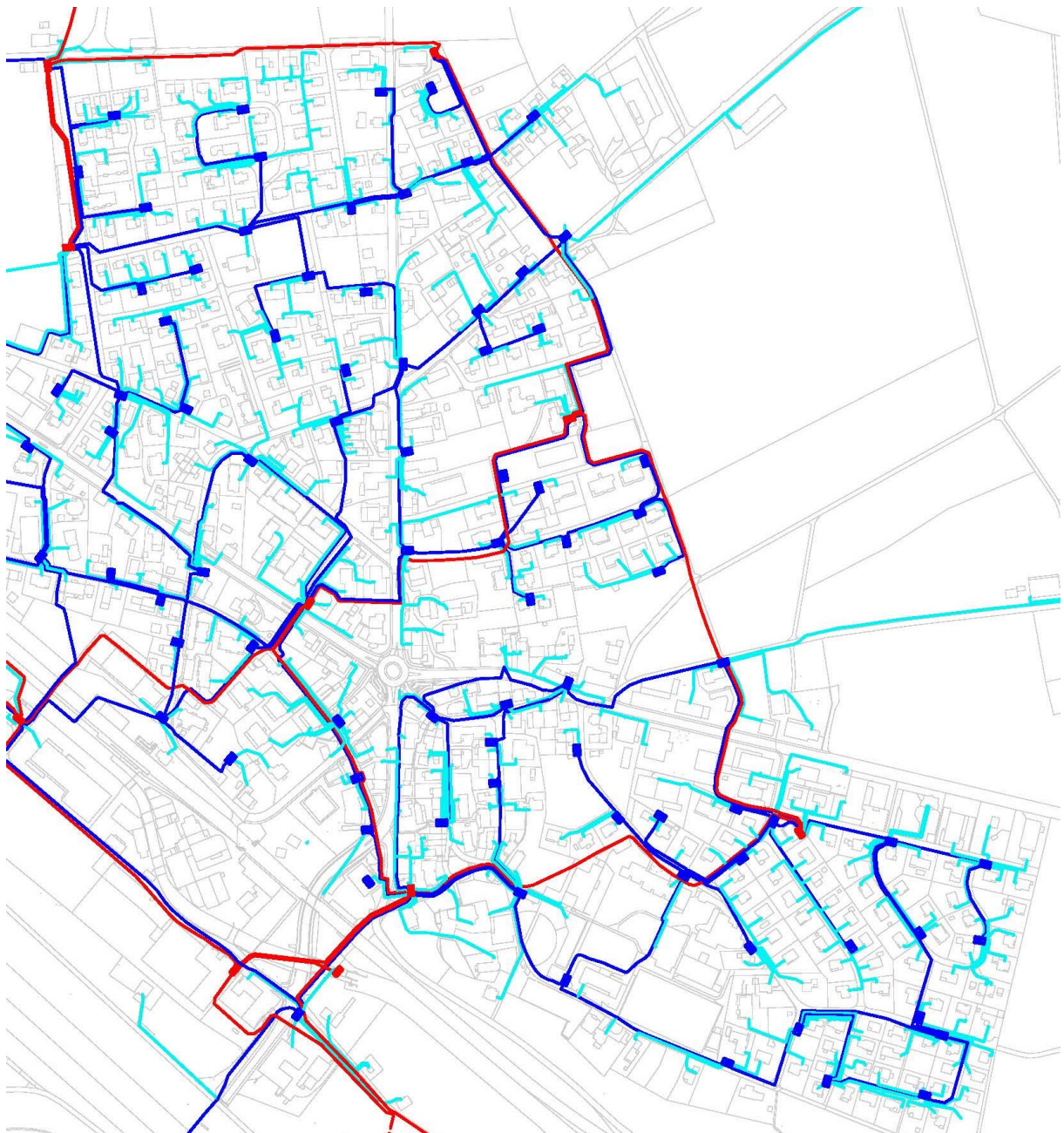


Grundlagenbericht Stromnetze Thurgau

mit Blick auf eine verstärkte dezentrale Stromproduktion

29. Oktober 2014



Auftraggeber

Departement für Inneres und Volkswirtschaft (DIV) Kanton Thurgau
Abteilung Energie

Lenkungsausschuss

Kaspar Schläpfer, Regierungsrat
Andreas Keller, Generalsekretär DIV
Andrea Paoli, Leiter Abteilung Energie

Projektleitung

Jörg Marti, Abteilung Energie

Auftragnehmer

EcoWatt AG, Bürglen

Autor

Martin Häni

Expertenteam

Ernst Haas	Werkbetriebe Frauenfeld
Urs Hengartner	Genossenschaft EW Münchwilen
Hans-Rudolf Menzi	Elektrizitätswerk Kanton Thurgau EKT
Daniel Moor	Axpo Power AG, Division Netze
Romano Zraggen (bis Mai 2014)	Verband Thurgauer Elektrizitätsversorgungen VTE
Roger Sonderegger (ab Juni 2014)	Verband Thurgauer Elektrizitätsversorgungen VTE

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung.....	1
1.1	Ausgangslage	1
1.2	Grobanalyse der Stromversorgung im Kanton Thurgau	1
1.3	Problemanalyse mit Blick auf die verstärkte dezentrale Stromproduktion	2
1.4	Lösungsansätze.....	3
1.5	Erkenntnisse	3
1.6	Handlungsempfehlungen für EVU's	4
1.7	Flankierende Massnahmen.....	4
2	Projektorganisation, Projektziele, Vorgehen	5
2.1	Projektorganisation	5
2.2	Projektziele	5
2.3	Vorgehen	6
3	Energiepolitische Weichenstellungen	8
3.1	Energiestrategie 2050 des Bundes	8
3.2	Grundlagenbericht: Konzept für einen Thurgauer Strommix ohne Kernenergie (DIV Kanton Thurgau, 12. September 2013) ..	9
3.3	Strategie Stromnetze; Detailkonzept im Rahmen der Energiestrategie 2050 (Bundesrat, 14. Juni 2013)	10
4	Aufbau und Betrieb der Verteilnetze	12
4.1	Historische Entwicklung der Stromversorgung	12
4.2	Netzebenen	12
4.3	Netzstrukturen	14
4.4	Maximale Belastung von elektrischen Betriebsmitteln.....	16
4.5	Spannungsqualität	16
4.6	Mechanische Festigkeit	17
4.7	Thermische Beanspruchung	17
4.8	Wirkleistungsverluste	18
4.9	Selektiver Netzschutz / Abschaltbedingungen.....	18
4.10	Netzregelung	18
5	Grobanalyse der Stromversorgung im Kanton Thurgau	19
5.1	Die Stromversorgung im Kanton Thurgau	19
5.2	Das überregionale Hochspannungsnetz (Axpo)	19
5.2.1	Einleitung	19
5.2.2	Überregionale Versorgung im Kanton Thurgau	20
5.2.3	Kenndaten Axponetz im Kanton Thurgau (April 2014) ..	21
5.3	Das regionale Mittelspannungsnetz (EKT)	21
5.4	Das kommunale Mittel- und Niederspannungsnetz	23
5.4.1	Strukturen und Rechtsformen.....	23
5.4.2	Unternehmensorganisation	24
5.4.3	Technischer Ist-Zustand der Verteilnetze	25

5.4.4	Zukünftige Herausforderungen der kommunalen Werke bezüglich der Verteilnetze	27
6	Problemanalyse im Zusammenhang mit der Netzankepfung von Elektrizitätserzeugungsanlagen EEA.....	28
6.1	Allgemeine Aspekte	28
6.2	Technische Problemanalyse	29
6.2.1	Grundsätzlich mögliche Beeinflussungen von EEA auf das Niederspannungsnetz (400V).....	29
6.2.2	Belastbarkeit der Betriebsmittel	30
6.2.3	Abschaltbedingungen	30
6.2.4	Kurzschlussströme	30
6.2.5	Spannungsanhebung	32
6.2.6	Schnelle, schaltbedingte Spannungsänderungen durch EEA	34
6.2.7	Oberschwingungen.....	35
6.2.8	Einhaltung des Spannungsbandes (+/- 10% der Versorgungsspannung)	36
6.2.9	Unsymmetrische Netzeinspeisungen (einphasige EEA).....	37
6.2.10	Netzverluste	38
6.2.11	Einfluss von EEA auf das Mittelspannungsnetz	40
6.2.12	Fallbeispiel	41
6.3	Netzsimulation.....	43
6.3.1	Allgemeines.....	43
6.3.2	Beschreibung des Simulationsobjekts	44
6.3.3	Szenarien	45
6.4	Ergebnisse	48
6.4.1	Elektrische Belastung der Transformatoren.....	49
6.4.2	Elektrische Belastung der Leitungen.....	49
6.4.3	Einhaltung des Spannungsbandes von +/- 10% der Nennspannung bei einer Versorgungsspannung von 420 Volt	50
6.4.4	Spannungsanhebungen.....	51
6.4.5	Kurzschlussleistungen	51
6.4.6	Netzverluste (Wirkverluste) im Niederspannungsnetz..	52
6.4.7	Blindleistungsverluste im Niederspannungsnetz	53
6.4.8	Abschaltbedingungen	53
6.4.9	Oberschwingungen.....	53
6.4.10	Spannungsanhebung im Mittelspannungsnetz (Netzebene 5).....	54
6.4.11	Lastflussrichtung an der Übergabestelle EKT / EW	55
6.4.12	Auswirkungen von Effizienzmassnahmen auf das Verteilnetz	55
6.5	Erkenntnisse aus der Netzsimulation	56

7	Lösungsansätze	59
7.1	Netzverstärkungen.....	60
7.2	Optimierter Einsatz der bestehenden Betriebsmittel.....	60
7.2.1	Anpassung der Sekundärspannung an den Transformatoren von 420 Volt auf 407 Volt	60
7.2.2	Optimierung der thermischen Kabelbelastung	61
7.2.3	Optimierung der thermischen Transformatoren- belastung	62
7.2.4	Vermaschter Betrieb des Niederspannungsnetzes	63
7.2.5	Automatisierte Netzsicherungen	64
7.2.6	Symmetrische Ausbildung des Drehstromsystems	64
7.3	Spannungsregelung im Verteilnetz	65
7.3.1	Dezentrale, thyristorbasierende Spannungsregler	65
7.3.2	Regelbare Verteilnetztransformatoren	65
7.3.3	1000 Volt Netz zur Spannungsstützung.....	66
7.4	Einbindung der Netznutzer in die Spannungsregelung und in die Lastflusssteuerung	66
7.4.1	Blindleistungsbereitstellung der EEA	66
7.4.2	Dezentrale Speicherung der elektrischen Energie	69
7.4.3	Steuerbare Lasten.....	71
7.4.4	Abregelung von Elektrizitätserzeugungsanlagen	72
7.5	Markteinbindung der Endkunden	72
7.6	Virtuelle Kraftwerke.....	74
7.7	Zusammenstellung der Lösungsansätze.....	74
7.8	Erkenntnisse	76
8	Handlungsempfehlungen für Netzbetreiber	78
8.1	Klärung von Versorgungsauftrag und Unternehmensstrategie ..	78
8.2	Analyse des aktuellen Netzzustandes.....	78
8.3	Empfohlene Massnahmen	79
8.3.1	Betrieb des Verteilnetzes optimieren	79
8.3.2	Blindleistungsregelung	79
8.3.3	Lastmanagement	79
8.3.4	Smart Metering.....	79
8.3.5	Netzüberwachung	79
8.3.6	Aufhebung der Sperrzeiten über die Mittagsstunden ...	80
8.4	Vorgehenskonzept.....	80
9	Flankierende Massnahmen.....	81

Anhänge

- A1 Literaturverzeichnis
- A2 Glossar
- A3 Schaltbilder
- A4 Zusammenfassung Grundlagenbericht "Thurgauer Strommix ohne Kernenergie"
- A5 Relevante Bundesgesetze, Verordnungen und Branchendokumente, die im Zusammenhang mit der Netzeinspeisung von EEA stehen
- A6 Theoretische Grundlagen

1 Zusammenfassung

1.1 Ausgangslage

Der energiepolitische Kurs im Kanton Thurgau ist auf eine erhöhte Energieeffizienz und auf eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien ausgerichtet. Im Grundlagenbericht "Konzept für einen Thurgauer Strommix ohne Kernenergie" sind diesbezüglich mögliche Ziele und Massnahmen erarbeitet worden. Der Regierungsrat des Kantons Thurgau hat in Anlehnung an diesen Bericht seine Schwerpunktziele sowie die Massnahmenpakete definiert. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 des Bundesrats sind ebenfalls umfassende Massnahmenpakete verabschiedet worden. Die kantonale Strategie harmonisiert mit der Energiestrategie des Bundes und unterstützt diese.

Energiepolitischer Kurs
Kanton Thurgau

Entsprechend der kantonalen Strategie wird von einem Anteil der dezentralen Stromproduktion am elektrischen Gesamtenergieverbrauch in diesem Bericht bis ins Jahr 2050 von 29% ausgegangen.

Die Energiestrategie von Bund und Kanton wirkt sich auch auf die Stromverteilnetze aus. Mit zunehmender Anzahl von dezentralen Stromerzeugungsanlagen werden die Koordination der Kraftwerke untereinander sowie die Netzregelung anspruchsvoller. Durch die Netzeinspeisung von Erzeugungsanlagen mit unbeeinflussbarer, unflexibler Stromproduktion, wie dies z.B. bei Wind- und Photovoltaik-Anlagen der Fall ist, kann es im Versorgungsnetz innert Sekunden zu Lastflussrichtungsänderungen, Spannungsanhebungen und -senkungen kommen. Herausforderung der Zukunft wird es somit sein, die stark fluktuierende Stromproduktion einerseits und den schwerbeeinflussbaren Stromkonsum andererseits, zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht halten zu können. Die Stromversorgung muss somit flexibler und "intelligenter" werden.

Auswirkungen auf die
Stromverteilnetze

Vor diesem Hintergrund wurde am 23. November 2011 vom Grossen Rat ein Antrag an den Regierungsrat eingereicht, einen Bericht über den Zustand und die Ausbaufähigkeit der bestehenden Stromnetze im Kanton Thurgau auszuarbeiten.

Antrag im Grossen Rat

1.2 Grobanalyse der Stromversorgung im Kanton Thurgau

Der Kanton Thurgau wird durch die Axpo Power AG und die SN Energie über Hochspannungsleitungen mit elektrischer Energie versorgt. Die regionale Verteilung der Energie wird durch das Elektrizitätswerk des Kantons Thurgau (EKT AG) sichergestellt. 108 Elektrizitätsversorgungsunternehmen¹ (EVU's) verteilen den Strom schliesslich an die Endverbraucher über den ganzen Kanton. Diese im Kanton Thurgau historisch gewachsenen kleinen Netzstrukturen weisen gewisse Vorteile, aber auch gewichtige Nachteile auf. Insbesondere mit Blick auf die Strommarktliberalisierung sowie auf die Energiestrategie des Bundes und des Kantons besteht diesbezüglich ein gewisser Handlungsbedarf.

Bezüglich der kleinen
Netzstrukturen besteht ein
gewisser Handlungsbedarf

Die Grobanalyse zeigt auf, dass die kommunalen Verteilnetze im Kanton Thurgau aus technischer Sicht die heutigen Anforderungen bezüglich Belastungsfähigkeit und Spannungsqualität gut erfüllen. Die Verteilnetze im Kanton

Hoher Ausbaustandard und
hohe Versorgungssicherheit

¹ Stand 01.01.2014

Thurgau verfügen über einen hohen Ausbaustandard, der sich auch positiv auf die Versorgungssicherheit auswirkt. Die EVU's investieren viel und regelmässig in den Ausbau ihrer Netze.

1.3 Problemanalyse mit Blick auf die verstärkte dezentrale Stromproduktion

Negative Auswirkungen auf das Verteilnetz und den Netzbetrieb müssen vermieden werden

Der Parallelbetrieb von dezentralen, fluktuierenden Elektrizitätserzeugungsanlagen (EEA) mit dem öffentlichen Verteilnetz darf nicht dazu führen, dass sich der Betrieb dieser Anlagen negativ auf den Netzbetrieb, die Versorgungssicherheit oder auf andere Netznutzer (Endverbraucher, Produzenten) auswirken. Die diesbezüglichen Normen und Richtlinien müssen auch zukünftig eingehalten werden können. Für die EVU's stehen insbesondere folgende Punkte im Fokus:

- Netzurückwirkungen (Spannungsschwankungen, Spannungsverzerrungen)
- Lastflussrichtungsänderungen (Richtungsänderungen der elektrischen Leistung im Verteilnetz)
- Belastbarkeit der Betriebsmittel (Transformatoren, Leitungen)
- Netzabschaltungen im Störfall
- Betriebliche Netzsicherstellungen

Nachbildung eines typischen Verteilnetzes in einem Netzberechnungsprogramm

Um für den Kanton Thurgau allgemeingültige Aussagen bezüglich der Integrationsfähigkeit von dezentralen Elektrizitätserzeugungsanlagen machen zu können, wurde das elektrische Verteilnetz einer typischen, mittelgrossen Thurgauer Gemeinde 1:1 in einer Computersimulation nachgebildet und einem "Stresstest" unterzogen. In vier Szenarien, die sich an den Schwerpunktszielen des Regierungsrats bezüglich dem Zubau von dezentralen EEA orientieren, wurden die elektrischen Leistungen der dezentralen Anlagen sukzessive erhöht und analysiert. Es zeigte sich, dass die Integrationsfähigkeit von Elektrizitätserzeugungsanlagen in das öffentliche Netz ganz entscheidend von der Netzstruktur abhängt. Je ländlicher ein Versorgungsgebiet ausgeprägt ist, desto schneller müssen Netzverstärkungen eingeleitet werden. Bei kompakten Dorfnetzen beträgt die Aufnahmefähigkeit von EEA ohne netzseitige Massnahmen rund 5 bis 10% der Gesamtenergie. In städtischen Netzen ist dieser Anteil entsprechend höher, in ländlichen Agglomerationen entsprechend tiefer. Gerade auf dem Land werden aber überdurchschnittlich viele und grössere EEA an das Niederspannungsnetz angeschlossen. Netzverstärkungen sind hier oft unumgänglich.

Die Aufnahmefähigkeit von EEA in Dorfnetzen liegt bei rund 5 bis 10 % der Gesamtenergie
Entscheidend hierfür ist die vorhandene Netzstruktur

Die Einhaltung der Spannungsqualität erweist sich als grösste Herausforderung

Die durchgeführten Netzsimulationen zeigen eindrücklich auf, dass die grösste Herausforderung bezüglich der Integrationsfähigkeit von EEA bei der Einhaltung der Spannungsqualität (z.B. Spannungsschwankungen) im Niederspannungsnetz liegt. Interessant ist die Feststellung, dass sich die diesbezüglichen netzseitigen Problemfälle zeitlich oft auf wenige Stunden pro Jahr beschränken. Kritisch sind meistens diejenigen Schwachlastzeiten (wenige elektrische Verbraucher am Netz), in denen die Elektrizitätserzeugungsanlagen ihre maximale Leistung ins Netz einspeisen.

Die dezentrale, fluktuierende Stromproduktion stellt für das Mittelspannungsnetz bezüglich Spannungshaltung und Lastfluss kein Problem dar. Der Bericht fokussiert sich deshalb auf das Niederspannungsnetz.

1.4 Lösungsansätze

Bei der Erarbeitung von Lösungsansätzen geht es in erster Linie darum, die Integrationsfähigkeit von EEA zu erhöhen und gleichzeitig die Versorgungsqualität auch zukünftig sicherzustellen.

Die Lösungsansätze lassen sich in fünf Kategorien einteilen:

1. Netzverstärkung

Dieser konventionelle Lösungsansatz steht wegen der hohen Investitionskosten nur dann im Vordergrund, wenn keine anderen, "intelligenteren" Massnahmen umgesetzt werden können.

Die Lösungsansätze können in fünf Kategorien eingeteilt werden

2. Optimierter Einsatz der bestehenden Netzinfrastrukturen

In den bestehenden Verteilnetzen ist ein nicht zu unterschätzendes betriebliches Optimierungspotenzial vorhanden. Dieses Potenzial gilt es prioritär zu nutzen.

3. Spannungsregelung im Niederspannungsnetz

Neue Technologien wie regelbare Verteilnetztransformatoren oder dezentrale Spannungsregler ermöglichen es, die Spannung je nach Lastfall zu stützen. Diese Lösungsansätze sind punktuell in eher ländlichen Agglomerationen prüfenswert.

4. Einbindung der Netznutzer in die Spannungsregelung und in die Lastflusssteuerung

Durch eine einfach zu realisierende Blindleistungsregelung bei den EEA kann die Spannungserhöhung im Verteilnetz reduziert werden. Durch den Einsatz von dezentralen, elektrischen Energiespeichern kann nicht nur Angebot und Nachfrage von elektrischer Energie besser aufeinander abgestimmt, sondern auch die Lastfluss und die Spannungshaltung positiv beeinflusst werden.

5. Markteinbindung der Endkunden (dynamische Tarife)

Das tageszeitabhängige Konsumverhalten kann zukünftig über den Preis beeinflusst werden. Neue Technologien stehen bereits zur Verfügung (Smart Metering). Je nach Angebot und Nachfrage am Strommarkt schwanken die Strompreise entsprechend. Der Stromkunde wird sein Verbraucherverhalten den Marktgegebenheiten anpassen und das Verteilnetz kann so entsprechend entlastet werden.

Die Lösungsansätze 2. und 4. wurden auf ihre Wirksamkeit hin im Netzmodell untersucht und analysiert.

1.5 Erkenntnisse

Die Aufnahmefähigkeit von dezentralen EEA in das örtliche Verteilnetz lässt sich mit einfachen Massnahmen und gesamthaft gesehen ohne grössere Investitionen auf 15% bis 20% der Gesamtenergie erhöhen. In städtischen Verteilnetzen liegt dieser Anteil bei schätzungsweise 20% bis 30%.

Die Aufnahmefähigkeit lässt sich in dörflichen Verteilnetzen mit einfachen Massnahmen auf 15 bis 20 % der Gesamtenergie erhöhen

Weniger positiv sieht die Situation in ländlichen Gebieten aus. Hier sind auch mit den beschriebenen Massnahmen Netzverstärkungen vielfach unumgänglich. Das Investitionsvolumen für diese Netzverstärkungen wird hier bis ins Jahr 2050 auf 160 bis 240 Mio. CHF geschätzt. Die anfallenden Kosten wer-

den gemäss der heute gültigen Gesetzgebung zu einem grossen Teil einerseits vom Eigentümer der EEA (Anschlussleitung) und andererseits durch die Netzgesellschaft swissgrid (Verstärkungen im Verteilnetz) getragen.

1.6 Handlungsempfehlungen für EVU's

Anhand der Erkenntnisse aus diesem Bericht werden den Elektrizitätsversorgungsunternehmen Empfehlungen im Sinne eines Vorgehenskonzeptes unterbreitet. Im Vordergrund stehen dabei Massnahmen wie "Analyse der Verteilnetze" und "betriebliche Verteilnetzoptimierung". Ebenfalls wird hier angeregt, die Verteilnetze Schritt für Schritt in Richtung "intelligente Netze" auszubauen.

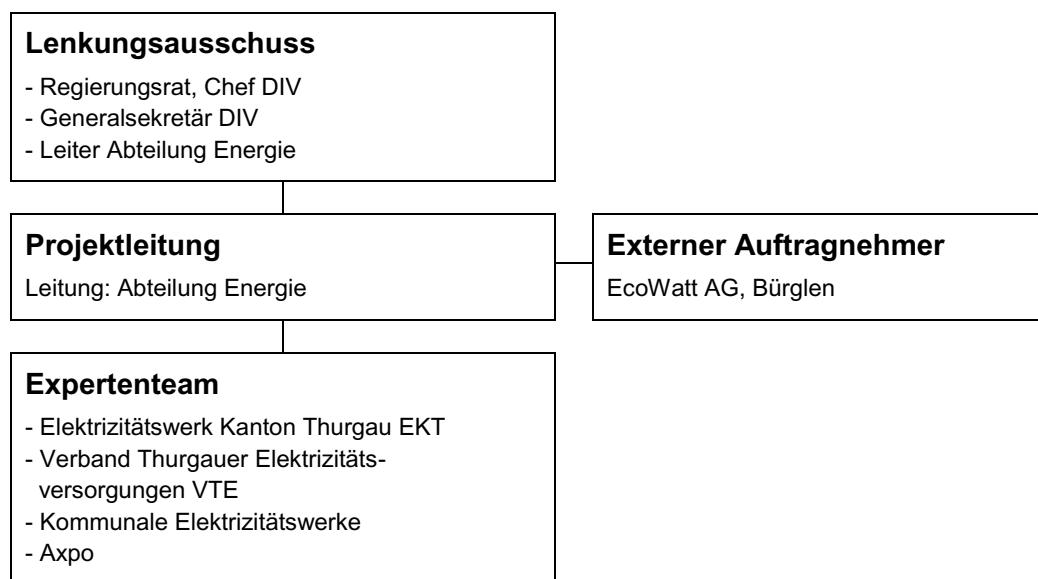
1.7 Flankierende Massnahmen

Bei den flankierenden Massnahmen geht es in erster Linie darum, das eigentliche Ziel dieser Arbeit, die Integrationsfähigkeit von EEA in die Verteilnetze zu erhöhen, zu festigen. Massnahmen zur Wissensvermittlung stehen dabei im Vordergrund. Im Weiteren werden die EVU's dazu motiviert, die in diesem Bericht skizzierten zukünftigen Herausforderungen für ihr Unternehmen ebenfalls zu analysieren und entsprechende Massnahmen einzuleiten.

2 Projektorganisation, Projektziele, Vorgehen

2.1 Projektorganisation

Die Projektorganisation für die Ausarbeitung dieser Studie setzt sich wie folgt zusammen:



- Der **Lenkungsausschuss** definiert die strategischen Zielvorgaben.
- Die **Projektleitung** übernimmt die strategische und operative Leitung des Projekts und begleitet den externen Auftragnehmer.
- Das **Expertenteam** bringt in Workshops ihr Fachwissen ein und hinterfragt kritisch den sachlichen Inhalt der Studie.
- Als **externer Auftragnehmer** ist die EcoWatt AG für die Ausarbeitung dieser Studie verantwortlich.

2.2 Projektziele

Mit dem Projekt werden folgende Ziele verfolgt:

- In einer ersten Analysephase sollen die Erkenntnisse aus bereits veröffentlichten Studien und bestehende Branchendokumente zum Thema "Dezentrale Netzeinspeisung" gesammelt und auf den Kanton Thurgau adaptiert werden.
- Das bestehende Stromnetz des Kantons Thurgau soll in seiner Struktur und Leistungsfähigkeit grob analysiert und beurteilt werden. Der Fokus der Untersuchungen richtet sich dabei auf die kommunalen Verteilnetze.

- An einem reellen Modellnetz soll die Auswirkung von dezentralen Elektrizitätserzeugungsanlagen auf das Versorgungsnetz berechnet und analysiert werden.
- Aus den Erkenntnissen sollen geeignete Massnahmen abgeleitet werden, die sicherstellen, dass das Stromnetz den zukünftigen Anforderungen der vermehrten dezentralen Einspeisung gerecht wird.
- Die finanziellen Auswirkungen der Massnahmen sollen abgeschätzt und mögliche Kostenträger definiert werden.
- Es soll ein Leitfaden erstellt werden, welcher den Elektrizitätsversorgungsunternehmen die nötigen Schritte aufzeigt, um ihre Netzinfrastruktur für ihre dezentrale Stromerzeugung fit zu machen.

2.3 Vorgehen

Politische Weichenstellungen

In einem ersten Schritt werden die für diese Studie relevanten politischen Weichenstellungen erörtert:

- Energiestrategie 2050 des Bundes.
- Grundlagenbericht: Konzept für einen Thurgauer Strommix ohne Kernenergie.
- Strategie Stromnetze; Detailkonzept im Rahmen der Energiestrategie 2050.

Relevante Gesetze, Verordnungen und Branchendokumente werden im Anhang aufgeführt.

Aufbau und Betrieb von Verteilnetzen

Damit der branchenfremde Leser die technischen Zusammenhänge bezüglich Aufbau und Betrieb von Verteilnetzen besser verstehen kann, ist ein Kapitel den diesbezüglichen elektrotechnischen Grundlagen gewidmet. Vertiefte elektrotechnische Grundlagen sind im Anhang aufgeführt.

Ist-Stand Stromversorgung Kanton Thurgau

Die Strukturen der elektrischen Energieversorgung im Kanton Thurgau sind vielschichtig und heterogen. Eine Grobanalyse zeigt den Ist-Stand der Stromversorgung auf und skizziert zukünftige Herausforderungen.

Problemanalyse

Ausführlich widmet sich die Studie anschliessend der Problemanalyse. Es wird aufgezeigt, welche Auswirkungen die dezentrale Einspeisung auf die Verteilnetze hat. Mit Beispielen werden die verschiedenen Problemfälle erläutert. An einem reellen Fall wird erklärt, wie in der Praxis ein Anschlussgesuch einer Elektrizitätserzeugungsanlage (EEA) beurteilt wird. Um die Problematik von dezentralen Einspeisungen reell analysieren zu können, wird die Topologie eines typischen Versorgungsnetzes (mit Ein- und Ausspeisungen) aus dem Kanton Thurgau in einem Netzsimulationsprogramm nachgebildet; die in diesem Zusammenhang relevanten Berechnungen (Lastfluss, Kurzschluss, Spannungshaltung) werden durchgeführt. Zuerst wird dabei der Ist-Stand untersucht. Anschliessend wird der Anteil an dezentral erzeugter elektrischer Energie sukzessive erhöht und das Versorgungsnetz einem "Stresstest" un-

terzogen. Die relevanten Erkenntnisse aus der Problemanalyse, bezogen auf den Kanton Thurgau, werden zusammengefasst.

Im nächsten Schritt werden die theoretischen Problemlösungen beschrieben. Im Simulationsmodell werden diese nachgebildet und auf ihre Wirksamkeit hin untersucht.

Problemlösungsansätze

Die Erkenntnisse aus den untersuchten Lösungsansätzen werden zusammengefasst und die Kosten für Netzverstärkungen berechnet.

Erkenntnisse

Handlungsempfehlungen sollen den Elektrizitätsversorgungsunternehmen einen möglichen Weg aufzeigen, wie ihre Verteilnetze - unter Berücksichtigung zunehmender dezentraler Einspeisungen - zukünftig ausgestaltet werden können.

Handlungsempfehlungen

Mit flankierende Massnahmen soll die Integrationsfähigkeit von Elektrizitätserzeugungsanlagen in die Verteilnetze erhöht werden.

Flankierende Massnahmen

3 Energiepolitische Weichenstellungen

3.1 Energiestrategie 2050 des Bundes

Im Mai 2011 stellte der Bundesrat die Energiestrategie 2050 mit dem Verzicht auf den Einsatz von Kernkraftwerken vor. Es wurden folgende für die Stromversorgungsnetze relevanten Prioritäten und quantitativen Ziele festgelegt:

Stromverbrauch senken

- Stromverbrauch senken: Der durchschnittliche Stromverbrauch pro Person und Jahr soll gegenüber dem Referenzjahr 2000 bis 2020 um 3 % und bis 2035 um 13 % abnehmen.

Erneuerbare Energien ausbauen

- Erneuerbare Energien ausbauen: Die inländische Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien soll im Jahr 2020 bei mindestens 4'400 GWh und 2035 bei mindestens 14'500 GWh liegen. 2012 lag der Anteil bei 2'200 GWh (entspricht 3% der Netto-Elektrizitätsproduktion).

Stromnetze ausbauen

- Stromnetze ausbauen: Die Verteilnetze müssen infolge der zunehmenden dezentralen Einspeisungen aus- und umgebaut werden. Die geschätzten Kosten dafür liegen je nach Szenario zwischen 2.3 und 7.5 Milliarden Franken bis 2035 und 3.9 bis 12.6 Milliarden Franken bis 2050.

Botschaft zur Energiestrategie 2050 vom 4. September 2013

Der Elektrizitätsverbrauch liegt gemäss Energiestrategie 2050 und, wenn alle geplanten Massnahmen konsequent umgesetzt werden können, im Jahr 2020 bei 59'000 GWh, im Jahr 2035 bei 58'000 GWh und 2050 bei 61'000 GWh. Im Verkehrssektor steigt der Stromverbrauch mit der Elektrifizierung des Verkehrs bis 2020 auf rund 4'000 GWh. Im Industrie- und Dienstleistungsbereich stabilisiert sich der Stromverbrauch bei 37'000 GWh und bei den Haushalten sinkt der Stromverbrauch bis 2020 auf 37'000 GWh.

Die Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien soll, wie oben erwähnt, von 4'400 GWh (2020) auf 14'500 GWh (2035) und 24'220 GWh (2050) steigen.

Der Strommix aus neuen erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) setzt sich wie folgt zusammen:

Abbildung 1:
Stromproduktion Erneuerbare
(Quelle: Prognos 2012)

	2010 [GWh]	2020 [GWh]	2035 [GWh]	2050 [GWh]
Photovoltaik	80	1'260	10'220	19'770
Windenergie	40	660	1'760	4'260
Geothermie	0	200	1'430	4'390
Biomasse (Holz)	140	600	1'210	1'240
Biogas	80	460	1'480	1'580

3.2 Grundlagenbericht: Konzept für einen Thurgauer Strommix ohne Kernenergie (DIV Kanton Thurgau, 12. September 2013)

Im Grundlagenbericht "Konzept für einen Thurgauer Strommix ohne Kernenergie"² sind folgende, für diese Studie relevanten Punkte, aufgeführt:

Der jährliche Stromverbrauch liegt im Kanton Thurgau aktuell bei rund 1'700 GWh. Rund 63 GWh stammen aus neuen erneuerbaren Energiequellen und 11 GWh werden mit Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen produziert. Als Referenzentwicklung wird, ohne zusätzliche Massnahmen, von einem Anstieg der Stromnachfrage bis 2050 auf 2'000 GWh/a ausgegangen.

Aktueller Stromverbrauch
Kanton Thurgau

Das Potenzial zur Reduktion der Stromnachfrage wird auf 440 GWh/a geschätzt, wobei 240 GWh/a auf den Sektor Industrie und Dienstleistungen und 200 GWh/a auf die Haushalte entfallen (ohne Berücksichtigung von Wachstumseffekten).

Potenzial zur Reduktion der
Stromnachfrage

Bei der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien sieht der Bericht ein Potenzial zwischen 900 bis 1'700 GWh/a. Das weitaus grösste Potenzial weist mit über 1'000 GWh/a die **Photovoltaik** aus. Angestrebt wird das Ziel, 360 GWh/a des technisch-ökologischen Potenzials zu nutzen (dies entspricht einer PV-Fläche von 8-10 m² pro EinwohnerIn). Die **Wasserkraft** weist im Kanton Thurgau nur ein kleines Potenzial von 9 GWh/a auf (vor allem durch die Sanierung bestehender Anlagen). Bei der **Geothermie** wird das Potenzial (vorsichtig) auf 360 GWh/a geschätzt. Hier sind bezüglich der Realisierung noch einige technische und wirtschaftliche Unsicherheiten vorhanden. Gemäss den strategischen Zielen des Regierungsrats soll bis 2022 ein erstes Geothermiekraftwerk ans Netz gehen. Das **Energieholzpotenzial** zur Strom- und Wärmeproduktion über Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK) wird auf 40 GWh_{el}/a geschätzt. Bei der Nutzung **biogener Abfälle** für die Stromproduktion sieht man ein Potenzial von 34 GWh/a. Bei der **Windenergie** liegt nur eine grobe Abschätzung von 20 bis 100 GWh/a vor.

Potenzial Stromproduktion
aus Erneuerbaren

Einen wesentlichen Beitrag zur Stromproduktion im Kanton Thurgau sollen **fossil betriebene WKK-Anlagen leisten**. Je nach Szenario wird bis 2050 von einer elektrischen Energieproduktion von 90, respektive 220 GWh/a ausgegangen.

Im Grundlagenbericht werden zwei Strategievarianten mit unterschiedlichen Zielen zur Stromnachfrage skizziert (siehe Anhang A4).

² Grundlagenbericht: Konzept für einen Thurgauer Strommix ohne Kernenergie 12. September 2013
Ernst Basler+ Partner

Konzept des Regierungsrates

Der **Regierungsrat** bevorzugt einen Mix aus diesen beiden Varianten und schlägt bis ins Jahr 2020 vor:

- Die Umsetzung der Effizienzmassnahmen und damit die Stabilisierung bzw. Senkung der Stromnachfrage hat oberste Priorität. Entsprechend sollen sich die Effizienzziele nach der Strategievariante 2 richten. Bis 2020 soll die Stromnachfrage von 1'675 GWh im Jahr 2010 auf 1'630 GWh/a gesenkt werden.
- Der Ausbau von Elektrizitätserzeugungsanlagen im Kanton Thurgau soll sich an einem Mittelweg zwischen den Strategievarianten 1 und 2 orientieren. Bis 2020 sollen zusätzlich 70 GWh/a erneuerbare elektrische Energie produziert werden.
- Die flexible Stromproduktion von fossil betriebenen Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK) soll zukünftig vermehrt genutzt werden. Bis 2020 sollen rund 70 GWh/a elektrische Energie von diesen Anlagen produziert werden (Strategievariante 1).

Der Regierungsrat hält fest, dass die kantonale Strategie mit der Energiestrategie 2050 des Bundes harmonisiert.

3.3 Strategie Stromnetze; Detailkonzept im Rahmen der Energiestrategie 2050 (Bundesrat, 14. Juni 2013)

Leitlinien für den Ausbau der Stromnetze

Die Bestimmung des Bedarfs an Netzinfrastruktur im Rahmen der Netzplanung nimmt im Zusammenhang mit der Umsetzung der Energiestrategie 2050 eine bedeutende Rolle ein. Damit die Netzbetreiber ihre Verantwortung für die Netzentwicklung wahrnehmen können, sollen grundsätzliche Vorgaben zum Um- und Ausbau der Stromnetze in Form von Leitlinien beschlossen werden. Dabei sind aber vom Bund keine Veränderungen der Planungskompetenzen vorgesehen. Bei der Zielsetzung der Strategie Stromnetze steht die Erhöhung der Planungs- und Investitionssicherheit im Vordergrund. Nachfolgend wird auf die wesentlichen Punkte der Strategie bezüglich der Verteilnetze eingegangen.

Strategische Stossrichtung

Der Bund sieht bei den Verteilnetzen folgende strategische Stossrichtung und stuft diese als dringlich ein:

Flexibilität der Stromversorgungssysteme

- Die Flexibilität des Stromversorgungssystems muss durch die zunehmend volatilere Stromproduktion als Ganzes erhöht werden.

Abregelung, Abschaltung und Speicherung

- Neben einer ausreichend dimensionierten und intelligenten Netzinfrastruktur sind die Abregelung oder Abschaltung von dezentralen Elektrizitätserzeugungsanlagen, auch aus erneuerbaren Energien, sowie zentrale und dezentrale Speicherkapazitäten von grosser Bedeutung.

Koordination Netzbetrieb und -planung

- Die Koordination zwischen Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern muss nicht nur den Betrieb, sondern auch die Netzplanung umfassen.

- Die Versorgungsnetze müssen schrittweise in Richtung intelligente Netze weiterentwickelt werden. Smart Grid
- Mess-, Kommunikations- und Steuertechnik in den Verteilnetzen – auch in Richtung Endverbraucher – sind erforderlich, um die Vielzahl von dezentralen Einspeisungen kosteneffizient und ohne negative Auswirkungen auf den Betrieb der Verteilnetze integrieren zu können. Smart Metering

Die Netzbetreiber sollen einen bedarfsgerechten Netzausbau berücksichtigen und gemäss dem sogenannten NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau) vorgehen. Das Prinzip besagt, dass die Netzoptimierungen grundsätzlich einer Verstärkung vorzuziehen sind und diese wiederum Priorität vor Netzausbauten haben. NOVA-Prinzip

Die Netzbetreiber sind angehalten, in ihren Mehrjahresplänen (Netzebenen 1, 2 und 3) die technischen Netzplanungsgrundsätze in folgenden Bereichen zu berücksichtigen:

- Netzsicherheitsrelevante Betrachtungen
- Lastfälle
- Spannungshaltung
- Leistungsflussberechnungen
- Kurzschlussstromberechnungen
- Angaben zur Stabilität
- Betrachtung zur Versorgungszuverlässigkeit

Die Verantwortung für die Netzentwicklung und die Bedarfsermittlung liegt bei den Netzbetreibern.

Der Bundesrat will die Strategie zum Um- und Ausbau der Stromnetze gesetzlich verankern. Bis im Herbst 2014 sollen die gesetzlichen Grundlagen für die künftige Entwicklung der Stromnetze vorliegen.

4 Aufbau und Betrieb der Verteilnetze

4.1 Historische Entwicklung der Stromversorgung

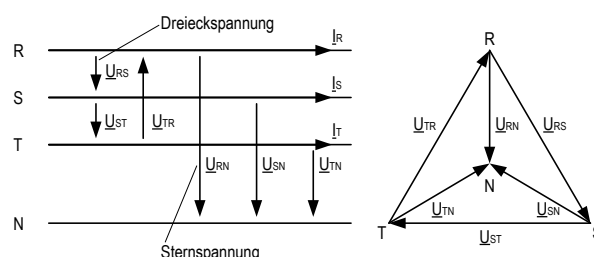
Zu Beginn der Elektrifizierung in der Schweiz musste die Stromerzeugung noch in unmittelbarer Umgebung der Stromkonsumenten erfolgen. Um Strom über grössere Distanzen transportieren zu können, waren höhere Spannungsebenen notwendig. Erst durch den Einsatz von Transformatoren konnte die Spannung nach Belieben von einer tiefen in eine hohe Netzspannung, oder umgekehrt, umgewandelt werden. Somit konnte der Strom auch über grosse Distanzen transportiert und verteilt werden. Bedingt durch den ständig steigenden Bedarf an elektrischer Energie bildete sich die Struktur, wie wir sie heute kennen: die zentrale Stromproduktion in Grosskraftwerken, die überregionale Stromübertragung (Hochspannungsnetze) mit Ankopplung an das Europäische Verbundsystem (UCTE-Netz), die regionale Stromverteilung (Mittelspannungsnetze) sowie schliesslich die lokale Verteilung in Niederspannungsnetzen. In der Folge bildeten sich einerseits grössere Stromkonzerne wie zum Beispiel NOK (heute Axpo), Atel (heute Alpiq) und BKW, die sowohl Kraftwerke wie auch Übertragungsnetze betrieben; andererseits entstanden regionale und lokale Elektrizitätswerke, die in erster Linie als Netzbetreiber und Stromlieferanten auftraten.

4.2 Netzebenen

Der Begriff "Netze" umfasst sämtliche für die Übertragung von elektrischer Energie notwendigen Betriebsmittel wie Freileitungen, Kabel, Transformatoren und Schaltanlagen. Die elektrische Energie kann über einphasige Systeme, Drehstromsysteme (50 Hz) oder über Hochspannungsgleichstromsysteme (HGÜ) übertragen werden. Einphasige Systeme werden vorwiegend für Bahnstromnetze eingesetzt. Aus historischen Gründen werden diese mit einer Frequenz von $16 \frac{2}{3}$ Herz betrieben. Aus wirtschaftlichen Überlegungen setzt man für Übertragungsleitungen mit einer Länge von über 500 km sogenannte Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen ein (diese Technologie wird in der Schweiz nicht eingesetzt).

Das öffentliche Versorgungsnetz ist dreiphasig aufgebaut (Drehstromsystem; 50 Hz). Die einzelnen Netzelemente können dabei im Dreieck oder Stern geschaltet werden.

Abbildung 2:
Zählpeile in einem Vier-
leitersystem



In der elektrischen Energieversorgung haben sich im Laufe der Zeit verschiedene Netzebenen etabliert. Sie werden nach ihren Nennspannungen üblicherweise in vier Gruppen eingeteilt:

- Höchstspannungsnetze 220'000 V; 380'000V
- Hochspannungsnetze 50'000 V; 110'000 V; 132'000 V
- Mittelspannungsnetze 6'000 V; 10'000 V; 20'000 V (17'000 V); 35'000 V
- Niederspannungsnetze 230 V (Stern-) / 400 V (Dreieckspannung)

In der Schweiz unterscheidet man sieben Netzebenen:

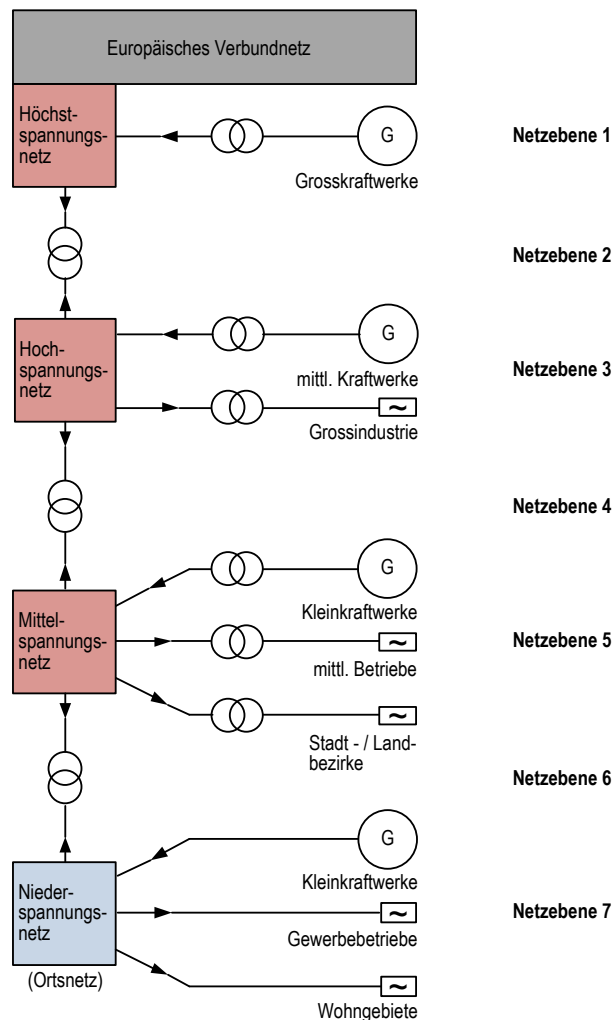


Abbildung 3:
Netzebenen in der Schweiz

In den Netzebenen 2, 4 und 6 wird die jeweilige Spannung über Transformatoren von einer höheren in eine tiefere Spannung umgewandelt.

In dieser Studie stehen die Netzebenen NE 5 bis 7 im Fokus der Untersuchungen. Das Mittel- und das Niederspannungsnetz sind starr miteinander gekoppelt. In den Unterwerken (NE 4) besteht die Möglichkeit, mit einem unter Last schaltbaren Stufenschalter die Netzspannung aktiv zu ändern. Die Verteiltransformatoren (NE 6) verfügen ebenfalls über einen Stufenschalter. Allerdings lassen sich diese nicht unter Lastbedingungen schalten.

4.3 Netzstrukturen

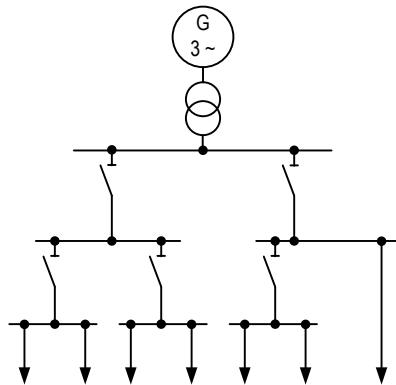
Versorgungssicherheit

Die Struktur eines Netzes muss sowohl auf wirtschaftliche wie auch auf technische Aspekte abgestimmt werden. Einen hohen Stellenwert nimmt auch die Versorgungssicherheit ein. Ein Netz gilt als hinreichend versorgungssicher, wenn es das sogenannte (n-1)-Kriterium erfüllt. Das (n-1)-Kriterium ist dann erfüllt, wenn beim Ausfall eines Betriebsmittels (z.B. bei einem Kurzschluss auf einer Kabelanlage) der Netzbetrieb – zum Beispiel durch Netzsicherungen - aufrecht erhalten werden kann. Die Einhaltung des (n-1)-Kriterium ist nur bei ausreichender Redundanz möglich. Wichtige Versorgungsleitungen werden deshalb vielfach als Ringleitung ausgeführt.

Es wird zwischen unvermaschten und vermaschten Netzen unterschieden. Merkmale eines unvermaschten Netzes (auch Strahlennetz genannt) im Vergleich zum Maschennetz sind:

- Geringere Versorgungssicherheit
- Grösserer Spannungsfall (abhängig von der Netzbelastung und der Netzimpedanz)
- Grössere Wirkverluste auf den Leitungen
- Kleinere Kurzschlussströme und -leistungen

Abbildung 4:
Strahlennetz



Umgekehrt weist das Maschennetz (auch das Ringnetz fällt unter diese Bezeichnung) im Vergleich zum Strahlennetz folgende Unterschiede aus:

- Höhere Versorgungssicherheit
- Kleinerer Spannungsfall
- Kleinere Wirkverluste
- Grössere Kurzschlussströme und -leistungen

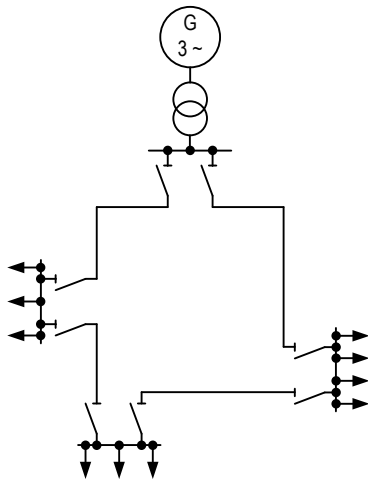


Abbildung 5:
Maschen- oder Ringnetz

Da die beiden oben beschriebenen Versorgungsstrukturen auch Nachteile aufweisen, wird häufig eine flexible Lösung bevorzugt: Das Versorgungsnetz wird als vermaschtes Netz ausgebildet aber so aufgetrennt, dass mehrere, nichtvermaschte Strahlennetze entstehen. Damit werden im ungestörten Betrieb die Vorteile des Stahlnetzes genutzt. Im gestörten Betrieb kann mit entsprechenden Schaltmassnahmen das vom Fehler befallene Netzelement vom Netz getrennt werden und die nachgeschalteten, von der Störung betroffenen Verbraucher durch Zuschaltung anderer Maschenzweige weiter versorgt werden. Reine Strahlennetze (ohne Umschaltmöglichkeiten) werden aus betriebswirtschaftlichen Gründen vorwiegend in Versorgungsgebieten mit geringer Leistungsdichte (MW/km^2), also in ländlichen Gebieten und für abgelegene Verbraucher, erstellt.

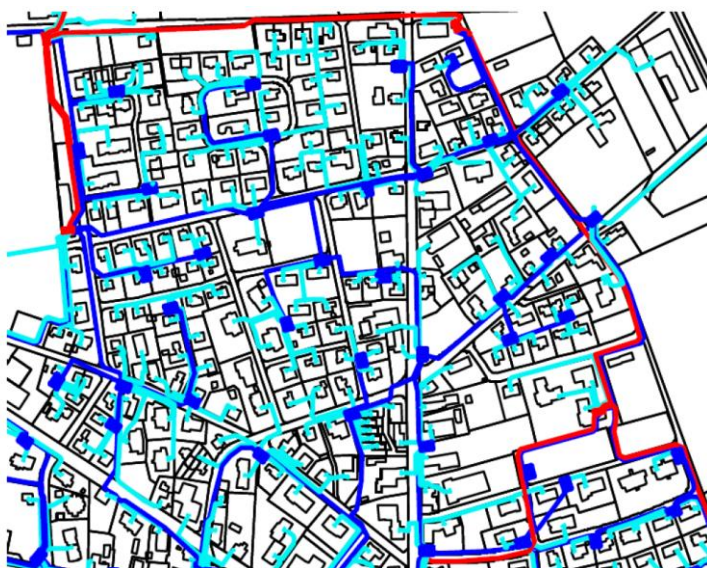


Abbildung 6:
Übersichtsplan eines Verteilnetzes

Rote Leitungen:
Mittelspannungsleitungen

Dunkelblaue Leitungen:
Versorgungsleitungen

Hellblaue Leitungen:
Anschlussleitungen

4.4 Maximale Belastung von elektrischen Betriebsmitteln

Die maximale Netzbelastbarkeit ist im Wesentlichen von der maximal zulässigen thermischen Belastbarkeit der Betriebsmittel sowie den einzuhaltenden Vorschriften und Anforderungen an die Spannungsqualität abhängig. Leitungen dürfen bis zu ihrem maximalen thermischen Grenzstrom belastet werden. Kurzzeitige thermische Überlastungen sind dabei zulässig. Bei den Transformatoren können kurzfristig thermische Reserven bis zu 150% der Nennleistung genutzt werden.

4.5 Spannungsqualität

Um einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können, sind Anforderungen an die Spannungsqualität definiert. Diese sind in der Norm EN 50160³ festgehalten. Verschiedene Gremien haben in der Folge weitergehende Richtlinien als Empfehlungen erstellt. Insbesondere beziehen sich diese auf die Beurteilung von Netzurückwirkungen⁴ und den Netzparallelbetrieb von Elektrizitätserzeugungsanlagen⁵. In der EN 50160 sind die Anforderungen an die Netzspannung am Übergabepunkt zur Kundenanlage definiert.

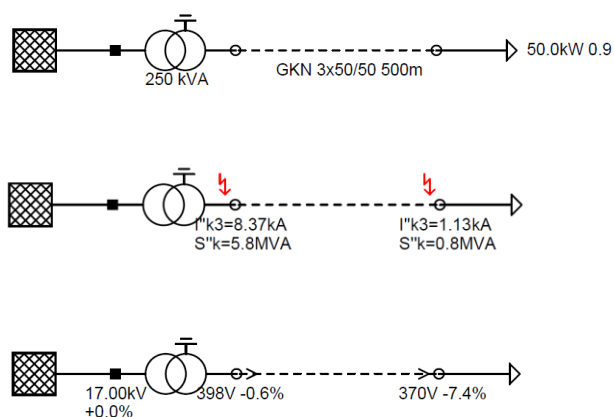
Die Spannungshaltung im Verteilnetz wird wesentlich bestimmt durch die Höhe der Kurzschlussleistung und somit von der Netzimpedanz (elektrischer Widerstand der Betriebsmittel) an den Verknüpfungspunkten.

Der Einfluss von Kurzschlussleistung und Netzimpedanz auf die Spannungshaltung soll allgemein an einem Beispiel aufgezeigt werden (Die Schaltbilder sind im Anhang A3 erläutert).

Einfluss der Kurzschlussleistung auf die Spannungshaltung

Abbildung 7:
a) Situation mit einem Transformator (elektrische Scheinleistung 250 kVA), einem Kabel mit einem Leiterquerschnitt von 50 mm² und einem Verbraucher mit einer elektrischen Wirkleistung von 50 kW.

„Tiefe“ Kurzschlussleistung



³ Europäische Norm EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen

⁴ Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen D-A-CH-CZ

⁵ Parallelbetrieb von Energieerzeugungsanlagen mit dem Niederspannungsnetz STI 219.02.01

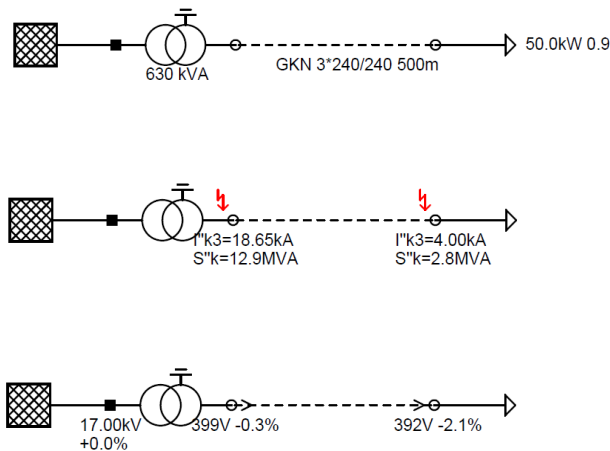


Abbildung 8:
b) Situation mit einem Transformator (630 kVA), einem Kabel mit einem Leiterquerschnitt von 240 mm² und einem Verbraucher mit einer elektrischen Leistung von 50 kW.

“Hohe“ Kurzschlussleistung

Bei gleicher Netzbelastung (50 kW) beträgt die relative Spannungsänderung beim Verbraucher gegenüber der Nennspannung von 400 V bei

- a) 7.4% bei einer Kurzschlussleistung von 0.8 MVA
- b) 2.1% bei einer Kurzschlussleistung von 2.8 MVA.

Je höher die Kurzschlussleistung an einem Verknüpfungspunkt ist, desto stabiler ist die Versorgungsspannung.

4.6 Mechanische Festigkeit

Sowohl bei der Verlegung wie auch im Betrieb werden Leitungen mechanisch auf Zug beansprucht. Das Leitermaterial und die Isolierung müssen die auftretenden Kräfte aufnehmen, ohne dass die Leitung Schaden nimmt. Mechanische Kräfte treten ferner aufgrund der magnetischen Wirkung des elektrischen Stromes auf, so dass die Leitungen besonders im Kurzschlussfall grossen dynamischen Beanspruchungen ausgesetzt sind. Die Starkstromanlagen müssen aus diesem Grunde so dimensioniert werden, dass sie in der Lage sind, die zu erwartenden Kurzschlussströme sicher zu beherrschen.

4.7 Thermische Beanspruchung

Leitungen werden im Betrieb oder im Kurzschlussfall durch den elektrischen Strom erwärmt. Bei Kabelleitungen erwärmt sich auch die Isolation, die durch die Erwärmung einem Alterungsprozess unterliegt. Aus diesem Grunde werden vom Kabelhersteller die maximal zulässigen Leitertemperaturen festgelegt. Zu hohe Temperaturen, vor allem im Kurzschlussfall, können die Lebensdauer von Kabeln erheblich verkürzen.

4.8 Wirkleistungsverluste

Auf den Leitungen treten ohmsche Verluste auf, welche die Wirtschaftlichkeit einer Kabelanlage beeinflussen.

4.9 Selektiver Netzschutz / Abschaltbedingungen

Das Verteilnetz muss so ausgestaltet sein, dass im Fehlerfall eine möglichst schnelle und selektive Abschaltung erfolgt. Das heisst, dass immer nur das dem Fehler direkt vorgeschaltete Schutzelement auslösen darf. Vor allem in Niederspannungsnetzen mit grossen Leitungsimpedanzen ist es oftmals schwierig, die sogenannten Nullungsbedingungen (Abschaltung des vorgelagerten Überstromunterbrechers innerhalb von zwei Minuten) erfüllen zu können.

4.10 Netzregelung

Damit Stromproduktion und Stromverbrauch ständig im Gleichgewicht gehalten werden können, ist eine komplexe Netzregelung notwendig. In erster Linie sind die grossen Kraftwerksblöcke für diese Netzstabilität verantwortlich (Primärregelung der Frequenz). Die historisch gewachsenen Netzstrukturen garantieren eine versorgungssichere Stromübertragung und -verteilung. Die Lastflüsse in den Netzen sind einfach beherrschbar und voraussehbar: Der elektrische Strom fliesst von den Kraftwerken über die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze zu den Konsumenten. Mit zunehmender Anzahl von kleinen, dezentralen Stromerzeugungsanlagen werden die Koordination der Kraftwerke untereinander sowie vor allem die Netzregelung anspruchsvoller.

5 Grobanalyse der Stromversorgung im Kanton Thurgau

5.1 Die Stromversorgung im Kanton Thurgau

Der Kanton Thurgau wird über diverse Hochspannungsleitungen (50 kV, 110 kV) der Axpo Netze AG und der SN Energie (Einspeisung von Arbon und Romanshorn) mit elektrischer Energie versorgt (Netzebene NE 3). Die Einspeisung erfolgt in sogenannte Unterwerke (im deutschen Sprachgebrauch auch Umspannwerke genannt). Diese, auf Grund der Belastungsschwerpunkte auf den ganzen Thurgau verteilten Anlagen, befinden sich im Eigentum des Elektrizitätswerks des Kantons Thurgau (EKT AG) und der SN Energie (Einspeisung von Arbon und Romanshorn). In den Unterwerken wird die Spannung von der höheren Spannungsebene auf 17 kV herabtransformiert (Mittelspannung). Auf dieser Spannungsebene (Netzebene 5a) betreibt die EKT AG ein regionales Verteilnetz. Diese Netzebene ist wiederum physikalisch über sogenannte Übergabestationen (Mess-Stationen) mit den kommunalen Verteilnetzen (Netzebene 5b) verbunden. Die kommunalen Netzbetreiber verteilen die elektrische Energie über diese Netzebene zu den örtlichen Transformatorstationen (Netzebene 6). Grössere Industriebetriebe verfügen über eigene Transformatorstationen und werden somit über Mittelspannungsleitungen versorgt. In den Transformatorstationen wird die Spannung auf 400 V herabtransformiert (Netzebene 7). Aus den Transformatorstationen sind die einzelnen Endkunden über Niederspannungsleitungen an das örtliche Versorgungsnetz angeschlossen. Die kommunalen Verteilnetze sind im Kanton Thurgau im Eigentum der örtlichen oder regionalen Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU).

5.2 Das überregionale Hochspannungsnetz (Axpo)

5.2.1 Einleitung

Die Axpo Power AG betreibt in ihrem Stammgebiet ein überregionales Verteilnetz mit den Spannungen 50 kV und 110 kV. Es dient der Versorgung der Nordostschweiz mit elektrischer Energie. Mit einem Leitungsnetz von über 2'000 km ist es das grösste zusammenhängende Verteilnetz der Schweiz.

Seit Mitte der 80er Jahr wird das Netz kontinuierlich von 50 kV auf 110 kV umgestellt. Mit der Realisierung des Netzziels 2015 wird dieser Prozess im Kanton Thurgau mit einer Ausnahme (UW Ifwil) abgeschlossen. Das heisst, das überregionale Verteilnetz wird in diesem Gebiet praktisch vollumfänglich mit 110 kV betrieben und ist in seiner Ausgestaltung für die zukünftigen Anforderungen gerüstet. Gesamthaft wird angestrebt, die Spannungserhöhung in den dafür vorgesehenen Netzgebieten der Axpo bis 2025 abzuschliessen.

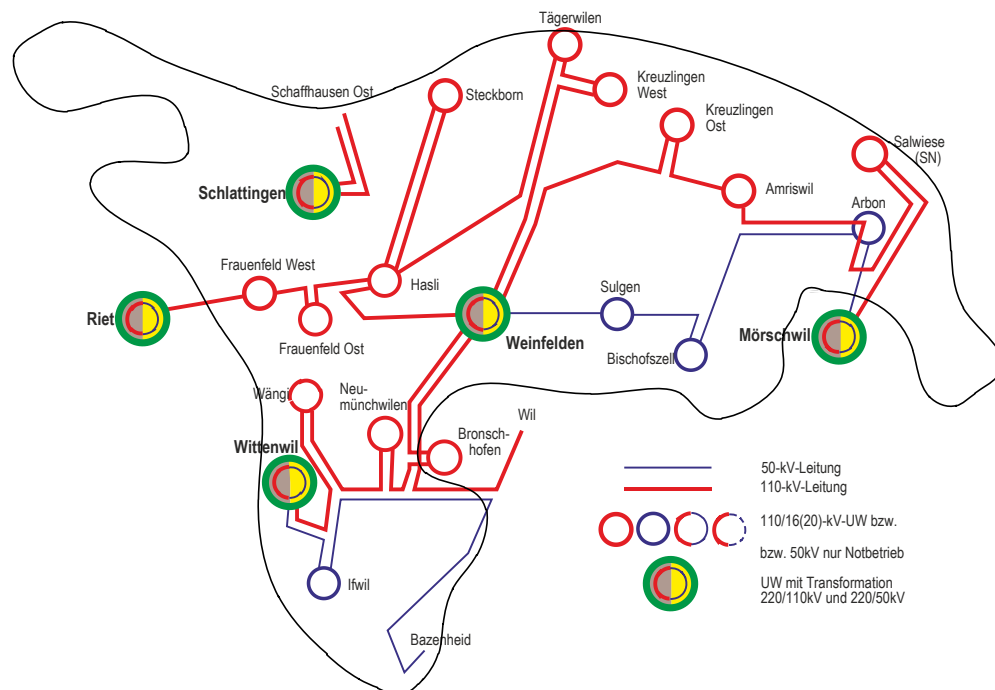
Die Spannungsumstellung gewährleistet langfristig die Versorgungssicherheit in der gesamten Nordostschweiz und wird gemeinsam mit Kantonswerken und Netzpartnern durchgeführt. Sie ist ökologisch und volkswirtschaftlich sinnvoll. Mit der Spannungserhöhung auf 110 kV wird die Leistungsfähigkeit des Net-

zes massgeblich erhöht und die Verlustenergie um bis zu 75 Prozent reduziert.

5.2.2 Überregionale Versorgung im Kanton Thurgau

Die Stromversorgung ist wie bereits ausgeführt, in verschiedene Netzebenen mit verschiedenen Spannungen gegliedert. Der Anschluss des 110/50 kV-Verteilnetzes im Kanton Thurgau an das Übertragungsnetz (ÜN) der Swissgrid wird über die fünf Stützpunkte Riet, Schlattingen, Wittenwil, Weinfelden und Mörschwil sichergestellt. In diesen Anlagen sind 220/110 kV- und 220/50 kV-Transformatoren installiert, die die elektrische Energie von der höheren in die tiefere Spannung umwandeln.

Abbildung 9:
Netzstruktur NE 2/3 im
Kanton Thurgau 2014
Quelle: Axpo Power AG



Über das anschliessende 50/110 kV-Netz wird der Strom verteilt und den Unterwerken des Elektrizitätswerks des Kantons Thurgau (EKT) resp. der SN Energie AG (SNE) zugeführt. Dort erfolgt eine zusätzliche Transformierung, damit der Strom regional über die Mittelspannungsnetze den weiteren Netzpartnern und Kunden zur Endverteilung übergeben werden kann. Die aktuelle 50/110 kV-Netzstruktur wie auch diejenige gemäss Netzziel 2015 ist aus den Abbildungen 9 und 10 ersichtlich.

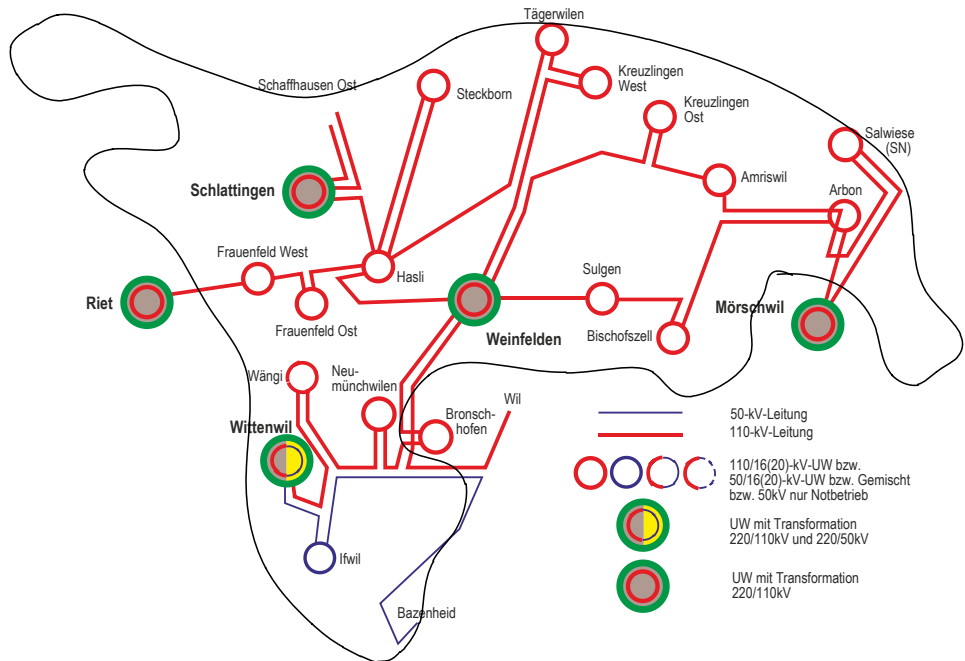


Abbildung 10:
Netzstruktur NE 2/3 im
Kanton Thurgau 2015
(Netzziel)
Quelle: Axpo Power AG

Das 50/110 kV-Netz ist so ausgestaltet, dass der Ausfall eines Netzelements (z.B. einer Leitung, eines 220/110 kV-Transformators, usw.) nicht zu einem Versorgungsausfall führt. Betrieblich verfügen folglich alle 50/110 kV-Unterwerke des EKT und der SNE über zwei Anspeisungen. Die Netzan-
schlüsse der Unterwerke erfüllen damit die Anforderungen an einen (n-1)-
sicheren Betrieb und entsprechen den anerkannten Regeln der Technik resp.
den gültigen Branchenstandards. Die notwendigen Redundanzen in den Mit-
telspanungsnetzen werden durch die jeweiligen Akteure sichergestellt.

5.2.3 Kenndaten Axponetz im Kanton Thurgau (April 2014)

Betrifft	Menge
Anschlusspunkte Übertragungsnetz auf Kantons- gebiet des Kantons Thurgau	3 (funktional 5 massge- bend)
Netzan- schlüsse EKT und SNE, Netzebene 4 (Trafo 50-110/16 kV)	28 EKT und 2 SNE
50/110 kV-Netz, Leitungslänge im Kanton Thurgau	250 km

Abbildung 11:
Kenndaten Axponetz
Quelle: Axpo Power AG

5.3 Das regionale Mittelspannungsnetz (EKT)

Die EKT AG betreibt ein Mittelspannungsverteilnetz (Netzebenen 4 und 5a) als Verbindung zum vorgelagerten Axpo-Netz (Netzebene 3) und zu den nachgelagerten Netzen (Netzebenen 5b und 6/7). Die Energie wird über 15 Unterwerke auf der Spannungsebene 50/110 kV übernommen und in 17 kV

Das EKT-Netz ist grundsätzlich nach der (n-1)-Regel sicher aufgebaut. Bei Ausfall eines Betriebsmittels kann der Betrieb des Stromversorgungsnetzes weiterhin aufrecht gehalten werden. Alle Kunden sollen bei einem längerdauernden Ausfall eines Netzelementes entweder durch Umschaltungen oder Notstromgruppen versorgt werden können.

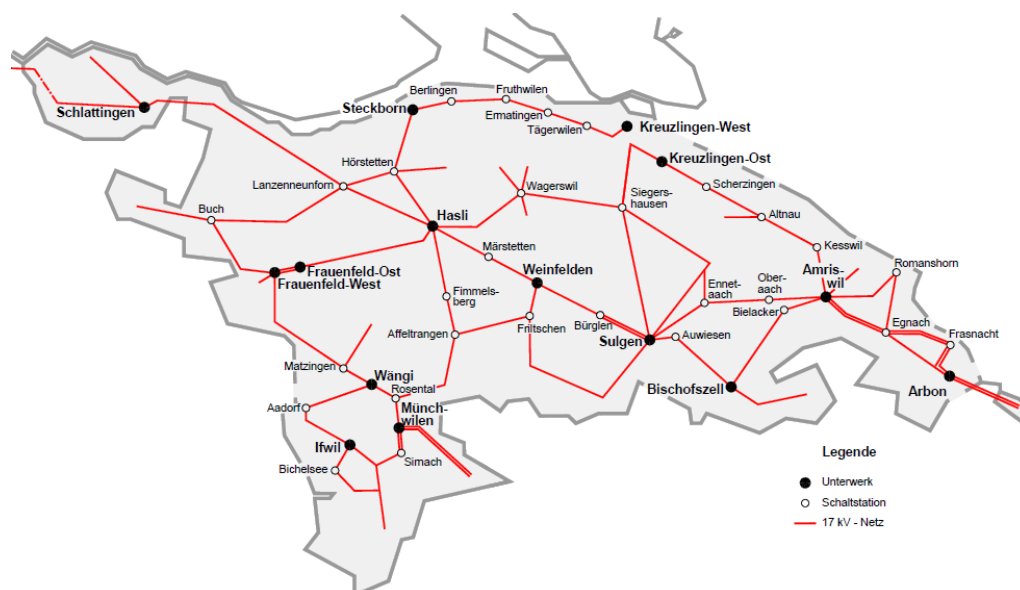
Beim Ersatz oder Neubau von Mittelspannungsleitungen werden unterirdische Kabelanlagen erstellt.

Die Unterwerke und wichtige Leitungsknoten werden ferngesteuert. Mit diesem Konzept werden eine hohe Versorgungssicherheit und kurze Reaktionszeiten im Störfall erreicht.

Die Unterwerke sind wie folgt aufgebaut:

- Einspeisung über zwei Hochspannungs-Leitungen (50/110 kV)
- Hochspannungsanlage mit Sammelschientrennung
- Zwei Reguliertransformatoren
- Mittelspannungsanlage mit Doppelsammelschiene
- Kommunikationsanlagen zur Überwachung und Fernsteuerung durch die Netzleitstelle

Abbildung 12:
Versorgungsgebiet der EKT
AG
Quelle: EKT AG



Das Mittelspannungsnetz weist folgende Strukturen auf:

- Leistungsstarke Hauptleitungen als Verbindung zwischen Unterwerken und Schaltstationen
- Netzkundenanschlüsse nach Möglichkeit direkt ab Unterwerk, Schaltstation oder Schaltkabine über separate Kabel
- Redundanzen für Netzkunden mit Reserveeinspeisungen und bei kleineren Anschlussleistungen ($< 1 \text{ MVA}$) mit Notstromgruppen
- Klare Trennung zwischen NE 5a (Transportnetz) und NE 5b (Verteilnetz)
- Wichtige Netzknoten (Schaltstationen, Schaltkabinen) werden ferngesteuert.

Das Netz wird zentral durch die Leitstelle in Arbon geführt. Der Netzzustand wird permanent über die Leitstelle überwacht und im Bedarfsfall gesteuert. Die Messwerte und Ereignisse werden dokumentiert. Die Netzstruktur mit ferngesteuerten Knoten und selektiven Schutzeinrichtungen ermöglicht eine schnelle Fehlereingrenzung im Störfall.

Verteilnetzführung

Ein leistungsfähiges eigenes Datenleitungsnetz ermöglicht, diese Aufgaben sicher zu erfüllen und garantiert die notwendigen autarken Kommunikationsmittel bei einer Grossstörung.

Die Spannungsverhältnisse im Netz sind abhängig von Auslastungsgrad, Topologie und Dimensionierung und werden im Unterwerk mit den Reguliertransformatoren auf ein vorgegebenes Spannungsband reguliert. Mit der Regulierung der Abgabespannung mit Stufenschalter und Spannungsregler wird heute sichergestellt, dass sich die Übergabespannung beim Kunden innerhalb definierter Grenzen bewegt.

Die durchschnittliche Auslastung der Transformatoren liegt bei 50 % der Maximalleistung. Dies ermöglicht einen wirtschaftlichen Betrieb (Verlustleistung) und garantiert die notwendige Reserveleistung im Störfall.

Netzauslastung

Leitungs-Netzverstärkungen werden ab 100 % Maximalbelastung eingeleitet. Die Höchstbelastungen im Normalbetrieb liegen bei ca. 70 %.

Unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Aspekte ist ein zunehmender Automatisierungsgrad in Erwartung von Entwicklungen im Bereich Smart Grid aktiv zu bearbeiten und in Bezug auf Kosten und Versorgungsqualität laufend anzupassen.

Smart Grid

Das EKT Netz ist mit der einfachen Netzstruktur und genügender Redundanz auf die zukünftigen Anforderungen vorbereitet; die heutige Versorgungssicherheit kann weiter gehalten werden.

5.4 Das kommunale Mittel- und Niederspannungsnetz

5.4.1 Strukturen und Rechtsformen

Im Kanton Thurgau sind die kommunalen Stromversorgungsgebiete aktuell auf 108 Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) aufgeteilt. Damit ist auch schon gesagt, dass der Kanton Thurgau national gesehen (international erst

recht) viele sehr kleine, kleine und mittlere Versorgungsunternehmen aufweist. Diese historisch gewachsenen Strukturen weisen gewisse Vorteile auf (in der Regel kostengünstige Organisation und Verwaltung; schnelle Entscheidungswege, schlanke Strukturen). Nicht von der Hand zu weisen sind aber auch, vor allem mit Blick auf die Zukunft, gewichtige Nachteile:

Vorhandene Strukturen weisen auch Nachteile auf

- Das notwendige Fachwissen in technischen und betriebswirtschaftlichen Fragen ist innerhalb der EVU nicht überall vorhanden.
- Es besteht darum ein gewisses Risiko, dass Verteilnetzbetreiber ihre Starkstromanlagen nicht dem Stand der Technik entsprechend ausbauen und instand halten sowie zukünftigen Herausforderungen heute zu wenig Beachtung schenken.
- Die nach dem Milizsystem organisierten kleineren Werke tun sich oft mit den neuen Aufgaben im Zusammenhang mit der Strommarktliberalisierung und dem damit verbundenen Unbundling zwischen Strom- und Netzgeschäft schwer. Mit der Umsetzung neuer Gesetze, Verordnungen und Weisungen stösst das Milizsystem personell und organisatorisch, aber auch finanziell an ihre Grenzen.
- Die Strombeschaffung am freien Markt birgt Risiken. Auch in diesem Bereich ist einiges Know-how erforderlich.
- Es ist davon auszugehen, dass mit der Umsetzung der Energiestrategie 2050 des Bundes zusätzliche, nicht einfache zu lösende Aufgaben, auf die Elektrizitätsversorgungsunternehmen zukommen.

Unterschiedliche Rechtsformen

Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Kanton Thurgau weisen unterschiedlichste Rechtsformen auf. Während vor allem die grösseren Verteilwerke organisatorisch und rechtlich in die öffentlichen Kommunen integriert sind (z.B. Technische Betriebe Berg, Werkbetriebe Frauenfeld), sind die kleineren Werke als Genossenschaft oder Korporation organisiert (z.B. Elektrizitäts-Genossenschaft Homburg, Elektra-Korporation Dingenhart). Einige wenige Werke sind als Aktiengesellschaft organisiert (z.B. EW Bürglen AG), wobei diese zum Teil der öffentlichen Hand angehören (z.B. Technische Betriebe Weinfelden AG).

5.4.2 Unternehmensorganisation

Stadtwerke und grössere Gemeindewerke

Die grösseren Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Stadtwerke wie die Technischen Betriebe Kreuzlingen oder grössere Gemeindewerke wie das Elektrizitätswerk Sirnach) verfügen über eine eigenständige Führungsstruktur und eigenes Personal mit technischem und betriebswirtschaftlichem Know-how. Aufgaben, deren Lösung spezifisches Wissen erfordern (z.B. in den Bereichen Messdienstleistungen und Netzschutz), werden zum Teil von externen Dienstleistungsunternehmen eingekauft.

Gemeindewerke (z.B. Uesslingen-Buch, Felben-Wellhausen) werden in der Regel von dem für dieses Ressort zuständigen Gemeinderat geführt. Ihm zur Seite steht eine Werkkommission. Ingenieurwissen ist intern in den wenigsten Fällen vorhanden. Diese Gemeindewerke verfügen in der Regel über ein beratendes externes Ingenieurbüro, welches sowohl für technische wie auch für betriebswirtschaftliche Aufgaben zuständig ist. Bei einigen Werken übernimmt das Ingenieurbüro auch Betriebsleitungsaufgaben.

Gemeindewerke

Bei den Genossenschaften und Korporationen ergibt sich bezüglich Unternehmensorganisation ein differenziertes Bild. Während die meisten Körperschaften über einen gut funktionierenden Vorstand mit professioneller Unterstützung von externen Beratern verfügen, gibt es eine kleine Anzahl von Werken, die zwar nach bestem Wissen und Gewissen handeln, auf externe Beratung aber aus Kostengründen verzichten und auch beim Netzausbau und bei der Instandhaltung sehr zurückhaltend mit Investitionen sind. Die Betriebsführungsaufgaben werden hier vielfach unterschätzt.

Genossenschaften, Korporationen, Aktiengesellschaften

5.4.3 Technischer Ist-Zustand der Verteilnetze

In sämtlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit eigenem Fachpersonal oder externer Unterstützung gelten für den Ausbau und die Instandhaltung der Verteilnetze gleiche oder ähnliche technische Standards und Planungsgrundsätze. Wesentliche diesbezügliche Planungsinstrumente sind dabei die Ausbau- und Instandhaltungskonzepte sowie die Investitionsplanung. Um den Substanzwert der Netze zu erhalten und die kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen konstant halten zu können, wird regelmässig in die Instandhaltung der Verteilnetze investiert.

Technische Standards und Planungsgrundsätze

In den letzten dreissig Jahren ist viel in den Ausbau der Verteilnetze im Kanton Thurgau investiert worden. Investitionsschwerpunkte waren dabei die Verkabelung der Freileitungen und die Erschliessung von Neubaugebieten. In den letzten Jahren wurden vermehrt bestehende Starkstromanlagen punktuell verstärkt und die Versorgungssicherheit erhöht.

Hohe Investitionen in den Ausbau der Verteilnetze in den letzten 30 Jahre

Anhand von durchgeführten Interviews mit in solchen Fragen prädestinierten Thurgauer Unternehmen⁶ kann ausgesagt werden:

Verteilnetze im Kanton Thurgau weisen einen hohen Ausbaustandard auf

- Die Verteilnetze im Kanton Thurgau (Netzebenen 5, 6 und 7) verfügen, mit wenigen Ausnahmen, über einen hohen Ausbaustandard.
- Es wird regelmässig in die Verteilnetze investiert.
- Die Versorgungssicherheit ist auf einem hohen Niveau.
- Beim Bau von Starkstromanlagen werden entsprechende Reservekapazitäten für weitere Netzausbauten und -verstärkungen geschaffen (z.B. Verlegung von Leerrohren oder Verlegung von grösseren Kabelquerschnitten als aktuell erforderlich).

⁶ EcoWatt AG Bürglen, EKT AG Arbon; IBG AG Weinfelden; Kierzek AG Kreuzlingen

- Der grösste Teil aller Elektrizitätsversorgungsunternehmen verfügt entweder über eigenes technisches Personal mit entsprechendem Know-how oder bezieht die Dienstleistungen über ein Ingenieurbüro.
- Diese Verteilwerke und ihre externen Partner verfügen auch über die notwendigen Tools, um die Netze bezüglich Lastfluss, Kurzschluss, Spannungshaltung und Netzurückwirkung richtig dimensionieren zu können.
- Die meisten Werke verfügen über digitalisierte Werkpläne. Allerdings gibt es hier bei der Datenqualität noch grössere Unterschiede.

Bei diesem insgesamt positiven Bild der Versorgungsnetze im Kanton Thurgau gibt es – vor allem mit Blick auf die Zukunft – einige Punkte mit Verbesserungspotenzial:

Verbesserungspotenzial

- Bei vielen Werken fehlen Informationen in Form von Messwerten, zum Beispiel zur Überwachung der thermischen Belastung von Transformatoren und Versorgungsleitungen im Verteilnetz sowie der Netzspannungen an den Verknüpfungspunkten. Dem Wissen über die Netzbelastung und der Netzspannung zu jedem Zeitpunkt kommt aber in Hinblick auf die zukünftigen Anforderungen an die Netze eine entscheidende Bedeutung zu.
- Die Niederspannungsverteilstetze sind oft unsymmetrisch belastet. Die Werke sind sich zum Teil zu wenig bewusst, welche Auswirkungen dies auf den Netzbetrieb hat.
- Die Spannungsqualität wird messtechnisch bei den wenigsten Werken periodisch oder permanent überwacht.
- In den Mittelspannungsnetzen kommt es immer wieder zu ungewollten Fehlauslösungen der Netzschutzeinrichtungen infolge von fehlerhaften Schutzrelaisparametrierungen. Zum Teil wird auch bei der Überprüfung von Netzschutzeinrichtungen festgestellt, dass die Schutzparameterwerte bei der Inbetriebsetzung nicht korrekt eingestellt worden sind. Hier fehlt es oft am notwendigen Spezialwissen in der Schutztechnik.
- Im Niederspannungsnetz ist es vor allem die Selektivität der Schutzeinrichtungen, die allgemein verbessert werden kann.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die kommunalen Verteilnetze im Kanton Thurgau die heutigen Anforderungen bezüglich Belastungsfähigkeit und Versorgungssicherheit gut erfüllen. Vor allem mit Blick auf die Zukunft mit den neuen Herausforderungen, besteht ein gewisser Handlungsbedarf.

5.4.4 Zukünftige Herausforderungen der kommunalen Werke bezüglich der Verteilnetze

Die Umsetzung der Energiestrategie 2050 des Bundes verlangt den Netzbetreibern einiges ab. Auf diese neuen Herausforderungen sind die Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Kanton Thurgau bis anhin verständlicherweise noch ungenügend vorbereitet.

Ungenügende Vorbereitung der EVUs auf zukünftige Herausforderungen

Der hohe Komplexitätsgrad der Problemstellungen darf nicht unterschätzt werden. Die Anforderungen und Ansprüche bezüglich Know-how an das technische Personal der Werke und an die Professionalität der externen Partner werden stark zunehmen. Ohne Ingenieurwissen läuft man Gefahr, die Verteilnetze falsch zu dimensionieren. Ohne den Einsatz von Netzsimulationsprogrammen, zum Beispiel zur Beurteilung der Aufnahmefähigkeit von Elektrizitätserzeugungsanlagen in das Versorgungsnetz, werden auch kleinere Werke nicht mehr auskommen. Die vorhandenen Ausbaukonzepte müssen den neuen Gegebenheiten angepasst werden.

Hohe Komplexität der Problemstellungen erfordert hohe Professionalität

Eine Herausforderung wird auch die Datenerfassung und -auswertung sein: Die Netzbelastungen und Netzspannungen sowie die Spannungsqualität müssen zu jedem Zeitpunkt an allen relevanten Netzknoten bekannt sein.

Zeitnahe Kenntnisse über die Netzbelastung und die Spannungsqualität

Dem Lastmanagement kommt eine neue Bedeutung zu: Um die fluktuierende Stromproduktion, zum Beispiel von PV-Anlagen, ausgleichen zu können, muss das Zu- und Abschalten von Lasten sowie von flexiblen Stromproduktionsanlagen zentral gesteuert werden können.

Neue Aufgaben für das Lastmanagement

Dass dies nicht nur personelle und organisatorische, sondern vor allem auch finanzielle Konsequenzen mit sich bringt, liegt auf der Hand.

6 Problemanalyse im Zusammenhang mit der Netzankopplung von Elektrizitätserzeugungsanlagen EEA

6.1 Allgemeine Aspekte

Bei der Netzankopplung von dezentralen Elektrizitätserzeugungsanlagen an das öffentliche Versorgungsnetz müssen einige sowohl technische, aber auch betriebswirtschaftliche und politische Aspekte beachtet werden.

Strategie für den Um- und Ausbau der Stromnetze

Planungs- und Investitionssicherheit

Anrechenbarkeit von Kosten auf die Netzentgelte

In der Energiestrategie 2050 will der Bundesrat bis im Herbst 2014 auch die Strategie für den Um- und Ausbau der Stromnetze verbindlich verankern. Von grosser Bedeutung für die EVU ist in diesem Zusammenhang die Planungs- und Investitionssicherheit. Dies insbesondere auch darum, weil Investitionen in das Verteilnetz langfristig erfolgen. Dabei ist auch zu beachten, dass Transformatoren, Schaltanlagen und Kabelanlagen lange Nutzungsdauern (30 bis 50 Jahre) und somit auch lange kalkulatorische Abschreibungen aufweisen. Um Fehlinvestitionen zu vermeiden, ist eine weitsichtige Planung entscheidend. Nicht oder unklar geregelt sind momentan noch Fragen im Zusammenhang mit der Anrechenbarkeit von Kosten auf die Netznutzungsentgelte (z.B. Smart Metering). Dies führt zusätzlich zu Verunsicherungen bei anstehenden Investitionsentscheiden. Zur Sorge Anlass geben bei den EVU auch die in den letzten Jahren immer aufwändigeren und komplexeren Bewilligungsverfahren und deren Bearbeitungsdauer beim Eidgenössischen Starkstrominspektorat (ESTI), wenn es um den Ausbau der Verteilnetze geht. Neue gesetzliche Vorgaben, Vorschriften und Weisungen führten zu einer nicht zu unterschätzenden personellen Mehrbelastung der EVU. Die Kosten für notwendige Netzverstärkungen im Zusammenhang mit Elektrizitätserzeugungsanlagen werden gemäss StromVG über die Systemdienstleistungen der swissgrid abgegolten. Die anfallenden Baukosten müssen aber von den EVU bis zur Inbetriebnahme der EEA vorfinanziert werden. Dies bindet vor allem bei kleineren und mittleren EVU unter Umständen viel Kapital, das nicht mehr für andere Netzprojekte (z.B. Netzsanierungen) zur Verfügung steht.

Hoher Eigenverbrauchsanteil erhöht die spezifischen Netznutzungskosten

Dem Eigentümer einer EEA wird es in Zukunft vor allem darum gehen, den erzeugten Strom möglichst selbst zu nutzen und vom öffentlichen Versorgungsnetz nur noch den "Reststrom" zu beziehen. Durch den Minderbezug von elektrischer Energie aus dem Versorgungsnetz werden die spezifischen Netznutzungskosten (CHF/kWh) ansteigen.

Auf die in diesem Abschnitt skizzierten Aspekte wird in dieser Arbeit nicht weiter eingegangen.

6.2 Technische Problemanalyse

6.2.1 Grundsätzlich mögliche Beeinflussungen von EEA auf das Niederspannungsnetz (400 Volt)

Der Anschluss von Elektrizitätserzeugungsanlagen an das öffentliche Verteilnetz muss grundsätzlich so erfolgen, dass unzulässige Auswirkungen (gemäss den Vorschriften und Normen) auf die Betriebsmittel und somit auf den Netzbetrieb ausgeschlossen werden können. Insbesondere sind dabei folgende Punkte zu beachten:

- Es muss eine **ausreichende Belastbarkeit der Betriebsmittel** sichergestellt sein.
- Die **Abschaltbedingungen** müssen eingehalten werden.
- Die **Kurzschlussströme** im Netz dürfen durch die EEA **nicht unzulässig erhöht** werden.
- Die **Spannungsanhebung** muss im Netz an jedem Verknüpfungspunkt und bei jedem Betriebszustand **unterhalb der zulässigen Grenzwerte** liegen.
- **Spannungsänderungen** durch Zu- und Abschalten von EEA müssen **innerhalb der zulässigen Grenzwerte** bleiben.
- **Störaussendungen** (z.B. Oberschwingungen) müssen **innerhalb der Grenzwerte** bleiben.
- Nicht zuletzt muss auch beachtet werden, wie sich mehrere EEA in einem Netzgebiet verteilen und mit den Ausspeisungen "vermischen". Problematisch für die Einhaltung des Spannungsbandes kann es unter Umständen sein, wenn in einem Trafoversorgungskreis der eine Versorgungsstrang **einspeisedeterminiert** und ein anderer **verbraucherdeterminiert** ausgebildet ist.
- **Unsymmetrische Netzeinspeisungen** (Anschluss von einphasigen EEA) führen dazu, dass die Netze nicht betriebsoptimal ausgelastet werden können und der Übertragungswirkungsgrad sich verschlechtert.
- Muss die erzeugte elektrische Energie über weite Distanzen im Verteilnetz transportiert werden, steigen die **Netzverluste (Wirkverluste)** entsprechend an.
- Die fluktuierende Stromproduktion verursacht in den Verteilnetzen vermehrt Lastsprünge, eine Umkehr der Lastflussrichtung und somit auch schnelle Spannungsänderungen. Dies gilt es ebenfalls zu beachten.

Die hier aufgeführten Punkte werden untenstehend allgemeinverständlich dargestellt und mit Beispielen erläutert.

Bei der Beurteilung von Anschlussgesuchen wurde bis anhin ausschliesslich die geplante Einzelanlage geprüft und es wurden entsprechende Massnahmen festgelegt. Durch **die Integration von mehreren Anlagen mit gleichem**

oder ähnlichen Erzeugungsverhalten (z.B. PV-Anlagen) im gleichen Versorgungsgebiet, kann es zu **Überlagerungen der Störaussendungen** und somit zu Grenzwertüberschreitungen kommen. Bei der Beurteilung ebenfalls beachtet werden müssen die **Auswirkungen von Netzumschaltungen** auf den Netzbetrieb infolge Instandhaltungsarbeiten oder bei Störfällen.

Die theoretischen Grundlagen und Begriffserklärungen zur Problemanalyse können den Anhängen entnommen werden.

6.2.2 Belastbarkeit der Betriebsmittel

Elektrische Anlagen wie Transformatoren und Starkstromleitungen müssen so ausgelegt sein, dass sie zu jedem Zeitpunkt und für jeden Lastfall thermisch nicht überlastet werden können. Durch die Einspeisung von EEA ist zusätzlich auch die Lastflussrichtung zu beachten. Kritisch zu betrachten sind dabei folgende Extremsituationen (siehe Fallbeispiel Seite 41):

1. Maximal mögliche Netzbelastung durch elektrische Verbraucher, keine EEA-Einspeisungen
2. Maximal mögliche EEA-Einspeisung, keine Netzbelastung durch elektrische Verbraucher

6.2.3 Abschaltbedingungen

Die **Abschaltbedingungen** einhalten heisst, dass im Kurzschlussfall das dem Fehler direkt vorgeschaltete Schutzelement schnell und selektiv auslöst. Dies gilt es vor allem bei der Einspeisung von grösseren EEA zu beachten (siehe Fallbeispiel Seite 41).

6.2.4 Kurzschlussströme

Elektrische Anlagen müssen so dimensioniert werden, dass sie im Kurzschlussfall die auftretenden elektrodynamischen Kräfte beherrschen und keinen Schaden nehmen. Elektrizitätserzeugungsanlagen, vor allem solche mit rotierenden Maschinen, können die Kurzschlussströme in den Verteilnetzen wesentlich erhöhen. Die Kurzschlussströme sind für die **Auslegung der Betriebsmittel** (mechanische und thermische Kurzschlussfestigkeit von Leitungen, Schaltanlagen, Transformatoren, usw.) sowie bezüglich der **Abschaltbedingungen** (Selektivität, Nullungsbedingungen) von entscheidender Bedeutung. Die Höhe der geforderten Kurzschlussfestigkeit der Betriebsmittel beeinflusst wesentlich die Anlagekosten. Nachfolgend wird die Problematik beispielhaft dargestellt.

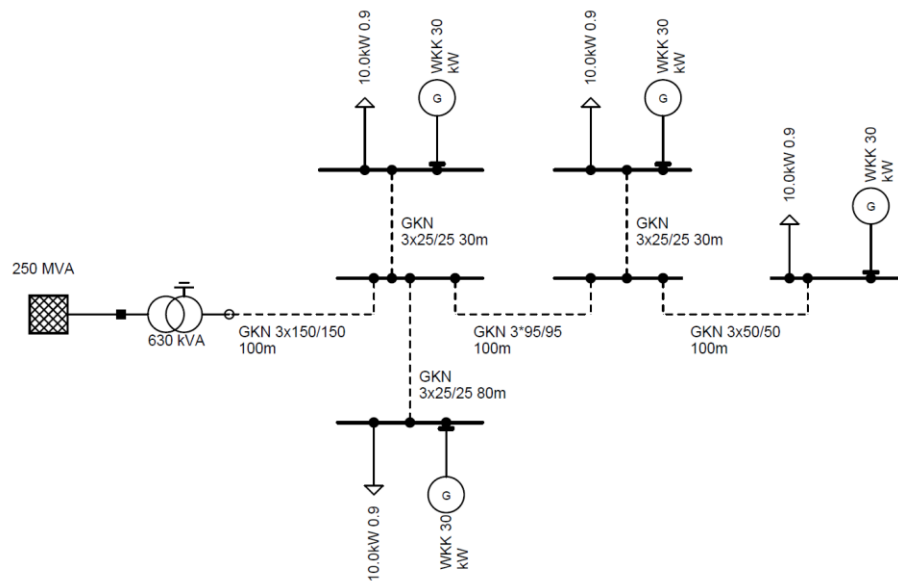


Abbildung 13:
Das Versorgungsnetz mit
dem Transformator, den
Versorgungsleitungen
sowie den Ein- und Aus-
speisungen

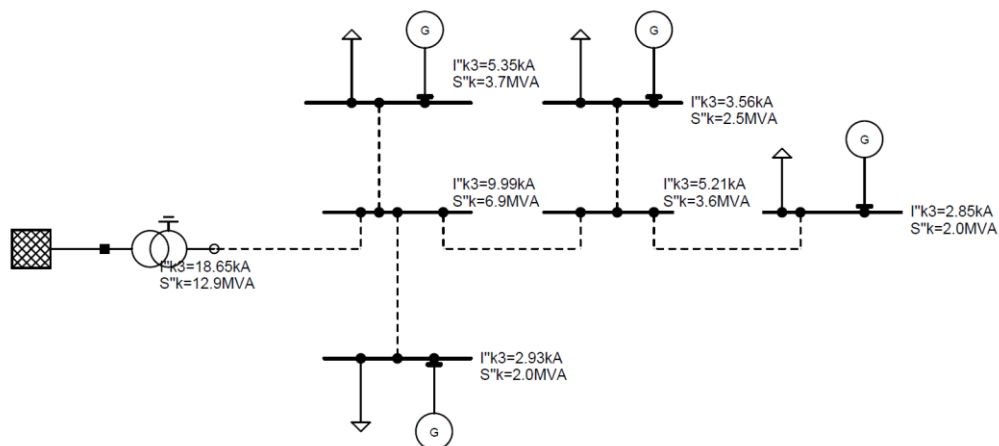


Abbildung 14:
Die Kurzschlusswerte im
Netz ohne Einspeisungen

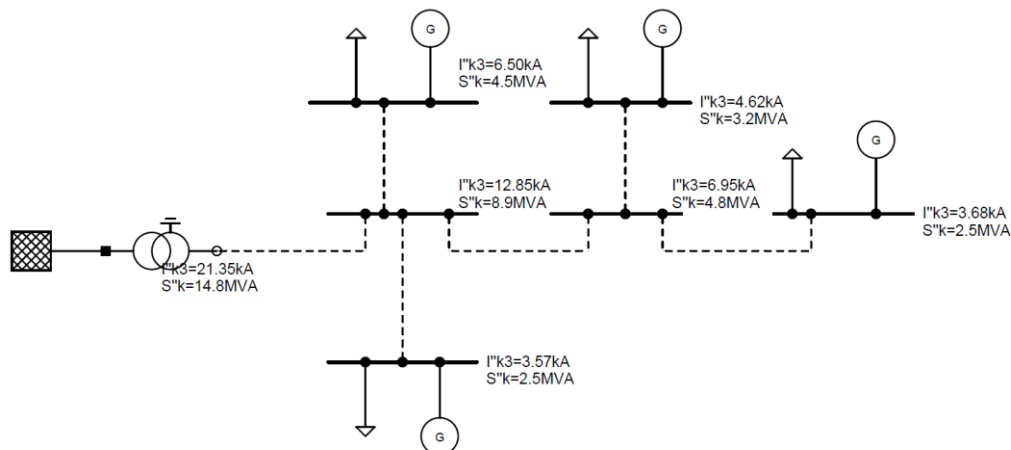


Abbildung 15:
Die Kurzschlusswerte im
Netz mit Einspeisungen

In diesem Beispiel steigt die Kurzschlussleistung am Transformator durch die Einspeiseleistungen der EEA von 12.9 MVA auf 14.8 MVA.

6.2.5 Spannungsanhebung

Damit eine EEA die von ihr produzierte elektrische Energie in das Versorgungsnetz einspeisen, es also zu einem Stromfluss kommen kann, muss die Spannung beim "Erzeuger" höher sein als beim "Verbraucher" (Spannungsfall). Bei einer heterogenen Netzbelastung durch "Erzeuger" und "Verbraucher" stellt die Spannungsanhebung in der Regel kein grösseres Problem dar. Kommt es aber in einem Versorgungsgebiet zu einem Überhang an Einspeiseleistungen, muss die elektrische Leistung unter Umständen über längere Leitungsdistanzen transportiert werden. Dies bedeutet wiederum, dass die Spannung bei der EEA entsprechend der Lastsituation im Netz hinaufgeregelt werden muss. Jede einzelne Laständerung an einem Verknüpfungspunkt verursacht nicht nur eine Spannungsänderung an diesem Knoten, sondern auch an allen anderen Verknüpfungspunkten in diesem Versorgungsgebiet.

Die relative Spannungsanhebung im Versorgungsnetz, verursacht durch sämtliche am Versorgungsnetz angeschlossenen EEA, darf im Niederspannungsnetz an keinem Verknüpfungspunkt den Grenzwert von 5 % überschreiten⁷. Für eine einzelne am Netz angeschlossene EEA ist ein Grenzwert von 3 % gefordert.

Die Höhe der von der EEA verursachten Spannungsanhebung am Verknüpfungspunkt ist im Wesentlichen abhängig von:

- der Einspeiseleistung der EEA
- den Lastflüssen im jeweiligen Versorgungsgebiet
- der gegebenen Kurzschlussleistung auf der Niederspannungsseite des Transformators und der Netzimpedanz (elektrischer Widerstand der Leitungen) am Verknüpfungspunkt.

Die durch EEA verursachte Spannungsanhebung wird nun anhand eines Beispiels aufgezeigt.

⁷ Technische Regeln zur Beurteilung von Netrückwirkungen D-A-CH-CZ

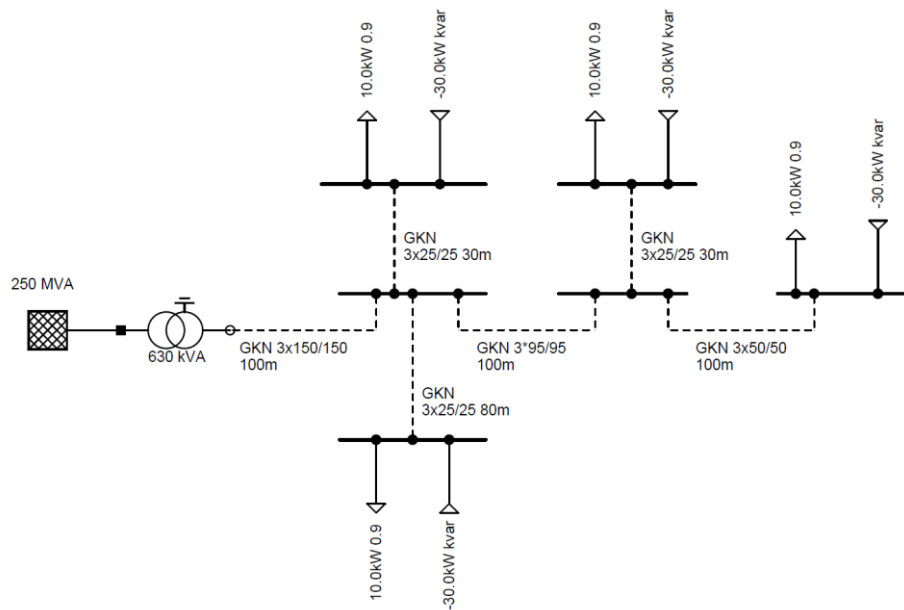


Abbildung 16:
Das Versorgungsnetz mit
dem Transformator, den
Versorgungsleitungen
sowie den Ein- und Aus-
speisungen

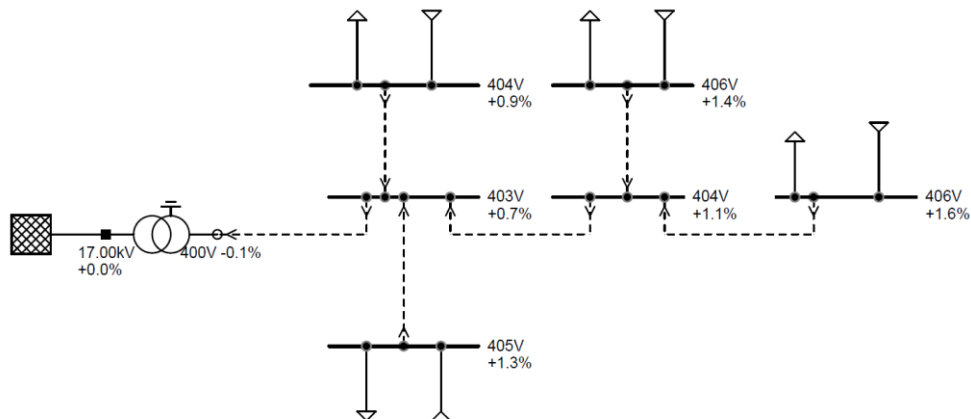


Abbildung 17:
Relative Spannungsanhe-
bung (in % von der Nenn-
spannung) an den Verknüp-
fungspunkten mit den Ein-
und Ausspeiseleistungen

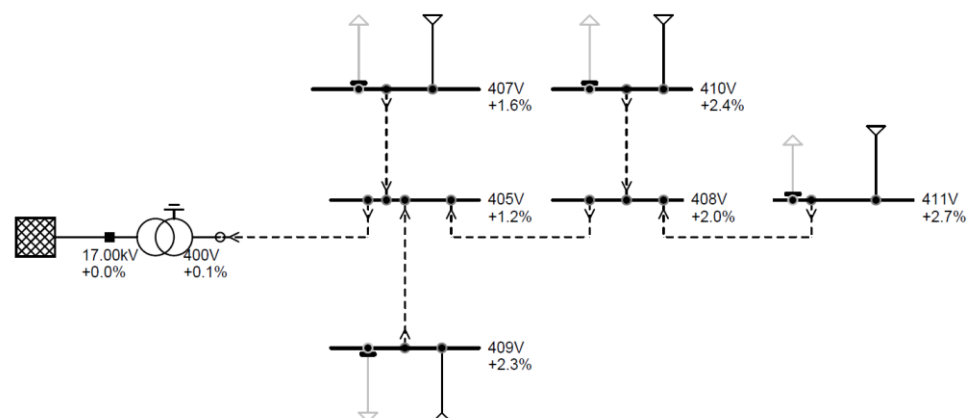
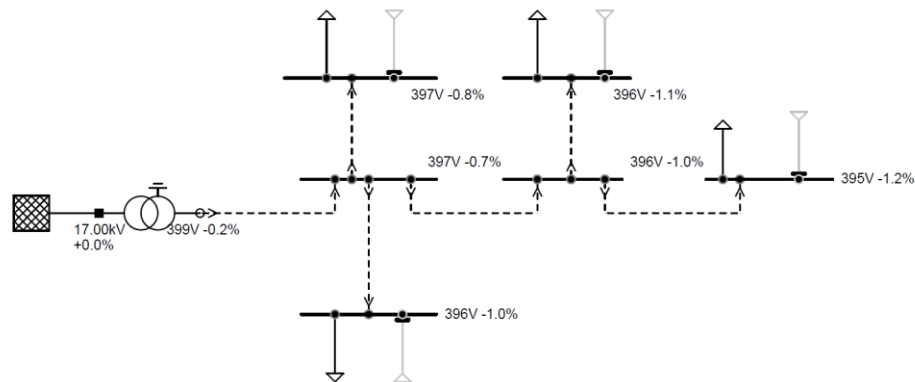


Abbildung 18:
Spannungsanhebung an
den Verknüpfungspunkten
ohne Ausspeiseleistungen

Abbildung 19:
Spannungssenke an den
Verknüpfungspunkten ohne
Einspeiseleistungen



Aus dem Beispiel wird ersichtlich, dass bezüglich Spannungsanhebung im Netz dann kritische Werte auftreten können, wenn keine elektrischen Verbraucher zugeschaltet sind.

6.2.6 Schnelle, schaltbedingte Spannungsänderungen durch EEA

Beim Zu- oder Abschalten von Elektrizitätserzeugungsanlagen treten sogenannte schnelle Spannungsänderungen an den Verknüpfungspunkten auf. Die Spannungsänderung an einem Verknüpfungspunkt ist die Differenz der Spannungsbeträge vor und nach der Zu- oder Abschaltung einer Ein- oder Auspeiseleistung. Dieser Sachverhalt soll am Beispiel einer Asynchronmaschine verdeutlicht werden.

Abbildung 20:
Versorgungsnetz mit dem
Transformator, der Versor-
gungsleitung sowie einer
Asynchronmaschine

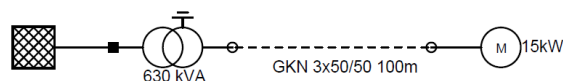


Abbildung 21:
Die Spannungsverhältnisse
im Normalbetrieb der Asyn-
chronmaschine

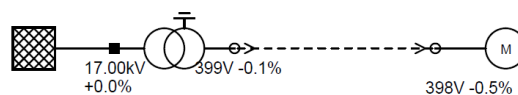
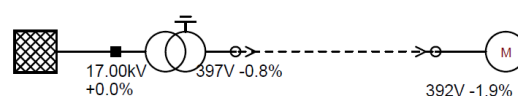


Abbildung 22:
Die relative schnelle Span-
nungsänderung beim An-
lauf der Asynchronmaschi-
ne



Beim Anlauf der Asynchronmaschine ergibt sich in diesem Beispiel eine schnelle Spannungsänderung von 1.9 % (zulässig ist, in Abhängigkeit von der

Anzahl Anläufe pro Stunde, eine Spannungsänderung von kleiner/gleich 3 %⁸).

6.2.7 Oberschwingungen

Elektrizitätserzeugungsanlagen können, wie auch die elektrischen Verbraucher, **störende Oberschwingungen** verursachen. Oberschwingungen kommen in der Regel dadurch zustande, dass elektrische Verbraucher oder Erzeuger dem Netz nichtsinusförmige Ströme entnehmen oder einprägen. Wegen der inneren Impedanz des Netzes kommt es an den Verknüpfungspunkten in der Folge zu Abweichungen vom idealen Spannungsverlauf, welcher sich für alle mit diesen Knoten verbundenen Betriebsmittel störend auswirken kann (siehe Erläuterungen im Anhang A6).

Würden nun die EEA im gleichen Masse solche Netzzrückwirkungen verursachen wie die Verbraucher der Kundenanlagen, käme es zu unzulässigen Beeinträchtigungen der Spannungsqualität. In der einschlägigen Literatur⁹ wird darum festgehalten, dass EEA niedrigere Emissionsgrenzwerte einhalten müssen, als sie für die "übliche Anlagen von Netzbenutzern (Verbraucher)" gelten.

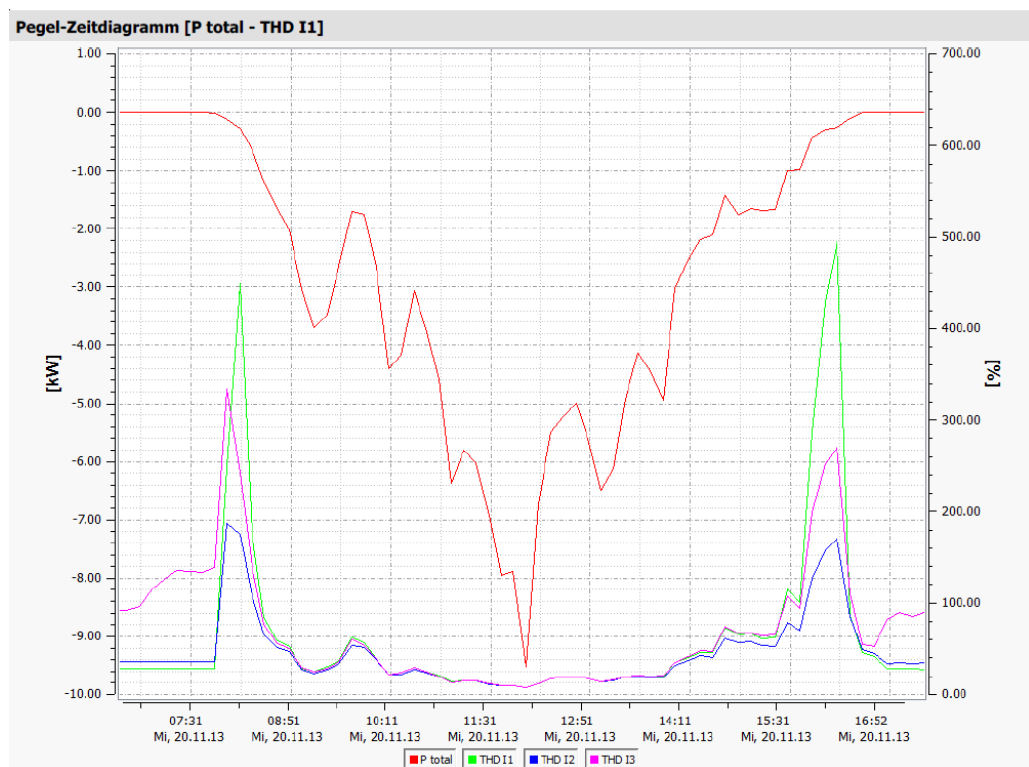


Abbildung 23:
Oberschwingungsgesamt-
verzerrung in Abhängigkeit
der PV-Leistung

Linke Skala: Leistung der
PV-Anlage

Rechte Skala: THDi-Werte
in % der Grundschwingung

Je nachdem ob eine EEA zum Beispiel einen Generator mit direkter Netzeinspeisung oder eine Netzeinspeisung über Umrichter aufweist, entstehen unterschiedliche Netzzrückwirkungen.

⁸ Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen D-A-CH-CZ

⁹ Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen D-A-CH-CZ

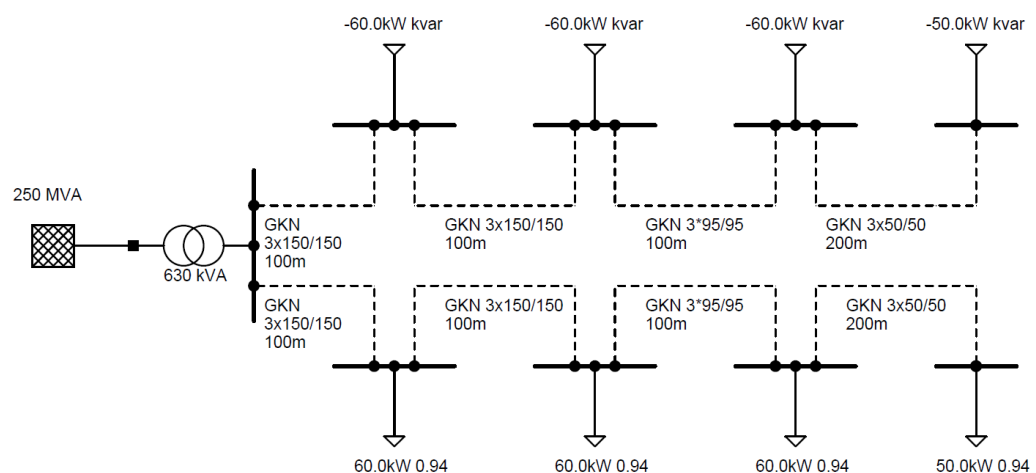
Abbildung 23 zeigt beispielhaft die Oberschwingungsgesamtverzerrung (THD_i) der drei Phasen (grüne, blaue und violette Kurve) einer PV-Anlage in Abhängigkeit von der erzeugten elektrischen Leistung (rote Kurve; Anmerkung: die Einspeiseleistung weist ein negatives Vorzeichen aus).

Auffällig ist hier die hohe Streuung des THD_i im unteren Leistungsbereich der PV-Anlage. Dies wird auch von der einschlägigen Literatur bestätigt¹⁰. Verursacht werden diese durch die ENS-Netzüberwachung (Impedanzsprungmessung zur Erkennung eines Ausfalls des einspeisenden Netzes). Je nach Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt können die Oberschwingungsströme im Netz unzulässig hohe Oberschwingungsspannungen verursachen.

6.2.8 Einhaltung des Spannungsbandes (+/- 10% der Versorgungsspannung)

Durch die Einspeisung von Elektrizitätserzeugungsanlagen in das Versorgungsnetz kann die Einhaltung des Spannungsbandes ohne entsprechende Massnahmen zunehmend problematisch werden. Insbesondere dann, wenn an einem Transformator der eine Versorgungsstrang verbraucherdeterministisch (Spannungssenke) und der andere einspeisedeterministisch (Spannungserhöhung) belastet ist. Diese Problematik soll wiederum an einem Beispiel erläutert werden.

Abbildung 24:
Das Versorgungsnetz mit dem Transformator, den Versorgungsleitungen sowie den Ein- (oberer Strang) und Ausspeisungen (unterer Strang)



¹⁰ Schlabbach / Mombauer: Power Quality, Entstehung und Bewertung von Netzzrückwirkungen; Netzan-schluss erneuerbarer Energiequellen

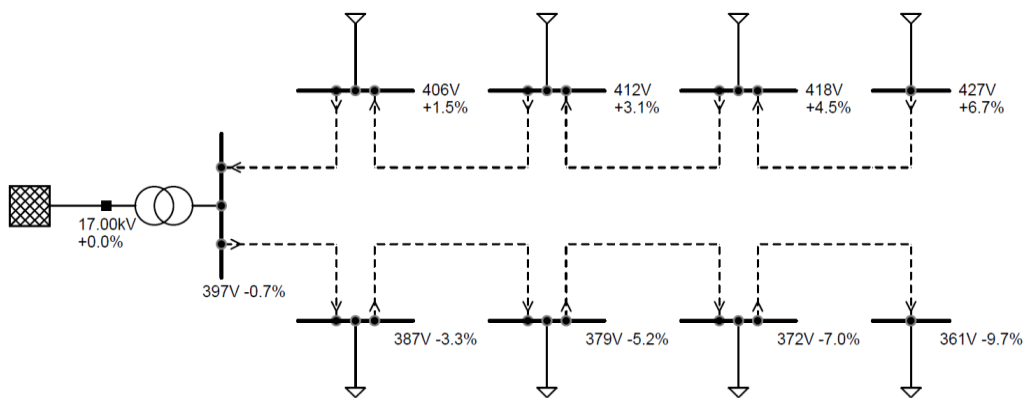


Abbildung 25:
Spannungen an den Verknüpfungspunkten im einspeise- und ausspeise-deterministischen Netzteil

Im gleichen Versorgungsgebiet haben wir bei diesem Beispiel zum gleichen Zeitpunkt an dem einen Versorgungsstrang eine maximale Spannungsanhebung von +6.7 % und an dem anderen Versorgungsstrang eine maximale Spannungssenke von -9.7 %. Eine Ausregelung der Spannung am Transformator wäre in diesem Fall schwierig zu bewerkstelligen.

Kritisch für die Einhaltung des Spannungsbandes sind vor allem die peripheren Netzknoten. Die Herausforderung bei zunehmender Einspeiseleistung durch EEA besteht darin, dass sich die ergebenden Spannungsspreizungen im Niederspannungsnetz zu jedem Zeitpunkt, für jeden Netzbelastungsfall und an jedem Verknüpfungspunkt innerhalb des Toleranzbandes bewegen müssen.

Bei der Beurteilung der langsamen Spannungsänderung im Verteilnetz sind somit stets die kritischen Extremsituationen zu berücksichtigen:

- **Maximale** Belastung des Netzes **ohne** Einspeiseleistungen durch EEA (niedrigste Spannung an den Verknüpfungspunkten).
- **Minimale** Belastung des Netzes **mit** maximaler Einspeiseleistung durch EEA (höchste Spannung an den Verknüpfungspunkten).

Wie bereits erwähnt, muss sich die Spannung zu jedem Zeitpunkt und an jedem Verknüpfungspunkt innerhalb des zulässigen Toleranzbandes befinden.

6.2.9 Unsymmetrische Netzeinspeisungen (einphasige EEA)

Die Niederspannungsversorgungsnetze werden so ausgebildet, dass die drei Phasen des Drehstromsystems elektrisch möglichst gleich belastet sind. Nur bei einer symmetrischen Belastung des Netzes ist ein optimaler Übertragungswirkungsgrad gegeben. Und je besser der Übertragungswirkungsgrad ist, desto verlustarmer ist der Netzbetrieb (kleinere Übertragungsverluste) und desto mehr elektrische Leistung kann über das Drehstromsystem transportiert werden.

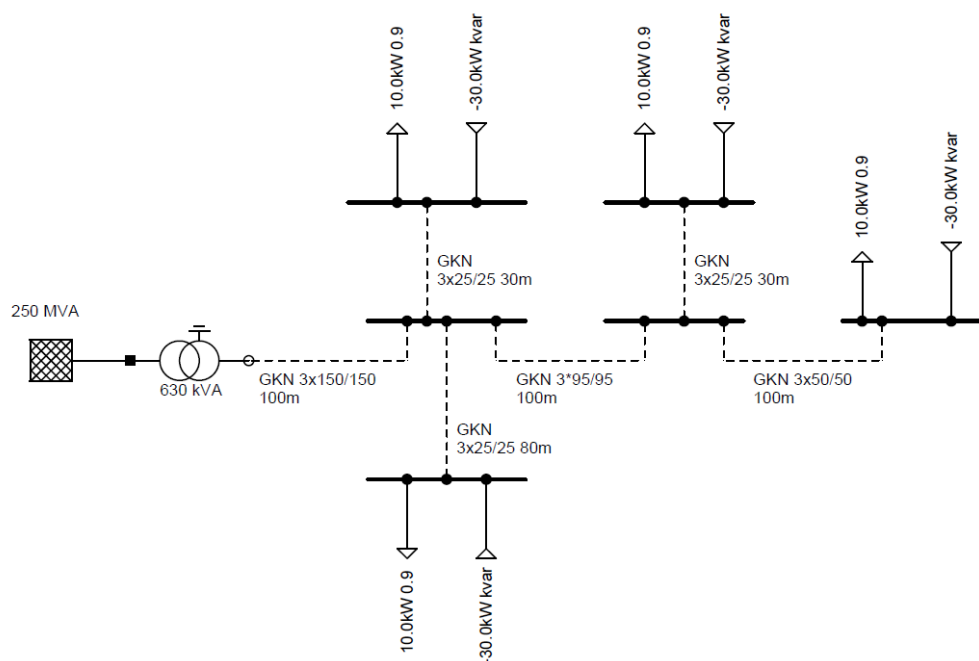
Mit der Einspeisung von einphasigen EEA wird die Lastverteilung im Netz unsymmetrisch belastet und die Übertragungskapazitäten der Versorgungsleitungen können nicht mehr optimal ausgenutzt werden (weitergehende Erläuterungen siehe Anhang A6).

6.2.10 Netzverluste

In Versorgungsgebieten mit hohem Anteil an EEA sowie im Verhältnis dazu geringen Ausspeiseleistungen entstehen auf der Netzebene 7 höhere Netzverluste. Die einspeisende elektrische Leistung (kW-Peak) von PV-Anlagen ist in der Regel um einiges höher als die maximale Ausspeiseleistung bei den Verbrauchern (z.B. Einfamilienhäusern). Durch Effizienzmassnahmen beim Stromverbrauch wird sich die Ausspeiseleistung zusätzlich verringern.

In unserem nachfolgenden Beispiel ist die einspeisende Leistung dreimal grösser als die Ausspeiseleistung.

Abbildung 26:
Das Versorgungsnetz mit dem Transformator, den Versorgungsleitungen sowie den Ein- und Ausspeisungen



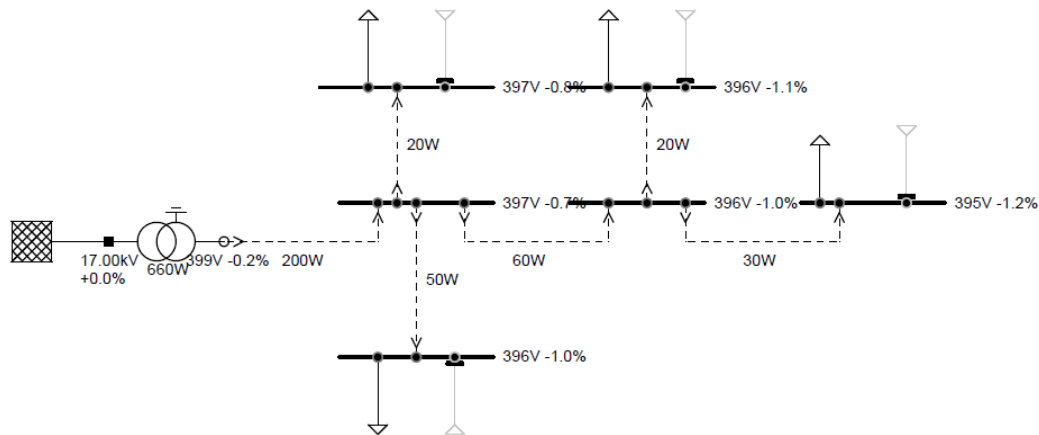


Abbildung 27:
Die Netzverluste ohne
EEA-Einspeisungen
(1'040 W)

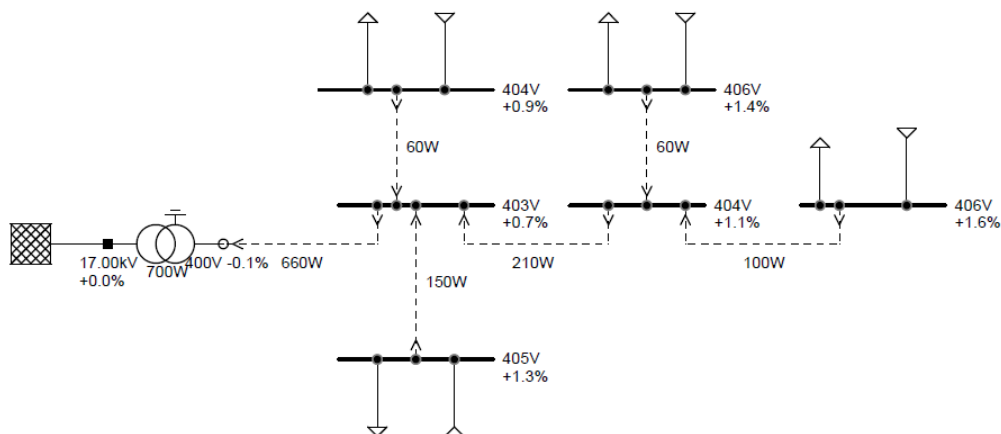


Abbildung 28:
Die Netzverluste mit EEA-
Einspeisungen
(1'940 W)

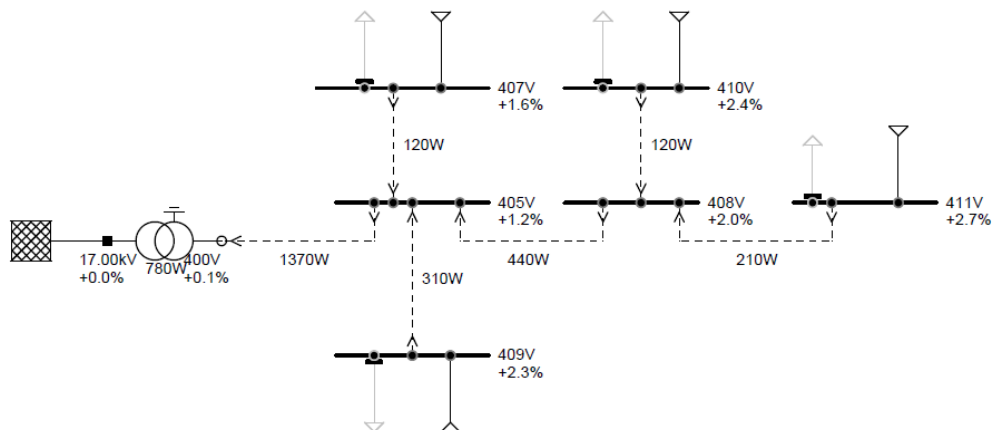


Abbildung 29:
Die Netzverluste mit EEA-
Einspeisungen, ohne Aus-
speisungen
(3'350 W)

Das Beispiel zeigt auf, dass die dezentral erzeugte elektrische Leistung mit Vorteil auch dezentral verwendet wird (Verbrauch und/oder Einspeicherung).

6.2.11 Einfluss von EEA auf das Mittelspannungsnetz

Das Mittelspannungsnetz weist ganz allgemein gegenüber dem Niederspannungsnetz eine wesentlich höhere Kurzschlussleistung auf. Dies hat zur Folge, dass die Spannung hier viel stabiler und somit weniger "anfällig" für die oben beschriebenen Problemfälle ist. Das heisst, das Aufnahmevermögen von EEA ist im Mittelspannungsnetz, je nach Netztopologie, viel höher als im Niederspannungsnetz.

An welche Spannungsebene (Nieder- oder Mittelspannung) eine EEA angeschlossen werden kann, hängt von der jeweiligen Situation ab. Entscheidungsfaktoren hierfür sind unter anderem die Einspeiseleistung und die Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt. Grössere Anlagen im Megawattbereich werden über einen separaten Transformator (17/0.4 kV) direkt an das Mittelspannungsnetz (Netzebene 5) angeschlossen.

Nachfolgend werden die Auswirkungen von Spannungsanhebungen von grösseren Einspeiseleistungen auf das Mittelspannungsnetz (abgebildet mit Unterwerk 110/17 kV; 40 MVA-Transformator und einer 10 km langen Versorgungsleitung) beispielhaft aufgezeichnet.

Abbildung 30:
Spannungsanhebung bei
Einspeisung einer PV-
Anlage mit einer Leistung
von 1'500 kW

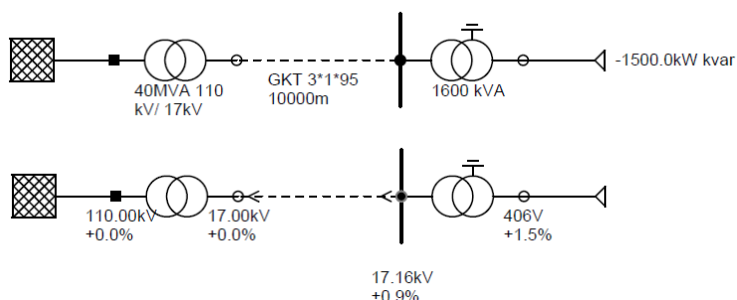
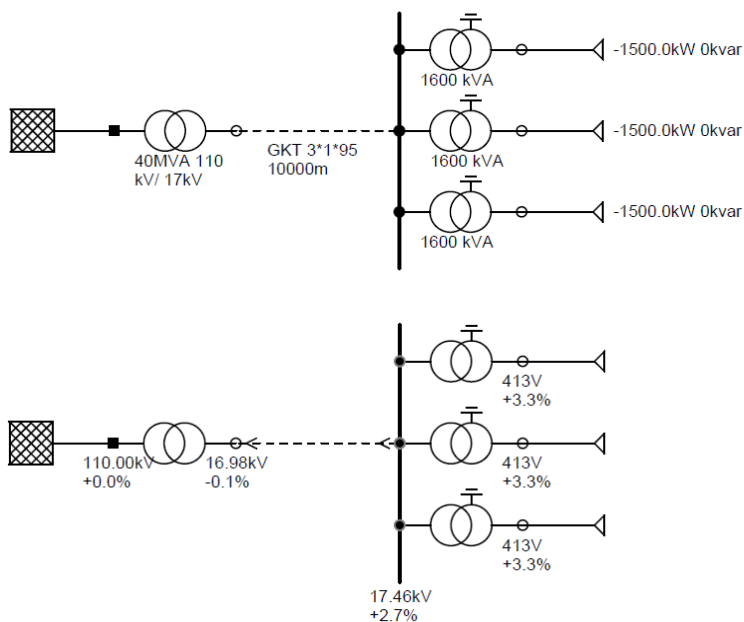


Abbildung 31:
Spannungsanhebung bei
Einspeisung von 3 PV-
Anlage mit je 1'500 kW



Die beiden Beispiele zeigen, dass die Auswirkung bezüglich Spannungsanhebung auf das Mittelspannungsnetz, verursacht durch EEA, klein ist.

Zu beachten gilt es hier auch, dass im Mittelspannungsnetz, im Gegensatz zu peripheren Niederspannungsnetzteilen, immer eine Grundlast durch Verbraucheranlagen vorhanden ist. Wie oben aufgezeichnet, "entschärft" dies die Spannungsanhebungsproblematik.

6.2.12 Fallbeispiel

In einem Fallbeispiel soll abschliessend ein reelles Anschlussgesuch einer EEA behandelt werden.

Auf dem Scheunendach eines Landwirtschaftsbetriebs soll eine Photovoltaikanlage mit einer elektrischen Leistung von 120 kVA installiert werden. Der Betrieb benötigt für die elektrischen Verbraucher eine Leistung von 25 kVA. An der bestehenden Versorgungsleitung ist ein weiterer Landwirtschaftsbetrieb angeschlossen. Die Versorgungsspannung am Transformator beträgt 400 V.

Die Situation mit den Anschlussleitungen aus der Transformatorenstation sieht wie folgt aus:

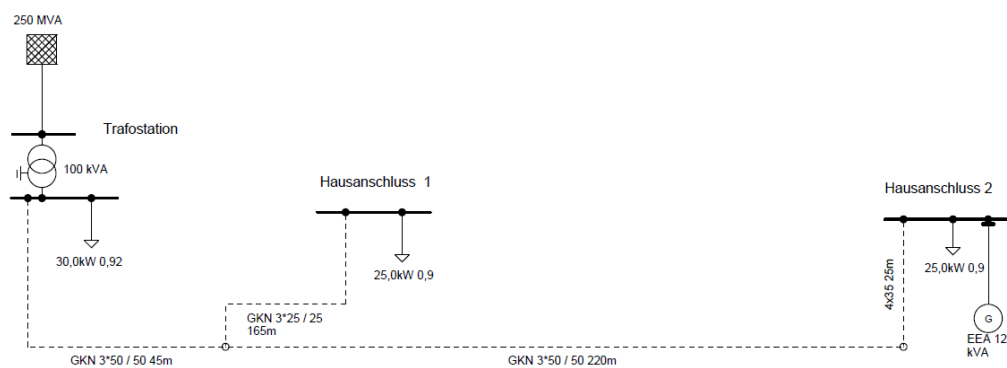


Abbildung 32:
Situation Fallbeispiel

Die aktuelle Netzbelastung - also ohne Rückspeisung durch die EEA - ergibt folgendes Bild:

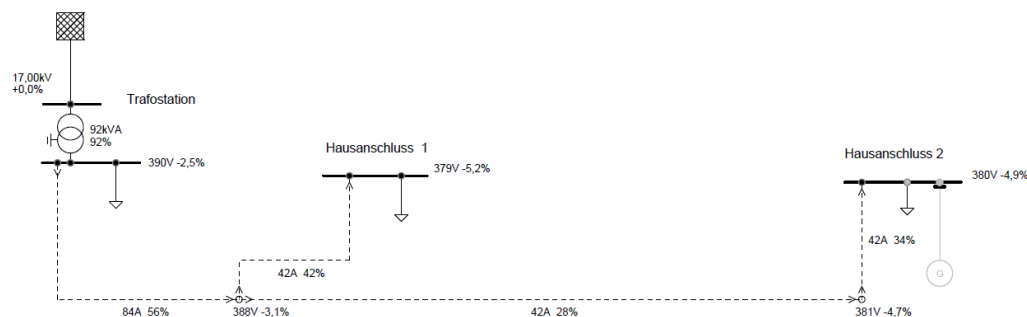
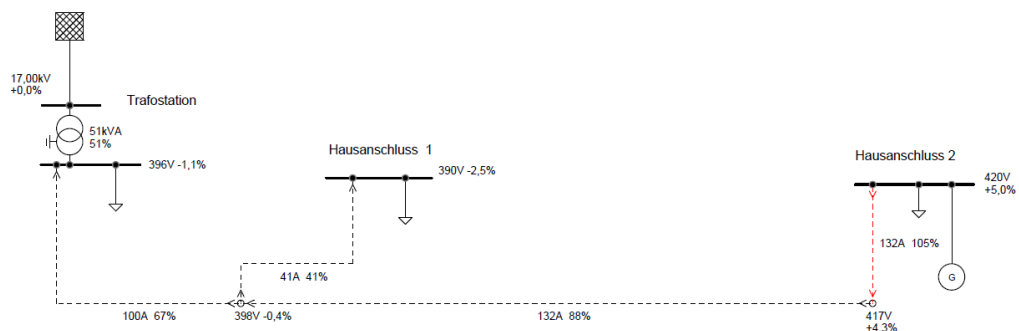


Abbildung 33:
Spannungen und Netzbe-
lastungen Ist-Stand

Die Spannungen sind innerhalb der zulässigen Normen und die Leitungen sind mit maximal 56 % ausgelastet. Der Transformator ist allerdings bereits zu 92 % ausgelastet.

Nun wird die PV-Anlage an das Verteilnetz angeschlossen:

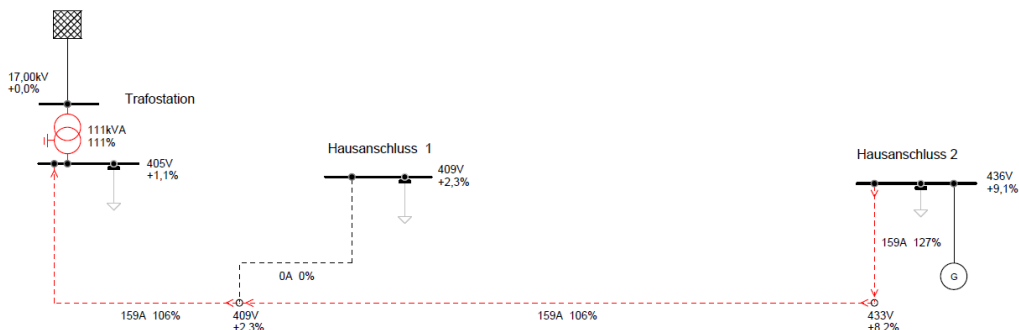
Abbildung 34:
Spannungen und Netzbe-
lastung mit PV-Einspeisung



Hier zeigt sich, dass bei einer Einspeisung der PV-Anlage von 100 % der Leistung und bei gleichzeitigem maximalem Leistungsbezug durch die angeschlossenen Verbraucher "nur" ein kleines Teilstück der Anschlussleitung "im roten Bereich" ist (Kabelauslastung 105 %). Der Transformator wird sogar entlastet. Die Spannungen sind "im grünen Bereich". (Anmerkung: als Verknüpfungspunkt gilt hier die Abzweigmuße; dies ist relevant für die maximal zulässige Spannungsanhebung von 3 %).

Wenn keine Verbraucher am Netz sind und die PV-Anlage 100 % ihrer Leistung in das öffentliche Netz einspeist, ergibt sich folgendes Bild:

Abbildung 35:
Spannungen und Netzbe-
lastung mit Einspeisungen
und ohne Ausspeisungen



Die Kabel von der Trafostation bis zum Hausanschluss 2 sind thermisch überlastet. Die Spannungen sind nach wie vor innerhalb der Normen. Der Transformator ist in diesem Lastfall ebenfalls thermisch überlastet.

Abschliessend sollen noch die Abschaltbedingungen¹¹ überprüft werden. Zu diesem Zweck wird der minimale einpolige Kurzschlussstrom beim Hausanschluss 2 ermittelt:

¹¹ Die Abschaltbedingungen einhalten heisst, dass im Kurzschlussfall das dem Fehler unmittelbar vorgeschaltete Schutzelement schnell und selektiv gemäss den Vorschriften auslöst.

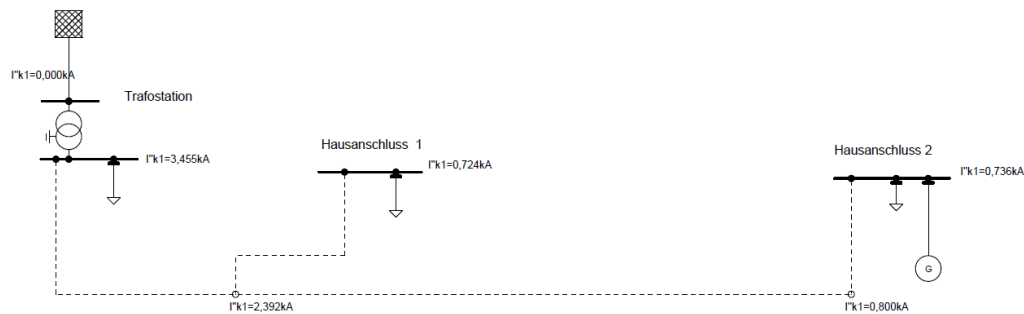


Abbildung 36:
Überprüfung der Abschalt-
bedingungen

Die Leitung ist bei der Transformatorenstation mit einem 160 A-Überstromunterbrecher abgesichert. Beim Hausanschluss 2 muss bei der gegebenen Rückspeiseleistung von 120 kVA mindestens eine 160 A - Sicherung eingebaut werden. Damit können aber die Abschaltbedingungen weder im Netz noch in der Hausinstallation eingehalten werden.

Grundsätzlich ergeben sich für dieses Fallbeispiel folgende Problempunkte:

- Der Transformator ist bei gewissen Lastfällen überlastet.
- Die Kabelleitungen sind ebenfalls bei gewissen Lastfällen überlastet.
- Die Abschaltbedingungen im Netz und in der Hausinstallation können nicht eingehalten werden.

Als konservative Lösung würde man hier eine Netzverstärkung (oben mit roter Farbe gekennzeichnet) vorschlagen (Kostenpunkt rund CHF 45'000.-).

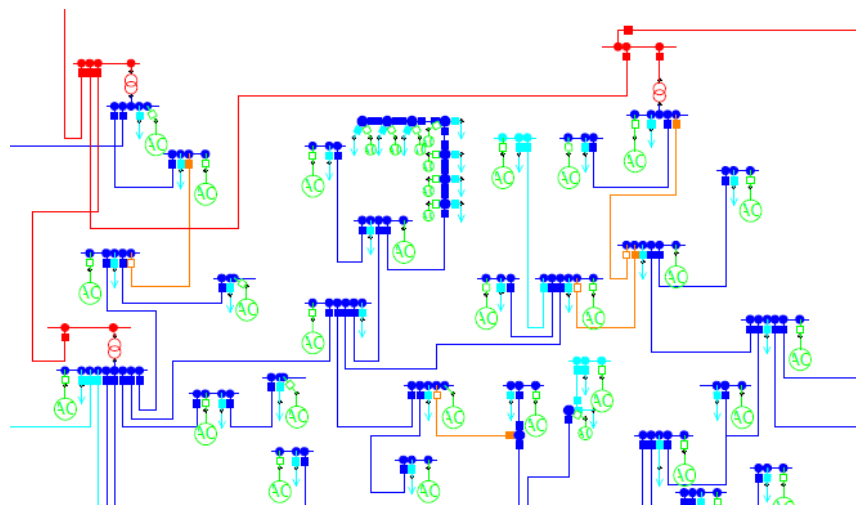
6.3 Netzsimulation

6.3.1 Allgemeines

Die oben aufgeführten Punkte, die zu Problemen im Verteilnetz führen können, werden nun an einem reellen Verteilnetz analysiert. Zu diesem Zweck wird ein typisches Thurgauer Verteilnetz (mit Mittel- und Niederspannungsebene) mit allen Betriebsmitteln (Transformatoren, Leitungen) sowie Ein- und Ausspeiseleistungen in einem Netzberechnungsprogramm (NEPLAN) abgebildet. Das Simulationsprogramm erlaubt die Durchführung sämtlicher relevanter Berechnungen wie Lastflüsse, Kurzschlüsse, Spannungsänderungen, usw.

Damit unter möglichst realen Rahmenbedingungen die Lastflüsse berechnet werden können, sind im Vorfeld in diesem EVU umfassende Belastungsmessungen an den Transformatoren und an den Hauptleitungen durchgeführt worden.

Abbildung 37:
Ausschnitt NEPLAN



In einem ersten Schritt wird das Verteilnetz gemäss der heutigen Ein- und Ausspeisesituation analysiert. Anschliessend wird der Anteil an dezentral erzeugter elektrischer Leistung sukzessive erhöht und das Versorgungsnetz einem "Stresstest" unterzogen. Die Ausspeiseleistungen werden dabei für die verschiedenen Szenarien stabil gehalten (ohne Berücksichtigung von Effizienzeffekten beim Stromabsatz). Die Auswirkungen der Effizienzeffekte auf den Netzbetrieb werden separat analysiert.

6.3.2 Beschreibung des Simulationsobjekts

Bei dem nachgebildeten Versorgungsnetz handelt es sich um ein mittelgrosses Elektrizitätsversorgungsunternehmen aus dem Kanton Thurgau. Das EVU betreibt drei Netzebenen (5b, 6 und 7) mit 16 Transformatorenstationen, rund 10 km Mittel- und 25 km Niederspannungsleitungen (ohne Hausanschlüsse). Am Versorgungsnetz sind drei Wasserkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 1'600 kW angeschlossen. Diese Wasserkraftwerke sind direkt mit einem Transformator verbunden und speisen die elektrische Energie in das Mittelspannungsnetz ein. Da diese Wasserkraftwerke einerseits die Niederspannungsebene nicht beeinflussen und andererseits für einen Vergleich mit anderen Verteilnetzen aus dem Kanton Thurgau untypisch sind, werden diese Produktionsanlagen in dieser Studie nicht berücksichtigt.

Am Verteilnetz sind rund 1'900 Endkunden angeschlossen (Industriebetriebe, Gewerbebetriebe, Haushaltungen).

Im Jahr 2013 betrug der elektrische Energieabsatz rund 19 GWh (19'000'000 kWh) bei einer elektrischen Leistung von 4'400 kW.

Eingespeist wird das EVU aus einem EKT-Unterwerk über eine rund 6.5 km lange Mittelspannungsleitung.

Die bestehenden Wasserkraftwerke in der Modellgemeinde werden hier nicht berücksichtigt

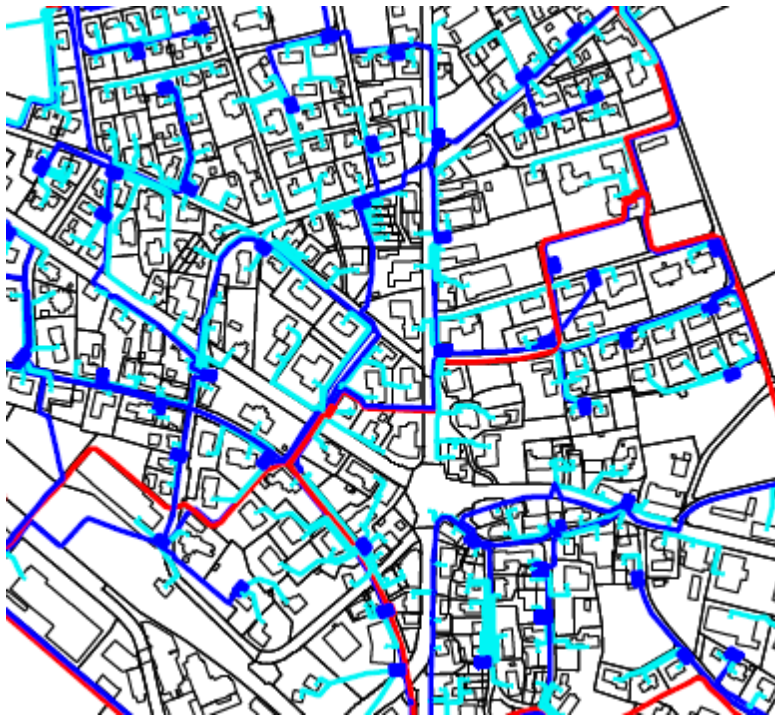


Abbildung 38:
Ausschnitt Übersichtsplan
Simulationsprojekt

Rote Leitungen:
Mittelspannungsleitungen

Dunkelblaue Leitungen:
Versorgungsleitungen

Hellblaue Leitungen:
Anschlussleitungen

Das im Modell abgebildete Versorgungsnetz entspricht dem einer typischen mittelgrossen Thurgauer Gemeinde mit einem kompakten Dorfkern einerseits und mit vom Dorfkern entfernten Weilern andererseits. Auch die im Netz verwendeten Transformatoren und Kabelquerschnitte sind mit denjenigen von anderen Werken vergleichbar. Ebenfalls vergleichbar sind die Netzstrukturen: Das Mittelspannungsnetz und das Niederspannungsnetz im Dorfkern sind vermascht (offen betriebene Ringstruktur) ausgebildet. Die elektrischen Anlagen der aus geografischer Sicht an peripheren Netzpunkten angeschlossenen Endkunden werden über Stichleitungen versorgt. Wie auch in allen anderen Versorgungsnetzen gibt es in diesem Modell Endkunden, welche sich in unmittelbarer Nähe einer Transformatorenstation befinden (innerhalb eines Versorgungsradius von 200 m) und solche, die über längere Leitungsdistanzen an das öffentliche Netz angeschlossen sind.

Die aus diesen Untersuchungen gewonnenen Erkenntnisse lassen sich darum sowohl für andere mittlere, wie aber auch für kleinere Versorgungsnetze im Kanton Thurgau anwenden.

6.3.3 Szenarien

In einem ersten Schritt wird für den **Ist-Zustand** die elektrische Belastung der Transformatoren und Leitungen für den Normalschaltzustand und bei Netzscheidungen berechnet, die daraus resultierenden Netzspannungen an den Verknüpfungspunkten werden erfasst. Um die nachfolgend aufgeführten Szenarien mit dem Ist-Stand vergleichen zu können, werden auch die Wirkverluste der Betriebsmittel und die Kurzschlussströme an den Verknüpfungspunkten ermittelt.

Anschliessend an die Situationsanalyse werden vier Szenarien mit sukzessiv steigenden Einspeiseleistungen von dezentralen, homogen auf das ganze Versorgungsnetz verteilten Elektrizitätserzeugungsanlagen analysiert. Mögliche Standorte für die Netzintegration von grösseren Erzeugungsanlagen in den Industrie- und Gewerbegebieten sowie den peripheren Netzgebieten (Landwirtschaftsbetriebe) werden im Modell berücksichtigt.

Bei der dezentralen Integration von Elektrizitätserzeugungsanlagen in das Verteilnetz wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass zukünftig in jeder Liegenschaft (Ein- oder Mehrfamilienhäuser, Gewerbe-, Landwirtschafts- oder Industriegebäude) grundsätzlich elektrische Energie erzeugt und in das öffentliche Netz eingespeist werden kann. Im Modell wird deshalb an jede Liegenschaft eine Elektrizitätserzeugungsanlage an das Netz angeschlossen. Die Erzeugerleistung wird dabei von Szenario zu Szenario sukzessive erhöht.

Die im Modell eingesetzten Elektrizitätserzeugungsanlagen setzen sich – beziehungsweise auf das Strategiepapier des Regierungsrats – aus Photovoltaik- (vorwiegend) und Wärmekraftkopplungsanlagen zusammen. Für Windkraft und Geothermie (zur Stromerzeugung) besteht auf diesem Gemeindegebiet kein Potenzial. Die Nutzung der Wasserkraft in diesem Versorgungsgebiet ist bereits ausgeschöpft. Sie wird in der Simulation aber nicht berücksichtigt.

Die Szenarien orientieren sich am Strategiepapier des Regierungsrats, wobei der prozentuale Anteil an dezentraler Stromproduktion für die Jahre 2030, 2040, 2050 extrapoliert wird (Mittelweg zwischen den beiden Strategievarianten des Grundlagenberichtes: Konzept für einen Thurgauer Strommix ohne Kernenergie).

Im Modell werden folgende Szenarien abgebildet und analysiert:

Abbildung 39:
Szenarien gemäss dem
Strategiepapier des Regie-
rungsrats auf die Modell-
gemeinde bezogen

*) ohne Wasserkraft, Ge-
othermie und Windkraft

Szenario	Entspricht der Energie- strategie im Jahr:	Dezentral er- zeugte Ener- gie in GWh/a	Prozentualer Anteil an Gesamte- nergie	Installierte Leistung der EEA in MW
1	2020	1.468	8	1.4
2	2030	3.303	17	3.2
3	2040	4.404	23	4.2
4	2050	5.505	29	5.3

Folgende Berechnungen und Untersuchungen werden für den Ist-Zustand und die einzelnen Szenarien vorgenommen:

- Elektrische Belastung der Betriebsmittel
- Spannungen an den Verknüpfungspunkten (Spannungsband, Spannungsanhebung)
- Wirkverluste im Verteilnetz
- Blindleistungsbelastung im Verteilnetz
- Kurzschlussleistungen im Verteilnetz
- Oberschwingungen

Es werden jeweils zwei Lastfälle analysiert:

- Schwachlast bei gleichzeitig 100 % Stromerzeugung durch EEA
- Spitzenlast bei gleichzeitig 100 % Stromerzeugung durch EEA¹²

Um möglichst viele, auch für andere Verteilnetze gültige Aussagen machen zu können, wird das zu untersuchende Objekt für die Datenauswertung in vier Teilnetze unterschiedlicher Leistungsdichte (MW/km²) unterteilt:

- Dorfzentrum
- Dorfperipherie
- Industrie
- Vom Dorf geografisch "abgetrennte" Weiler



Abbildung 40:
Verteilnetz "Peripherie"

Rote Leitungen:
Mittelspannungsleitungen

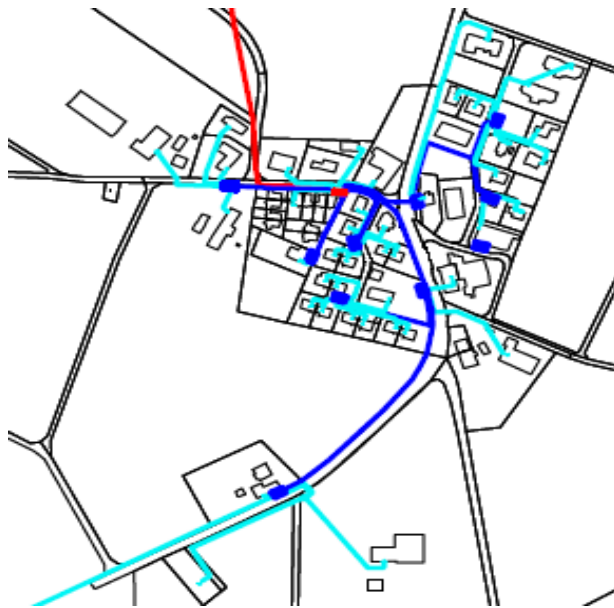
Dunkelblaue Leitungen:
Versorgungsleitungen:

Hellblaue Leitungen:
Anschlussleitungen

¹² : Der Begriff Schwachlast oder Spitzenlast bezieht sich auf die bezogene elektrische Ausspeiseleistung bei den Verbrauchern

Abbildung 41:
Verteilnetz "Weiler"

Rote Leitungen:
Mittelspannungsleitungen
Dunkelblaue Leitungen:
Versorgungsleitungen:
Hellblaue Leitungen:
Anschlussleitungen



Die grundlegenden Unterschiede zwischen der Stromverteilung in einem Dorfzentrum und einem "abgelegenen" Weiler sind folgende:

In einem Dorfzentrum haben wir im Niederspannungsnetz in der Regel

- grössere Kabelquerschnitte
- grössere Transformatoren
- grössere Bezugsleistungen

Ohne den Ergebnissen aus der Netzsimulation vorgreifen zu wollen, führen diese Unterschiede dazu, dass die Aufnahmefähigkeit von Elektrizitätserzeugungsanlagen im Dorfzentrum ungleich höher ist als in peripheren Netzgebieten.

6.4 Ergebnisse

In unseren Szenarien gehen wir – wie oben beschrieben – von einer linearen Leistungszunahme der EEA, über das ganze Netz homogen verteilt, aus. Dies wird in der Realität nicht der Fall sein. Werden in einem Netzgebiet überproportional viele, oder grössere Anlagen realisiert, kann es bei einzelnen Betriebsmitteln entsprechend früher wie in den verschiedenen Szenarien beschrieben, zu Überlastungen und Spannungsverletzungen kommen. Insbesondere gilt diese Bemerkung für Netzanschlüsse ausserhalb der Bauzonen (z.B. Landwirtschaftsbetriebe mit grossen PV-Anlagen).

Nachfolgend sind die wichtigsten Ergebnisse aus der Netzsimulation dargestellt und erläutert.

6.4.1 Elektrische Belastung der Transformatoren

Die Auswertung der Ergebnisse zeigt, dass die Einspeiseleistungen der EEA für die Transformatoren im untersuchten Verteilnetz kein grosses Problem bezüglich Leistungsübertragung darstellen. Dies kommt in erster Linie daher, dass die EVU's ihre Transformatoren leistungsmässig eher gross dimensionieren um diese einerseits möglichst Verlustoptimal zu betreiben und andererseits Netzumschaltungen zu ermöglichen. Mit einer höheren Belastung der Transformatoren, verursacht durch vermehrten Einspeisung durch EEA, schränkt man den Netzbetrieb unter Umständen diesbezüglich entsprechend ein.

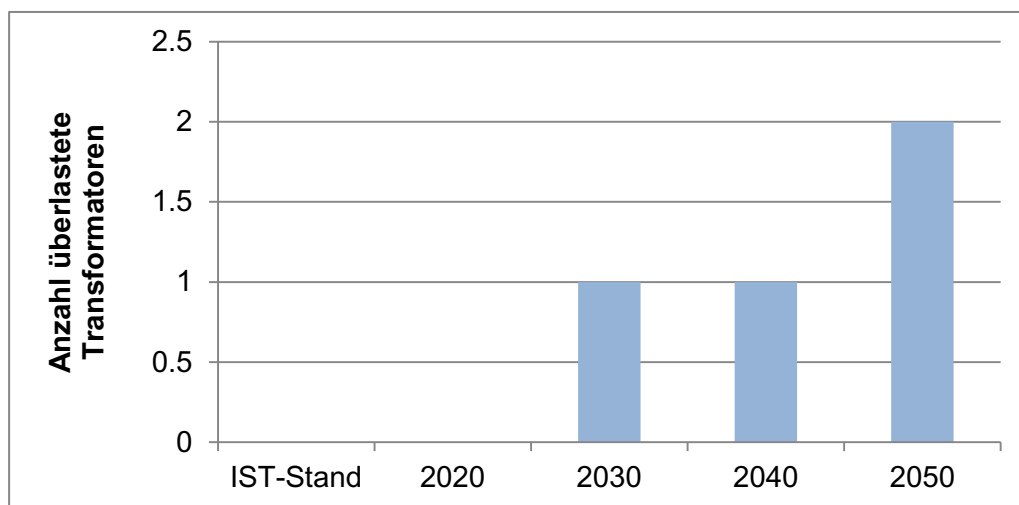


Abbildung 42:
Überlastete Transformatoren im Schwachlastfall

Anzahl Trafos im Verteilnetz: 19

Im Jahr 2050 sind lediglich zwei der neunzehn Transformatoren und nur bei Schwachlast über 100 % belastet.

Am kritischsten sind diesbezüglich die Transformatoren in den umliegenden Weilern (verhältnismässig kleine elektrische Trafogrössen, grössere einzelne EEA von Landwirtschaftsbetrieben).

6.4.2 Elektrische Belastung der Leitungen

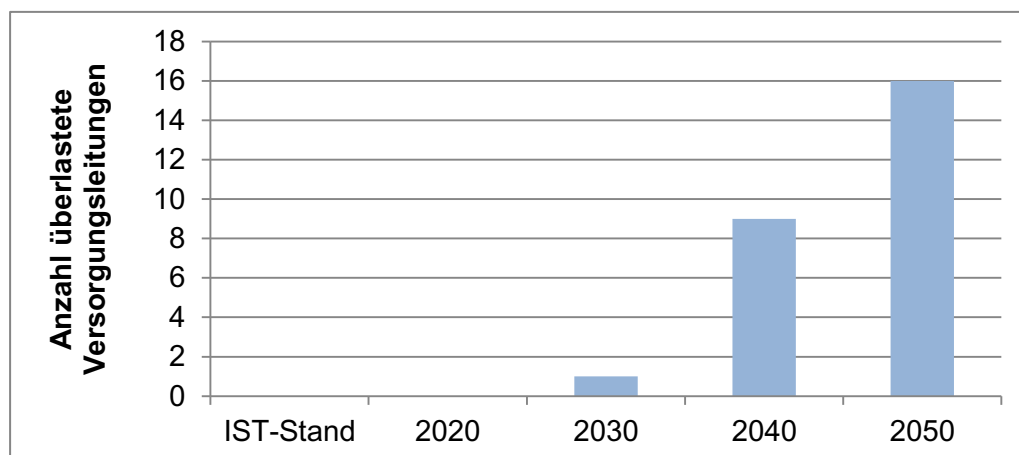
Auch bei den Kabelbelastungen zeigt sich, dass es erst ab dem Jahr 2040 zu nennenswerten Überlastungen kommen kann. Und auch hier fällt auf, dass die peripheren Versorgungsleitungen¹³ von Überlastungen zuerst betroffen sind. Im Jahr 2050 sind sechzehn der 143 Versorgungsleitungen (Anschlussleitungen¹⁴ nicht eingerechnet) überlastet. Auch hier gilt generell wie bei den Transformatoren, dass die EVU's mit den oben erwähnten Argumenten die Versorgungsleitungen bezüglich der elektrischen Belastung grösser dimensionieren. Und auch hier kann die Rückspeisung von EEA zu Einschränkungen im Netzbetrieb (Netzumschaltungen) führen.

¹³ Unter Versorgungsleitung verstehen wir hier Niederspannungsleitungen zwischen den Transformatorenstationen und den Kabelverteilkabinen (auch Hauptleitungen genannt)

¹⁴ Mit Anschlussleitungen sind Hauszuleitungen gemeint

Abbildung 43:
Überlastete Versorgungsleitungen im Schwachlastfall

Anzahl Versorgungsleitungen im Verteilnetz: 143



Zu Überlastungen von Anschlussleitungen kommt es nur in den Fällen, in welchen die Einspeiseleistung grösser als die Anschlussleistung ist. In unserem Netzmodell sind diesbezüglich elf Anschlussleitungen kritisch. Je nach Bauvorhaben und Grösse der EEA können hier bereits heute Massnahmen notwendig werden.

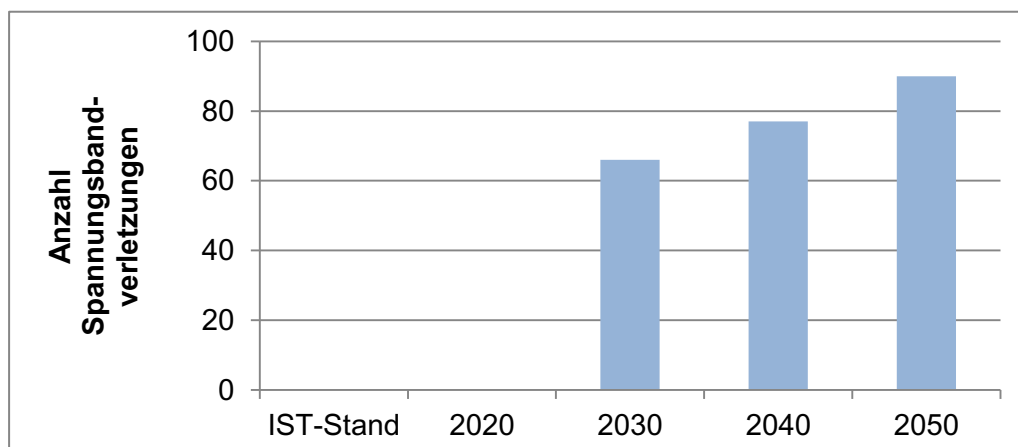
6.4.3 Einhaltung des Spannungsbandes von +/- 10 % der Nennspannung bei einer Versorgungsspannung von 420 Volt

Bei den Netzdatenaufnahmen vor Ort wurde festgestellt, dass die Sekundärspannung sämtlicher Transformatoren im untersuchten Verteilnetz der Modellgemeinde auf 420 Volt eingestellt ist (die Nennspannung beträgt 400 Volt). Mit der höheren Versorgungsspannung am Transformator wird erreicht, dass der in den Normen geforderte max. Spannungsfall (bei Spitzenlast) im Verteilnetz von -10 % der Nennspannung besser eingehalten werden kann.

Durch die vermehrte Einspeisung von Elektrizitätserzeugungsanlagen erhöht sich, wie weiter oben beschrieben, die Versorgungsspannung im Netz. Das heisst, dass die Einhaltung der geforderten maximalen +10 % der Nennspannung zum Problem werden kann.

Abbildung 44:
Unzulässig hohe Versorgungsspannung an den Verknüpfungspunkten bei Schwachlast

Anzahl Verknüpfungspunkte: 196



Der geschilderte Sachverhalt führt dazu, dass es ab 2020 an gewissen Netzknoten zu unzulässig hohen Versorgungsspannung kommt. Im Jahr 2030 treten bereits an 65 von 196 Verknüpfungspunkten¹⁵ Spannungsbandverletzungen (Versorgungsspannung höher als +10% der Nennspannung) auf.

Von diesen unzulässig hohen Spannungen sind im Schwachlastfall im Jahr 2030 dreizehn der 143 Versorgungsleitungen betroffen.

6.4.4 Spannungsanhebungen

Um es vorwegzunehmen: die Einhaltung der geforderten maximalen 5 % Spannungsanhebung an allen Verknüpfungspunkten, verursacht durch die einspeisenden EEA, ist bezüglich der Integration von dezentralen Elektrizitätserzeugungsanlagen die grösste technische Herausforderung. Schon bereits im Jahr 2030 kommt es an 50 von 196 Verknüpfungspunkten zu unzulässig hohen Spannungsanhebungen. Ab dem Jahr 2040 werden zum Teil Werte von über 10% der Versorgungsspannung erreicht.

Im Jahr 2030 sind zehn der 143 Versorgungsleitungen von zu hohen Spannungsanhebungen betroffen.

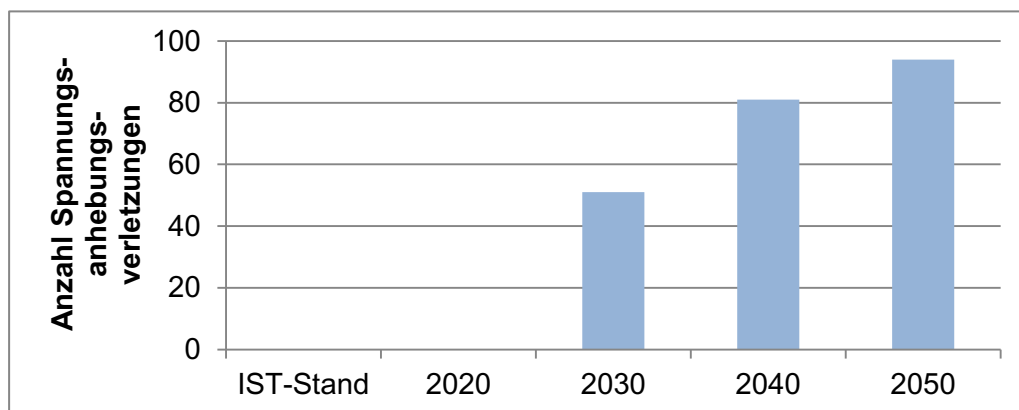


Abbildung 45:
Unzulässige Spannungsanhebungen durch EEA an den Verknüpfungspunkten bei Schwachlast

Anzahl Verknüpfungspunkte: 196

Auch hier gilt es wieder zu erwähnen, dass beim Zubau von grösseren Elektrizitätserzeugungsanlagen oder bei Anlagen im peripheren Verteilnetz bereits heute Massnahmen notwendig werden können.

6.4.5 Kurzschlussleistungen

Die Kurzschlussleistung auf der Niederspannungsseite der Transformatoren wird durch die Einspeisung von Photovoltaik- und kleineren Wärmekraftkopplungsanlagen unbedeutend beeinflusst. Im Jahr 2050 haben wir eine diesbezügliche Erhöhung der Kurzschlussleistung von 5 %.

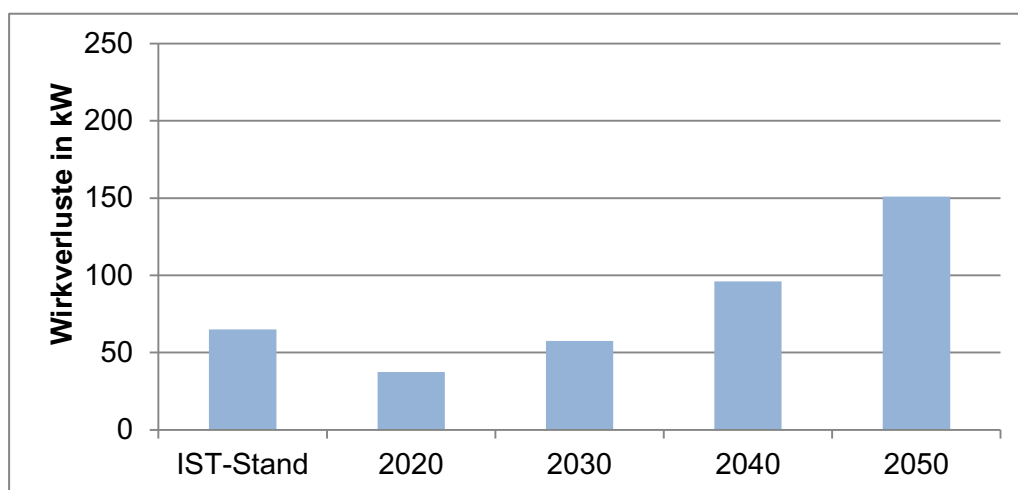
Relevanten Einfluss auf die thermische und mechanische Kurzschlussfestigkeit der Betriebsmittel üben erst Einzelanlagen im Megawattbereich aus.

¹⁵ Die Anzahl Verknüpfungspunkte setzt sich hier aus der Summe von Kabelverteilkabinen und den Endpunkten von Anschlussleistungen mit einer Länge von über 100m zusammen

6.4.6 Netzverluste (Wirkverluste) im Niederspannungsnetz

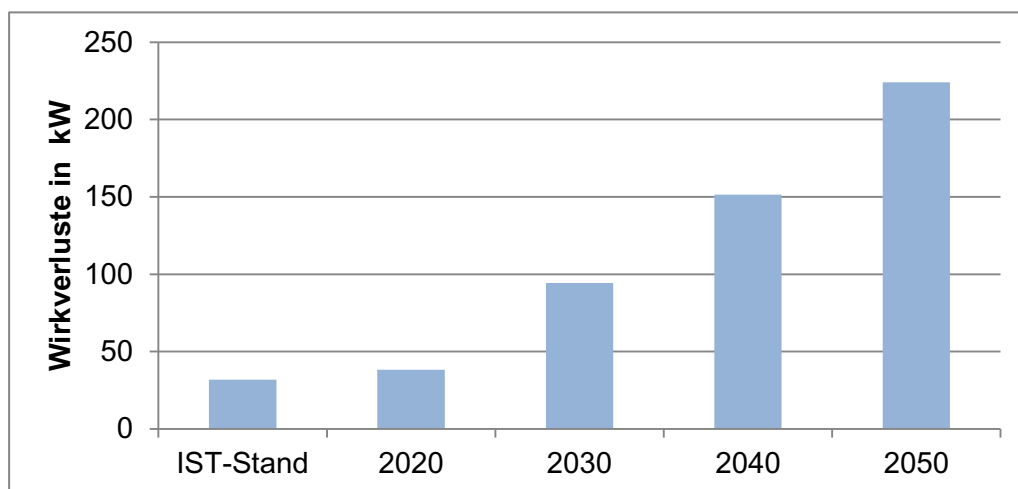
Sowohl im Spitzen- wie auch im Schwachlastfall nehmen die Netzverluste auf den Niederspannungsleitungen bei zunehmend dezentral ins Netz eingespeister elektrischer Leistung durch die EEA gegenüber dem Ist-Stand zu. Bei Spitzenlast sind die Verluste zwar bis ins Jahr 2030 noch kleiner als im Ist-Stand, nehmen aber ab 2040 ebenfalls zu. Im Jahr 2050 sind die Wirkverluste rund doppelt so hoch wie im Ist-Stand.

Abbildung 46:
Wirkverluste im Verteilnetz
bei Spitzenlast



Begründet ist diese Zunahme durch die hohen Einspeiseleistungen (kW) der EEA im Verhältnis zu den bestehenden Ausspeiseleistungen (Einspeiseleistung durch EEA im Jahr 2050: 5.3 MW; Ausspeiseleistung für das ganze Verteilnetz zu Spitzenlastzeiten: 4.4 MW). Die hohen Einspeiseleistungen sind wiederum erforderlich, um die Zielsetzungen bezüglich der jährlichen dezentralen Energieproduktionen (kWh) zu erreichen. Dabei muss beachtet werden, dass die dezentralen Anlagen (vor allem die PV-Anlagen) nur über eine beschränkte Zeit produzieren können.

Abbildung 47:
Wirkverluste auf den Lei-
tungen bei Schwachlast



Im Schwachlastfall sind die Verluste im Niederspannungsnetz bereits ab 2020 grösser als beim Ist-Stand. Im Jahr 2050 erreichen die Verluste rund den sechsfachen Wert vom Ist-Stand.

Diese Aussagen beziehen sich auf die Fälle, in denen die EEA jeweils mit 100 % ihrer Leistung produzieren. Verlustoptimal kann das Verteilnetz dann betrieben werden, wenn die erzeugte dezentrale Leistung auch dezentral verwendet werden kann.

6.4.7 Blindleistungsverluste im Niederspannungsnetz

Die Auswertungen der Ergebnisse zeigen, dass die Blindleistungsverluste im Verteilnetz gegenüber dem Ist-Stand mit zunehmender Einspeiseleistung der EEA leicht ansteigen.

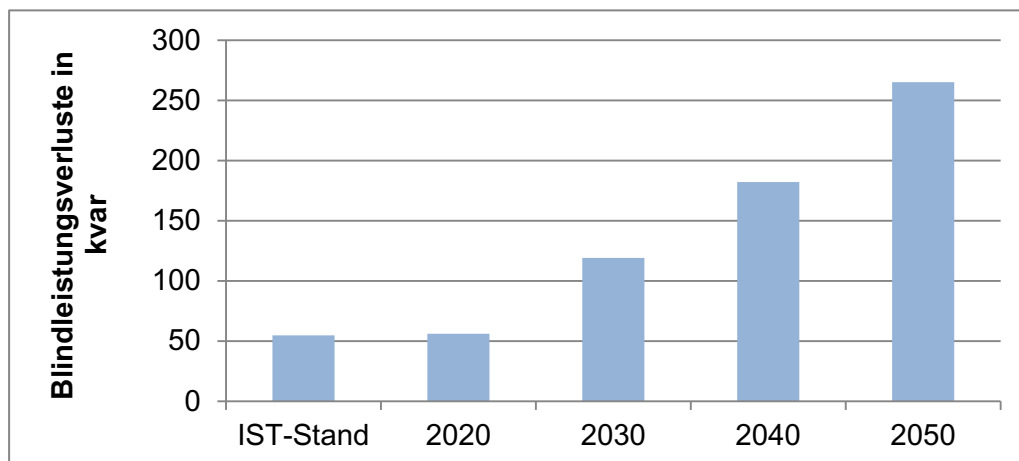


Abbildung 48:
Blindleistungsverluste im
Niederspannungsnetz bei
Schwachlast

6.4.8 Abschaltbedingungen

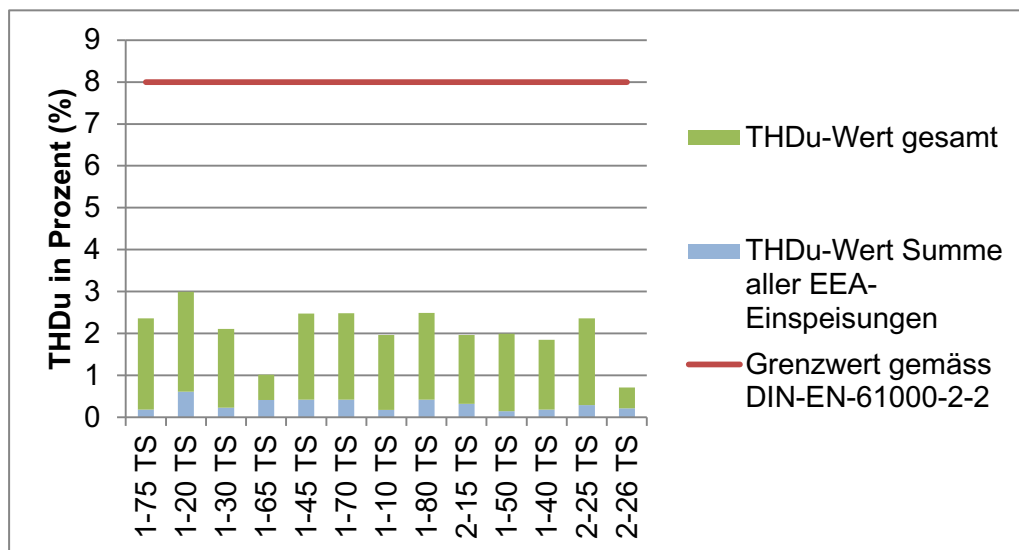
Die Abschaltbedingungen können in unserem Netzmodell bei elf Anschlussleitungen, die sich in peripheren Netzgebieten befinden, kritisch werden. Je nach Höhe der Erzeugerleistung und Zeitpunkt der Netzintegration der EEA kann es bereits heute zu unzulässig hohen Abschaltzeiten der Schutzeinrichtungen im Netz und in der Hausinstallation kommen.

6.4.9 Oberschwingungen

Die durch dezentrale Elektrizitätserzeugungsanlagen erzeugten Oberschwingungen (vor allem durch Wechselrichter von PV-Anlagen) stellen im Verteilnetz gesamthaft gesehen dann kein Problem dar, wenn die eingesetzten Produkte die entsprechenden Normen einhalten. In unserem Berechnungsprogramm haben wir die diesbezüglichen Angaben der Hersteller eingepflegt.

Unsere Berechnungen zeigen für das Jahr 2050 (Szenario mit dem höchsten Oberschwingungspegel) einen Gesamtverzerrungsfaktor (THD_U-Wert) von max. 3 %, wovon 0.6 % von den EEA verursacht werden. Der diesbezügliche Grenzwert (gemäss EN 61000-2-2) in Niederspannungsnetzen beträgt 8 %.

Abbildung 49:
Oberschwingungspegel
einzelner Trafoversor-
gungskreise bei Schwach-
last

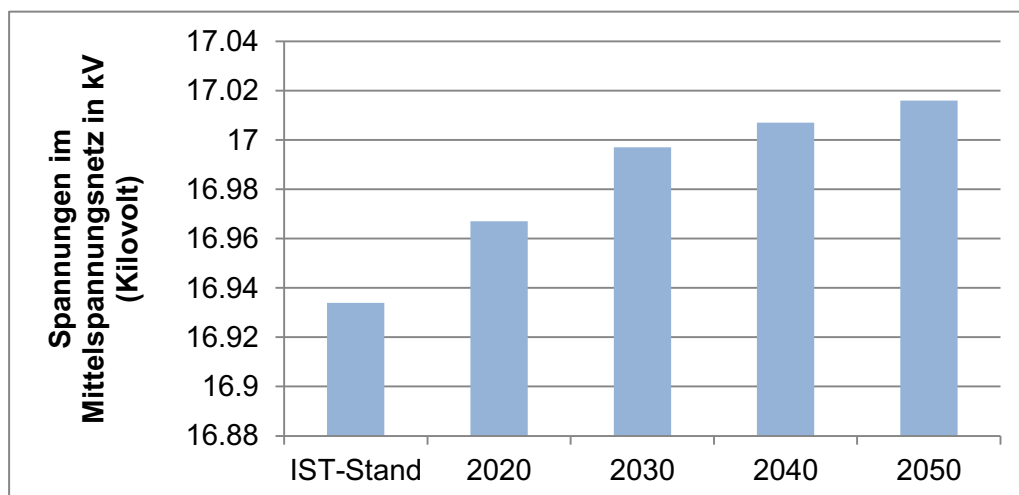


Die von uns bis anhin durchgeführten Oberschwingungsmessungen von EEA zeigen allerdings ein anderes Bild (siehe Kapitel 6.2.7). Es empfiehlt sich auf jeden Fall, die diesbezüglichen Netzurückwirkungen jeder einzelnen Erzeugungsanlage situationsbezogen zu beurteilen und allenfalls nach Inbetriebnahme entsprechende Messungen durchzuführen.

6.4.10 Spannungsanhebung im Mittelspannungsnetz (Netzebene 5)

Die Spannungen im Mittelspannungsnetz steigen durch die dezentrale Stromerzeugung auch im Extremfall (Schwachlastfall im Jahr 2050) um weniger als 1.0 % an. Die Abbildung zeigt die Spannungen an der Einspeisestelle EKT / EW.

Abbildung 50:
Spannungserhöhungen im
Mittelspannungsnetz



Die Spannung im Mittelspannungsnetz kann in den Unterwerken dynamisch geregelt werden. Das heisst, dass eine durch EEA verursachte Spannungser-

höhung im Mittelspannungsnetz ausgeglichen werden kann und somit für diese Netzebene kein Problem darstellt.

6.4.11 Lastflussrichtung an der Übergabestelle EKT / EW

Die Lastflussberechnungen haben ergeben, dass ab dem Jahr 2030, respektive 2040 sowohl in Schwachlast- wie auch in Spitzenlastzeiten elektrische Leistung vom EW-Netz in das EKT-Netz eingespeist wird. Vorausgesetzt wird hier, dass zu diesen Zeitpunkten die Stromproduktion der dezentralen Anlagen 100 % beträgt.

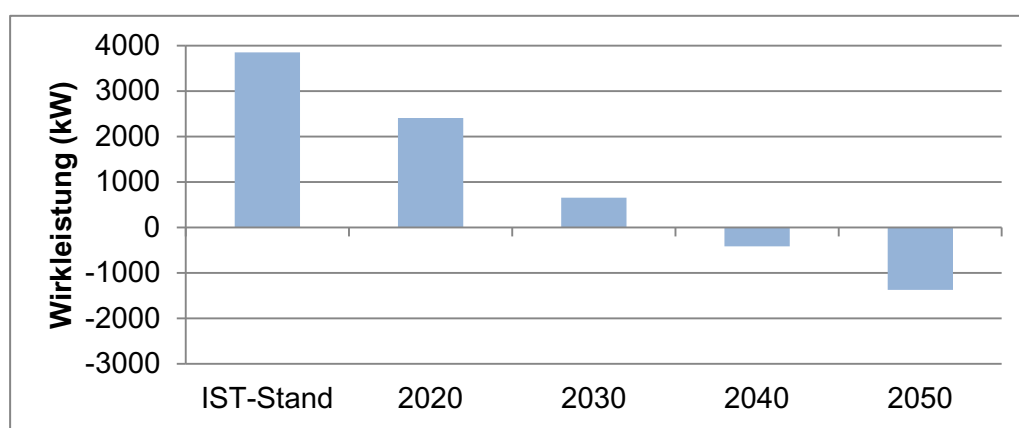


Abbildung 51:
Lastflüsse zu Spitzenlastzeiten und 100% Stromproduktion durch EEA an der Übergabestelle EKT / EW

Im Jahr 2050 fließt im Schwachlastfall eine elektrische Leistung von rund 2'200 kW in das EKT-Netz.

Der Lastfluss in Spitzen- wie in Schwachlastzeiten stellt für das Mittelspannungsnetz bis ins Jahr 2050 bezüglich thermischer Belastung kein Problem dar.

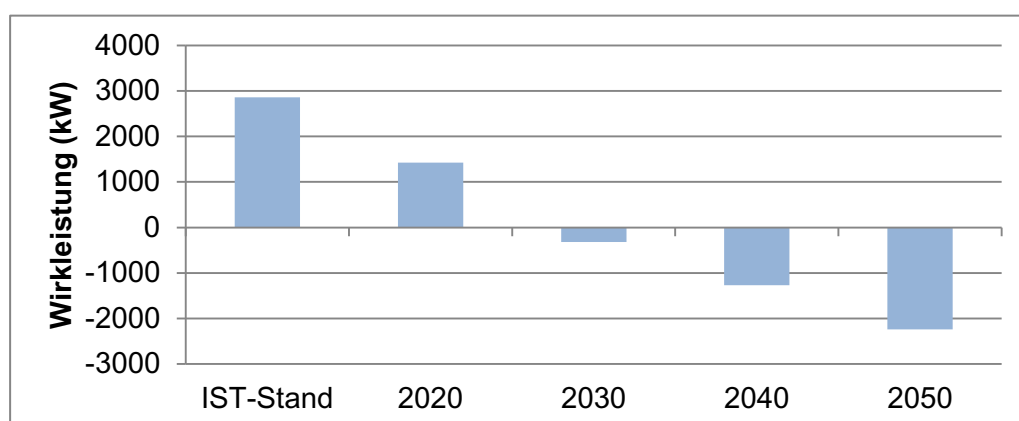


Abbildung 52:
Lastflüsse zu Schwachlastzeiten und 100% Stromproduktion durch EEA an der Übergabestelle EKT / EW

6.4.12 Auswirkungen von Effizienzmassnahmen auf das Verteilnetz

Durch die im Grundlagenbericht "Konzept für einen Thurgauer Strommix ohne Kernenergie" festgelegten Effizienzmassnahmen wirken sich im Verteilnetz zusätzlich negativ auf die Spannungsqualität und den Netzbetrieb aus. Der Grund dafür ist der, dass das Verteilnetz zwar einerseits durch den effiziente-

ren Einsatz der elektrischen Energie beim Endkunden entlastet wird, dass aber andererseits dadurch die Spannungen an den Verknüpfungspunkten zusätzlich ansteigen und die Netzverluste auf den Niederspannungsleitungen zunehmen, weil das Verhältnis zwischen Ein- und Ausspeiseleistung grösser wird. Beachtet werden muss in diesem Zusammenhang, dass der Lastfluss in Richtung höhere Spannungsebene (vom Nieder- in das Mittelspannungsnetz) nochmals ansteigt.

Die Auswirkungen der Effizienzmassnahmen auf das Verteilnetz sind aber gesamthaft gesehen marginal.

6.5 Erkenntnisse aus der Netzsimulation

Die durchgeführten Berechnungen und Netzanalysen zeigen, dass in unserem Verteilnetz die Aufnahmefähigkeit von dezentralen Elektrizitätserzeugungsanlagen grundsätzlich gesehen hoch ist. 8 % des Gesamtenergieverbrauchs (Entspricht dem Jahr 2020 der kantonalen Zielsetzung) können hier ohne netzseitige Massnahmen durch dezentrale Erzeugungsanlagen abgedeckt werden. Das heisst somit auch, dass in den nächsten Jahren diesbezüglich keine grösseren Investitionen im Verteilnetz anfallen. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass die Einspeisungen homogen über das ganze Verteilnetz erfolgen. Weil von dieser Situation nicht unbedingt ausgegangen werden kann, können in Netzgebieten mit einem höheren Anteil oder grösseren Erzeugungsanlagen, oder in Gebieten ausserhalb der Bauzonen bereits heute netzseitige Massnahmen notwendig werden.

8 % des Gesamtenergieverbrauchs können in "kompakten" dörflichen Netzgebieten weitgehend ohne netzseitige Massnahmen durch dezentrale Erzeugungsanlagen abgedeckt werden

In ländlichen Agglomerationen sind netzseitige Massnahmen oft unumgänglich

Vereinfacht kann ausgesagt werden, dass überall dort Einspeisungen problematisch sein können, wo am Anschlusspunkt einerseits die Einspeiseleistung grösser als die zulässige Anschlussleistung der Verbraucher, oder andererseits die Versorgungs- und Anschlussleitung von der Transformatorenstation zur EEA relativ lang ist.

Netzseitige Problemfälle treten vielfach nur über wenige Stunden pro Jahr auf

Wichtig für die weiteren Betrachtungen ist die Erkenntnis, dass sich die aufgezeigten Problemfälle vor allem auf Extremsituationen (niedriger Strombedarf von Verbrauchern bei gleichzeitig maximaler Netzeinspeisung durch EEA) beziehen. Viele dieser Extremsituationen treten aber nur wenige Male über die Sommermonate und dabei nur über wenige Stunden pro Tag auf. In dem von uns hier untersuchten Elektrizitätsversorgungsunternehmen traten im Jahr 2013 gesamthaft neun Schwachlastfälle (über einen Zeitraum von maximal einer Stunde) in den Monaten Juni bis August auf.

Spannungsanhebungen vor allem über die Mittagszeit

Die grössten Spannungserhöhungen treten zur Mittagszeit auf. Nachfolgend gilt es zu überlegen, wie diese Extremsituationen mit intelligenten Lösungsansätzen, also möglichst ohne kostenintensive Netzverstärkungen, angegangen werden können.

Die wichtigsten Erkenntnisse zusammengefasst

Die wichtigsten, aus unserer Sicht für die Verteilnetze im Kanton Thurgau allgemein gültigen Erkenntnisse zusammengefasst:

- Die Integrationsfähigkeit von EEA in das Verteilnetz ist ganz wesentlich von der gegebenen Netzstruktur abhängig.
- Je höher die Leistungsdichte (MW/km^2) in einem Versorgungsgebiet ausgeprägt ist, desto stabiler ist das Netz und umso höher ist somit die Aufnahmefähigkeit von EEA. Für ein städtisches Verteilnetz stellt aus technischer Sicht die Umsetzung der Schwerpunktziele des Regierungsrats (Kapitel 3.2)

keine grössere Herausforderung dar. Auch grössere EEA können hier, da diese in der Regel in Gewerbe- oder Industriegebieten erstellt werden (zum Beispiel Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen), gut in das Verteilnetz integriert werden.

- In Dorfnetzen kann es ab einem Anteil dezentral erzeugter Energie grösser 5 % -10 % des Gesamtenergieverbrauchs zu Überlastungen von Betriebsmitteln und vor allem zu unzulässigen Spannungserhöhungen kommen.
- Schwierig stellt sich die Situation in ländlichen Agglomerationen mit Verteilnetzen niedriger Leistungsdichte dar. Gerade in diesen Gebieten werden im Vergleich überproportional grosse EEA an das Netz angeschlossen (Landwirtschaftsbetriebe mit Photovoltaik- oder/und Biogasanlagen). Hier sind Netzverstärkungen vielfach unumgänglich.
- Die Rückspeisung von EEA in das Verteilnetz kann dazu führen, dass - wegen der höheren Lastflüsse im Netz und damit der höheren Belastungen der Betriebsmittel - der Netzbetrieb eingeschränkt wird (z.B. bei Netzumschaltungen).
- Die grösste technische Herausforderung bei der Integration von dezentralen EEA ist, über das ganze Verteilnetz betrachtet, die Einhaltung der Spannungsqualität. Die Spannungserhöhungen an den Verknüpfungspunkten stellen ein nicht zu unterschätzendes Problem dar. Vor allem hier sind innovative Lösungsansätze gefragt.
- Durch den steigenden Anteil an dezentral erzeugter Energie einerseits und den angestrebten sinkenden Stromverbrauch andererseits, wird die dezentral produzierte elektrische Energie zu bestimmten Tageszeiten zunehmend über grössere Distanzen und auch auf eine höhere Netzebene übertragen. Die Wirkverluste im Verteilnetz nehmen gegenüber heute vor allem dann zu, wenn einerseits der Verbrauch bei den Endkunden klein ist (Schwachlastzeiten) und andererseits die EEA mit maximaler Leistung Strom produzieren.
- Je kleiner die Leistungsdichte in einem Verteilnetz ist (periphere Netzgebiete), desto höher sind die prozentualen Wirkverluste.
- Unser Modellnetz bezieht heute für die Vollversorgung der Endkunden aus dem EKT-Netz eine elektrische Leistung von rund vier Megawatt. Um 10 % der elektrischen Gesamtenergie durch dezentrale Elektrizitätserzeugungsanlagen abdecken zu können, müssen diese wegen der hohen Volatilität eine elektrische Leistung von zwei Megawatt (also 50 % der Gesamtleistung) zur Verfügung stellen.
- Wegen der volatilen Stromproduktion der EEA muss trotz der hohen Erzeugerleistungen immer noch die gleich grosse elektrische Leistung wie im Ist-Stand vom EKT-Netz bereitgestellt werden.
- Ab einem dezentralen Stromerzeugungsanteil von rund 20 % an der elektrischen Gesamtenergie wird bei maximaler Produktion der EEA elektrische Leistung in das regionale Verteilnetz (EKT-Netz) eingespeist (auch in Spitzenlastzeiten). Bezieht man dieses Szenario auf den ganzen Kanton Thurgau, führt dies im Schwachlastfall dazu, dass elektrische Leistung in bestimmten Versorgungsgebieten entweder in die Netzebene 3 eingespeist oder abgeregelt werden muss ("Pfingstmontag"-Szenario).

- Die Integrationsfähigkeit von EEA könnte entscheidend erhöht werden, wenn Produktion und Verbrauch besser aufeinander abgestimmt und/oder die dezentral erzeugte Energie in Schwachlastzeiten dezentral zwischengespeichert werden könnte.
- Die Spannung im Mittelspannungsnetz wird durch EEA auch bei hohen Einspeiseleistungen in das Niederspannungsnetz wenig erhöht und kann über den Transformator im Unterwerk dynamisch geregelt werden. Allerdings muss man sich über die diesbezüglichen Auswirkungen auf das Niederspannungsnetz – da sich hier durch diese Massnahme die Spannung ebenfalls verändert – bewusst sein. Kommunikation und Absprache zwischen den Netzbetreibern wird mit zunehmendem Anteil an volatiler dezentraler Stromproduktion auch in diesem Bereich zukünftig wichtiger werden.
- Durch dezentrale EEA verursachte Lastflussänderungen stellen für das Mittelspannungsnetz (Netzebene 5) auch bei höheren Erzeugerleistungen kein Problem dar.
- Eine grosse zukünftige Herausforderung sehen wir bei der Erneuerung und dem Ausbau der Verteilnetze. Folgende Fragen stehen für die EVU's in diesem Zusammenhang im Vordergrund:
 - Werden die Effizienzziele gemäss der Energiestrategie erreicht, oder müssen wir auch in Zukunft von steigenden Stromverbräuchen ausgehen?
 - Wie entwickelt sich die Elektromobilität und wie wirkt sich diese auf das Verteilnetz aus?
 - Wie ist die Integration von dezentralen EEA bei der konzeptionellen Netzplanung bezüglich der Standorte und Anlagengrössen generell zu berücksichtigen?

Diese Fragen haben alle einen wesentlichen Einfluss auf die Netzplanung. Um zukünftige Fehlinvestitionen vermeiden zu können, benötigen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen diesbezüglich eine gewisse Planungssicherheit.

7 Lösungsansätze

Nachfolgend werden Lösungsansätze diskutiert, die einerseits die Aufnahmefähigkeit von dezentralen Elektrizitätserzeugungsanlagen in das Versorgungsnetz erhöht und andererseits die Versorgungsqualität (Versorgungssicherheit, Spannungsqualität) auch zukünftig sicherstellt.

Grundsätzlich lassen sich die Lösungsansätze wie folgt unterteilen:

1. Netzverstärkungen (konventioneller Lösungsansatz)
2. Optimierter Einsatz der bestehenden Betriebsmittel
3. Spannungsregelung im Verteilnetz
4. Einbindung der Netznutzer in die Spannungsregelung und in die Lastflusssteuerung
5. Markteinbindung der Endkunden

Diese Lösungsansätze bedingen teilweise auch, dass die Betriebsführung der Verteilnetze und die Bedürfnisse der Marktteilnehmer (Netzbetreiber, Produzenten, Konsumenten, Lieferanten, Speicherbetreiber, Energiedienstleister) besser koordiniert werden müssen. Die Verteilnetze müssen sukzessive in Richtung Smart Grid umgebaut werden.

Smart Grids werden im strategischen Umsetzungsdokument der Europäischen Union¹⁶ folgendermassen definiert:

Ein Smart Grid ist ein elektrisches Netz, das die Aktionen aller seiner Nutzer – Erzeuger, Verbraucher, Speicher – intelligent integriert, um die effiziente, nachhaltige, wirtschaftliche und sichere Elektroenergieversorgung zu gewährleisten.

Smart Grid setzt sich zum Ziel:

- die Integration von Netznutzern mit neuen Anforderungen zu sichern,
- den reibungslosen Anschluss und Betrieb von Erzeugern aller Leistungsgrößen und Technologien zu sichern,
- die Betriebsführung der Netze effizienter zu gestalten,
- die Verbraucher durch mehr Informationen zu motivieren, an der effizienten Energienutzung und Netzführung teilzuhaben,
- die Marktfunktionen und Kundendienste zu verbessern,
- die Umwelteinflüsse der Elektroenergieversorgung signifikant zu reduzieren und
- dabei eine bessere Versorgungsqualität zu erreichen¹⁷.

Abbildung 53:
Definition Smart Grids

¹⁶ Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future (Oktober 2008)

¹⁷ Buchholz 2014

Die Etablierung von Smart Grids im Verteilnetz (Smart Distribution) bedeutet in erster Linie:

Abbildung 54:
Smart Grid Terminal S650
Landis+Gyr



1. Überwachung, Fernsteuerung und Automatisierung um die Spannungsqualität zu sichern und Netzüberlastungen zu verhindern.
2. Lastmanagement um Angebot und Nachfrage besser aufeinander abstimmen zu können (Speicherung, steuerbare Lasten, zu- und abschalten von Erzeugungsanlagen).
3. Einführung von Smart Metering zur Integration der Endkunden in den Strommarkt (dynamische Tarife; Visualisierung von Tarifen, Verbrauch und Kosten).

Die wichtigsten Aufgaben von Smart Distribution sind die Spannungsregelung, die Steuerung der Lastflüsse und ferngesteuerte Schalthandlungen zur Veränderung der Netztopologie (belastungsabhängige Netzumschaltungen).

7.1 Netzverstärkungen

Grundsätzlich kann ein Verteilnetz immer entsprechend den Anforderungen neu zu integrierender Elektrizitätserzeugungsanlagen verstärkt werden. Mit Netzverstärkung ist gemeint, dass zum Beispiel grössere Transformatoren und/oder grössere Leitungsquerschnitte eingesetzt werden müssen. Dieser Lösungsansatz kann zwar die Integrationsfähigkeit von EEA in das Niederspannungsnetz beliebig erhöhen, führt aber zu hohen Investitionskosten. Vor allem für die Integration von Anlagen in peripheren Netzgebieten ist oftmals keine andere Lösungsvariante möglich.

7.2 Optimierter Einsatz der bestehenden Betriebsmittel

7.2.1 Anpassung der Sekundärspannung an den Transformatoren von 420 Volt auf 407 Volt

Durch eine Anpassung der Sekundärspannung an den Transformatoren auf 407 Volt (entspricht Stufe 1 des Stufenschalters am Trafo) nimmt die Anzahl der Spannungsbandverletzungen in den Szenarien erheblich ab.

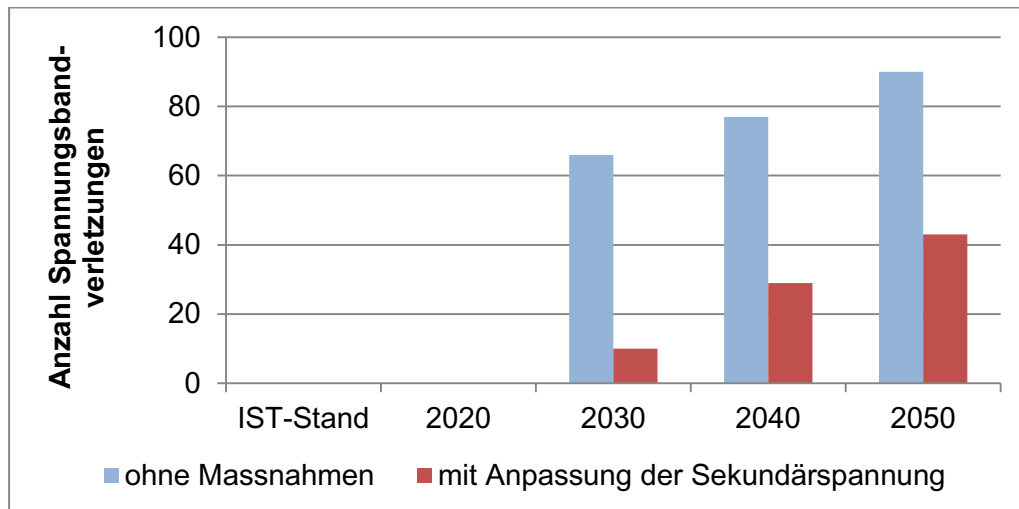


Abbildung 55:
Unzulässig hohe Versorgungsspannung an den Verknüpfungspunkten bei Schwachlast mit und ohne Massnahmen

Mit dieser einfach umsetzbaren Massnahme lässt sich das Problem von Spannungsbandverletzungen stark reduzieren. Im Jahr 2030 (EEA-Produktion 17 % der Gesamtenergie) kommt es nur noch zu acht unzulässig hohen Spannungen an Verknüpfungspunkten. Drei Versorgungsleitungen sind davon betroffen.

Die Umsetzung dieses Lösungsansatzes sollte bei zu hohen Versorgungsspannungen im Verteilnetz auf jeden Fall geprüft werden.

7.2.2 Optimierung der thermischen Kabelbelastung

Die elektrische Belastung der Kabel ist unter anderem von der maximal zulässigen Leitertemperatur und der Lebensdauer abhängig. Die Kabelhersteller geben die maximale elektrische Belastung (in Ampère) vielfach in Abhängigkeit von der Betriebsart (Dauerlast, Industrielast und Notbetrieb) und der Leitertemperatur (60°C, 90°C oder 110°C) an. Da die Leitertemperatur der Kabel wesentlich die Lebensdauer und die Wirkverluste beeinflusst, wird der maximale Betriebsstrom oft auf die 60°C festgelegt. Der thermische Schutz des Kabels wird dann auf diesen Strom ausgelegt.

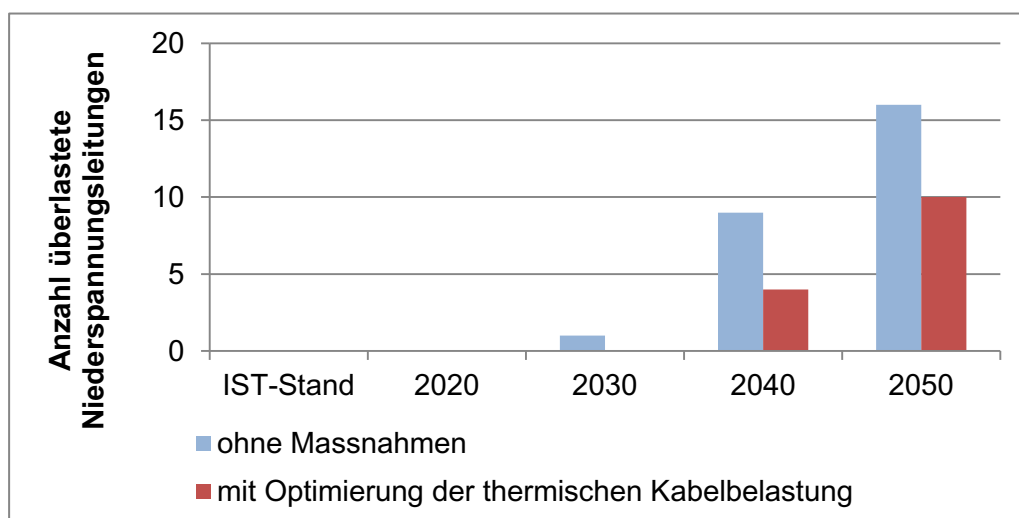


Abbildung 56:
Überlastete Versorgungsleitungen bei Schwachlast mit und ohne Massnahmen

In Anbetracht dessen, dass Netzüberlastungen in Folge von fluktuierenden Stromproduktionen dezentraler EEA vielfach nur über kurze Zeiträume erfolgt, kann eine Leitertemperatur von 90°C zugelassen werden.

Umgesetzt auf unser Netzmodell bedeutet dies, dass es mit dieser Massnahme erst ab dem Jahr 2040 zu thermischen Überlastungen von Versorgungsleitungen kommen kann.

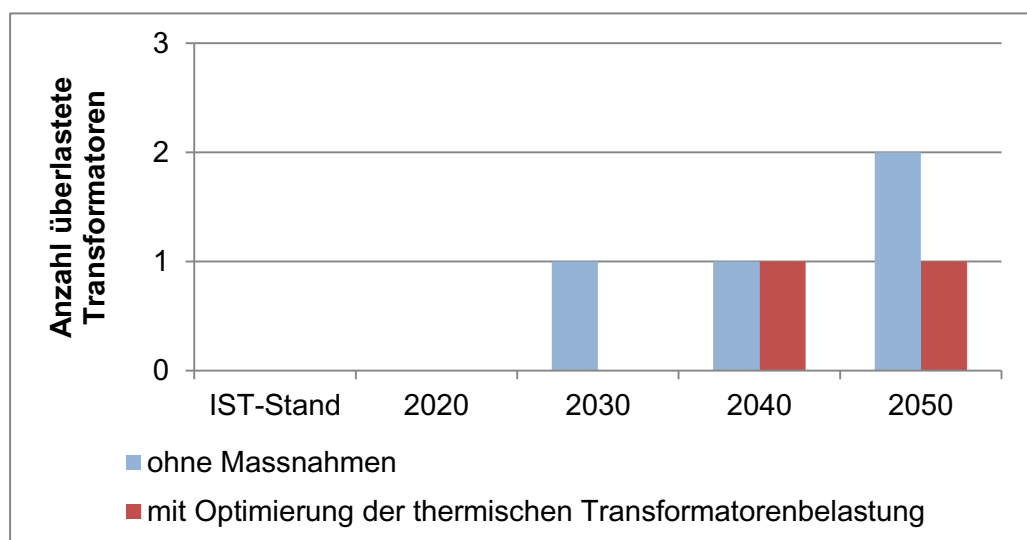
Allerdings muss beachtet werden, dass höhere Leitertemperaturen den ohmschen Widerstand der Kabel erhöht und die Wirkverluste somit ansteigen. Der grössere ohmsche Widerstand beeinflusst wiederum auch die Netzspannung negativ.

Über alles gesehen ist die Erhöhung der thermischen Belastung der Kabel eine einfache und kostengünstige Lösung um aufwendige Netzverstärkungen eventuell vermeiden zu können.

7.2.3 Optimierung der thermischen Transformatorenbelastung

Transformatoren können ohne Probleme auch über die Nennleistung hinaus belastet werden. Die zulässige Überlastungsdauer der Transformatoren ist abhängig von der Vorbelastung und der Kühlmitteltemperatur. Da unsere Transformatoren in den Verteilnetzen im Teillastbereich und nur selten im Volllastbereich "gefahren" werden, würde eine elektrische Belastung von 150% der Nennbelastung über wenige Stunden pro Tag vielfach kein Problem darstellen.

Abbildung 57:
Überlastete Transformatoren mit und ohne Massnahmen



Die Abbildung zeigt, dass auch bei einem sehr hohen Anteil an erneuerbarer Energie höchstens ein bis zwei Transformatoren überlastet sind. Auch dieser Lösungsansatz ist einfach und kostengünstig umsetzbar und auf jeden Fall prüfenswert.

Diese Optimierungsmassnahmen (7.2.1; 7.2.2 und 7.2.3) sind bei den nachfolgenden Lösungsansätzen jeweils bereits mitberücksichtigt.

7.2.4 Vermaschter Betrieb des Niederspannungsnetzes

Wie weiter oben erläutert, bestehen unsere Niederspannungsnetze vielfach aus Gründen der Versorgungssicherheit aus Ringleitungen. Betrieben werden die Verteilnetze aber als Strahlennetze (die Ringverbindung werden in einer Verteilkabine durch ein Schaltelement aufgetrennt) um einen übersichtlichen und selektiven¹⁸ Netzbetrieb gewährleisten zu können. Ein Niederspannungsnetz vermascht betreiben würde bedeuten, dass die Kurzschlussleistung ansteigt und die Spannungsqualität sich somit verbessern würde. Ein weiterer Vorteil dieses Ansatzes liegt darin, dass die Verteilnetze homogener elektrisch belastet würden. Die Schwierigkeit liegt hier beim selektiven Netzschutz. Dieser müsste neu überdacht werden. Eventuell muss hier erwogen werden, ob eine umfassende Selektivität des Netzschutzes diesem Lösungsansatz "geopfert" werden kann. Das würde bedeuten, dass bei einem Störfall im Verteilnetz zusätzliche Endkunden von einer Netzabschaltung betroffen sein könnten. In diesem Zusammenhang gilt es aber zu erwähnen, dass Störfälle im Niederspannungsnetz äusserst selten sind.

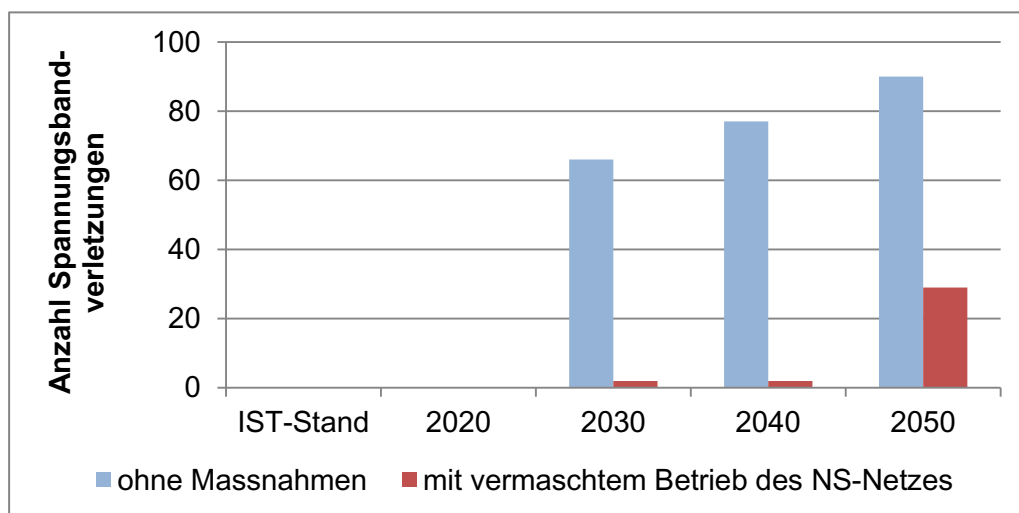
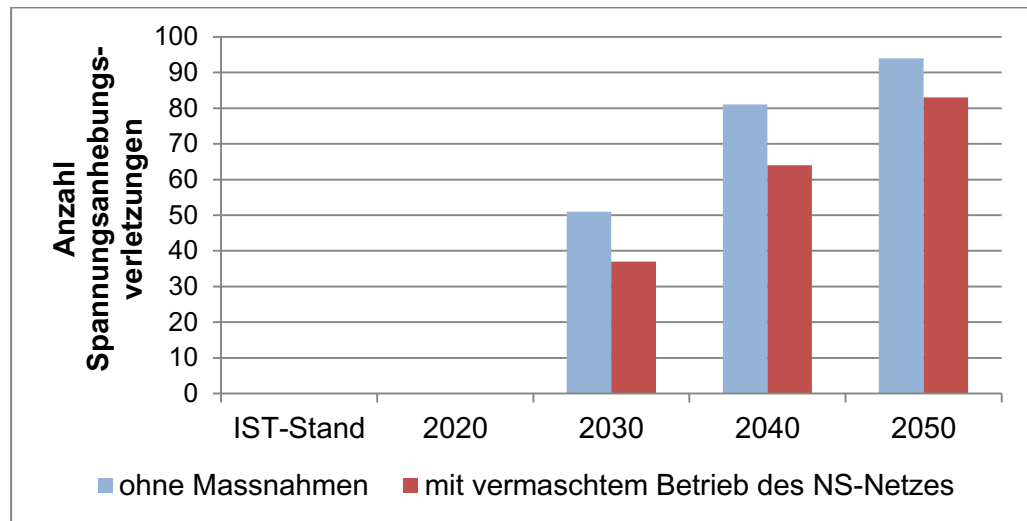


Abbildung 58:
Spannungsbandverletzungen im Schwachlastfall mit und ohne Massnahmen

Mit diesem Lösungsansatz kann das Problem von Spannungsbandverletzungen (ausserhalb der Bandbreite $\pm 10\%$ der Nennspannung) zusätzlich zu der oben beschriebenen Optimierungsmassnahme nochmals signifikant verbessert werden.

¹⁸ Selektivität bedeutet, dass bei einer Netzstörung immer das dem Fehler am nächsten liegende Schutzelement (Sicherung) auslöst.

Abbildung 59:
Unzulässige Spannungs-
anhebungen im Schwach-
lastfall mit und ohne Mass-
nahmen



Auch die unzulässigen Spannungsanhebungen lassen sich mit dieser Massnahme reduzieren.

Um Leitungsüberlastungen im Störfall oder bei Netzumschaltungen vermeiden zu können, setzt dieser Lösungsansatz voraus, dass die Kabelbelastungen der Versorgungsleitungen gemessen und überwacht werden müssen.

7.2.5 Automatisierte Netzumschaltungen

Da sich der Lastfluss bezüglich Richtung und Grösse dynamisch ändert und somit das Verteilnetz als Ganzes gesehen einerseits unterschiedlich belastet wird und andererseits unterschiedliche Spannungen an den Verknüpfungspunkten aufweist, kann durch intelligente Netzumschaltungen das Verteilnetz homogener belastet und langsame Spannungsänderungen ausgeregelt werden. Allerdings setzt dieser Lösungsansatz eine äusserst aufwendige Steuerung und Automatisierung des Niederspannungsnetzes voraus. Dieser Lösungsansatz hat darum aus heutiger Sicht (noch) keine Priorität und wird nicht weiter verfolgt.

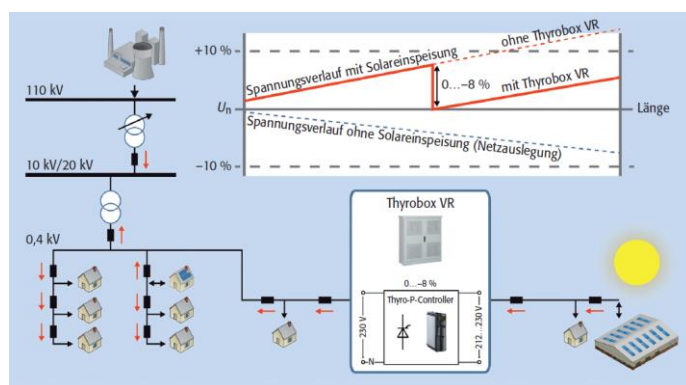
7.2.6 Symmetrische Ausbildung des Drehstromsystems

Um eine möglichst hohen Erzeugerleistung in das Verteilnetz einspeisen zu können, muss an den Netzanschlusspunkten ein möglichst symmetrisch belastetes Drehstromsystem vorhanden sein. Einerseits sollten die elektrischen Verbraucher bei den Endkunden möglichst symmetrisch auf die drei Phasen verteilt werden. Andererseits sollten EEA mit einer Erzeugerleistung über 3 kW nur noch dreiphasig und symmetrisch an das Verteilnetz angeschlossen werden. Unsere diesbezüglichen Erfahrungen zeigen hier ein nicht zu unterschätzendes Optimierungspotenzial.

7.3 Spannungsregelung im Verteilnetz

7.3.1 Dezentrale, thyristorbasierende Spannungsregler

Ein thyristorbasierender Spannungsregler sorgt dafür, dass es im Verteilnetz zu keinen unzulässigen Spannungsanhebungen kommen kann. Sobald sich der Leistungsfluss im Verteilnetz durch die Einspeisungen der EEA umkehrt, regelt die Anlage die Spannung dreiphasig in einem Bereich von 0 bis -8 %.



Die Anlage (Abmessungen in der Größenordnung einer Kabelverteilkabine) kann direkt in das Niederspannungsverteilsnetz integriert werden.

Erfahrungen mit dieser Technologie fehlen in der Schweiz bis anhin noch weitgehend. Die BKW hat aber bereits

Abbildung 60:
Thyrobox
Quelle:
AEG Power Solutions

diverse Anlagen im Betrieb. In Deutschland wird diese Technologie aktuell von der Bayernwerk AG in einem Pilotprojekt¹⁹ getestet.

Dieser Lösungsansatz ist, sollte sich diese Technologie bewähren, zukünftig in ländliche Agglomerationen prüfenswert.

7.3.2 Regelbare Verteilnetztransformatoren

Bei den in unseren Verteilnetzen bis anhin eingesetzten Transformatoren lässt sich die Spannung über einen Stufenschalter auf der Mittelspannungsseite regeln. Allerdings ist diese Stufenregelung nur im spannungslosen Zustand möglich. Das heisst, der Transformator muss vorgängig ausser Betrieb genommen werden. Für eine dynamische Spannungsregelung sind diese Verteilnetztransformatoren somit ungeeignet.

Seit einigen Jahren bieten diverse Hersteller von Verteilnetztransformatoren Lösungen zur unterbrechungsfreien Regelung der Spannung an. Die bei Belastungs- und Einspeiseänderungen auftretenden langsamen Spannungsänderungen werden an den Transformatoren durch Änderung des Übersetzungsverhältnisses ausgeglichen. Diese Regelung erlaubt es, das Spannungsband von +/- 10 % optimal auszunutzen. Zusätzlich zum



Abbildung 61:
Regelbarer Verteilnetz-
transformator
Quelle: Siemens

¹⁹ Schmitt, Haseneder 2014

Transformator braucht es einen aufwendigen Regelkreis mit den Spannungsmesswerten sämtlicher kritischer Verknüpfungspunkte im Verteilnetz.

Allerdings ist die Anwendung dieses Lösungsansatzes insbesondere in den Fällen nicht erfolgsversprechend, wenn am Transformator der eine Versorgungsstrang verbraucherdeterministisch (Spannungssenke) und der andere einspeisedeterministisch (Spannungserhöhung) belastet ist (siehe Kapitel 6.2.8).

Auch dieser Lösungsansatz ist in Einzelfällen eine prüfenswerte Alternative.

7.3.3 1000 Volt Netz zur Spannungsstützung

Vollständigkeitshalber sei hier noch erwähnt, dass zur Verbesserung der Spannungshaltung eine höhere Netzspannung gewählt werden kann. Ein Niederspannungsnetz kann bis 1'000 Volt betrieben werden. Allerdings bedingt das, dass einerseits ein spezieller Ortsnetztransformator (17'000 V / 1'000 V / 400 V) und andererseits beim Netznutzer ein zusätzlicher Transformator (1'000 V / 400 V) eingesetzt werden muss. In der Vergangenheit wurden im Kanton Thurgau einige wenige abgelegene Landwirtschaftsbetriebe mit 1'000 Volt-Spannung versorgt. Auf diesen Lösungsansatz wird nicht weiter eingegangen.

7.4 Einbindung der Netznutzer in die Spannungsregelung und in die Lastflusssteuerung

7.4.1 Blindleistungsbereitstellung der EEA

Der Blindleistungsfluss im Netz beeinflusst die Spannungshaltung

Neben der Wirkleistungseinspeisung hat die Blindleistung einer EEA einen wesentlichen Einfluss auf die Spannung am Anschlusspunkt. Sowohl Wirk- wie Blindleistung können, je nach Flussrichtung, die Spannung am Anschlusspunkt anheben oder absenken. Bei EEA mit Synchronmaschinen kann die Blindleistung gut geregelt werden. Aber auch bei Photovoltaikanlagen stellt das Blindleistungsmanagement der Wechselrichter heute kein Problem mehr dar.

Eine Blindleistungsregelung führt zu einer wesentlich besseren Netzintegration von EEA

Eine Blindleistungsregelung bei den dezentralen Elektrizitätserzeugungsanlagen dient der besseren Integration dieser Anlagen in das Niederspannungsnetz. Die vorhandene Netzinfrastruktur kann so effizienter genutzt werden. Allerdings nimmt man mit dieser Lösung eine höhere Verlustleistung im Verteilnetz in Kauf. Diese Verlustleistung kann durch eine optimale $\cos \varphi$ -Regelung minimiert werden.

Blindenergieverrechnung / "intelligente" Blindstromkompensationsanlagen

Die Blindleistungsfahrweise zur Spannungsstützung in den Verteilnetzen erfordert weitergehende Überlegungen insbesondere bei der Blindenergieverrechnung und beim Einsatz von Blindstromkompensationsanlagen. Zukünftig wird der Einsatz "intelligenter" Blindstromkompensationsanlagen erforderlich sein, die je nach Gesamtverhalten der Kundenanlage bei Bezug oder Lieferung den dabei jeweils erforderlichen Leistungsfaktor $\cos \varphi$ für die gesamte Kundenanlage am Netzanschlusspunkt regelt. Zur Minimierung der Verluste ist immer ein $\cos \varphi = 1$ anzustreben.

Nachfolgende Abbildung²⁰ zeigt beispielhaft die Auswirkung einer Blindleistungsregelung auf das Spannungsband (Oben: klassisches Modell mit PQ-Last und reiner Wirkleistungseinspeisung. Unten: Q-Bezug durch EEA).

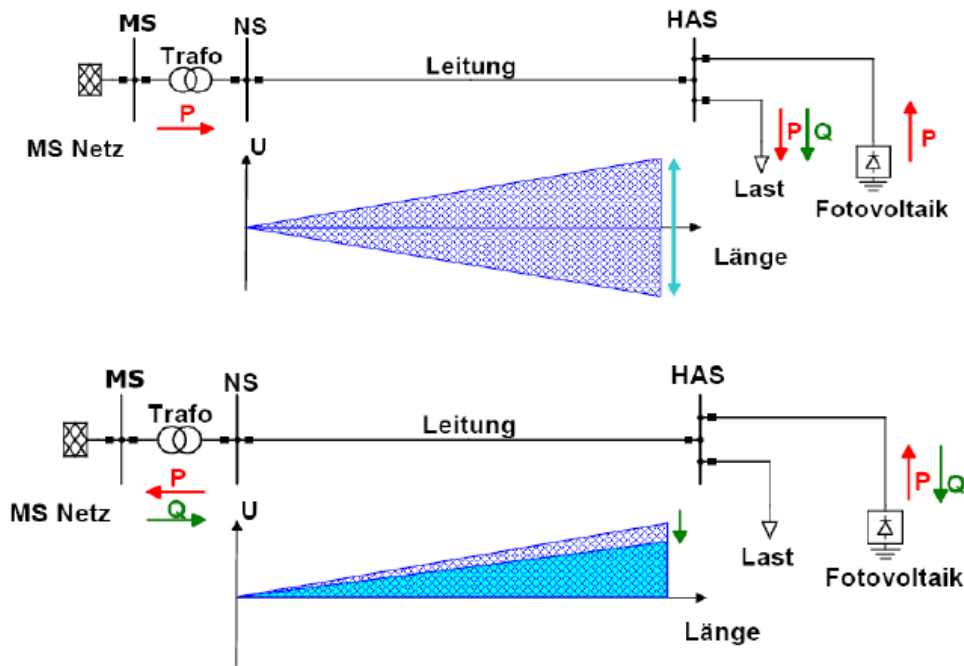


Abbildung 62: Beeinflussung des Spannungsbands durch Blindleistungsregelung

Ein fest eingestellter Leistungsfaktor eignet sich für Erzeugungsanlagen, die mit konstanter Leistung einspeisen (z.B. WKK-Anlagen).

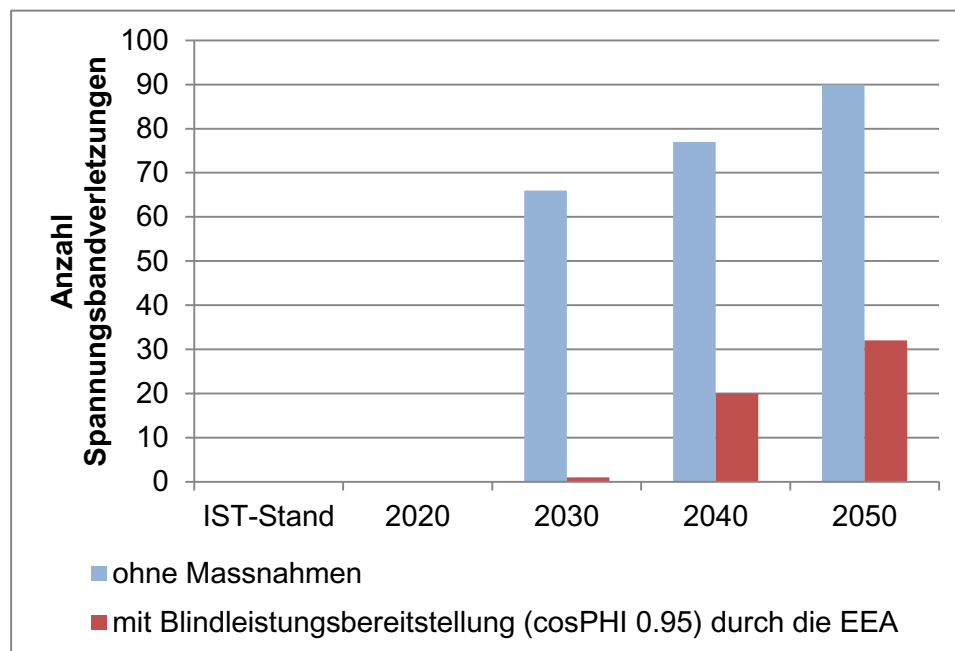
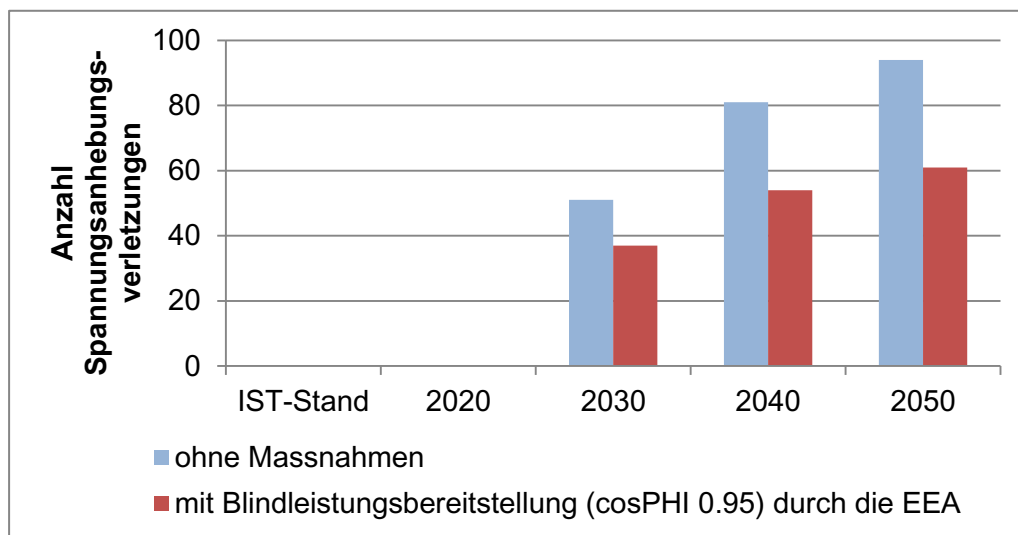


Abbildung 63: Auswirkung der Blindleistungsregelung auf die Spannungsbandverletzungen

²⁰ Kerber 2007

Bezogen auf unser Netzmodell ergibt sich folgendes Bild: Mit einer konsequenten $\cos \varphi$ - Regelung (mit Standardkennlinie) an sämtlichen im Verteilnetz installierten PV-Anlagen auf 0.95 können bis ins Jahr 2030 praktisch alle Spannungsbandprobleme vermieden werden.

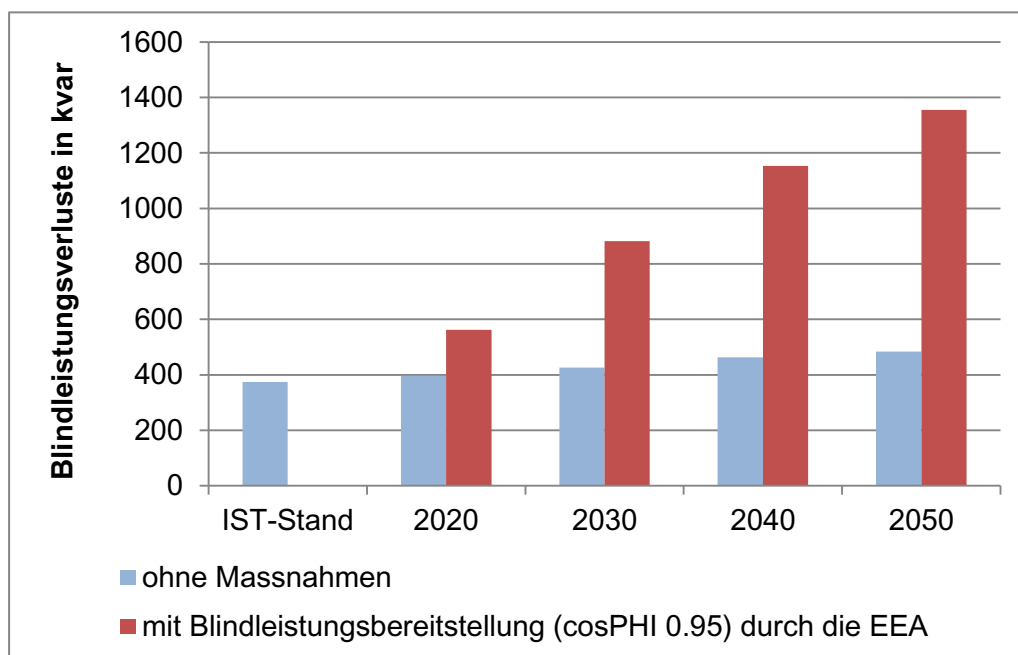
Abbildung 64:
Auswirkung der Blindleistungsregelung auf die Spannungserhöhung



Bei den Spannungsanhebungen kommt es trotz dieser Massnahme ab dem Jahr 2025 immer noch, wenn auch reduziert, zu einigen unzulässig hohen Spannungen. Mit einer $\cos \varphi$ - Regelung auf 0.9 kann das Ergebnis nochmals, wenn auch nur marginal, verbessert werden.

Mit diesem Lösungsansatz nimmt man in Kauf, dass die Blindleistungsverluste im Verteilnetz zunehmen.

Abbildung 65:
Blindleistungsverluste im Verteilnetz bei Schwachlast



Die dadurch verursachten höheren Ströme im Niederspannungsnetz wirken sich wiederum negativ auf die Wirkleistungsverluste auf den Leitungen aus.

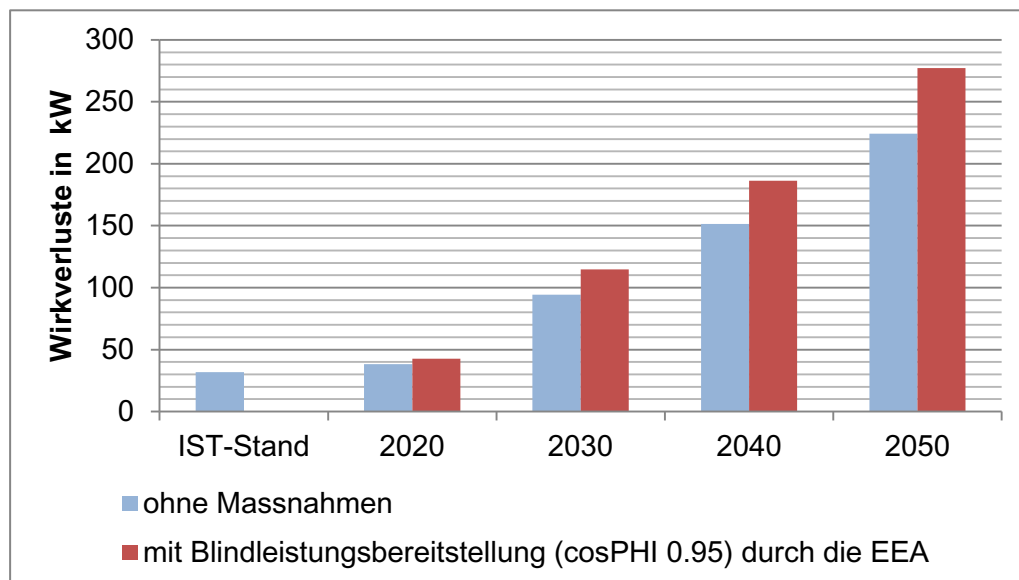


Abbildung 66:
Wirkleistungsverluste im
Verteilnetz bei Schwachlast

Trotz dieser Nachteile überwiegen die positiven Aspekte dieses Lösungsansatzes. Gemäss einer in Deutschland veröffentlichten Studie kann die Aufnahmefähigkeit der NS-Netze mit einer Blindleistungsregelung um 40 bis 50 % erhöht werden²¹. Die Blindleistungsregelung findet darum in Deutschland eine breite Anwendung.

7.4.2 Dezentrale Speicherung der elektrischen Energie

Zur Vermeidung von unzulässigen Spannungserhöhungen im Verteilnetz ist die dezentrale Speicherung der erzeugten Energie von EEA (z.B. PV-Anlagen mit Batteriespeichern) eine vielversprechende Lösungsvariante. Durch die Reduktion der Wirkleistungseinspeisung in den kritischen Netzlastzuständen (geringe Verbraucherlast bei maximaler dezentraler Stromerzeugung) kann die Spannungsqualität eingehalten werden, ohne dass eventuell aufwendige Massnahmen, wie z. B. Netzverstärkungen, ergriffen werden müssen.

Energiespeicher dienen nicht nur der Spannungsstützung sondern auch dem Ausgleich von Angebot und Nachfrage. In Zeiten eines Energieüberangebots wird eingespeichert, bei erhöhter Nachfrage ausgespeichert. Ein weiterer Vorteil dieser Lösung ist, dass die Wirkverluste im Verteilnetz reduziert werden können.

Dezentrale Energiespeicher dienen der Spannungsstützung und dem Ausgleich von Angebot und Nachfrage

²¹ Witzmann 2009; Ying 2011

Abbildung 67:
Lithium-Ionen-Speicher für
PV-Anlagen
Quelle: Energie-
Fachberater.de

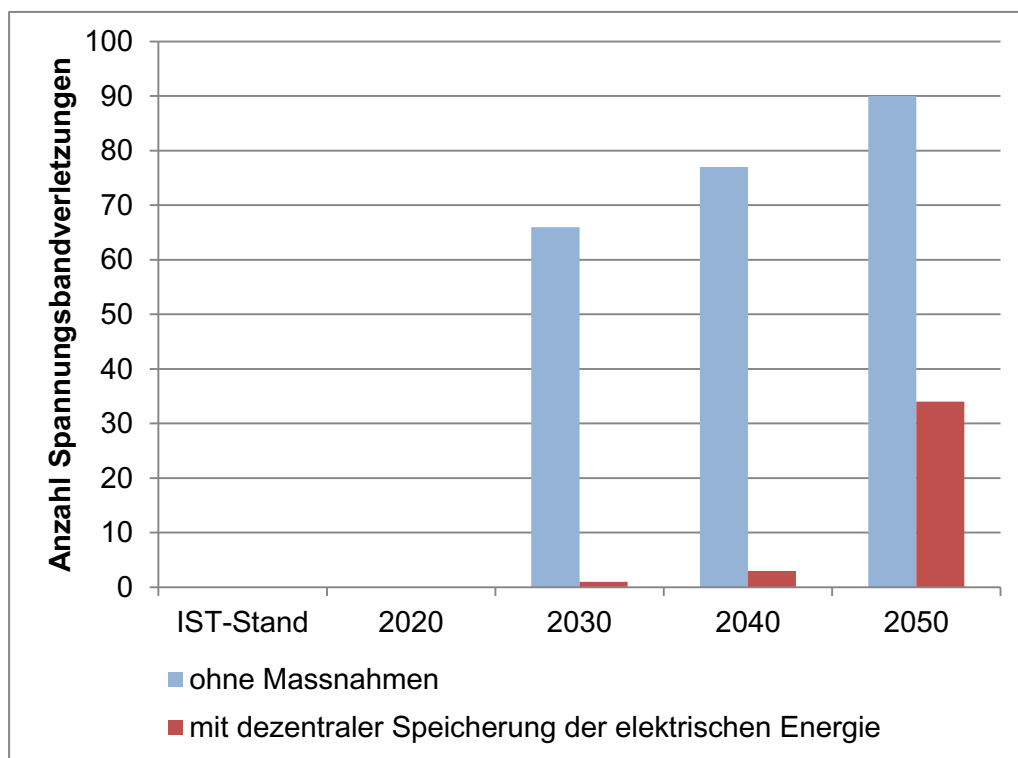


Ein optimaler Einsatz von dezentralen Speichern zur Spannungsstützung und zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage setzt allerdings voraus, dass das EVU auf die dezentralen Speicher mittels Lastmanagementsystem zugreifen kann. Das bedeutet, dass die Aufgabe der Speicherbewirtschaftung durch das EVU wahrgenommen werden muss. Dem Produzenten wird es aber bei der Auslegung des Speichers in erster Linie darum gehen, die erzeugte Energie möglichst selbst zu nutzen. Für diese offensichtlich unterschiedlichen Bedürfnisse zwischen EVU

und Produzent gilt es, zukunftssträngige und innovative Geschäftsmodelle zu entwickeln.

In unserem Netzmodell haben wir versuchsweise jeder EEA einen Energiespeicher zugeordnet der 50 % der Erzeugerleistung in Schwachlastzeiten einspeichern kann.

Abbildung 68:
Anzahl Spannungsbandverletzungen bei Einsatz von dezentralen Energiespeichern



Mit diesem Lösungsansatz könnten die Spannungsprobleme praktisch bis ins Jahr 2040 ohne weitere Massnahmen verhindert werden.

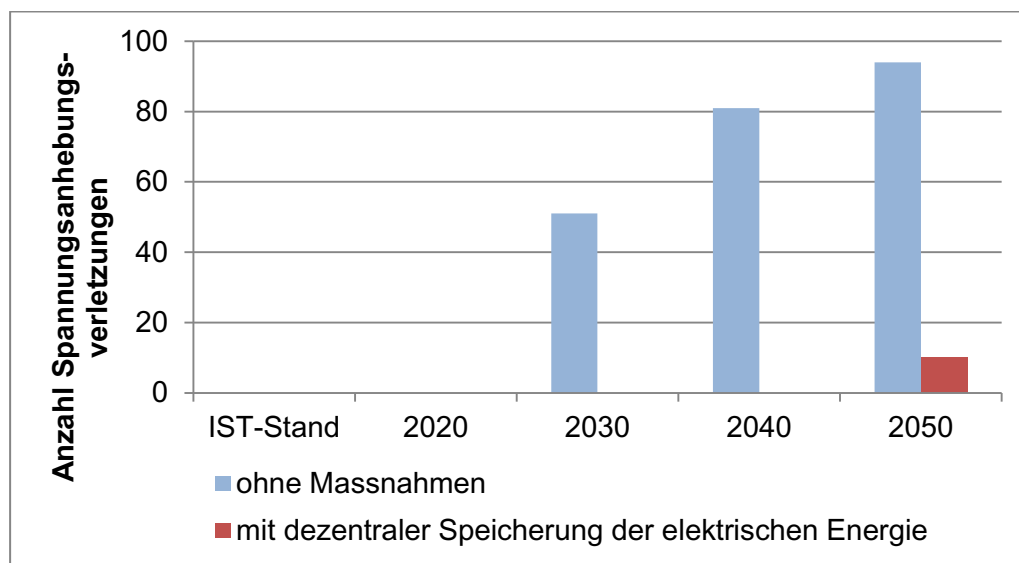


Abbildung 69:
Unzulässige Spannungs-
anhebungen mit und ohne
Speicher

Deutsche Studien²² gehen davon aus, dass durch das fluktuierende Energieangebot dezentrale Energiespeicher zur Einhaltung der Spannungsqualität zwingend erforderlich sind. Für ein aktives Energiespeichermanagement wird vorgeschlagen, die in einem Verteilnetz eingesetzten Speichersysteme informationstechnisch zu vernetzen. Die Betreiber von elektrischen Speicheranlagen können zusätzlich am Strommarkt teilnehmen und von der Spreizung der Energiepreise profitieren (laden bei niedrigen Preisperioden, entladen bei hohen Preisperioden)²³.

Wie schnell sich der dezentrale Energiespeichermarkt entwickeln wird, ist noch offen. Das EVU wird dem Produzenten aber kaum vorschreiben können, einen teuren Energiespeicher zu installieren und einen Teil der erzeugten Energie, bei gewissen kritischen Netzzuständen, einspeichern oder ausspeichern zu müssen.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang sicher auch die Entwicklung in der Elektromobilität und deren Energiespeicherung. Die dezentrale Energiespeicherung wird aber sicher zukünftig eine bedeutende Rolle im Smart Grid einnehmen.

7.4.3 Steuerbare Lasten

Als Lösungsansatz für Lastoptimierungen und Spannungsregulierungen eignen sich grundsätzlich auch steuerbare Lasten bei den Endkunden, die über ein Lastmanagementsystem (bis anhin Rundsteuerung genannt) vom Elektrizitätsversorgungsunternehmen angesteuert werden können.

Durch ein zeitnahes, aktives zu- und abschalten von Verbrauchern (Demand Side Management) können einerseits die Spannungen im Verteilnetz innerhalb der zulässigen Normen gehalten und andererseits der Lastfluss im Verteilnetz gesteuert werden. Das setzt allerdings voraus, dass in einem Verteil-

Demand Side Management

²² Bodach 2006

²³ Buchholz 2014

netz auch genügend grosse steuerbare Lasten (z.B. Elektroboiler, Wärmepumpen, Klimaanlage, Kühlgeräte) vorhanden sind.

Durch intelligente Lastmanagementsysteme im Haushaltbereich (Smart Home) lassen sich diesbezüglich zukünftig zusätzliche Potenziale erschliessen. Solche Systeme, auch "Energiebutler" genannt, sind bereits kommerziell auf

Abbildung 70:
Intelligentes Energiemanagement (Smart Home)
Quelle: SMA



dem Markt verfügbar. Sie ermöglichen es, elektrische Verbraucher gemäss den Bedürfnissen der Konsumenten, aber auch der EVU's zu steuern.

Sind genügend schaltbare Lasten am richtigen Ort vorhanden und vor allem auch abrufbar, können mit diesem Lösungsansatz vergleichbar gute Resultate wie bei der dezentralen Elektrospeicherung erzielt werden.

Voraussetzung hierfür ist allerdings eine recht komplexe und aufwendige Steuer- und Regeltechnik.

7.4.4 Abregelung von Elektrizitätserzeugungsanlagen

Abregelung der EEA bei
kritischen Netzzuständen

Wie wir weiter oben bereits festgehalten haben, beschränken sich kritische Netzzustände im Zusammenhang mit der Einspeisung von EEA (100 % Einspeiseleistung bei Schwachlast) in der Regel auf wenige Stunden pro Jahr. Um diesbezüglich eventuell aufwendige Massnahmen wie Netzverstärkungen umgehen zu können, ist es sinnvoll, die EEA über diese Stunden je nach Lastfall abzuregeln. Dies setzt allerdings eine intelligente Steuerung, zum Beispiel über ein Lastmanagementsystem, voraus.

7.5 Markteinbindung der Endkunden

Angebots- und nachfrage-
abhängige Tarife als Anreiz

Das Konsumentenverhalten kann über dynamische Tarife beeinflusst werden (Demand Side Response). Die Marktpreise für die elektrische Energie variieren je nach Angebot und Nachfrage tageszeitabhängig und saisonal sehr stark. Eine zeitnahe Verrechnung der Energiekosten an den Konsumenten durch variable Tarife, proportional zu den Preisen an der Strombörse, bietet einen Anreiz, dass der Konsument sein Verbraucherverhalten den Marktgegebenheiten anpasst. In zwei Pilotprojekten in Deutschland (Web2Energy; MEREGIO) war allerdings zu beobachten, dass das Engagement vieler Pilotkunden über die Monate nachliess. Daraus kann abgeleitet werden, dass eine nachhaltige tarifliche Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens nur dann erreicht werden kann, wenn die Anpassung automatisch erfolgt (z.B. über Smart Home).

Demand Side Response (DRS) ist das Beeinflussen des Verbraucherverhaltens durch dynamische Tarife und mittels der Möglichkeit, dem Konsumenten die Tarife (sowohl aktuell als auch in Vorhersage), den Verbrauch und die Kosten online und im Rückblick sichtbar darzustellen. DRS hängt allerdings von der Bereitschaft der Konsumenten ab, motiviert durch die Tarife, Lasten zu verschieben oder Energie einzusparen²⁴.

Abbildung 71:
Definition Demand Side Response

Dynamische Tarife basieren auf (viertel-)stündlichen schwankenden Energiepreisen mit dem Ziel:

- bei einem Angebotsmangel an elektrischer Energie durch die Anwendung hoher Tarife den Verbrauch zu reduzieren,
- die Nutzung von Energieüberschüssen möglichst durch niedrigere Tarife zu forcieren.

Allerdings ist für die Einführung solcher dynamischer Tarife ein Paradigmenwechsel einzuleiten. Die traditionelle Tarifstruktur baut sowohl bei der elektrischen Energie wie auch bei der Netznutzung auf gemittelte und über ein Jahr konstante Preise auf. Die in der Vergangenheit eingesetzten Energiezähler zur Abrechnung des Stromverbrauchs sind nicht in der Lage, Messwerte für eine dynamische Tarifierung zur Verfügung zu stellen. Auch hier wird zukünftig eine intelligentere Zählertechnologie, sogenannte Smart Meter, eingesetzt werden müssen.

Konventionelle Stromzähler genügen den zukünftigen Anforderungen nicht mehr

Ein Smart Meter ist ein Energiezähler, der den Verbrauchsverlauf elektrischer Energie (Lastprofil) in kurzen Zeitintervallen aufzeichnen und diese Informationen an die Lieferanten für die Lastprofilauswertung und zur Verrechnung kommunizieren kann. Die Datenkommunikation erfolgt über Fernauslesung. Zwischen Zähler und Zentrale (Datenverarbeitung) besteht eine Zwei-Wege-Kommunikation. Das heisst, Smart Meter können Daten senden (Lastprofil vom Endkunden zum EVU) und empfangen (Informationen vom EVU an den Endkunden).

Abbildung 72:
Definition Smart Meter



Über Smart Meter können nicht nur Energiedaten, sondern auch andere für den Netzbetreiber wichtige elektrische Messwerte wie Wirk-, Blindleistung und Spannungsqualität zur Überwachung und Steuerung der Verteilnetze übertragen werden. Zudem können dem Endkunden oder Produzenten von EEA wichtige zeitnahe Informationen über das Smart Metering-System übermittelt werden. Die Einführung von Smart Metering ist somit für die Umsetzung vom Smart Grid ein wichtiger Meilenstein.

Abbildung 73:
Smart Meters E350
von Landis + Gyr

²⁴ Buchholz 2014

7.6 Virtuelle Kraftwerke

Abbildung 74:
Virtuelles Kraftwerk
Quelle:
www.technik-verstehen.de



Der starke Anstieg von wetterabhängigen und somit schwankenden dezentralen Stromproduktionsanlagen erfordert die Einführung neuer Methoden zur Kompensation der Fluktuationen. Durch die Kombination von unterschiedlichen Erzeugungsanlagen wie Photovoltaikanlagen, Kleinwasserkraftwerken, Windkraftanlagen, Biogasanlagen, usw., lässt sich die Verfügbarkeit der elektrischen Leistung auf der Zeitachse erhöhen. Ergänzt man die Kombination verschiedener Erzeugungsanlagen durch Speichereinheiten und DSM-Kapazitäten, erhält man ein "virtuelles Kraftwerk" mit folgenden Aufgaben und Angeboten:

- Ausgleich von Angebot und Nachfrage in einem bestimmten Versorgungsgebiet
- Spannungsstützung
- Lastflusssteuerung
- Angebot der erzeugten Energie am Strommarkt
- Systemdienstleistungsangebote
- Optimierung der Netzentgelte.

Virtuelle Kraftwerke können somit den traditionellen steuerbaren Kraftwerken gleichgestellt werden und den Eigentümern dieser Anlagen entsprechende wirtschaftliche Vorteile bieten.

Der Betrieb eines virtuellen Kraftwerks erfordert die Einrichtung einer zentralen Leitstelle, die über Kommunikationsverbindungen mit den einzelnen Anlagen verbunden ist und über einen Zugang zu präzisen Wettervorhersagen für die entsprechende Region verfügt.

Da dieser Lösungsansatz aus heutiger Sicht äusserst komplex und mit vielen Unbekannten behaftet ist (Zusammenspiel der Komponenten, Finanzierung, Eigentumsverhältnisse, usw.), steht dieser Ansatz auch bezüglich der gegebenen Strukturen im Kanton Thurgau für unsere Problemlösung nicht im Vordergrund.

7.7 Zusammenstellung der Lösungsansätze

Abschliessend sind die oben aufgeführten und für unsere Problemlösung relevanten Lösungsansätze tabellarisch zusammengefasst:

Kapitel	Lösungsansätze	Beschreibung / Bemerkung	Problemlösung	Investitionen	Prioritäten
7.1	Netzverstärkungen	Verstärkung der Betriebsmittel (grössere Kabelquerschnitte, grössere Transformatoren)	hoch	hoch bis sehr hoch	zuerst immer Alternativen prüfen
7.2	Netzoptimierungen	Anpassung der Sekundärspannung der Transformatoren von 420 V auf 407 V	mittel bis hoch	keine	hoch zu prüfen
7.2.1	Spannungsanpassungen Trafos				
7.2.2	Kabel thermisch höher belasten	Höhere Leitertemperatur (von 60°C auf 90°C) zulassen und Leitungen höher absichern	klein bis mittel	keine	mittel zu prüfen
7.2.3	Trafos thermisch höher belasten	Kurzzeitige Trafoueberlastung von 150% zulassen (Schutzgeräte entsprechen anpassen)	klein bis mittel	keine	mittel zu prüfen
7.2.4	Vermaschter Netzbetrieb	Die Versorgungsleitungen im Niederspannungsnetz werden, wo vorhanden, vermascht betrieben (Ringleitungen)	mittel bis hoch	klein	mittel zu prüfen
7.2.5	Automatisierte Netzschnittstellen	Lastfluss- und spannungsabhängige Umschaltungen im Niederspannungsnetz	mittel	hoch	nieder
7.2.6	Symmetrischer Netzbetrieb	Symmetrische Aus- und Einspeisungen erhöhen die zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten	mittel	klein	mittel zu prüfen
7.3	Spannungsregelung im Verteilnetz	Spannungsregelung im Niederspannungsnetz an kritischen Verknüpfungspunkten	mittel	mittel	nieder fallweise zu prüfen
7.3.1	Dezentrale Spannungsregelung				
7.3.2	Regelbare Transformatoren	Spannungsanpassung im Niederspannungsnetz durch regelbare Transformatoren	mittel	hoch	nieder fallweise zu prüfen
7.4	Einbindung der Netznutzer	Die Elektrizitätserzeugungsanlagen werden zur Spannungsstützung mit einer Blindleistungsregelung ausgestattet	mittel bis hoch	klein	hoch
7.4.1	Blindleistungsregelung				
7.4.2	Dezentrale Speicherung	Die von EEA erzeugte Leistung wird je nach Situation (Netzbelastung, Spannung) ein- oder ausgespeichert	sehr hoch	sehr hoch	mittel
7.4.3	Steuerbare Lasten (DSM, Smart Home)	Situationsbezogenes zu- und abschalten von Verbrauchern	mittel	hoch	mittel
7.4.4	Abregelung von EEA	Bei Überschreitung der max. zulässigen Spannung werden die EEA abgeregelt	hoch	hoch	mittel
7.5	Markteinbindung der Endkunden	Beeinflussung des Nutzerverhaltens über dynamische Tarife	mittel	mittel bis hoch	mittel
7.6	Virtuelle Kraftwerke	Virtueller Zusammenschluss von Kraftwerken, Speichern und flexiblen Lasten	hoch	sehr hoch	nieder

Abbildung 75:
Zusammenstellung der
Lösungsansätze

7.8 Erkenntnisse

Die heutige Aufnahmefähigkeit von dezentralen Elektrizitätsversorgungsanlagen in die Verteilnetze beträgt im Kanton Thurgau in dörflichen Versorgungsgebieten rund 5 % bis 10 % des elektrischen Energiebedarfs.

Mit der Realisierung von Optimierungsmassnahmen, kombiniert mit der Massnahme "Blindleistungsregelung", können in kompakten dörflichen Netzgebieten rund 15 % bis 20% der elektrischen Energie aus dezentralen Elektrizitätserzeugungsanlagen produziert und in das öffentliche Netz eingespeist werden. In städtischen Agglomerationen liegt dieser Anteil entsprechend höher.

Wenn zusätzlich zu diesen Massnahmen die oben beschriebene Abregelung der EEA in bestimmten netzkritischen Zeiten zugelassen wird, kann der Anteil an dezentraler Energieerzeugung entsprechend höher liegen.

Aufnahmefähigkeiten dezentraler Einspeisungen in städtischen und dörflichen Agglomerationen

Mit den oben beschriebenen Optimierungsmassnahmen und einem Blindleistungsmanagement, aber ohne grössere Investitionen in Netzverstärkungen, beträgt die Aufnahmefähigkeit dezentral erzeugter Energieeinspeisungen in die Niederspannungsverteilnetze mit kompakten dörflichen Netzstrukturen 15 % bis 20 % der Gesamtenergiemenge.

In städtischen Agglomerationen liegt dieser Anteil schätzungsweise zwischen 20 % und 30 %.

Situation in ländlichen Agglomerationen

Einzelne Netzverstärkungen infolge der Integration grosser Erzeugungsanlagen sind sicher punktuell notwendig, der diesbezügliche Investitionsbedarf gesamthaft über den ganzen Kanton gesehen, ist aber als klein einzustufen.

Weniger positiv stellt sich die Situation in ländlichen Versorgungsgebieten dar. Netzverstärkungen sind hier bereits bei mittलगrossen Erzeugungsanlagen und längeren Anschlussleitungen vielfach unumgänglich. Im Kanton Thurgau befinden sich rund 8'000 Gebäude mit einer Dachfläche grösser 100 m² ausserhalb der Siedlungsgebiete²⁵. Gerade diese Gebäude sind für die Erstellung von grösseren PV-Anlagen, aber auch für Biogasanlagen, prädestiniert. Geht man davon aus, dass zukünftig rund 40 % bis 60 % dieser Gebäude mit einer EEA ausgerüstet werden und die durchschnittlichen Kosten für eine Netzverstärkung bei etwa CHF 50'000.- liegen (Schätzwert aus bisherigen Erfahrungen), belaufen sich die Gesamtkosten zwischen rund 160 Mio. und 240 Mio. CHF.

Kostentragung bei Netzverstärkungen

Die Kosten für die Netzverstärkung werden zu einem grossen Teil einerseits vom Eigentümer der EEA (Verstärkung der Anschlussleitung) und andererseits von der Schweizerischen Netzgesellschaft swissgrid (Verstärkung der Versorgungsleitungen und Transformatoren) getragen. Die Vorfinanzierung der Netzverstärkung muss bis zur Inbetriebnahme das örtliche EVU auf sich nehmen.

²⁵ GIS-Analyse Kanton Thurgau, Abteilung Energie

Die Investitionskosten für Netzverstärkungen in ländlichen Agglomerationen zur Umsetzung der Energiestrategie des Bundes und des Kantons Thurgau belaufen sich bis ins Jahr 2050 auf schätzungsweise rund 160 Mio. bis 240 Mio. CHF.

Gesamthaft gesehen schätzen wir die Kosten für Netzverstärkungen im Kanton Thurgau bis ins Jahr 2050 auf 200 Mio. bis 300 Mio. CHF.

Diese Investitionskosten für Netzverstärkungen werden zu einem grossen Teil von der Schweizerischen Netzgesellschaft swissgrid und den Stromproduzenten selbst getragen.

Approximative Kosten für
Netzverstärkungen

Grosse Investitionen sind zukünftig zusätzlich in den Bereichen Netzüberwachung und -steuerung sowie Mess- und Zählerwesen (Smart Metering) zu tätigen. Von diesen Investitionen sind alle EVU's mehr oder weniger stark betroffen. Die Gesamtkosten für den Kanton Thurgau lassen sich hier im Rahmen dieser Studie schwer abschätzen, weil der diesbezügliche Ausbaustandard der einzelnen EVU's sehr unterschiedlich ist. So haben zum Beispiel einige EVU's bereits "flächendeckend" die Smart Metering-Technologie eingeführt und umgesetzt, anderen Werke haben sich noch nicht zu diesem Schritt entscheiden können.

Die Höhe der zukünftig notwendigen Investitionen in die Netzüberwachung und -steuerung sowie in das Mess- und Zählerwesen dürfen nicht unterschätzt werden.

Zukünftige Investitionen in
die "smarten" Technologien

Der für den sicheren und effizienten Betrieb unserer Verteilnetze zunehmende Online-Austausch von Daten erfordert den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT). Der immense Anstieg der Datenmengen (vor allem Mess- und Zählerdaten) erfordert die Anwendung von ausgereiften IKT-Systemen, in welchen alle ihre Komponenten mit offenen und international anerkannten Normen designt sind (interoperabler Datenaustausch). Die zukünftigen Smart Distribution-Anforderungen verlangen einen Paradigmenwechsel in den Bereichen Steuerung, Überwachung und Datenverarbeitung.

Auf dem Weg zu Smart Distribution (siehe Seite 60) stehen vor allem vier Herausforderungen im Vordergrund:

1. Das bis anhin noch fehlende Wissen oder die fehlende Sensibilisierung der EVU's über die Wichtigkeit dieses auf uns zukommenden Paradigmenwechsels in der Stromversorgung.
2. Die hohen (spezifischen) Kosten beim Ausbau der Verteilnetze in Richtung Smart Distribution, die sich momentan noch schwer abschätzen lassen.
3. Unsicherheiten bezüglich der Entwicklungstendenzen gewisser Technologien und deren Markteinführung.
4. Der hohe Komplexitätsgrad und die hohen Anforderungen, die an den Umbau der heutigen Netze in Richtung "intelligente" Netze gestellt werden.

Herausforderungen auf
dem Weg zu Smart Distribution

8 Handlungsempfehlungen für Netzbetreiber

8.1 Klärung von Versorgungsauftrag und Unternehmensstrategie

Wie wir aufgezeigt haben, werden die Anforderungen und Aufgaben, die zukünftig von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen bewältigt werden müssen, stark zunehmen. Strommarktliberalisierung sowie die Energiestrategie des Bundes und des Kantons Thurgau führen dazu, dass sich die EVU's Gedanken über ihre zukünftige Strategie machen sollten. Insbesondere die Politischen Gemeinden werden nicht darum herum kommen, ihre Aufgaben im Zusammenhang mit ihrem Versorgungsauftrag neu zu überdenken und zu definieren, in welche Richtung sich die Versorgung entwickeln soll.

Erst wenn die "Marschrichtung" geklärt und die Strategie entsprechend angepasst ist, können die weiteren Schritte auch zielführend und ohne Gefahr von grösseren Fehlentscheiden die die Zukunft betreffen, angegangen werden.

8.2 Analyse des aktuellen Netzzustandes

Wir empfehlen den Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Versorgungsnetze unter dem Aspekt der zunehmenden dezentralen Einspeisungen zu analysieren. Man wird in diesem Zusammenhang nicht darum herum kommen, das gesamte Verteilnetz in einem Netzberechnungsprogramm abzubilden um alle relevanten Berechnungen und Analysen durchführen zu können. Ebenfalls sind Belastungsmessungen an den Betriebsmittel sowie Spannungsqualitätsmessungen an kritischen Verknüpfungspunkten empfehlenswert.

Folgende Fragen (nicht abschliessend) sollen hier aussagekräftige Antworten liefern:

- Wie sind die Transformatoren und Versorgungsleitungen belastet?
- Wie sieht die Spannungsqualität im Verteilnetz heute aus?
- In welchen Versorgungsgebieten sind Leerrohre vorhanden?
- In welchen Versorgungsgebieten ist die Erstellung von grösseren EEA möglich und wahrscheinlich?
- Wie gross sind die Kurzschlussströme an den Verknüpfungspunkten?
- Wie lässt sich das Spannungsband im Verteilnetz optimieren?
- Können die Betriebsmittel bezüglich thermischer Belastung elektrisch höher belastet werden?
- Ist das Verteilnetz symmetrisch belastet?
- Wie wirkt sich ein vermascht betriebenes Verteilnetz auf die Spannungshaltung, Belastung und Kurzschlussströme sowie auf den Netzschutz aus?
- Wie kann das Verteilnetz unter Berücksichtigung der zunehmenden dezentralen Einspeisungen gesamthaft optimiert werden?

8.3 Empfohlene Massnahmen

8.3.1 Betrieb des Verteilnetzes optimieren

Mit den Erkenntnissen aus der Situationsanalyse lassen sich nun situationsbezogen die entsprechenden Optimierungsmassnahmen umsetzen (siehe Kapitel 7.2).

8.3.2 Blindleistungsregelung

Mit der Blindleistungsregelung von Elektrizitätserzeugungsanlagen kann die Aufnahmefähigkeit dieser Anlagen signifikant erhöht werden (siehe Kapitel 7.4.1). Eine Blindleistungsregelung ist zukünftig bei allen PV-Anlagen vorzuschreiben (im EW-Reglement festhalten).

8.3.3 Lastmanagement

Der Ersatz von konventionellen Rundsteuerungsanlagen hin zu modernen Lastmanagementsystemen muss frühzeitig geplant werden und erfordert unter Umständen eine längere Übergangsphase. Darum ist es äusserst wichtig, bereits heute die zukünftige Strategie bezüglich Laststeuerung und -optimierung festzulegen. Dies insbesondere dann, wenn über das Lastmanagementsystem zukünftig auch die Versorgungsspannung geregelt und Eigenzeugungsanlagen abgeregelt werden sollen. Auch im Zusammenhang mit der Bewirtschaftung von elektrischen, dezentralen Energiespeichern (Ein- und Ausspeicherung) nehmen innovative Lastmanagementsysteme eine wichtige zukünftige Rolle ein.

8.3.4 Smart Metering

Smart Metering ist ein tragender Baustein auf dem Weg zu Smart Distribution. Bei der Ersatz- und Neubeschaffung von Energiezählern sollte darauf geachtet werden, dass diese die Anforderungen zukünftiger Netzüberwachungs- und Marktbedürfnisse abdecken können.

8.3.5 Netzüberwachung

In Zukunft wird es unumgänglich sein, dass die Verteilnetze bezüglich der Lastflüsse und der Spannungsqualität überwacht werden müssen. In einem ersten Schritt wird es ausreichend sein, die Netzbelastungen und die Spannungen periodisch zu messen und auszuwerten. Mit zunehmendem Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen wird man aber nicht mehr darum herum kommen, wenigstens die kritischen Netzpunkte permanent, also online zu überwachen. Auch hier wird die Ausarbeitung eines Umsetzungskonzeptes dringend empfohlen.

8.3.6 Aufhebung der Sperrzeiten über die Mittagsstunden

Damit die von PV-Anlagen produzierte Energie zu netzkritischen Zeiten (über die Mittagsstunden) möglichst vom Produzenten selbst verbraucht werden kann, soll die Sperrung von Apparaten wie Wasch- und Geschirrwaschmaschinen aufgehoben werden. Eventuell kann auf eine Sperrung über die Mittagszeit im ganzen Verteilnetz verzichtet werden.

8.4 Vorgehenskonzept

Den Elektrizitätsversorgungsunternehmen empfehlen wir allgemein folgendes Vorgehen:

Vorgehenskonzept für
EVU's in sieben Schritten

Vorgehenskonzept für EVU's in sieben Schritten

1. Versorgungsauftrag mit politischer Gemeinde klären und in der Folge die Unternehmensstrategie überprüfen und allenfalls anpassen.
2. Organisatorische Abläufe eventuell neu strukturieren und anpassen.
3. Verteilnetz analysieren.
4. Betrieb Verteilnetz optimieren.
5. In der Praxis bewährte Lösungen im Zusammenhang mit der Integration von EEA umsetzen.
6. Verteilnetz bereits heute Schritt für Schritt in Richtung Smart Distribution ausbauen.
7. Die Entwicklung weiterer Lösungsansätze und deren Markttauglichkeit im Zusammenhang mit der Integration von EEA beobachten und allenfalls in das Gesamtkonzept integrieren (z.B. elektrische Energiespeicher).

9 Flankierende Massnahmen

Um das Ziel der Steigerung der Aufnahmefähigkeit von dezentralen Elektrizitätserzeugungsanlagen in den Verteilnetzen zu erhöhen, werden in Ergänzung zu den Handlungsempfehlungen folgende flankierende Massnahmen vorgeschlagen:

1. Die Abteilung Energie des DIV koordiniert für die Branche den Aufbau und Betrieb einer Beratungs- und Informationsstelle für Smart Distribution*.
2. Vorfinanzierung von Netzausbauten im Zusammenhang mit dezentralen EEA für kleinere Netzbetreiber.
3. Durchführung von Informationsveranstaltungen für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Gemeinden.
4. Installierung einer ERFA-Plattform für Smart Distribution.
5. Branchenempfehlungen und -richtlinien sowie technisch relevante Lösungsansätze, die zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit von dezentralen EEA führen, kann der Kanton verbindlich erklären.
6. Elektrische Energiespeicher werden weiterhin, aber unter der Bedingung gefördert, dass das EVU zur Verbesserung der Netzstabilität auf den Lade- und Entladevorgang Einfluss nehmen kann.
7. Initialisierung Pilotprojekt "Bewirtschaftung eines dezentralen Energiespeichers unter Berücksichtigung der Bedürfnisse des EVU und des EEA-Betreibers".
8. Initialisierung Pilotprojekt "Innovatives Netzlastmanagement".
9. Die EVU's werden aufgefordert:
 - dass sie bis spätestens Ende 2017 die betrieblichen Optimierungspotenziale in ihren Verteilnetzen ermittelt haben;
 - dass sie bis spätestens Ende 2017 einen Zeitplan für die Umsetzung von Smart Metering erarbeitet haben;
 - dass sie bis spätestens 2018 ein Konzept ausgearbeitet haben, wie die Energiestrategie des Regierungsrats in ihren Verteilnetzen bezüglich Aufnahmefähigkeit von EEA umgesetzt werden kann.

* *Smart Distribution: Etablierung von Smart Grid auf der Verteilnetzebene*

Anhang

A1 Literaturverzeichnis

Bundesamt für Energie:

Grundlagen für die Energiestrategie des Bundes

Schweizerische Eidgenossenschaft, 2011

Bundesamt für Energie:

Energieszenarien für die Schweiz bis 2050

Schweizerische Eidgenossenschaft, 2011

Bundesrat:

Strategie Stromnetze: Detailkonzept im Rahmen der Energiestrategie 2050

Schweizerische Eidgenossenschaft, 2013

Bundesamt für Energie:

Energiespeicher in der Schweiz: Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050

Schweizerische Eidgenossenschaft, 2013

Ernst Basler+Partner:

Grundlagenbericht: Konzept für einen Thurgauer Strommix ohne Kernenergie

Departement für Inneres und Volkswirtschaft Kanton Thurgau, 2013

VDE:

Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz

VDE-Verlag, 2011

VSE:

Technische Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen

2011

VSE:

Distribution Code Schweiz

2011

VSE:

Netznutzungsmodell für das Schweizer Verteilnetz

2011

VSE:

Wege in die neue Stromzukunft

2012

Buchholz, Styczynski:

Smart Grids:

Grundlagen und Technologien der elektrischen Netze der Zukunft

VDE-Verlag, 2014

Friedli, Walti:

Managementguide für Schweizer Energieversorgungsunternehmen:

Herausforderungen des Strommarktwandels richtig begegnen

Huber, 2010

Schlabbach, Mombauer:

Power Quality: Entstehung und Bewertung von Netzurückwirkungen

VDE-Verlag, 2008

Häni:

Elektrische Anlagen

Skript 2013, ZbW St. Gallen

Wesselak, Schabbach:

Regenerative Energietechnik

Springer, 2009

Witzmann, Kerber:

Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz

Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft, 2009

Basse:

Spannungshaltung in Verteilnetzen bei Stützung durch dezentrale Erzeugungsanlagen mit lokaler Blindleistungsregelung

Diplomarbeit Universität Karlsruhe, 2008

Hollinger:

Speicherstudie 2013

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, 2013

Bodach:

Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen

Dissertationsschrift Universität Chemnitz, 2006

Igel, Winterheimer, Löwen:

Netzregelung durch Energiespeicher im Niederspannungsnetz

Institut für Elektrische Energiesysteme Saar, 2012

Scheffler:

Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohngebieten

Dissertationsschrift Universität Chemnitz, 2002

Ying:

Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze bei hoher Penetration von innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen

Dissertationsschrift Universität Cottbus, 2011

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommission:

Kraftwerk Haus im ländlichen Raum: Umsetzung von Strom-Lastmanagement im Gebäude mit Eigenerzeugung aus Photovoltaik

Schweizerische Eidgenossenschaft, 2012

A2 Glossar

Abkürzungen

DSM	Demand Side Management
DSR	Demand Side Response
EEA	Elektrizitätserzeugungsanlage
EnG	Energiegesetz
EnV	Energieverordnung
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
MS	Mittelspannung
NE	Netzebene
NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
UW	Unterwerk
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung

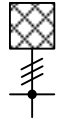
Begriffe und Definitionen

Betriebsmittel	Einzelne Geräte oder Anlagen wie elektrische Maschinen, Transformatoren, Schaltanlagen, oder Gesamtheit von Einrichtungen.
Flicker	Eindruck der Unstetigkeit visueller Empfindungen, hervorgerufen durch Lichtreize mit zeitlicher Schwankung der Leuchtdichte oder der spektralen Verteilung.
Nennspannung	Die Spannung, durch die ein Netz bezeichnet oder identifiziert wird und auf die bestimmte betriebliche Merkmale bezogen werden.
Netznutzer	Jede juristische oder natürliche Person oder Erwerbsgesellschaft, die Elektrizität in ein Verteilnetz einspeist oder entnimmt.
Netzurückwirkungen	Gegenseitige Beeinflussung von Betriebsmitteln über das Verteilnetz und Beeinflussung des Verteilnetzes durch diese Betriebsmittel.
Spannungsanhebung	Differenz zwischen der Versorgungsspannung ohne EEA und der Versorgungsspannung mit EEA an einem beliebigen Punkt im Netz.

Spannungsänderung	Änderung des Effektiv- oder Spitzenwerts einer Spannung zwischen zwei aufeinanderfolgenden Pegeln, die für eine bestimmte, aber nicht festgelegte Dauer aufrechterhalten werden. Nach EN 50160 wird zwischen langsamen und schnellen Spannungsänderungen unterschieden. Langsame: Änderung der Spannung aufgrund von Änderung der Gesamtlast im Verteilnetz. Schnelle: Hervorgerufen durch schnelle Laständerungen der Netznutzer (z.B. Anlauf Asynchronmaschine).
Übergabestelle	Anschlusspunkt der Anlage des Netznutzers an das Verteilnetz.
Verknüpfungspunkt	Punkt in einem öffentlichen Netz, der elektrisch einer bestimmten Anlage eines Netzbenutzers am nächsten liegt und an den andere Netzbenutzer angeschlossen sind oder angeschlossen werden können.
Versorgungsspannung	Effektivwert der Spannung an einer Übergabestelle zu einem bestimmten Zeitpunkt, gemessen über ein bestimmtes Zeitintervall.

A3 Schaltbilder

Verteilnetz:



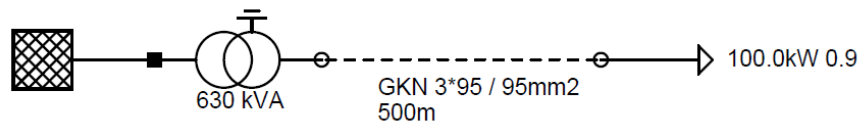
Transformator:



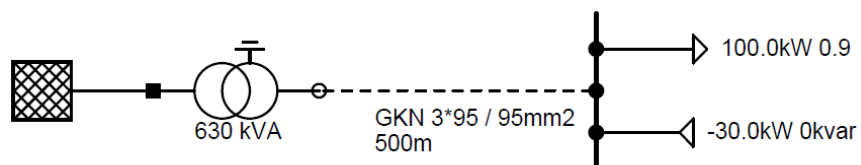
Leitung:



Verteilnetz mit Transformator, Anschlussleitung und Verbraucher (Ausspeisung):



Verteilnetz mit Transformator, Anschlussleitung, Verbraucher (Ausspeisung) und Erzeuger (Einspeisung):



A4 Zusammenfassung Grundlagenbericht "Thurgauer Strommix ohne Kernenergie" (DIV Kanton Thurgau, 12. September 2013)

Im Grundlagenbericht "Konzept für einen Thurgauer Strommix ohne Kernenergie" sind folgende, für diese Studie relevanten Punkte, aufgeführt:

Der jährliche Stromverbrauch liegt im Kanton Thurgau aktuell bei rund 1'700 GWh. Rund 63 GWh stammen aus neuen erneuerbaren Energiequellen und 11 GWh werden mit Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen produziert. Als Referenzentwicklung wird, ohne zusätzliche Massnahmen, von einem Anstieg der Stromnachfrage bis 2050 auf 2'000 GWh/a ausgegangen.

Aktueller Stromverbrauch
Kanton Thurgau

Das Potenzial zur Reduktion der Stromnachfrage wird auf 440 GWh/a geschätzt, wobei 240 GWh/a auf den Sektor Industrie und Dienstleistungen und 200 GWh/a auf die Haushalte entfallen (ohne Berücksichtigung von Wachstumseffekten).

Potenzial zur Reduktion der
Stromnachfrage

Bei der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien sieht der Bericht ein Potenzial zwischen 900 bis 1'700 GWh/a. Das weitaus grösste Potenzial weist mit über 1'000 GWh/a die **Photovoltaik** aus. Angestrebt wird das Ziel, 360 GWh/a des technisch-ökologischen Potenzials zu nutzen (dies entspricht einer PV-Fläche von 8-10 m² pro EinwohnerIn). Die **Wasserkraft** weist im Kanton Thurgau nur ein kleines Potenzial von 9 GWh/a auf (vor allem durch die Sanierung bestehender Anlagen). Bei der **Geothermie** wird das Potenzial (vorsichtig) auf 360 GWh/a geschätzt. Hier sind bezüglich der Realisierung noch einige technische und wirtschaftliche Unsicherheiten vorhanden. Gemäss den strategischen Zielen des Regierungsrats soll bis 2022 ein erstes Geothermie-Kraftwerk ans Netz gehen. Das **Energieholzpotenzial** zur Strom- und Wärmeproduktion über Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK) wird auf 40 GWh_{el}/a geschätzt. Bei der Nutzung **biogener Abfälle** für die Stromproduktion sieht man ein Potenzial von 34 GWh/a. Bei der **Windenergie** liegt nur eine grobe Abschätzung von 20 bis 100 GWh/a vor.

Potenzial Stromproduktion
aus Erneuerbaren

Einen wesentlichen Beitrag zur Stromproduktion im Kanton Thurgau sollen **fossil betriebene WKK-Anlagen leisten**. Je nach Szenario wird bis 2050 von einer elektrischen Energieproduktion von 90, respektive 220 GWh/a ausgegangen.

Im Grundlagenbericht werden zwei Strategievarianten mit unterschiedlichen Zielen zur Stromnachfrage skizziert.

Stabilisierung der Stromnachfrage bis 2050 bei rund 1'700 GWh/a.

Mit einem Massnahmenmix soll die Stromnachfrage bis 2020 gegenüber der Referenzentwicklung um rund 90 GWh/a reduziert und die Stromproduktion im Kanton um 140 GWh/a erhöht werden.

Strategievariante 1:
Stabilisierung Stromnachfrage

Reduktion der Stromnachfrage bis 2050 auf 1'450 GWh/a (in Anlehnung an das nationale Szenario "Neue Energiepolitik", Energieperspektiven 2050).

Die in der Studie aufgeführten Massnahmen führen zu einer Reduktion der Stromnachfrage bis 2020 im Vergleich zur Referenzentwicklung von 120 GWh/a und einer kantonalen Stromproduktionserhöhung von 180 GWh/a.

Strategievariante 2:
Reduktion Stromnachfrage

Nachfolgend werden die für diese Studie relevanten Entwicklungen zu den Strategievarianten bezüglich Stromnachfrage und Stromproduktion (in GWh/a) im Kanton Thurgau aufgelistet.

Nachfrage und Produktion,
Strategievariante 1

	2010	2020	2030	2040	2050
Referenzentwicklung Nachfrage	1'675	1'741	1'787	1'867	1'958
Stromeffizienz		86	173	213	247
Stromnachfrage Strategievariante 1	1'675	1'655	1'614	1'653	1'711
Stromproduktion Erneuerbare	63	98	202	306	410
Stromproduktion aus WKK-Anlagen (fossil)	11	82	105	103	92

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien im Kanton Thurgau setzt sich bei der Strategievariante 1 wie folgt zusammen (in GWh/a):

Strommix aus Erneuerbaren,
Strategievariante 1

	2010	2020	2030	2040	2050
Windkraft	0	0	15	20	20
Kleinwasserkraft	35	36	40	40	40
Photovoltaik	3	36	107	196	260
Biomasse	24	26	30	30	30
Geothermie	0	0	10	20	60
Total	63	98	202	306	410

Die Beiträge bei Strategievariante 2 (in GWh):

Nachfrage und Produktion,
Strategievariante 2

	2010	2020	2030	2040	2050
Referenzentwicklung Nachfrage	1'675	1'741	1'787	1'867	1'958
Stromeffizienz		111	253	373	508
Stromnachfrage Strategievariante 2	1'675	1'630	1'534	1'494	1'450
Stromproduktion Erneuerbare	63	154	426	698	970
Stromproduktion aus WKK-Anlagen (fossil)	11	81	199	296	216

Der Stromproduktionsmix bei Strategievariante 2 (in GWh):

	2010	2020	2030	2040	2050
Windkraft	0	10	50	80	100
Kleinwasserkraft	35	40	50	60	60
Photovoltaik	3	59	191	263	360
Biomasse	24	35	70	80	90
Geothermie	0	10	65	215	360
Total	63	154	426	698	970

Strommix aus Erneuerbaren, Strategievariante 2

Interessant ist der Vergleich der Energiestrategie 2050 des Bundes mit den beiden Strategievarianten Thurgau bezüglich Stromproduktion aus erneuerbaren Energien für das Jahr 2050. Die Energiewerte sind umgerechnet auf die Bevölkerung (kWh/Einwohner).

	CH	Variante 1	Variante 2
Photovoltaik	1'200	900	1'200
Wasserkraft	4'900	130	200
Biomasse	280	100	300
Geothermie	490	200	1'200
Windkraft	470	70	330
Total	7'400	1'400	3'230

Vergleich der nationalen und der kantonalen Zielsetzung im Bereich Erneuerbare

A5 Relevante Bundesgesetze, Verordnungen und Branchendokumente, die im Zusammenhang mit der Netzeinspeisung von EEA stehen

Bundesgesetz über die Stromversorgung (StromVG; Stand 1. Januar 2009)

Folgende Artikel stehen in einem relevanten Zusammenhang mit der Netzeinspeisung von EEA:

Art. 8 Massnahmen bei Gefährdung der Versorgung

Bei der Elektrizitätsbeschaffung und beim **Ausbau der Erzeugungskapazitäten haben erneuerbare Energien Vorrang**.

Art. 13 Netzzugang

3 Bei der Zuteilung von Kapazitäten im Netz haben **gegenüber sonstigen Lieferanten Vorrang** in der nachfolgenden Reihenfolge:

- a. Lieferung an Endverbraucher nach Artikel 6 Absatz 1 (*Anm. Verfasser: feste Endverbraucher*);
- b. Lieferung an Endverbraucher nach Artikel 7 Absatz 1 (*Anm. Verfasser: Endverbraucher, die vom freien Netzzugang keinen Gebrauch machen*);
- c. **Lieferung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien**, insbesondere Wasserkraft.

Art. 14 Netznutzungsentgelt

2 Das Netznutzungsentgelt ist von den Endverbrauchern je Ausspeisepunkt zu entrichten. (*Anm. Verfasser: Beim sogenannten Ausspeisemodell **entrichten die Produzenten keine Netznutzungsentgelte***)

Art. 22 Aufgaben der Elektrizitätskommission (ElCom)

1 Die ElCom überwacht die Einhaltung dieses Gesetzes, trifft die Entscheide und erlässt die Verfügungen, die für den Vollzug dieses Gesetzes und der Ausführungsbestimmungen notwendig sind. (*Anm. Verfasser: wichtig hier vor allem bei Netzverstärkungen im Zusammenhang mit EEA*)

Stromversorgungsverordnung (StromVV; Stand 1. Januar 2009)

Art. 5 Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetriebs

4 Bei der **Gefährdung des stabilen Netzbetriebs** hat die nationale Netzgesellschaft (*Anm. Verfasser: swissgrid*) von Gesetzeswegen **alle Massnahmen** zu treffen oder anzuordnen, die für die Gewährleistung der Netzsicherheit notwendig sind (*Anm. Verfasser: darunter fällt auch die **Abregelung von Kraftwerken***).

Art. 15 Anlastung von Kosten des Übertragungsnetzes

2 Die **nationale Netzgesellschaft** stellt den Netzbetreibern entsprechend der bezogenen elektrischen Energie der Endverbraucher folgende Kosten in Rechnung:

- b. die Kosten für notwendige Netzverstärkungen zur Einspeisung nach Artikel 7, 7a und 7b des Energiegesetzes vom 26. Juni 1998 (*Anm. Verfasser: **Notwendige Netzverstärkungen durch die Einspeisung von erneuerbarer Energie** werden vom Netzbetreiber der swissgrid in Rechnung gestellt und von dieser über die Systemdienstleistungen abgegolten. Vergütungen für notwendige Netzverstärkungen bedürfen einer **Bewilligung der ElCom**.*

Energiegesetz (EnG; Stand 1. Januar 2009)

Art. 1 Ziele

2 Es bezweckt:

- c. die verstärkte Nutzung von einheimischer und erneuerbarer Energie
- 3 Die durchschnittliche Jahreserzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien ist bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Stand im Jahr 2000 um mindestens 5400 GWh zu erhöhen.

Art. 7a Anschlussbedingungen für Elektrizität aus erneuerbaren Energien

- 1 **Netzbetreiber sind verpflichtet**, in ihrem Netzgebiet die gesamte Elektrizität, die aus Neuanlagen durch die Nutzung von Sonnenenergie, Geothermie, Windenergie, Wasserkraft bis 10 MW sowie Biomasse und Abfällen aus Biomasse gewonnen wird, in einer für das Netz geeigneten Form **abzunehmen und zu vergüten**, sofern diese Neuanlage für den betreffenden Standort geeignet ist.

Art. 7b Lieferung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien

Zur Erreichung der Ziele nach Artikel 1 treffen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen untereinander Vereinbarungen über die Zubaumengen von Elektrizität aus erneuerbaren Energien sowie den Handel mit dem ökologischen Mehrwert dieser Elektrizität.

Energieverordnung (EnV; Stand 1. Januar 2009 mit Änderungen vom 23.10.2013)

Art. 2 Allgemeine Anforderungen

- 1 Die Produzenten von Energie nach Artikel 7 des Gesetzes und die Netzbetreiber legen die **Anschlussbedingungen** vertraglich fest.
- 4 Die Produzenten von Energie nach Artikel 7 des Gesetzes sind verpflichtet, auf eigene Kosten Massnahmen zu ergreifen, um **störende technische Einwirkungen am Einspeisepunkt** zu vermeiden.
- 5 Sind die Voraussetzungen nach Absatz 4 erfüllt, sind die Netzbetreiber verpflichtet, die Energieerzeugungsanlagen der Produzenten nach Artikel 7 des Gesetzes mit dem **technisch und wirtschaftlich günstigsten Einspeisepunkt** so zu verbinden, dass die Einspeisung und der Bezug von Energie sichergestellt sind. Die Kosten für die Erstellung der dazu notwendigen **Erschliessungsleitungen** bis zum Einspeisepunkt sowie allfällige notwendige Transformatorenkosten gehen zu Lasten der Produzenten. Für die Vergütung der Kosten für notwendige **Netzverstärkungen** ist Artikel 22 Absatz 3 StromVV anwendbar.

Distribution Code Schweiz

(Technische Bestimmungen zu Anschluss, Betrieb und Nutzung des Verteilnetzes)

Der Distribution Code regelt die technischen Grundsätze und Mindestanforderungen für den Anschluss von Kundenanlagen und Elektrizitätserzeugungsanlagen an das Verteilnetz sowie den Betrieb und die Nutzung des Stromversorgungsnetzes. Die in Zusammenhang mit dieser Studie relevanten Punkte sind nachfolgend aufgeführt.

Die Verteilnetzbetreiber (VNB) und die Stromproduzenten regeln in einem **Netzanschlussvertrag** die wichtigsten Punkte wie:

- Schnittstellen *) (Netzanschlussstelle, Anschlusspunkt, Verknüpfungspunkt, Eigentumsgrenze)
- Einspeiseberechtigte Leistung
- Kurzschlussleistung an der Netzanschlussstelle
- Zulässige Netzurückwirkungen
- Wiederkehrende Überprüfung der Einhaltung der festgelegten Anforderungen
- Usw.

**) Bei der Festlegung des Netzanschlusses berücksichtigt der VNB die Netzverhältnisse an der Netzanschlussstelle, die Bedürfnisse des Netzanschlussnehmers, die Kosten eines allfälligen Netzausbaus sowie das Ziel einer wirtschaftlichen Auslastung der Netzinfrastuktur.*

Die Anschlussebene (Spannungsebene) ist unter Berücksichtigung der technischen Gegebenheiten an der jeweiligen Netzanschlussstelle auszulegen.

Ergänzend zum Anschlussvertrag kann eine **Betriebsvereinbarung** abgeschlossen werden. Hier können z. B. folgende Punkte geregelt werden:

- Regeln bezüglich Betrieb der am Netz angeschlossenen Anlagen
- Störungsmanagement
- Vorgaben an den Blindleistungsaustausch und Einbindung in das Konzept der Spannungsregelung
- Beteiligung an spannungsabhängigen Massnahmen zur Vermeidung von Grossstörungen

Stabilitätsrelevante Parameter (Generatorregelung, Blindleistungsmanagement, Umrichter, usw.) sind **zwischen VNB und Produzent abzustimmen** und zu regeln.

Für Anschlüsse ausserhalb der Bauzone wird die Netzqualität an der Grenzstelle ebenfalls vertraglich vereinbart.

Bezüglich Netzplanung wird im Distribution Code festgehalten, dass die VNB unter Berücksichtigung der aktuellen sowie der prognostizierten Erzeugungs- und Verbrauchssituationen regelmässig Planungen für den zukünftigen Netzausbau durchführen müssen.

Die VNB sind in ihrem Netzgebiet bezüglich **Betriebsplanung und -führung** unter anderem für folgende Punkte verantwortlich:

- Spannungshaltung und Ausgleich des Blindleistungshaushalts *).
- Engpassmanagement
- Überwachung des Betriebszustandes
- Umsetzung von netzhierarchisch geführten Massnahmen im gefährdeten und gestörten Betriebszustand
- Behebung von Störungen

Die Netznutzer haben dabei den Anweisungen des VNB Folge zu leisten.

**) Der VNB ist für die Spannungshaltung zuständig und koordiniert diese mit den an der Spannungshaltung beteiligten Erzeugern. Der Netznutzer hat den vereinbarten Blindleistungshaushalt einzuhalten.*

Bei **gefährdetem oder gestörtem Betriebszustand** hat der VNB die notwendigen Gegenmassnahmen einzuleiten. Sind die getroffenen Massnahmen nicht erfolgreich, darf der VNB je nach Situation folgende Massnahmen ergreifen:

- Anweisung an Erzeuger, ihre Erzeugungsleistung anzupassen
- Kurzzeitige Abschaltung von begrenzten Netzabschnitten

Die VNB haben Kriterien und Anweisungen in diesem Zusammenhang vorbereitend in einem Massnahmenplan festzuhalten.

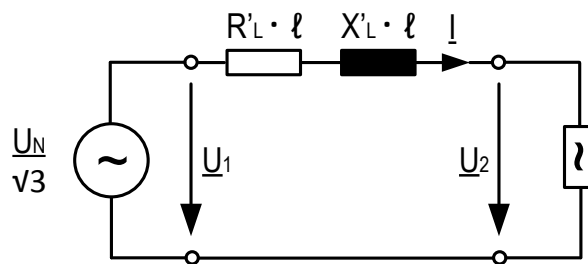
Die Netznutzer sind gemäss Distribution Code verpflichtet, den Anweisungen des VNB unverzüglich und vollständig Folge zu leisten.

A6 Theoretische Grundlagen

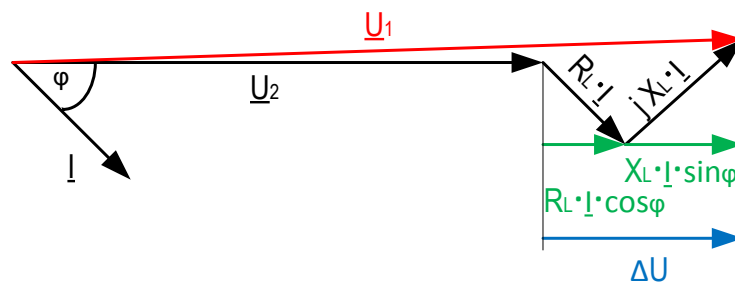
Einhaltung des Spannungsbandes

Um einen sicheren Netzbetrieb garantieren zu können, muss sich im Niederspannungsnetz die Spannung stets für jeden Belastungsfall und zu jeden Zeitpunkt in einem Toleranzband von $\pm 10\%$ der Nennspannung (400 V/230 V) bewegen.

Das einphasige Ersatzschaltbild einer belasteten Niederspannungsleitung lässt sich wie folgt abbilden:



Daraus ergibt sich das Zeigerdiagramm mit dem Spannungsfall am Leiterende



und die Berechnungsformel

$$\Delta U = R'_L * I * I * \cos \varphi + X'_L * I * I * \sin \varphi$$

Für die Beurteilung der Spannungshaltung berechnet man den relativen Spannungsfall in Prozent der verketteten Nennspannung ($U_N = 400\text{ V}$):

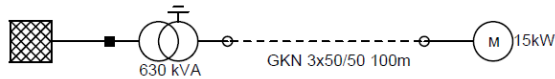
$$\Delta u = \frac{\sqrt{3} * \Delta U}{U_N} * 100\%$$

Schnelle, schaltbedingte Spannungsänderungen

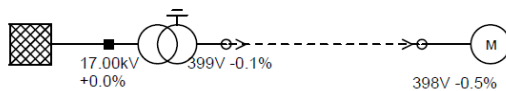
Beim Zu- oder Abschalten von Energieerzeugungsanlagen treten sogenannte schnelle Spannungsänderungen an den Verknüpfungspunkten auf. Die Spannungsänderung an einem Verknüpfungspunkt ist die Differenz der Spannungsbeträge vor und nach der Zu- oder Abschaltung einer Ein- oder Auspeiseleistung.

Spannungsänderung am Beispiel einer Asynchronmaschine mit einer Leistung von 15 kW:

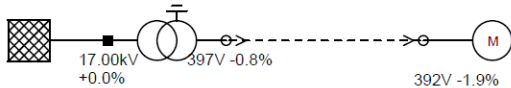
Situation



Langsame Spannungsänderung (Betriebsbedingungen)



Schnelle Spannungsänderung beim Anlauf der Asynchronmaschine



Berechnet werden können symmetrische Spannungsänderungen mit der Formel:

$$\Delta u = \frac{\Delta S_A}{S_{kV}} * \cos(\psi_{kV} - \varphi) * 100\% = \left(\frac{\Delta p_A}{S_{kV}} * \cos \psi_{kV} + \frac{\Delta Q_A}{S_{kV}} * \sin \psi_{kV} \right) * 100 \%$$

wobei

$$\psi_{kV} = \arctan \frac{X_{kV}}{R_{kV}}$$

ΔS_A : Laständerung

S_{kV} : Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt

ΔP_A : Wirkleistungsänderung

ΔQ_A : Blindleistungsänderung

ψ_{kV} : Netzimpedanzwinkel

φ : Winkel der Laständerung

R_{kV} : Ohmscher Widerstand am Verknüpfungspunkt

X_{kV} : Induktiver Widerstand am Verknüpfungspunkt

Die maximal zulässige schnelle Spannungsänderung ist abhängig von der Wiederholrate r (min^{-1}). Bei einer Wiederholrate von z.B. $r < 0.1 \text{ min}^{-1}$ gilt für das:

Niederspannungsnetz: $\Delta u_{zul} = 3 \%$

Mittelspannungsnetz: $\Delta u_{zul} = 2 \%$

Schaltbedingte Spannungsänderungen sind vor allem bei der Beurteilung von rotierenden Maschinen zu berücksichtigen.

Flicker

Spannungsänderungen sind einerseits bezüglich ihrer Höhe, aber andererseits auch bezüglich ihrer Flickerstärke (Messgrösse für Flicker P_{st}) zu bewerten. Die durch Spannungsänderungen verursachte Leuchtdichteschwankungen werden ab einer Flickerstärke von $P_{st} > 1$ für das Auge als störend empfunden. Der Flickerwert P_{st} steht für Kurzzeit-Flickerstärke (short term) und ist für die Produktnormung massgebend. Die Langzeitflickerstärke P_{lt} (long term) erfasst 12 P_{st} -Werte in Folge über ein Zweistundenintervall und ist für die Spannungsqualität entscheidend. Nach EN 50160 beträgt der Grenzwert für die Flickerstärke $P_{lt} = 1$ (95 %-Wert einer Woche).

Bei regelmässig wiederkehrenden Spannungsänderungen kann mit Hilfe der Flickergrenzkurve $P_{st\ ref} = 1$ die Flickerstärke einer einzelnen oder der Gesamtanlage am Verknüpfungspunkt ermittelt werden.

Kurzzeitflicker bei einem bestimmten ri :

$$P_{st\ i} = \frac{\Delta u_i}{\Delta u_{ref}} * P_{st\ ref}$$

und die Langzeitflickerstärke:

$$P_{lt\ i} = \sqrt[3]{\sum_{n=1}^{12} \frac{P_{st\ i\ n}^3}{12}}$$

Δu_{ref} : relative Spannungsänderung in % gemäss Flickergrenzkurve $P_{st\ ref} = 1$ (Quelle: D-A-CH-CZ)

i : Laufindex für Einzelgeräte oder Anlagen

n : Laufindex der 10-Minuten-Werte innerhalb des 2-Stunden-Intervalls

ri : Wiederholrate

Am Verknüpfungspunkt dürfen die Flickeremissionen von Anlagen folgende Werte nicht überschreiten:

Langzeitflickeremission: $P_{lt\ i} = 0.5$

Kurzzeitflickeremission: $P_{st\ i} = 0.8$

Spannungsanhebung durch EEA

In den "Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen" (D-A-CH-CZ) wird festgehalten, dass die **maximale Spannungsanhebung** an den Verknüpfungspunkten im Niederspannungsnetz, verursacht durch alle an einem Verteiltransformator angeschlossenen EEA, **maximal 3 %** betragen darf. In bestimmten Sonderfällen kann das EVU auf einen Grenzwert von 5 % gehen. Die Höhe der von der EEA erzeugten relativen Spannungsanhebung am Verknüpfungspunkt ist abhängig von der Einspeiseleistung, der Kurzschlussleistung sowie vom Netzimpedanz- und Einspeisewinkel und berechnet sich wie folgt:

$$\Delta u_{AnV} = \frac{S_{rE \max V}}{S_{kV}} * \cos (\psi_{kV} - \varphi_E) * 100 \%$$

Δu_{AnV} : relative Spannungsanhebung am Verknüpfungspunkt

$S_{rE \max V}$: max. Einspeiseleistung am Verknüpfungspunkt

S_{kV} : Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt

ψ_{kV} : Netzimpedanzwinkel

φ_E : Einspeisewinkel

Die relative Spannungsanhebung bezieht sich auf die Versorgungsspannung am Verknüpfungspunkt.

Für die Berechnung der gesamten Spannungsanhebung – verursacht durch mehrere Energieerzeugungsanlagen – gilt für das gleiche Versorgungsnetz das Superpositionsprinzip. Das heisst, eine EEA verursacht nicht nur am Anschlusspunkt, sondern auch an den übrigen Verknüpfungspunkten eines Versorgungsstranges eine Spannungserhöhung, die sich dort mit anderen EEA überlagert. Für die Beurteilung der Störemissionen im Versorgungsnetz sind somit immer alle **Netzeinspeisungen kumulativ zu berücksichtigen**.

Oberschwingungen / Zwischenharmonische

Sinusförmige Schwingungen, deren Frequenz ein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz ist, bezeichnet man als Oberschwingung. Zwischenharmonische werden sinusförmige Schwingungen genannt, die kein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz darstellen. Oberschwingungen werden vor allem verursacht durch nichtlineare Kennlinien und Geräte mit Leistungselektronik. Zwischenharmonische werden zum Beispiel durch Unsymmetrien von Bauteilen bei Stromrichterschaltungen hervorgerufen.

Oberschwingungen und Zwischenharmonische können die Abstimmung von Erdschlussspulen sowie die Löschung von Erdschlüssen erschweren, da die Auslegung der Erdschlussspule auf die netzfrequenten Erdschlussströme erfolgt. Die höherfrequenten Anteile erhöhen den Strom an der Fehlerstelle. Rundsteuersignale können durch Oberschwingungen so gestört werden, dass die Empfänger nicht mehr einwandfrei funktionieren. **Stromoberschwingungen tragen zum Gesamteffektivwert bei und belasten somit das Versorgungsnetz zusätzlich.** Dies kann zu **Überlastungen von Betriebsmitteln** (z.B. bei Kondensatoren) oder zur Auslösung von Sicherungen führen.

In Niederspannungsnetzen mit den Netzformen TT und TN addieren sich die Oberschwingungsströme, deren Ordnung durch drei teilbar ist, im Neutralleiter mit der Folge, dass der **Strom im Neutralleiter grösser werden kann als im Aussenleiter**. Der Querschnitt des Neutralleiters darf somit nicht reduziert werden. Da im TN-C-Netz der Neutralleiter und der Schutzleiter identisch sind, kommt es durch entsprechende Spannungsfälle des PEN-Leiters zu **Potenzialverschleppungen** mit der möglichen Folge von Netzstörungen und Ausfällen von angeschlossenen empfindlichen Verbrauchern.

Auch Strom- und Spannungswandler, die vorwiegend zur Übertragung der Grundschwingungsanteile eingesetzt sind, werden durch höherfrequente Anteile in ihrem Übertragungsverhalten beeinträchtigt.

In der Norm EN 61000-2-2 sind **Verträglichkeitspegel für Oberschwingungsspannungen** in Niederspannungsnetzen festgelegt. Einzelne Anlagen des Netzbenutzers dürfen nur einen geringen Anteil dieser Verträglichkeitspegel in Anspruch nehmen. Bezugswert für die in Prozent angegebenen Verträglichkeitspegel ist die Grundschiwingung der Netzspannung. Als Bezugsgrösse kann hier die Nennspannung U_N verwendet werden.

ungeradzahlige Oberschwingungen				geradzahlige Oberschwingungen	
keine Vielfache von 3		Vielfache von 3			
v	Oberschwingungsspannung in %	v	Oberschwingungsspannung in %	v	Oberschwingungsspannung in %
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,4	6	0,5
13	3,0	21	0,3	8	0,5
$17 \leq v \leq 49$	$2,27 \cdot \left(\frac{17}{v}\right) - 0,27$	$21 < v \leq 45$	0,2	$10 \leq v \leq 50$	$0,25 \cdot \left(\frac{10}{v}\right) + 0,25$

Verträglichkeitspegel für die einzelnen Oberschwingungsanteile der Spannungen in öffentlichen Niederspannungs-Elektrizitätsversorgungsnetzen gemäss EN 61000-2-2 (Quelle: D-A-CH-CZ)

Der Verträglichkeitspegel für den Gesamtoberschwingungsgehalt beträgt:
THDu = 8% (THD: Total harmonic distortion)

Die Beurteilung, ob eine Anlage bezüglich Oberschwingungen an das Netz angeschlossen werden kann, beruht auf den nach EN 50160 definierten zulässigen Oberschwingungspegeln an der Übergabestelle. **Die Oberschwingungsströme I_v der Ein- und Auspeisungen sind entsprechend zu begrenzen.** Die Oberschwingungsspannung errechnet sich dann aus dem entsprechenden Oberschwingungsstrom und der Netzimpedanz.

Es werden **Emissionsgrenzwerte** für einzelne Oberschwingungsströme aber auch für die Gesamtheit aller Oberschwingungsströme festgelegt.

Einzelne Oberschwingungsströme können wie folgt beurteilt werden:

$$\frac{I_v}{I_A} \leq \frac{p_v}{1000} * \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}}$$

v	3	5	7	11	13	17	19	> 19
p_v	6 (18)*	15	10	5	4	2	1,5	1

Proportionalitätsfaktor p_v für Oberschwingungen (Quelle: D-A-CH-CZ)

* *Klammerwert gilt für Neutralleiter (Aussenleiter addieren sich im Neutralleiter arithmetisch).*

Beurteilung der Gesamtheit aller Oberschwingungsströme:

$$\text{THDi}_A = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{50} I_v^2}}{I_A} \leq \frac{20}{1000} * \sqrt{\frac{S_{KV}}{S_A}} I_v: \quad \text{Oberschwingungsstrom}$$

THDi_A: Gesamtüberschwingungsgehalt Anlage

I_A: Anlagenstrom

p_v: Proportionalitätsfaktor

v: Ordnungszahl der Harmonischen

S_{KV}: Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt

S_A: Anschlussleistung der Kundenanlage

Spannungsunsymmetrien

Von Spannungsunsymmetrie spricht man, wenn in einem Drehstromnetz die Effektivwerte der Aussenleiter-Neutraleiter-Spannung oder die Winkel zwischen aufeinanderfolgenden Leiterspannungen nicht gleich sind. Spannungsunsymmetrien in Versorgungsnetzen entstehen durch den Anschluss unsymmetrischer Lasten und Erzeugungsanlagen. Sie entstehen vornehmlich in Niederspannungsnetzen z.B. durch ungleiche Aufteilung der Einphasenlasten auf die Aussenleiter oder durch den Anschluss einphasiger Erzeugungsanlagen (z.B. Photovoltaikanlagen). **Unsymmetrien im Drehstromnetz führen dazu, dass die Betriebsmittel nicht bis zu ihrer Bemessungsleistung belastet werden können.**

Bewertet werden Spannungsunsymmetrien mit dem Unsymmetriefaktor k_U der sich aus dem Verhältnis von Gegen- und Mitkomponente berechnen lässt (Symmetrische Komponenten).

$$k_U = \frac{U_2}{U_1}$$

Wobei:

$$U_1 = \frac{1}{3} (U_R + aU_S + a^2U_T)$$

$$U_2 = \frac{1}{3} (U_R + a^2U_S + aU_T)$$

Im Niederspannungsnetz ist der Verträglichkeitspegel auf 2% festgelegt (EN 61000-2-2 und -2-12). Dieser Wert wird im Allgemeinen eingehalten, wenn der Störpegel einer Einzelanlage weniger als 0.7 % beträgt. Näherungsweise kann der Störpegel für eine Einzelanlage durch das Verhältnis der unsymmetrischen Anschlussleistung S_A und der Kurzschlussleistung S_{K;VP} am Verknüpfungspunkt bestimmt werden:

$$k_U = \frac{S_A}{S_{K;VP}}$$