssektor," 2011.
- [95] Leroy Somer and Nidec, "Low Voltage Alternator - LSA 49.3 - 4 pole: 660 to 1000 kVA - 50 Hz / 825 to 1250 kVA - 60 Hz Electrical and mechanical data,"
- [96] Perkins Engines Company Limited Perkins Engines Company Limited, "4000 Series 4008 TAG1A and 4008 TAG2A Diesel Engine - ElectropaK - Technical Data Sheet 1500 rpm,"
- [97] Perkins Engines Company Limited Perkins Engines Company Limited, "2500 Series 2506C-E15TAG1 & TAG2 Diesel Engine - ElectropaK - Technical Data Sheet 1500 rpm,"
- [98] Leroy Somer and Nidec, "Low Voltage Alternator - LSA 47.2 - 4 pole: 365 to 600 kVA - 50 Hz / 456 to 750 kVA - 60 Hz Electrical and mechanical data,"
- [99] Perkins Engines Company Limited Perkins Engines Company Limited, "1300 Series 1306C-E87TAG4 Diesel Engine - ElectropaK - Technical Data Sheet 1500 rpm,"
- [100] DigSILENT GmbH, "DigSILENT PowerFactory 2020 Benutzerhandbuch," 2020.
- [101] E-Control, "TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen," vol. 2019.
- [102] E-Control, "TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen," vol. 2019.
- [103] Dr. Johannes Reichl and MMag. Michael Schmidthaler, "Blackouts in Österreich: Bewertung der Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie: Endbericht Teil 1," vol. 2011.
- [104] Manuela Delapina, *Handwerkerkosten in Wien 2019*. [Online] Link: [https://wien.arbeiterkammer.at/beratung/konsumentenschutz/einkaufundrecht/Handwerkerkosten\\_2019.pdf](https://wien.arbeiterkammer.at/beratung/konsumentenschutz/einkaufundrecht/Handwerkerkosten_2019.pdf) (Zuletzt geprüft am: 12.10.2020).
- [105] Tank und Lager, *Tank und Lager*. [Online] Link: [www.tankundlager.com/](http://www.tankundlager.com/) (Zuletzt geprüft am: 12.10.2020).
- [106] Elmag, *Diesel Stromerzeuger & Dieselaggregate online kaufen*. [Online] Link: [www.elmag.at/de/stromerzeuger/diesel-stromerzeuger.html](http://www.elmag.at/de/stromerzeuger/diesel-stromerzeuger.html) (Zuletzt geprüft am: 12.10.2020).
- [107] HO-MA Stromerzeuger, *HO-MA Notstrom: Stromaggregate kaufen*. [Online] Link: [www.ho-manotstrom.de/](http://www.ho-manotstrom.de/) (Zuletzt geprüft am: 12.10.2020).

[108] Christoph Temmel BSc, "Regionales Blackoutmanagement mit dezentraler Versorgungsstrategie," *Masterarbeit Technische Universität Graz - Elektrische Anlagen und Netze*, 2020.