

KURZGUTACHTEN ZUR EIGENSTROM- ERZEUGUNG IN RHEINLAND-PFALZ

STABILISIERENDE WIRKUNG DER EIGENSTROMERZEUGUNG FÜR DAS ELEKTRISCHE
NETZ IN RHEINLAND-PFALZ

AUSWIRKUNGEN BEI WEGFALL DER EIGENSTROMERZEUGUNG AUF DEN KÜNFTIGEN
NETZAUSBAU

Bearbeitet durch:

Dr. Eckehard Tröster
Sanem Untsch
Dr. Tom Brown
Stefan Geidel
Bharadwaj Narasimhan
Peter-Philipp Schierhorn
Lea Wagner
Dr. Thomas Ackermann



05. März 2014 (1. Version)

Energynautics GmbH
Robert-Bosch-Straße 7
64293 Darmstadt
Deutschland

Telefon: +49 (0) 6151 - 785 81 03
e.troester@energynautics.com

Copyright Information

Alle Inhalte dieser Veröffentlichung unterliegen dem Copyright © der Energynautics GmbH.

Sofern nicht anders angegeben, sind alle Inhalte (inklusive Text, Grafiken, Logos, Bilder und angefügte Dokumente), Design und Layout Eigentum der Energynautics GmbH. Jegliche unerlaubte Veröffentlichung, Vervielfältigung oder sonstige Wiedergabe sind strengstens verboten und stellen eine Verletzung des Urheberrechts dar.

1. ZUSAMMENFASSUNG

In dem vorliegenden Kurzgutachten werden die Bedeutung von industriellen Eigenerzeugungsanlagen für einen stabilen Netzbetrieb und den Netzausbau in Rheinland-Pfalz untersucht. Die Untersuchungsergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen.

Teil 1

Industrielle Eigenerzeugungsanlagen sind aus elektrischer Sicht in der Regel identisch oder ähnlich aufgebaut wie konventionelle Kraftwerke, d.h. es wird ein Synchrongenerator angetrieben, der über einen Transformator direkt mit dem Stromnetz verbunden ist.

Somit ergeben sich aus der Netzperspektive die grundsätzlich gleichen Eigenschaften der Eigenerzeugungsanlagen wie konventionelle Kraftwerke. Insbesondere tragen Eigenerzeugungsanlagen durch den Synchrongenerator inhärent zur Stabilisierung des Netzbetriebs bei Frequenzschwankungen und zur Netzstützung bei einem Netzfehler durch Bereitstellung eines hohen Kurzschlussstroms bei. Beide Aspekte bekommen mit zunehmendem Anteil von Erzeugung aus erneuerbaren Energien, aufgrund des dort üblicherweise verwendeten Umrichters und dessen Eigenschaften, eine zunehmend wichtigere Bedeutung. Die Struktur der industriellen Eigenerzeugungsanlagen in Rheinland-Pfalz mit hohen Kapazitäten im dreistelligen Megawattbereich wirkt sich dabei positiv auf das Gesamtverhalten aus.

Neben den stabilisierenden Eigenschaften der Synchrongeneratoren spielt auch die Regelfähigkeit der industriellen Eigenerzeugungsanlagen eine Rolle. So nehmen einige der rheinland-pfälzischen Anlagen an Regelenergiemärkten teil, sind dafür ausgerüstet oder planen daran teilzunehmen. Hier wird insbesondere die Bereitstellung von positiver Regelleistung bei einer Zunahme des Anteils von erneuerbaren Energien eine immer wichtigere Rolle spielen. Gleichzeitig kann durch Bereitstellung von Primärregelleistung aus gasbefeuerten Eigenerzeugungsanlagen aufgrund der höheren möglichen Leistungsrampen der Must-Run Sockel aus Kohlekraftwerken überproportional reduziert werden.

Mit dem Atomausstieg und dem durch den Ausbau von erneuerbaren Energien einhergehende Rückgang von konventionellen Kraftwerkskapazitäten steigt der Bedarf für Back-Up-Kraftwerke, um im Falle eines fehlenden Angebots aus erneuerbaren Energien die Stromversorgung sicherzustellen. Hierbei stellen die industriellen Eigenerzeugungsanlagen in Rheinland-Pfalz eine effiziente Teillösung dar.

Weitere positive Eigenschaften, die insbesondere in der Hoch- und Höchstspannungsebene zum Tragen kommen, sind die Spannungsstützung durch die Bereitstellung von Blindleistung und die bei vielen rheinland-pfälzischen Eigenstromerzeugungsanlagen verfügbare Schwarzstart- bzw. Inselfähigkeit, die den Netz-Wiederaufbau erleichtern und zukünftig möglicherweise auch unterstützen.

Teil 2

Analog zur Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz wurden Netzberechnungen bei Wegfall von Eigenerzeugungsanlagen durchgeführt und mit dem Referenzszenario verglichen.

Auf der Höchst- und Hochspannungsebene ergibt sich bei Wegfall der Eigenerzeugung in Rheinland-Pfalz ein Ausbaubedarf von 220 kV Trassen auf 380 kV über eine Länge von ca. 250 km. Dadurch entstehen gegenüber dem Referenzszenario Mehrkosten in Höhe von ca. 215 Mio. Euro.

In der Mittel und Niederspannung ist nur ein geringer Einfluss auf den Netzausbau durch industrielle Eigenerzeugungsanlagen zu erwarten.

Fazit

Die industriellen Eigenerzeugungsanlagen in Rheinland-Pfalz wirken insbesondere auf der Hoch- und Höchstspannungsebene stabilisierend auf das rheinland-pfälzische Netz und können auch dort einen Beitrag zur Vermeidung des Netzausbaus leisten.

INHALTSVERZEICHNIS

1. ZUSAMMENFASSUNG	3
2. EINLEITUNG	6
3. TEIL 1: STABILISIERENDE WIRKUNG DER EIGENSTROMERZEUGUNG FÜR DAS ELEKTRISCHE NETZ IN RHEINLAND-PFALZ	8
3.1 Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Eigenstromerzeugungsanlagen	8
3.1.1 Rotierende Masse am Netz.....	9
3.1.2 Regelleistung.....	11
3.1.3 Kurzschlussstrom	15
3.1.4 Blindleistung	16
3.1.5 Schwarzstartfähigkeit	18
3.1.6 Back-Up Kapazität	18
4. TEIL 2: AUSWIRKUNGEN BEI WEGFALL DER EIGENSTROMERZEUGUNG AUF DEN KÜNFTIGEN NETZAUSBAU IN RHEINLAND-PFALZ	19
4.1 Methodik.....	19
4.2 Ergebnisse	20
4.2.1 Höchst- und Hochspannungsebene: Ermittelter Netzausbau und Netzverluste.....	20
4.2.2 Mittelspannungsebene: Einfluss der Eigenstromerzeugungsanlagen.....	21
4.2.3 Niederspannungsebene: Einfluss der Eigenstromerzeugungsanlagen.....	22
5. LITERATURVERZEICHNIS	24

2. EINLEITUNG

Das vorliegende Kurzgutachten wurde durch die Energynautics GmbH im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL) Rheinland-Pfalz erstellt.

Hintergrund des Kurzgutachtens ist die Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) im Hinblick auf die Beteiligung der Eigenstromerzeugung an der EEG-Umlage.

Das Bundeskabinett der Bundesrepublik Deutschland hat am 22. Januar 2014 „die von Bundesminister Gabriel vorgelegten Eckpunkte einer grundlegenden EEG-Reform beschlossen“ [1]. Das Inkrafttreten der EEG-Novelle ist zum 01. August 2014 geplant [2, p. 6]. Die wesentliche Änderung, die sich für Betreiber von Eigenstromerzeugungsanlagen ergibt, ist, dass zukünftig die Eigenstromerzeugung im Grundsatz an der EEG-Umlage beteiligt werden soll. So sollen neue Eigenstromerzeuger mit einer Mindestumlage einen Beitrag zur Grundfinanzierung der erneuerbaren Energien leisten. Der Kraftwerkseigenverbrauch wird dabei nicht belastet. Betreiber von neuen Eigenstromerzeugungsanlagen mit einer Eigenstromproduktion aus konventionellen Energien müssen 90 % der EEG-Umlage zahlen. Der Betrag reduziert sich auf 70 % der Umlage für Betreiber von Neuanlagen, die ihren Strom aus erneuerbare Energien, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen sowie neuen Kuppelgasnutzungen [3, p. 3] erzeugen. Für Altanlagen wird der Vertrauensschutz gewährleistet, so dass die Begünstigung des Jahres 2013 in Höhe der EEG-Umlage von 5,28 ct/kWh fortgeschrieben wird. Zudem wird für alle Anlagen mit einer installierten Leistung von maximal 10 kW eine Bagatellgrenze eingeführt. Diese sind für eine jährliche Stromerzeugung von höchstens 10 MWh von der EEG-Umlage befreit. [2, p. 13], [4, p. 6]

Die Reformierung des EEG verursacht insbesondere für Industrien mit Kraftwerken, die für den Eigenverbrauch Strom erzeugen, höhere Kosten [5]. „Große Chemiewerke, aber auch Stahl- und Aluminiumhersteller erzeugen traditionell hohe Mengen Strom und Wärme selbst. In den vergangenen Jahren wurde die Eigenerzeugung noch einmal ausgebaut.“ [5] Folglich stellt die Beteiligung an der EEG-Umlage eine finanzielle Belastung für die Industrie dar.

Unter diesem Gesichtspunkt liegt der Fokus des vorliegenden Kurzgutachtens insbesondere auf den Eigenstromerzeugungsanlagen der Industrie. Hierbei werden die in der Industrie vornehmlich eingesetzten KWK- und Blockheizkraftwerk (BHKW)-Anlagen näher betrachtet. Mit Hilfe des Kurzgutachtens soll die stabilisierende Wirkung dieser Eigenstromerzeugung für das elektrische Netz in Rheinland-Pfalz identifiziert (**Teil 1**) sowie die Auswirkungen bei ihrem Wegfall auf den künftigen Netzausbau in Rheinland-Pfalz (**Teil 2**) analysiert werden.

Für die Bearbeitung von Teil 1 wurden neben durchgeführten Literaturrecherchen insbesondere Interviews mit Netzbetreibern sowie Industrieunternehmen mit Eigenstromerzeugungsanlagen in Rheinland-Pfalz geführt. Basierend auf den Antworten

konnten Rückschlüsse auf die stabilisierende Wirkung von Eigenstromerzeugungsanlagen auf das rheinland-pfälzische Stromnetz gezogen werden.

Um die Auswirkungen des Wegfalls von Eigenstromerzeugungsanlagen auf den künftigen Netzausbau in Rheinland-Pfalz erörtern zu können, wurden in Teil 2 des Kurzgutachtens Netzberechnungen durchgeführt. Die hierfür verwendeten Netzmodelle und Netzdaten stammen aus der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz (siehe auch Kapitel 4.1).

3. TEIL 1: STABILISIERENDE WIRKUNG DER EIGENSTROM-ERZEUGUNG FÜR DAS ELEKTRISCHE NETZ IN RHEINLAND-PFALZ

3.1 BEREITSTELLUNG VON SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN DURCH EIGENSTROM-ERZEUGUNGSANLAGEN

Systemdienstleistungen stellen wichtige Maßnahmen für die Stabilisierung des Stromversorgungssystems dar. In der dena-Studie „Systemdienstleistungen 2030“ [6, p. 2 f.] wird die Bedeutung der Systemdienstleistungen, wie folgt, beschrieben:

„Um eine hohe Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit bei Stromübertragung und -verteilung zu gewährleisten, ergreifen die Netzbetreiber fortlaufend Maßnahmen, um Frequenz, Spannung und Belastung der Netzbetriebsmittel innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten bzw. nach Störungen wieder in den Normalbereich zurückzuführen. Diese für die Funktionstüchtigkeit der elektrischen Energieversorgung unbedingt erforderlichen Leistungen werden als Systemdienstleistungen bezeichnet. Die dazu notwendigen Produkte werden überwiegend aus Erzeugungsanlagen oder aus anderen technischen Anlagen bereitgestellt. Die Netzbetreiber nutzen diese Produkte und erbringen durch deren bedarfsgerechten Einsatz die Systemdienstleistungen.“

Im Rahmen des Kurzgutachtens wird untersucht, inwieweit die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Eigenstromerzeugungsanlagen in der Industrie einen Beitrag zur Systemstabilisierung des Energieversorgungssystems leistet.

Eigenstromerzeugungsanlagen in Industriebetrieben dienen in der Regel primär zur Bereitstellung von Prozesswärme und sind somit als wärmegeführte KWK-Kraftwerke ausgeführt. Kleine Betriebe sowie Betriebe, die Niedertemperaturdampf benötigen, verwenden zumeist öl- oder gasbefeuerte BHKW, während in Großbetrieben und bei Bedarf an Heißdampf Gas- und Dampf (GuD)-Kombikraftwerke vorherrschen. Grundsätzlich zeichnen sich Eigenstromerzeugungsanlagen in der Industrie durch hohe jährliche Volllaststundenzahlen und gerade bei Verwendung von GuD-Anlagen durch eine hohe Effizienz aus (siehe Abbildung 3.1.) Unter bestimmten Bedingungen können solche Anlagen über die betriebliche Strom- und Wärmelieferung hinaus durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen einen Beitrag zur Netzstabilität liefern, da sie meist auch an das öffentliche Verbundnetz angeschlossen sind. Derzeit werden etwa 20 % des in der Industrie benötigten Stromes von den Betrieben eigenerzeugt. [7],[8]

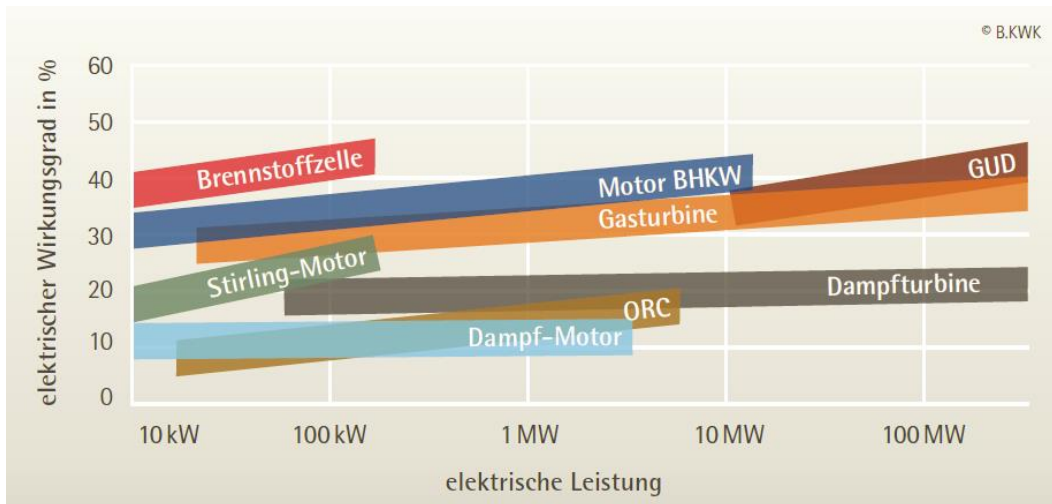


Abbildung 3.1: Leistungsbereiche und elektrische Effizienz verschiedener Kraftwerkstechnologien bei Verwendung in industrieller KWK. Quelle: [7]

Im Folgenden werden nun die wesentlichen Systemdienstleistungen näher betrachtet. Dabei wird insbesondere untersucht, inwieweit Eigenstromerzeugungsanlagen in der Industrie diese Systemdienstleistungen bereitstellen und welche stabilisierende Wirkung sie somit auf das elektrische Stromnetz in Rheinland-Pfalz ausüben.

3.1.1 Rotierende Masse am Netz

Frequenzabweichungen resultieren aus einem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Last. Diese müssen zu jedem Zeitpunkt stets deckungsgleich sein; ist die Last zu hoch, so sinkt die Frequenz, ist im Gegensatz dazu die Erzeugung zu groß, findet ein Frequenzanstieg statt. Die Frequenzregelung eines Stromnetzes kann in zwei Phasen unterteilt werden. In der ersten Phase nach unmittelbarem Auftreten einer Abweichung zwischen Last und Erzeugung sind die Frequenzregler der Generatoren noch nicht aktiviert und die Frequenz wird kurzzeitig durch die in der rotierenden Generatormasse gespeicherte bzw. speicherbare Energie (Momentanreserve) stabilisiert. In der zweiten Phase wird schließlich die Primärregelung (Regelleistung, siehe Kapitel 0) aktiviert.

Die Existenz von Anlagen mit rotierender Masse ist relevant für die Netzstabilität. So kann bei einem Anteil von über 60 bis 80 % der Leistung aus Anlagen ohne rotierende Masse an der Gesamterzeugung eine Gefährdung der Netzstabilität erfolgen. [9]

Momentanreserve aus der rotierenden Generatormasse wird von allen direkt mit dem Netz verbundenen Synchrongeneratoren bereitgestellt. So sind auch Eigenstromerzeugungsanlagen von Industrien in der Lage Momentanreserve zur Verfügung zu stellen. Allerdings besteht die Möglichkeit, dass eigenverbrauchende Industrieanlagen beispielsweise der metallverarbeitenden und der chemischen Industrie, die auf eine gleichbleibende Spannungsqualität angewiesen sind, sich im Falle eines Fehlers oder größerer Frequenzabweichungen – sofern sie inselnetzfähig sind – vom Netz trennen, um Schäden an den Anlagen zu vermeiden. Unter diesen Umständen können sie keine Systemdienstleistung in Form von Momentanreserve bereitstellen. In den meisten Fällen

reicht jedoch die eigene Generatorleistung der Anlagen nicht aus, so dass die Anlagen im Fehlerfall am Netz bleiben und zusätzlich Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen [10].

Die folgende Abbildung zeigt die Struktur der Eigenerzeugungsanlagen (ohne EEG Anlagen) in Rheinland-Pfalz. Alle hier erfassten Anlagen zeichnen sich dadurch aus, dass die Stromerzeugung mittels eines Synchrongenerators erfolgt, der direkt mit dem Netz gekoppelt ist. Somit tragen alle Anlagen in Form rotierender Masse zur Stabilisierung des Netzbetriebs bei. Insgesamt sind ca. 1.300 MW installierte Leistung vorhanden. Nahezu 70 % der Leistung vereint sich auf Kraftwerke größer 100 MW.

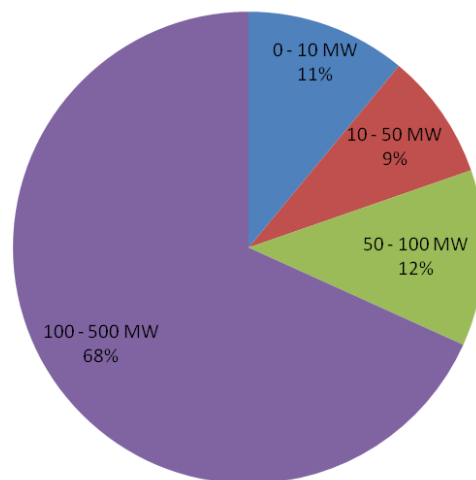


Abbildung 3.2: Anteil verschiedener Leistungsklassen der Eigenerzeugungsanlagen (ohne EEG Anlagen) an der gesamten installierten Leistung in Rheinland-Pfalz. Quelle: [11], [12]

Kleinkraftwerke (< 10 MW) haben im Vergleich zu den größeren Kraftwerken typischerweise eine niedrigere Anlaufzeitkonstante und tragen daher im Verhältnis zu ihrer installierten Leistung weniger zur Stabilisierung bei als Großkraftwerke.

Die Anlaufzeitkonstante als Maß für die Trägheit eines Systems beträgt im Zentraleuropäischen Netzverbundsystem (UCTE) ca. 10 s [13]. Bei Wegfall der Eigenverbrauchsanlagen in der Industrie und Substitution durch konventionelle Großkraftwerke wird dieser Wert nicht wesentlich beeinflusst.

Im Hinblick auf die ambitionierten Ziele von Rheinland-Pfalz bei dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und einem damit einhergehenden Rückgang der konventionellen Erzeuger sowie daraus resultierenden Reduzierung der Trägheit im Gesamtsystem sind insbesondere KWK-Anlagen (> 10 MW) hilfreich bei der Stabilisierung des Netzbetriebs.

3.1.2 Regelleistung

Die Regelleistung umfasst die Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung (auch Minutenreserve genannt) und wird am Regelenergiemarkt gehandelt. Im Gegensatz zum Energiemarkt werden im Regelenergiemarkt sowohl die eingespeiste Energiemenge als auch die vorgehaltene Leistung vergütet. Für die Teilnahme einer Anlage am Regelenergiemarkt ist eine Präqualifikation durch den Netzbetreiber erforderlich.

Die Primärregelung wird durch die Leistungsreserven der in Teillast betriebenen Großkraftwerke gedeckt, wobei die Leistung innerhalb von 30 Sekunden vollständig abgerufen werden können muss. Die Aktivierung geschieht automatisch, sobald die Netzfrequenz unter einen bestimmten Grenzwert abfällt. Der Einsatz der Primärregelung verfolgt das Ziel, die Frequenz zu stabilisieren und somit eine weitere Frequenzabweichung zu vermeiden. Ist die Frequenzstabilisierung erreicht, muss die Primärreserve danach umgehend entlastet werden, damit sie im Falle einer neuerlichen Abweichung wieder zur Frequenzstabilisierung zur Verfügung stehen kann. Daher wird sie im Bereich von 5 bis 15 Minuten nach der Abweichung durch die ebenfalls automatisch aktivierte Sekundärreserve, die meist aus Pumpspeicher- und Gaskraftwerken besteht, abgelöst. Die Sekundärregelung hat das Ziel, die Frequenz wieder auf ihren Sollwert von 50 Hz zu bringen. Sie wird innerhalb einer Stunde durch gegebenenfalls verfügbare, wirtschaftlich günstigere Kraftwerke abgelöst, der sogenannten Minutenreserve. Einen Überblick zur Bereitstellung von Regelleistung gibt Abbildung 3.3.

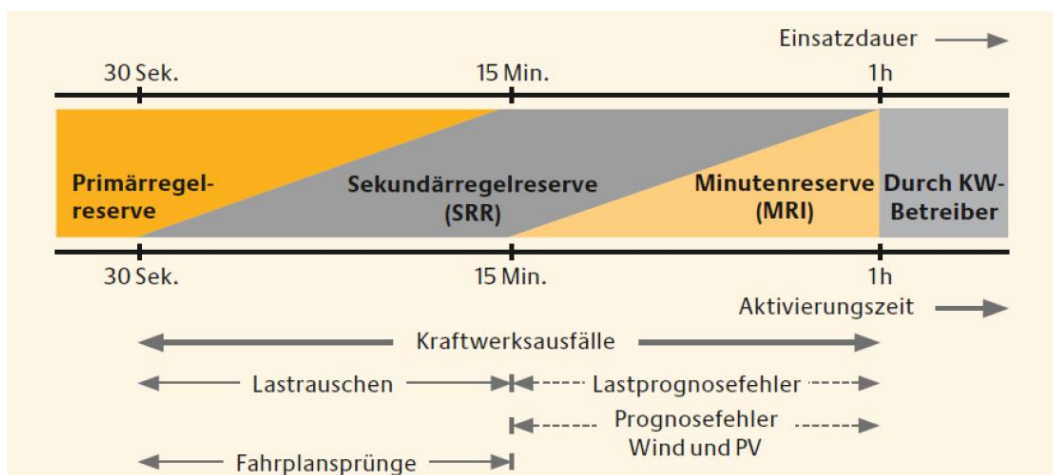


Abbildung 3.3: Bereitstellung von Regelleistung. Quelle: [14]

Die Bereitstellung von Regelleistung durch Eigenstromerzeugungsanlagen in der Industrie könnte eine Stütze für die Netzstabilität sein. Grundvoraussetzung ist dabei, dass die Anlagen die Präqualifikationen zur Teilnahme am Regelenergiemarkt erfüllen.

Gasturbinen, Otto- und Dieselmotoren sind generell technisch ausreichend flexibel, um alle Arten von Regelleistung bereitstellen zu können. Allerdings sind sie eingesetzt in Eigenstromerzeugungsanlagen in der Industrie durch deren wärmegeführten Betrieb, in

dem je nach Bedarf Prozesswärme bereitgestellt werden muss, deutlich in ihrer Flexibilität eingeschränkt. Darüber hinaus sind kleinere Anlagen, also fast alle BHKWs, aufgrund der notwendigen Präqualifikationen vom Markt für Sekundär- und Primärregelleistung ausgeschlossen. Primärregelleistung wird in Mindestangebotsgrößen von ± 1 MW, Sekundärregelleistung sogar in Blöcken zu je ± 5 MW gehandelt, wobei die Poolung¹ kleiner Kraftwerke hier bislang nicht erlaubt ist. Lediglich im Bereich der Minutenreserve, die ebenfalls in 5 MW-Blöcken gehandelt wird, ist eine Poolung zulässig, womit die Bereitstellung von Minutenreserveleistung auch aus kleinen BHKW erfolgen kann. [15],[16]

Größere Gaskraftwerke, wie sie in Großindustrieanlagen verwendet werden, können hingegen auch im wärmegeführten Betrieb am Regelenergiemarkt teilnehmen. Mit dem öffentlichen Netz verbundene Blöcke mit einer Nennleistung größer 100 MW, wie sie beispielsweise BASF betreibt, sind sogar zur Bereitstellung von Primärregelleistung in Höhe von mindestens 2 % ihrer Nennleistung verpflichtet, sofern sie nicht vom Übertragungsnetzbetreiber davon befreit werden.[17]

Je nach Aufbau des Kraftwerks variiert bei Gaskraftwerken in Kraft-Wärme-Kopplung im wärmegeführten Betrieb die Flexibilität der elektrischen Erzeugung. Sowohl bei Heizkesseln mit vorgeschalteter Gasturbine als auch bei allen GuD-KWK-Anlagen ergibt sich zunächst durch den Effizienzverlust von Gasturbinen im Teillastbereich ein gewisses abfahrbares Leistungsband. Wird die Leistung der Gasturbine gedrosselt, sinkt die Effizienz. Die zusätzlichen Verluste finden sich in der Abgaswärme wieder, somit kann innerhalb eines bestimmten Bereiches trotz gedrosselter elektrischer Leistung weiter voll Dampf erzeugt werden. Weiter flexibilisiert werden können GuD-Kraftwerke durch den Export von Heißdampf über Gegendruck-Dampfturbinen und eine Zusatzfeuerung oder durch direkte Dampfantnahme vor der Turbine. Dadurch ergeben sich die in Abbildung 3.4 gezeigten Fahrbereiche. [18]

.....

¹ Poolung beschreibt das Bereitstellen eines Regelenergieblocks durch mehrere kommunikationstechnisch vernetzte, aber unter Umständen räumlich voneinander getrennten Kleinkraftwerken.

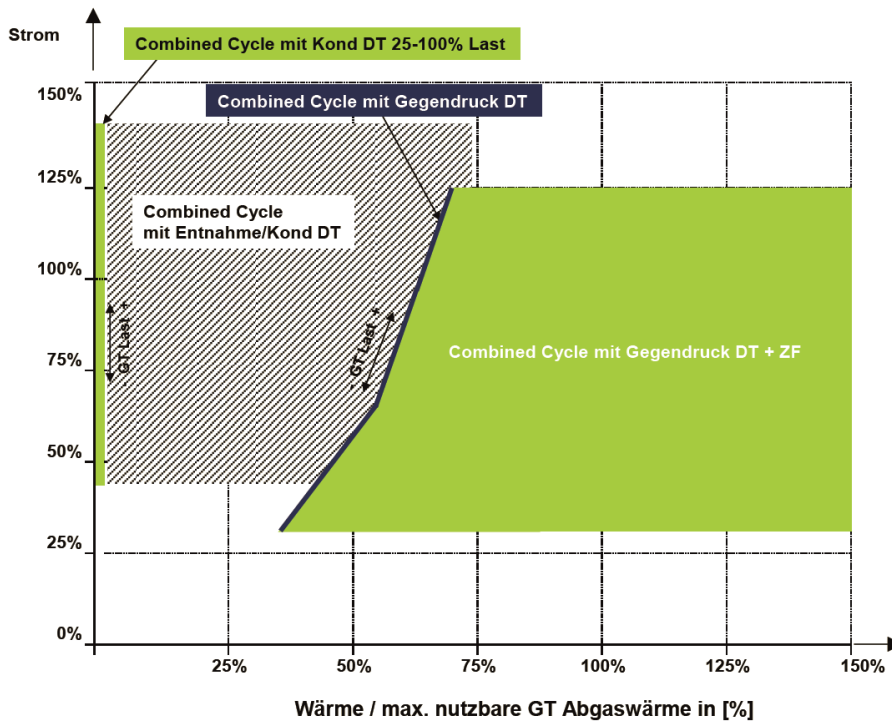


Abbildung 3.4: Fahrbereich für Wärme- und Stromanteile GuD mit Kondensations- bzw. Gegendruck-Dampfturbine und mit Zusatzfeuerung (Bezugswert 100% = reine Gasturbine). Quelle: [18]

Zusatzfeuerungen sind, um im Falle eines elektrischen Fehlers weiterhin Prozesswärme bereitstellen zu können, sowie als Spitzenlastkessel, bereits in vielen Industriekraftwerken installiert. Alle Regelaufgaben sind allerdings mit einem Wirkungsgradverlust behaftet, der gerade bei Gasturbinen und GuD-Kraftwerken bedeutend ausfällt und bei längerem, durch Regelbedarf erzwungenem Teillastbetrieb aufgrund der hohen Brennstoffkosten gravierende finanzielle Folgen haben kann (siehe Abbildung 3.5.)

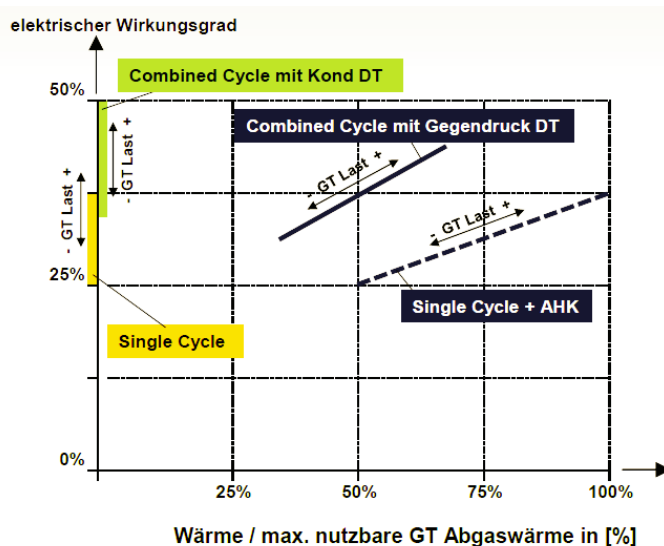


Abbildung 3.5: Elektrische Wirkungsgrade von KWK-Gaskraftwerken. Quelle: [18]

Strom- und Wärmezeugung können durch Einsatz von Wärmespeichern zeitlich entkoppelt werden, was sich vor allem im Niedertemperaturbereich anbietet, während

Heißdampf in großen Mengen kaum effizient zu speichern ist. Beim Einsatz von Warmwasserspeichern können beispielsweise BHKW stromgeführt betrieben werden, während der Wärmebedarf durch den Speicher gepuffert wird. Bei der Ausrüstung der Brauerei in Warstein mit BHKW-Eigenversorgung wurden beispielsweise bestehende isolierte Warmwassertanks als Zwischenspeicher genutzt [7]. Dies ermöglicht sowohl einen betriebsinternen günstigeren Betrieb als auch die Teilnahme am Regelleistungsmarkt, so die genannten Präqualifikationen dies nicht verhindern.

Nach Information der Betreiber der Eigenerzeugungsanlagen in RLP nehmen einige KWK-Anlagen an den Regelleistungsmärkten teil oder haben dies geplant. Durch diese Teilnahme wird ein Beitrag zur Stabilisierung des Netzbetriebs geleistet.

Im Hinblick auf einen höheren Anteil erneuerbarer Energien bekommt insbesondere die Bereitstellung von positiver Regelleistung einen immer höheren Stellenwert, da bei Prognosefehlern eine Kompensation insbesondere der nicht erzeugten Energie² erfolgen muss. Diese Regelleistung kann von KWK-Anlagen bereitgestellt werden.

Must-Run Kraftwerke aufgrund der Bereitstellung von Primärregelleistung

Thermische Kraftwerke dürfen nicht unterhalb ihrer technischen Mindestleistung betrieben werden. Weiterhin müssen im Falle hoher Einspeisung durch erneuerbare Energien die Teillastkraftwerke auch für negative Regelleistung sorgen, da keine konventionellen Kraftwerke mehr unter Vollast betrieben werden, was die Must-Run-Leistung nochmals erhöht. Die so bestimmte Minimalleistung stellt eine rein technische Grenze dar, diese Betriebsweise kann dabei je nach Teillastverhalten der beteiligten Kraftwerke bereits unwirtschaftlich sein. Bei Erbringung von Systemdienstleistungen ausschließlich mittels konventioneller Kraftwerke lag die Must-Run-Sockelleistung im Jahr 2011 je nach Pumpspeicherverfügbarkeit zwischen 13 und 20 GW [19]. Bestimmt wurde diese Leistung hauptsächlich von der für die Primärregelung erforderlichen maximalen Rampengeschwindigkeit von ± 612 MW in 30 Sekunden [10].

Bei einer Minimalleistung von 60 % P_n und einem maximalen Leistungsgradienten von 4 % von P_n pro Minute, was den Betriebsdaten eines Kraftwerksparks mit hohem Anteil an Braun- und Steinkohlekraftwerken entspricht, ergibt sich eine Must-Run-Leistung von 18 GW. Damit bedingt 1 MW vorgehaltene Primärregelleistung etwa eine Must-Run-Leistung von 30 MW. Moderne GuD-Kraftwerke weisen eine technische Mindesterzeugung von etwa 30 % P_n und Leistungsgradienten von bis zu 10 % von P_n pro Minute auf [20]. Für diese Kraftwerke beträgt damit die Must-Run-Leistung etwa 6 MW pro Megawatt vorgehaltener Primärregelleistung, wenn der gesamte Leistungsbereich ausgeschöpft wird.

.....

² Bei einem Überangebot von Sonnen- oder Windenergie könnte im Zweifelsfall die Leistung der EE-Anlagen reduziert werden.

Industrieller KWK-Betrieb bedingt in der Regel eine Mindesterzeugung von 50 bis 60 %, damit beträgt für solche Kraftwerke die technische Must-Run-Leistung etwa 12 MW pro Megawatt vorgehaltener Primärregelleistung und damit immer noch weniger als die Hälfte der Must-Run-Leistung, die bei Bereitstellung von Regelleistung aus Kohlekraftwerken entsteht.

In Rheinland-Pfalz befinden sich ca. 900 MW installierte Kraftwerkskapazität zur Eigenenerzeugung, die für die Primärregelleistungsbereitstellung geeignet sind. Diese 900 MW können bei Bereitstellung von Primärregelleistung ca. 1.800 MW Must-Run Kapazität aus Kohlekraftwerken ersetzen.

3.1.3 Kurzschlussstrom

Im Fehlerfall müssen die am Netz befindlichen Kraftwerke kurzzeitig einen hohen Kurzschlussstrom liefern können, um den Netzschutz auszulösen. Gleichzeitig wird durch den Kurzschlussstrom die Spannung gehoben und der Fehler dadurch räumlich eingegrenzt, so dass weniger Verbraucher und Erzeugungsanlagen von den Auswirkungen eines Spannungseinbruchs betroffen sind. Durch die elektrischen Eigenschaften von Synchrongeneratoren im Kurzschlussfall ist dies gewährleistet. [10], [21]

Mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch befinden sich jedoch immer weniger konventionelle Kraftwerke am Netz, dezentrale Erzeugungsanlagen müssen also einen Beitrag zum Kurzschlussstrom leisten. Größere Blockheizkraftwerke verhalten sich hier aufgrund ihrer direkt netzgekoppelten Generatoren ähnlich wie Großkraftwerke. Photovoltaik-Anlagen und umrichter gespeiste Windkraftanlagen, die den Großteil der installierten Leistung erneuerbarer Energien ausmachen, speisen allerdings über leistungselektronische Umrichter ein und leisten so nicht automatisch einen Beitrag zum Kurzschlussstrom. Nach den aktuellen Netzanschlussrichtlinien sind Anlagen, die an die Mittelspannung oder eine höhere Spannungsebene angeschlossen sind verpflichtet, im Rahmen ihrer Möglichkeiten einen Kurzschlussstrombeitrag zu leisten. Dieser ist in der Regel aufgrund der Leistungselektronik auf den Nennstrom begrenzt. Mit zunehmendem Anteil von Photovoltaik- und Windkraftanlagen wird daher der Kurzschlussstrom abnehmen und es besteht die Gefahr, dass ein Netzfehler durch die bestehende Schutzeinrichtung nicht erkannt und daher auch nicht zuverlässig abgeschaltet wird.

An das Übertragungsnetz angeschlossene Synchrongeneratoren können auch Kurzschlussstrom für weit entfernte Fehler liefern, weswegen auch bei völligem Wegfall konventioneller Kraftwerke in Deutschland problemlos genug Kurzschlussstrom aus dem Ausland bezogen werden kann, solange dort entsprechende Kapazitäten installiert sind. Derzeit ist, was den Kurzschlussstrom angeht, das deutsche Übertragungsnetz den ausländischen Netzen elektrisch näher als den eigenen Verteilnetzen. Durch den durch erneuerbare Energien bedingten Ausbau der Verteilnetze und deren Transformatoren werden sich diese Verhältnisse allerdings verschieben, wodurch die Bereitstellung von

Kurzschlussstrom aus den Verteilnetzen bei Vorhandensein ausreichender Kapazitäten weniger problematisch wird.[21]

Da Eigenstromerzeugungsanlagen der Industrie über Synchrongeneratoren direkt an das öffentliche Stromnetz angebunden sind, können sie mit Hilfe dieser Generatoren einen Beitrag zum Kurzschlussstrom liefern.

Der Kurzschlussstrombeitrag bezogen auf den Nennstrom ist relativ unabhängig von der Größe des Synchrongenerators, allerdings spielt es durchaus eine Rolle, in welcher Netzebene, die Erzeugungsanlage installiert ist, da die Kurzschlussimpedanzen der Transformatoren den Transport von Kurzschlussstrom in höhere Spannungsebenen limitiert. Daher liefern insbesondere größere, an das Hochspannungsnetz angeschlossene KWK-Anlagen, wie sie hauptsächlich in Rheinland-Pfalz verbaut sind (siehe Abbildung 3.2) einen nennenswerten Kurzschlussstrombeitrag und tragen damit zur Netzstabilisierung bei.

3.1.4 Blindleistung

Blindleistung ist zum Aufbau elektrischer und magnetischer Felder notwendig und wird sowohl von Verbrauchern als auch von Netzbetriebsmitteln benötigt. Die zum Aufbau der Felder notwendigen Blindströme belasten allerdings das Netz und verursachen Netzverluste. Zur Vereinfachung wird im Rahmen des Kurzgutachtens ein kapazitives Verhalten eines Betriebsmittels als Bereitstellung und ein induktives Verhalten als Verbrauch von Blindleistung bezeichnet. Streng genommen wird Blindleistung weder erzeugt noch verbraucht und pendelt in einem Wechselstromsystem hin und her.

Induktive Blindleistung wird im deutschen Verbundnetz derzeit hauptsächlich durch motorische Lasten, besonders in der Industrie, sowie durch das induktive Verhalten von Transformatoren und Freileitungsnetzen unter Last bezogen. Des Weiteren beziehen dezentrale Erzeugungsanlagen häufig induktive Blindleistung, um die Spannungserhöhung durch Wirkleistungseinspeisung am Anschlusspunkt zu kompensieren. Kapazitive Blindleistung wird von Kabelnetzen sowie von Freileitungsnetzen unter Schwachlast bezogen.

Industrieanlagen mit hohem Blindleistungsbedarf stellen diese oft aus eigenen Kompensationsanlagen bereit, sofern dies finanziell günstiger ist als der Bezug von Blindleistung aus dem öffentlichen Netz.

Dezentrale Erzeugungsanlagen müssen seit einigen Jahren in der Lage sein, an der Spannungsregelung teilzunehmen und entsprechend ihren Leistungsfaktor³ regeln können. In der Regel wird induktive Blindleistung bezogen, um der Spannungserhöhung im Falle starker Wirkleistungseinspeisung entgegen zu wirken. Dadurch erhöht sich der

.....

³ Der Leistungsfaktor beschreibt das Verhältnis von Wirk- und Blindleistung.

Blindleistungsbedarf in den Verteilnetzen bei einem hohen Anteil dezentraler Erzeuger deutlich.

Abhängig vom Zustand der Einspeisung und der Last kann der Blindleistungsbedarf im Netz regional stark variieren. Weiterhin führt ein starker Zubau von Leitungen zwar zu einem geringeren Blindleistungsbedarf im Starklastfall, aber zu einer höheren Netzkapazität im Schwachlastfall. Bislang kompensieren sich im Schwachlastfall das kapazitive Verhalten der Leitungen und das induktive Verhalten der Transformatoren Verbraucher in den Verteilnetzen oft, oder die Induktivität ist gering, so dass der Großteil der Blindleistung im Übertragungsnetz kapazitiv als Ladestrom der Netzkapazität benötigt wird. Dieser wird von thermischen Großkraftwerken sowie Kompensationsdrosseln bereitgestellt. Im Starklastfall kann der hohe Bedarf an induktiver Blindleistung in den Verteilnetzen problemlos von thermischen Kraftwerken bereitgestellt werden, die den Hauptteil des Wirkleistungsbedarfs decken.

Bei einem hohen Anteil an dezentralen Erzeugern ergibt sich dadurch bei Starklast und gleichzeitiger hoher Einspeisung eine technische Herausforderung. Ein großer Teil der Wirkleistungsnachfrage wird durch dezentrale Einspeisung gedeckt. Anstatt die bei Starklast ohnehin benötigte Blindleistung bereit zu stellen, verhalten sich die Erzeugungsanlagen aber größtenteils induktiv und erhöhen somit den Blindleistungsbedarf weiter. Dieser muss beim heutigen technischen Stand der Netze von immer weniger immer weiter verteilten Großkraftwerken gedeckt werden. Soll der Anteil an dezentraler Erzeugung weiter steigen, wird ein Blindleistungsmanagement auch in den Verteilnetzen notwendig. [22]

Synchrongeneratoren werden zur Bereitstellung von Blindleistung üblicherweise mit einem von 1,0 abweichenden Leistungsfaktor betrieben. Dies ist auch in der Industrie gängige Praxis, zumal Industriebetriebe aufgrund der hohen Anzahl motorischer Verbraucher oftmals einen erhöhten Blindleistungsbedarf aufweisen. Betreiber von Industrieanlagen sind dazu verpflichtet, einen Leistungsfaktor größer 0,9 einzuhalten und gegebenenfalls Kompensationsanlagen zu errichten oder die Blindleistung selbst bereit zu stellen. Blindleistung kann also von Industrieanlagen prinzipiell bereitgestellt werden, allerdings halten sich die Potentiale derzeit in Grenzen, über den eigenen Blindleistungsbedarf hinaus zusätzlich noch das öffentliche Netz mit Blindleistung zu versorgen. Dies ist vor allem auf den erhöhten Blindleistungsbedarfs in Industrienetzen zurückzuführen.[21], [22]

Nach Auskunft der Netzbetreiber in Rheinland-Pfalz wird zwar eine Vorgabe für die Blindleistung gemacht, die Möglichkeiten der Blindleistungsbereitstellung aber oft nicht genutzt.

Ausnahme bildet dabei die Höchstspannungsebene, bei der die Eigenerzeugungsanlagen, die direkt an diese angeschlossen sind, aus Sicht der Netzbetreiber einen wertvollen Beitrag leisten.

3.1.5 Schwarzstartfähigkeit

Die meisten Industrieanlagen können sich am Netzwiederaufbau beteiligen. Verbrennungsmotoren in BHKW sind bei entsprechend vorhandenem Batteriespeicher schwarzstartfähig. Ebenso können Gaskraftwerke über Batterien oder Notstromgeneratoren, die in den meisten größeren Industriebetrieben vorhanden sind, schwarz gestartet werden. Weiterhin besteht bei größeren Anlagen die Möglichkeit, sich im Falle eines Netzzusammenbruchs vom Stromnetz zu entkoppeln und für einige Zeit im Inselbetrieb zu fahren. Je nach Dimensionierung der Anlage wird so nur deren Eigenbedarf gedeckt oder der gesamte Industriebetrieb mit Strom weiter versorgt. [23],[24]

Die Netzbetreiber haben ein Netzwiederaufbauprogramm, welches bei einem Black-Out zur Anwendung kommt. Zurzeit wird dabei in der Regel von Wasserkraftwerken der Wiederaufbau gestartet und dann konventionelle Großkraftwerke hochgefahren. Zukünftig könnten die schwarzstartfähigen und inselfähigen Eigenerzeugungsanlagen, von denen es einige in Rheinland-Pfalz gibt, in das Wiederaufbauprogramm integriert werden.

Somit können Eigenerzeugungsanlagen einen wichtigen Beitrag zum Netzbetrieb leisten.

3.1.6 Back-Up Kapazität

Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien im Stromversorgungssystem bekommen installierte Kraftwerkskapazitäten, die bei Bedarf zugeschaltet werden können, einen immer höheren Stellenwert. Insbesondere im Winter, wenn der Verbrauch hoch ist und es zu einer „dunklen Flaute“⁴ kommt und somit kaum Erzeugung aus erneuerbaren Energien erfolgt, sind Back-Up Kapazitäten notwendig.

Insbesondere in der südlichen Hälfte Deutschlands, wo der Ausstieg aus der Kernkraft besonders stark auf die Erzeugungsstruktur auswirkt, sind alle Kraftwerke, die eine hohe gesicherte Leistung haben als systemrelevant einzustufen.

Dazu gehören auch Kraftwerke die primär zur Eigenerzeugung gedacht sind.

.....

⁴ Kein Wind, keine Sonne.

4. TEIL 2: AUSWIRKUNGEN BEI WEGFALL DER EIGENSTROMERZEUGUNG AUF DEN KÜNFTIGEN NETZAUSBAU IN RHEINLAND-PFALZ

Im zweiten Teil des Kurzgutachtens wird gezeigt, welcher zusätzliche Netzausbau über die geplanten Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus in Rheinland-Pfalz notwendig ist, um die Versorgung der bisher auf Eigenstromerzeugung basierenden Stromversorgung relevanter Industrieunternehmen nun aus dem öffentlichen Stromnetz sicherzustellen.

Hierzu wird in Kapitel 4.1 zunächst die grundlegende Methodik dargelegt. Im Anschluss werden die Ergebnisse in Kapitel 4.2 je Spannungsebene diskutiert.

4.1 METHODIK

Um die Auswirkungen bei Wegfall der Eigenstromerzeugungsanlagen auf den Netzausbau in Rheinland-Pfalz zu bestimmen, werden alle Spannungsebenen betrachtet. Da industrielle Eigenstromerzeugungsanlagen kaum in der Niederspannungsebene angeschlossen sind, werden speziell für diese Spannungsebene keine gesonderten Berechnungen durchgeführt. Vielmehr werden die Auswirkungen anhand eines Fallbeispiels dargelegt (siehe Kapitel 4.2.3). Auch in der Mittelspannungsebene ist aufgrund der niedrigen Zahl von industriellen Eigenerzeugungsanlagen eine Analyse, wie sie in der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz durchgeführt wurde nicht zielführend, daher wird anhand eines realen Fallbeispiels die Auswirkung des Wegfalls der Eigenerzeugung dargestellt (siehe Kapitel 4.2.2). Die Berechnungen in der Hoch- und Höchstspannungsebene werden schließlich mit Hilfe des Netzmodells, welches für die Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz entwickelt wurde, durchgeführt.

Als Berechnungsgrundlage wird das Referenzszenario der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz herangezogen, welches die Entwicklung „Business-as-usual“ umfasst. Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement oder Speicher sowie intelligente Technologien wie Dynamic Line Rating finden demnach keine Berücksichtigung. Die Bestimmung des erforderlichen Netzausbaus bei Wegfall der Eigenstromerzeugungsanlagen anhand des Referenzszenarios ist insofern sinnvoll, da der Fokus der Untersuchungen hier konkret auf dem Effekt verursacht durch Eigenstromerzeugungsanlagen liegt und nicht auf etwa intelligenten Technologien oder Flexibilitätsoptionen. So werden die Netzausbau-berechnungen im Referenzszenario erneut durchgeführt und dabei nun die Lastgang-kennlinien von Industrieunternehmen mit Eigenstromerzeugungsanlagen implementiert. Es wird angenommen, dass keine Eigenstromerzeugung erfolgt, die Industrie-unternehmen also vollständig aus dem öffentlichen Netz in Rheinland-Pfalz versorgt werden müssen. Die maximal zusätzlich auftretende Last, die ursprünglich durch Eigenstromerzeugungsanlagen gedeckt wurde beträgt dabei ca. 1.300 MW und muss nun aus dem öffentlichen Stromnetz gedeckt werden.

4.2 ERGEBNISSE

Die Ergebnisse für die einzelnen Spannungsebenen werden im Folgenden dargelegt.

4.2.1 Höchst- und Hochspannungsebene: Ermittelter Netzausbau und Netzverluste

Aus den Berechnungen für die Höchst- und Hochspannungsebene wird der Netzausbau dieser Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bestimmt, der über die geplanten Maßnahmen der Netzbetreiber hinausgeht. Daraus werden die Netzausbaukosten abgeleitet. Zudem erfolgt ebenso die Ermittlung der Netzverluste.

Aus den Netzberechnungen geht hervor, dass bei Wegfall der Eigenstromerzeugung rund 250 Stromkreiskilometer der 220 kV-Höchstspannungsebene ertüchtigt und daher auf 380 kV umzurüsten sind. Der notwendige Ausbau in der Höchstspannungsebene ist in erster Linie auf die höhere durch das öffentliche Stromnetz zu versorgende Last zurückzuführen. Auch Transferflüsse aus angrenzenden Regionen an Rheinland-Pfalz beeinflussen das Ergebnis.

In der 110 kV-Ebene kann dagegen ein geringfügiger Leitungsausbau von etwa 10 Stromkreiskilometern im Vergleich zum Referenzszenario eingespart werden. Durch die bei Wegfall der Eigenstromerzeugung gestiegene Last im öffentlichen Netz können lokalen Erzeugungsspitzen aus Windenergieanlagen besser aufgenommen und somit Netzüberlastungen vermieden werden.

Neben dem im Vergleich zum Referenzszenario zusätzlich benötigten Leitungsausbau in der 380 kV-Ebene ist ebenso ein Ausbau der Transformatorleistung notwendig. So sind weitere 2.000 MVA für die Umspannung von 380 kV auf 110 kV im Vergleich zum Referenzszenario erforderlich.

Die Kosten, die sich aus dem zusätzlich berechneten Netzausbau ergeben, sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Zusätzliche Netzausbaukosten im Jahr 2030 in Mio. € im Vergleich zum Referenzszenario der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Jahr 2030	Spezifische Kosten	Delta Netzausbau zum Referenzszenario der Verteilnetzstudie RLP	Delta Netzausbaukosten zum Referenzszenario der Verteilnetzstudie RLP
380 kV-Leitungen	0,7 Mio. € pro Stromkreiskilometer	+249 km	+174 Mio. €
380/110 kV-Umspannung	0,0215 Mio. € pro MVA	+2.000 MVA	+43 Mio. €
110 kV-Leitungen	0,225 Mio. € pro Stromkreiskilometer	-10 km	-2 Mio. €
SUMME			+215 Mio. €

In Summe ergeben sich zusätzliche Netzausbaukosten in Höhe von 215 Mio. € durch den Wegfall der Eigenstromerzeugung im Vergleich zum Referenzszenario.

Die Netzverluste, die bei Wegfall der Eigenstromerzeugung entstehen, sind um 26 GWh pro Jahr geringer als die im Referenzszenario ermittelten Netzverluste. Dieses überraschende Ergebnis ist auf den bei Wegfall der Eigenstromerzeugung notwendigen zusätzlichen Netzausbau zurückzuführen: der Strom kann in den neuen Leitungen verlustärmer transportiert werden, was in Summe trotz zunehmender Leistungsflüsse zu einem Rückgang der Netzverluste führt.

4.2.2 Mittelspannungsebene: Einfluss der Eigenstromerzeugungsanlagen

Anhand eines Fallbeispiels wird der Einfluss von Eigenstromerzeugungsanlagen auf den notwendigen Netzausbau in der Mittelspannung erläutert.

Fallbeispiel: Reales BHKW an real existierender Stelle im Referenznetz

Ein BHKW mit einer Nennleistung von 1,2 MW befindet sich in einem offenen Ringnetz in einer Entfernung von 14,5 km von der Umspannanlage.

Es erfolgt nun eine Lastflussberechnung unter der Annahme, dass die maximale Last anliegt und gleichzeitig keine Erzeugung durch die im System angeschlossenen Photovoltaikanlagen und das BHKW erfolgt.

Demzufolge nimmt die Spannung mit der Entfernung von der Umspannanlage stark ab. Mit einem Spannungsfall von 3,3 % über der Leitung wird die zulässige Grenze von 4 % zwar nicht überschritten, allerdings stark angenähert (Unterste Kurve in Abbildung 4.1).

Durch das Einschalten des BHKWs wird die Spannung um ca. 1 % angehoben und ist damit deutlich von dem unteren Grenzwert entfernt (Zweite Kurve von unten in Abbildung 4.1).

Bei Annahmen einer minimalen Last und gleichzeitig starken Einspeisung durch die installierten PV Anlagen (Annahmen für das Jahr 2030) würde der Betrieb des BHKWs zu einer Verschlechterung der Situation führen, da eine zusätzliche Anhebung der Spannungskurve zu einer Annäherung des oberen Spannungsgrenzwerts führt (Obere beiden Kurven in Abbildung 4.1).

In keinem der Fälle kommt es zu einer thermischen Überlastung der Leitungen, dies deckt sich mit der Aussage der Netzbetreiber, dass die Anschlusskapazität in den meisten Fällen (insbesondere in der Mittel- und Niederspannung) für die Maximallast des Industrieverbrauchers dimensioniert ist.

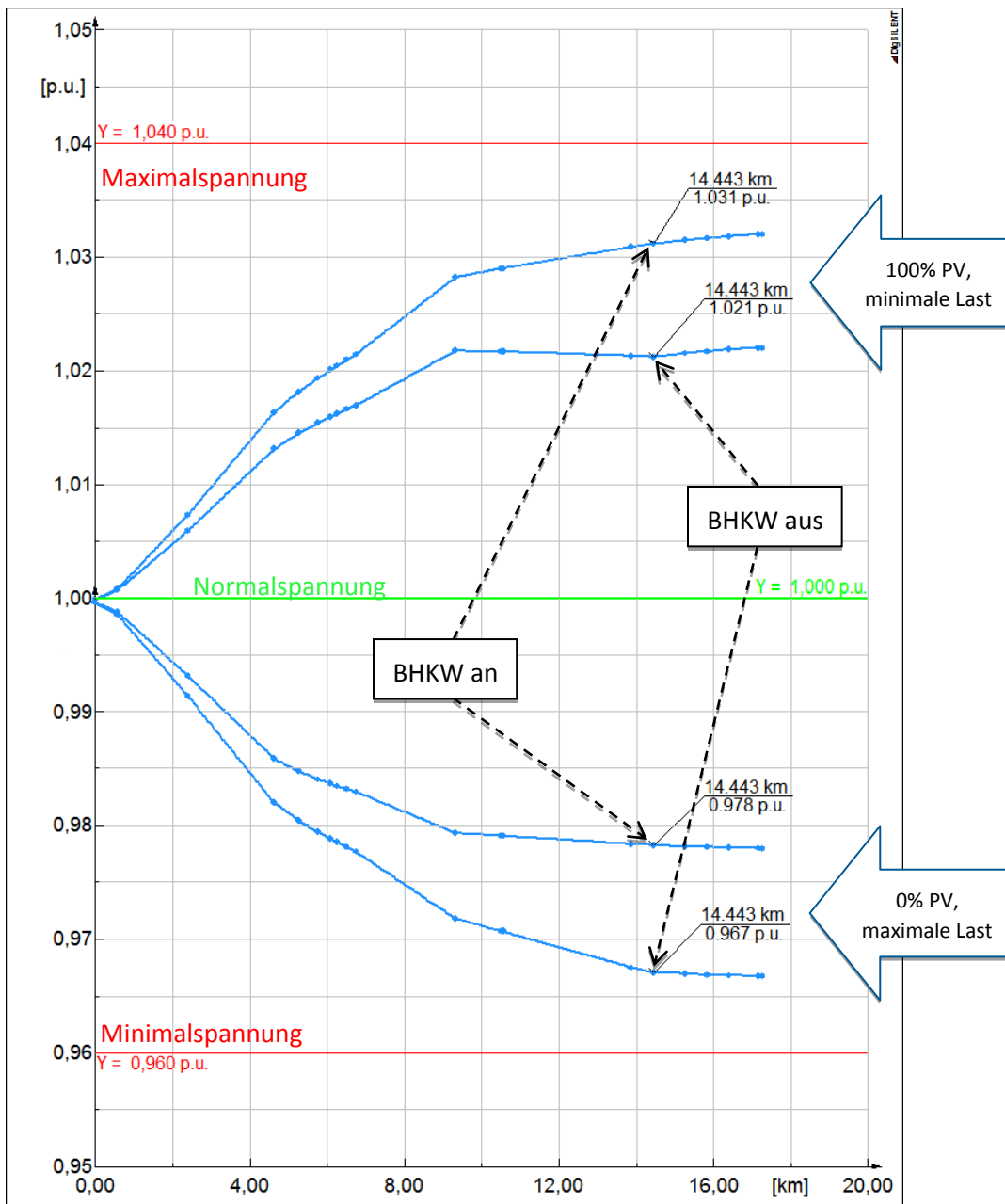


Abbildung 4.1: Spannungsverlauf in der Mittelspannung eines real existierenden Netzes in Abhängigkeit der Last und Erzeugungssituation. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

4.2.3 Niederspannungsebene: Einfluss der Eigenstromerzeugungsanlagen

Wie in der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz gezeigt wurde, wird der Netzausbau in der Niederspannungsebene hauptsächlich durch eine hohe Erzeugung durch Photovoltaik verursacht. Ein BHKW, welches zusätzlich in der Niederspannungsebene einspeist bzw. die Last reduziert, kann daher im Allgemeinen keine Reduktion des Netzausbaus erreichen sondern wird in Einzelfällen noch zu weiterem Netzausbau führen.

Allerdings kann in Einzelfällen auch eine Vermeidung des Netzausbaus durch Eigenstromerzeugungsanlagen erreicht werden, wie das folgende Fallbeispiel demonstrieren soll:

Fallbeispiel: BHKW an langem Ausläufer

Ein Betrieb mit einer hohen Last ist an einem langen, nicht ausreichend dimensionierten Niederspannungs-Ausläufer angeschlossen. Durch Einsatz eines BHKWs und der damit verbundenen Eigenstromerzeugung kann eine Unterspannungssituation und der damit einhergehende notwendige Netzausbau vermieden werden.

In diesem Fall ist jedoch der Netzanschluss weiterhin nicht ausreichend dimensioniert, um im Falle eines Ausfalls des BHKWs die gesamte angeschlossene Last des Betriebes zu versorgen. Hierdurch kann es zu Produktionsausfällen aufgrund von Abschaltung von Lastkomponenten des Betriebs kommen.

Zusammenfassend wirken sich BHKWs nur in vereinzelt Situationen positiv auf einen potentiellen Netzausbau aus.

5. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie), „EEG-Reform,“ [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.html>. [Zugriff am 24. Februar 2014].
- [2] clearingstelle-eeg, „Eckpunkte für die Reform des EEG,“ 21. Januar 2014. [Online]. Available: <https://www.clearingstelle-eeg.de/files/eeg-reform-eckpunkte.pdf>. [Zugriff am 24. Februar 2014].
- [3] Bundesministerium der Justiz, „Verordnung über die Zuteilung von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 (Zuteilungsverordnung 2007 - ZuV 2007),“ 21. Juli 2007.
- [4] clearingstelle-eeg, „Anlage zu den "Eckpunkten für die Reform des EEG",“ [Online]. Available: <https://www.clearingstelle-eeg.de/files/eeg-reform-eckpunkte-anlage.pdf>. [Zugriff am 24. Februar 2014].
- [5] M. Jendrischik, „Gabriels EEG 2.0: EEG-Umlage auf Eigenverbrauch auch für Bestandsanlagen?,“ 23. Januar 2014. [Online]. Available: <http://www.cleantalking.de/eeg-reform/gabriels-eeg2-eegumlage-auf-eigenverbrauch-auch-fuer-bestandsanlagen-36513/>. [Zugriff am 24. Februar 2014].
- [6] dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH), „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030,“ Berlin, 11. Februar 2014.
- [7] W. Suttor, „Neue Chancen mit Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie,“ Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V., Berlin, 2013.
- [8] G. Erdmann und L. Dittmar, „Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland,“ Fachgebiet Energiesysteme, TU Berlin, Berlin, 2010.
- [9] J. Bömer, K. Burges, C. Nabe und M. Pöller, „All Island TSO Facilitation of Renewables Studies,“ Ecofys / DIgSILENT, Berlin / Dublin, 2010.
- [10] RWTH Aachen, Consentec, FGH, „Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien,“ TenneT, Amprion, TransnetBW, 50Hertz, Aachen, 2012.
- [11] Amprion GmbH, „Aktuelle EEG-Anlagenstammdaten,“ [Online]. Available: <http://www.amprion.net/eeg-anlagenstammdaten-aktuell>. [Zugriff am 16. Januar 2014].

- [12] BNetzA (Bundesnetzagentur), „Auswertung Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen),“ 19. Februar 2014.
- [13] H. Weber, C. Ziems, S. Meinke und I. Nassar, „Herausforderungen für die Elektrische Energieerzeugung bei stark steigender intermittierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien,“ 18./19.04.2013. [Online]. Available: http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2013F/Vortraege/AKE2013F_07Ziems_HerausforderungFluktuationen.pdf. [Zugriff am 28.02.2014].
- [14] dena, „dena Ergebnispapier: Marktrollen und Prozesse beim Einsatz von flexiblen Stromlasten im Energiesystem,“ dena Deutsche Energie-Agentur, Berlin, 2013.
- [15] S. v. Roon, „Innovative KWK zur Bereitstellung von Regelleistung,“ in *s Tagungsband des 38. Kraftwerkstechnischen Kolloquiums*, Dresden, 2006.
- [16] Amprion, 50Hz, TenneT, TransnetBW, „www.regelleistung.net,“ 2014. [Online]. Available: www.regelleistung.net. [Zugriff am 27. Februar 2014].
- [17] VDN e.V., „TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber,“ Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDFW, Berlin, 2007.
- [18] enpros Consulting GmbH, „Flexibilisierung von GUF Kraftwerken mit KWK,“ in *s Kraftwerkstechnisches Kolloquium*, 2013.
- [19] Prognos AG, „Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende,“ Verein der Kohleimporteure E.V., Berlin, 2012.
- [20] J. Keil, „The German Energy Transition – Issues and Perspectives,“ American Institute for Contemporary German Studies, John Hopkins University, Baltimore, USA, 2012.
- [21] A.-C. Agricola und C. Rehtanz, „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030,“ dena Deutsche Energie-Agentur, Berlin, 2014.
- [22] O. Brückl, „Beitrag industrieller Blindleistungs-Kompensationsanlagen und -Verbraucher für ein innovatives Blindleistungs-Management in der Stromversorgung Deutschlands,“ ZVEI, FENES, TH Regensburg, Frankfurt am Main, Waldmünchen, Regensburg, 2013.
- [23] M. Prillwitz und M. Krüger, „Netzwiederaufbau nach Großstörungen,“ Universität Rostock, Institut für elektrische Energietechnik, Rostock.
- [24] L. Schulze, „Netzwiederaufbaukonzepte gestern und morgen,“ 50Hertz Transmission GmbH, 2011.

