

# Diplomarbeit

## Analyse von Ausbaukonzepten für den südlichen Teil des österreichischen Übertragungsnetzes

ausgeführt zum Zweck der Erlangung des akademischen Grades des Diplom-Ingenieurs  
unter der Leitung von

Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Gerhard Theil  
E370 - Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

betreut in Kooperation mit Austrian Power Grid AG von

Dipl.-Ing. Herbert Popelka

eingereicht an der Technischen Universität Wien  
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

Gunhild Layr  
0307010

November 2013



# Vorwort

Das Vorwort möchte ich dazu verwenden den Personen zu danken, welche mir während der Zeit des Untersuchens und des Verfassens meiner Diplomarbeit zur Seite gestanden sind.

Bedanken möchte ich mich bei Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Gerhard Theil für seine wissenschaftliche Betreuung meiner Arbeit seitens der Technischen Universität Wien und seine Ausdauer. Er stand mir mit Anregungen in zahlreichen Gesprächen und bei wichtigen Fragen zur Seite, wodurch seine globale und erfahrene Sichtweise meine Arbeit bereicherte.

Besonderer Dank gilt meinen Kollegen bei Austrian Power Grid AG (kurz APG) für die konstruktive Zusammenarbeit und Unterstützung, allen voran Herrn Dipl.-Ing. Herbert Popelka dem Betreuer meiner Diplomarbeit. Seine Erfahrung und fachliche Kompetenz waren wichtige Faktoren im Zuge der Analysen und deren Auswertungen.

Auch möchte ich dem Vorstand der APG danken, der es mir ermöglichte meine Diplomarbeit in Kooperation mit einem führenden Unternehmen der Energiebranche zu einem äußerst interessanten Thema zu entwickeln.

Zu guter Letzt geht ein „Herzlichstes Dankeschön“ an alle, die mich mental, finanziell und mit Ihrer Zeit während meines Studiums und bei der Erstellung der Diplomarbeit unterstützt haben.

## Kurzfassung

Die energiepolitischen Zielsetzungen und Rahmenbedingungen des Strommarktes sowie der massive Ausbau erneuerbarer Energieträger für die Erreichung der 20-20-20-Ziele der EU stellen die Übertragungsnetze vor große Herausforderungen. In Österreich wird deshalb die Errichtung eines 380-kV-Rings angestrebt, welcher die wichtigsten Netzknoten miteinander verbindet und die Versorgungssicherheit langfristig gewährleistet. Der geplante 380-kV-Ring weist im Westen und Süden noch zwei Lücken auf. Für die Schließung der Lücke im Süden werden aus lastflusstechnischer Sicht im Rahmen dieser Arbeit drei Ausbauvarianten untersucht.

Dies erfolgt durch Erstellung von vier relevanten Planungsdatensätzen, welche die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, künftige Erzeugungspotenziale und Verbrauchsentwicklungen sowie überregionale Stromflüsse berücksichtigen. In weiterer Folge werden die Ausbauvarianten anhand von Planungsdatensätzen mittels Lastflussrechnung und Ausfallsimulationen mit dem Programm INTEGRAL untersucht sowie deren Lastflussverhalten analysiert. Im Rahmen einer SWOT-Analyse werden die Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken der jeweiligen Variante herausgearbeitet. Die Ausbauvarianten 1 und 2 haben den Vorteil, dass die Erzeugung der Kraftwerke im Raum Malta/Fragant nicht mehr mittels einer Sticheitung ans Übertragungsnetz angeschlossen ist. Die Variante 3 hat den Vorteil, dass die Übertragungskapazitäten langfristig ausreichen und keine Erweiterungen von 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren nötig sind. Abschließend erfolgt eine zusammenfassende Gegenüberstellung der ermittelten Vor- und Nachteile der Ausbauvarianten.

Es wird festgehalten, dass Gegenstand dieser Diplomarbeit die rein lastflusstechnische vergleichende Betrachtung der Ausbauvarianten ist. Die gezeigten Analysen haben netztechnischen-wissenschaftlichen Charakter, während die Entscheidung für eine der Varianten bzw. deren Umsetzung maßgeblich von den Genehmigungserfordernissen und -voraussetzungen bestimmt wird. Es dürfen damit auch nicht Zusammenhänge zu allfälligen Leitungstrassen abgeleitet werden.

## Abstract

Energy targets and regulatory frameworks of a non-restrictive energy market and the further integration of renewables to achieve the European 20-20-20 goals have a great influence on the transmission networks all over Europe. To meet these new challenges and to preserve the high quality of security of supply the construction of a 380-kV-Ring is planned in Austria. The 380-kV-Ring will interconnect the most important grid nodes in Austria but there are still two gaps, one in the west of Austria and one in the south. To close the gap in the south of Austria three different grid extension approaches are analysed from a mere load flow based angle in this document.

For the implementation four load flow cases are created, which take into account the energy-economic framework conditions, existing electricity generation potentials, the development of electricity consumption and the European environment. With these cases load flow calculations with the tool INTEGRAL are performed to investigate the base case topology of the three approaches and to assess contingency. The strengths, weaknesses, opportunities and threats of each approach are carved out using the SWOT-analysis. The approaches number 1 and 2 have the advantage of connecting the substation Malta at two points to the transmission grid, whereas the approach number 3 has the advantage of providing enough transmission and transformer capacity in the long term. The document is concluding with the discussion of the pros and cons of each approach.

It is stated specifically that the subject of this document is a mere load flow technical comparison of the three approaches. The obtained results are scientifically transferring to the transmission network whereas permitting requirements and license conditions are the main drivers for a decision on one of the approaches or their implementation. Therefore no links to line routes can be made.

# Kapitelverzeichnis

1	Einleitung .....	1
2	Struktur und Funktion von Übertragungsnetzen .....	3
3	Technische und rechtliche Rahmenbedingungen .....	7
4	Relevante Einflussfaktoren auf die Elektrizitätswirtschaft .....	10
5	Aktuelle Situation im Netzraum Kärnten .....	16
6	Erläuterung der Planungsdatensätze.....	20
7	Analyse der untersuchten Ausbauvarianten .....	25
8	Zusammenführung der Ergebnisse .....	65
9	Literaturverzeichnis .....	72
10	Abkürzungsverzeichnis .....	73
11	Anhang.....	74

# Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	1
1.1	Motivation und Zielsetzung der Arbeit .....	1
1.2	Gliederung der Arbeit .....	2
2	Struktur und Funktion von Übertragungsnetzen .....	3
2.1	Das Hoch- und Höchstspannungsnetz .....	3
2.2	Das Netz der ENTSO-E .....	3
2.3	Das APG-Übertragungsnetz.....	4
2.4	Das Verteilernetz in Kärnten.....	5
2.5	Ausgeglichene Leistungsbilanz .....	5
3	Technische und rechtliche Rahmenbedingungen .....	7
3.1	Aufgaben und Verpflichtungen der APG als Übertragungsnetzbetreiber .....	7
3.2	Vorschriften aus den technisch organisatorischen Regeln (TOR).....	7
3.2.1	Das (n-1)-Sicherheitskriterium [5].....	8
3.3	European Transmission Grid Planning [6] .....	8
4	Relevante Einflussfaktoren auf die Elektrizitätswirtschaft .....	10
4.1	Liberalisierter Strommarkt und die Folgen für das Übertragungsnetz .....	10
4.2	Ausbau der erneuerbaren Energien .....	11
4.2.1	Europäische Ebene – die 20-20-20-Ziele der EU .....	11
4.2.2	Nationale Ebene – das Ökostromgesetz 2012 .....	12
4.3	Derzeitige und künftige Entwicklung der Erzeugungsstruktur in Österreich .....	12
4.4	Nationale Verbrauchsentwicklung .....	14
5	Aktuelle Situation im Netzraum Kärnten .....	16
5.1	Netzstruktur.....	16
5.2	Derzeitige und geplante Erzeugungseinheiten im Netzraum .....	17
5.3	Derzeitige Netzbelastungssituation im betrachteten Netzraum.....	17
6	Erläuterung der Planungsdatensätze.....	20
6.1	Gegenstand der Untersuchungen.....	20
6.1.1	Variante 1 – 380-kV-Ringschluss light.....	20
6.1.2	Variante 2 – 380-kV-Ringschluss Mixed .....	21
6.1.3	Variante 3 – 380-kV-Ersatzneubau.....	22
6.2	Resultierende Cases in Zentral-Europa.....	22
6.2.1	Case 1: „Peak Export Deutschland“ .....	23

6.2.2	Case 2: „Peak Import Deutschland“ .....	23
6.2.3	Case 3: „Off-Peak Export Deutschland“ .....	23
6.2.4	Case 4: „Off-Peak Import Deutschland“ .....	24
7	Analyse der untersuchten Ausbauvarianten .....	25
7.1	Ausbauvariante 2 .....	25
7.1.1	Allgemeine Betrachtung der Variante 2 .....	25
7.1.2	Technische Betrachtung der Variante 2 .....	26
7.1.2.1	Case 1: „Peak Export Deutschland“ .....	26
7.1.2.2	Case 2: „Peak Import Deutschland“ .....	29
7.1.2.3	Case 3: „Off-Peak Export Deutschland“ .....	32
7.1.2.4	Zusammenfassung der Ergebnisse .....	34
7.2	Ausbauvariante 1 .....	35
7.2.1	Allgemeine Betrachtung der Variante 1 .....	35
7.2.2	Technische Betrachtung der Variante 1 .....	35
7.2.2.1	Case 1: „Peak Export Deutschland“ .....	35
7.2.2.2	Case 2: „Peak Import Deutschland“ .....	40
7.2.2.3	Case 3: „Off-Peak Export Deutschland“ .....	44
7.2.2.4	Zusammenfassung der Ergebnisse .....	49
7.3	Ausbauvariante 3 .....	50
7.3.1	Allgemeine Betrachtung der Variante 3 .....	50
7.3.2	Technische Betrachtung der Variante 3 .....	51
7.3.2.1	Case 1: „Peak Export Deutschland“ .....	51
7.3.2.2	Case 2: „Peak Import Deutschland“ .....	53
7.3.2.3	Case 3: „Off-Peak Export Deutschland“ .....	55
7.3.2.4	Zusammenfassung der Ergebnisse .....	57
7.4	Berücksichtigung des 380-kV-Projekts Lienz – Veneto Region (IT) .....	59
7.4.1	Allgemeine Betrachtung der 380-kV-Leitung Lienz - Veneto Region .....	59
7.4.2	Technische Betrachtung im Zusammenhang mit den Ausbauvarianten .....	59
7.4.2.1	Case 1: „Peak Export Deutschland“ .....	60
7.4.2.2	Case 2: „Peak Import Deutschland“ .....	61
7.4.2.3	Case 3: „Off-Peak Export Deutschland“ .....	62
7.4.2.4	Zusammenfassung der Ergebnisse .....	63
8	Zusammenführung der Ergebnisse .....	65
8.1	SWOT-Analyse Variante 2 .....	65
8.2	SWOT-Analyse Variante 1 .....	67
8.3	SWOT-Analyse Variante 3 .....	69
8.4	Gesamthafte Zusammenfassung .....	70



9	Literaturverzeichnis .....	72
10	Abkürzungsverzeichnis .....	73
11	Anhang.....	74

# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation und Zielsetzung der Arbeit

Die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit der wachsenden Bedeutung des Energieträgers Strom im Alltag machen eine sichere Stromversorgung zum essentiellen Bestandteil unserer Gesellschaft. Unter einer sicheren Stromversorgung versteht man eine nachhaltige Stromversorgung mit einer hohen Verfügbarkeit und Qualität, welche die an sie gestellten Herausforderungen bewältigen kann. Durch die Liberalisierung des Strommarktes und den forcierten Ausbau der RES<sup>1</sup>-Erzeugung vollziehen sich grundlegende Veränderungen in der Energieversorgung. Der Kraftwerkseinsatz erfolgt marktpreisorientiert und die dargebotsabhängige RES-Erzeugung wie Wind und Photovoltaik (PV) lassen die Volatilität im Stromnetz ansteigen. Hierdurch ergeben sich neue, herausfordernde Ansprüche an die Übertragungsnetze. Der zunehmende Stromtransport ist für die vor Jahrzehnten errichteten Übertragungsleitungen eine große Herausforderung und wird bestehende Engpässe in der Netzstruktur verschärfen bzw. in Zukunft neue schaffen. Für die fortwährende Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie für die Gewährleistung eines möglichst uneingeschränkten Netzzuganges der Marktteilnehmer ist in Österreich die Realisierung des 380-kV-Rings notwendig. Derzeit existieren noch zwei Lücken, eine zwischen dem Netzknoten St.Peter und dem Netzknoten Tauern (Salzburgleitung), und eine zwischen den Netzknoten Lienz und Obersielach.

Die Vervollständigung des 380-kV-Rings im Süden Österreichs ist Untersuchungsgegenstand dieser Diplomarbeit, in deren Rahmen drei unterschiedliche Planungskonzepte des Netzausbaus lastflusstechnisch analysiert werden. Die Ausbaukonzepte 1 und 2 zwischen dem UW<sup>2</sup> Lienz, UW Malta und UW Obersielach wurden seitens APG mit dem Bestreben entworfen, die bestehende 220-kV-Netzstruktur, die im Netzraum befindliche Erzeuger und mögliche zukünftige Erzeugungspotenziale sowie Umspannwerke möglichst effizient ins Ausbaukonzept zu integrieren. Demgegenüber gestellt ist die Variante 3, welche einem Ersatzneubau bzw. Upgrade der 220-kV-Leitungen als 380-kV-Leitungen entspricht.

Im Rahmen dieser Arbeit sollen ausführliche Lastflussanalysen und eine Gegenüberstellung der Lastflussergebnisse erfolgen. Die Lastflussbetrachtung soll hinsichtlich Grundlastfluss, (n-1)-Sicherheit und Doppelsystemausfall mittels der erstellten Planungsdatensätze untersucht werden, wobei die Auswirkungen auf das 110-kV-Verteilernetz ebenfalls Teil der Untersuchung sind.

Die Hauptmotivation der Arbeit war neben dem klassischen Ansatz gemäß Variante 3 (Ersatzneubau/Upgrade) auch gewissermaßen in einem „green field“-Ansatz neue Lösungen zu untersuchen, die die bestehende 220-kV-Netzstruktur oder Teile davon, in den 380-kV-Ringschluss integrieren. Die Entscheidung für eine der Varianten bzw. deren Umsetzung hängt jedoch maßgeblich von den Genehmigungserfordernissen und -voraussetzungen ab.

---

<sup>1</sup> Renewable Energy Source, kurz: RES.

<sup>2</sup> Im Folgenden entfällt die Bezeichnung „UW“ zugunsten der besseren Lesbarkeit.

## 1.2 Gliederung der Arbeit

In Kapitel 2 wird ein kurzer Überblick über die Struktur des österreichischen Übertragungsnetzes und dessen Zusammenwirken mit dem europäischen Übertragungsnetz und dem relevante 110-kV-Verteilernetz in Kärnten gegeben.

Im darauffolgenden Abschnitt (Kapitel 3) wird auszugsweise auf die technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen aus dem EIWOG, den technisch organisatorischen Regeln (TOR) sowie den ENTSO-E Grid Planning Standards, welche die Netzausbauplanung bzw. die Umsetzung von Netzausbauprojekten betreffen eingegangen.

In Kapitel 4 werden die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wie die Strommarktliberalisierung, die 20-02-20-Ziele der EU, das Ökostromgesetz sowie deren Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für die Erstellung von Planungsdatensätzen dargestellt. Die aktuelle Erzeugung und Netzstruktur sowie ein Überblick über die derzeitige Belastungssituation im betrachteten Netzraum finden sich in Kapitel 5.

Den Kern der Diplomarbeit stellen die Kapitel 6 und 7 dar. Unter Berücksichtigung der Erkenntnisse aus den vorangegangenen Kapiteln erfolgt in Kapitel 6 die Erstellung von vier Planungsdatensätzen und eine detaillierte Beschreibung der zu untersuchenden Ausbauvarianten. Das Kapitel 7 enthält die ausführliche Darstellung der Ergebnisse der Lastflussuntersuchungen aller Ausbauvarianten.

Abschließend erfolgt im Kapitel 8 eine SWOT<sup>3</sup>-Analyse der erhaltenen Ergebnisse sowie eine Zusammenfassung der wichtigsten Aussagen und Überlegungen der Diplomarbeit.

---

<sup>3</sup> SWOT steht für S-Strengths – Stärken, W-Weaknesses – Schwächen, O-Opportunities – Chancen, T-Threats – Risiken

## 2 Struktur und Funktion von Übertragungsnetzen

### 2.1 Das Hoch- und Höchstspannungsnetz

Die Kategorisierung der Stromnetze erfolgt grundsätzlich in Übertragungs- und Verteilernetze. In Österreich werden den Verteilernetzen überwiegend die Spannungsebenen 110 kV und geringer zugeordnet, dem Übertragungsnetz die darüber liegenden Spannungsebenen 220 und 380 kV. Die Verteilernetze dienen zur regionalen Versorgung von Endkunden und dem Anschluss von kleinen bis mittelgroßen Kraftwerken. Sie sind räumlich begrenzt, daher nicht großräumig untereinander verbunden und werden generell von regionalen bzw. Landeselektrizitätsversorgungsunternehmen und Stadtwerken betrieben. Im Gegensatz dazu hat das Übertragungsnetz den überregionalen und internationalen Stromtransport sowie die Gewährleistung des Anschlusses von Großkraftwerken zur Aufgabe. Das Übertragungsnetz ist den Verteilernetzen überlagert und deren Bindeglied sind sog. Netzabstützungstransformatoren<sup>4</sup>, welche die bedarfsgerechte Anbindung des Verteilernetzes an das Übertragungsnetz gewährleisten. Durch die räumlich begrenzte Ausdehnung der Verteilernetze erfolgt der Austausch elektrischer Energie (Erzeugungsüberschüsse bzw. -defizite) zwischen den Verteilernetzen über das Übertragungsnetz und muss von diesem zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden. Zusätzlich zum Ausgleich der eben erwähnten Erzeugungsüberschüsse bzw. Defizite zwischen den Verteilernetzen muss das Übertragungsnetz auch den Transport von Reserveleistung zum Beispiel bei lokalen Kraftwerksausfällen oder starken Verbrauchs- bzw. Erzeugungsschwankungen durch erneuerbare Energien bewältigen können. Die 220-kV- und 380-kV-Spannungsebenen sind über sog. Netzkuppeltransformatoren<sup>4</sup> miteinander gekoppelt.

### 2.2 Das Netz der ENTSO-E

Seit den 1950er-Jahren ist das österreichische Hochspannungsnetz mit den Netzen anderer europäischer Länder über sog. Kuppelleitungen verbunden, welche gemeinsam das Netz der ENTSO-E<sup>5</sup> (vormals UCTE<sup>6</sup>) bilden. Die ENTSO-E ist eine Gemeinschaft von 41 Übertragungsnetzbetreibern, wodurch sich ein synchron (gleiche Frequenz) betriebenes ENTSO-E Netz bestehend aus rd. 298.100 km Wechselstromübertragungsleitungslängen, rd. 5.400 km Gleichstromkabel und hunderten Umspannwerken [1] ergibt. In Abbildung 1 sind die Mitgliedsstaaten der ENTSO-E und dementsprechend auch die Ausdehnung des ENTSO-E Netzes ersichtlich, wobei in Zentraleuropa alle Länder über Kuppelleitungen miteinander verbunden sind.

---

<sup>4</sup> Im Folgenden werden 220/110-kV- bzw. 380/110-kV-Netzabstützungstransformatoren einheitlich als Netzabstützungstransformatoren bezeichnet. Als Netzkuppeltransformatoren werden jene bezeichnet, welche die 380-kV-Spannungsebene mit der 220-kV-Spannungsebene verbinden.

<sup>5</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity ([www.entso-e.eu](http://www.entso-e.eu))

<sup>6</sup> Union for the Coordination of Transmission of Electricity

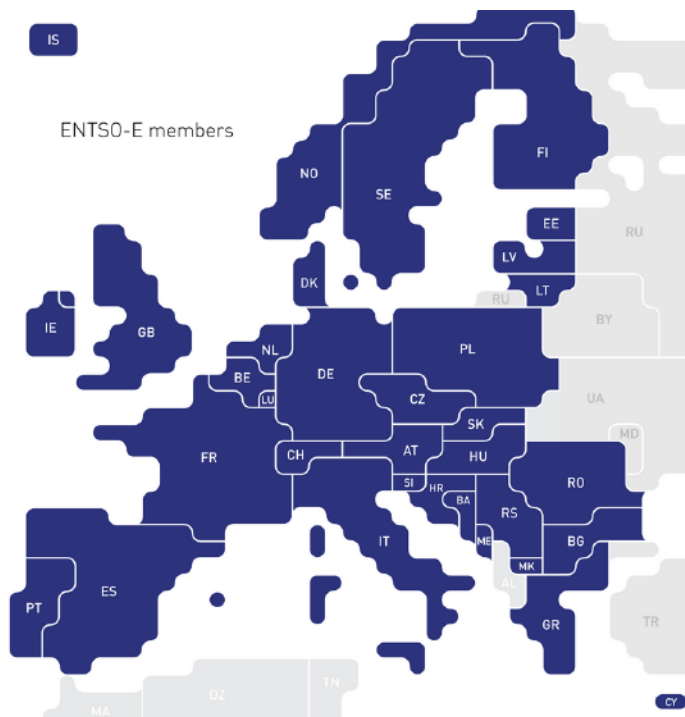


Abbildung 1: Mitgliedsstaaten der ENTSO-E (Quelle: ENTSO-E)

Im Falle Österreichs existieren Kuppelleitungen zu allen Nachbarländern mit Ausnahme in die Slowakei. Aus organisatorischen und technischen Gründen ist das ENTSO-E Übertragungsnetz in sog. Regelblöcke unterteilt, welchen wiederum eine oder mehrere Regelzonen zugeordnet werden. Die Regelzonen verlaufen nicht unbedingt entlang Landesgrenzen, sind jedoch messtechnisch eindeutig untereinander abgegrenzte Netzbereiche und haben eindeutig festgelegte Aufgaben zu erfüllen.

Die einzelnen Partner der ENTSO-E stimmen ihre Netzausbauprojekte untereinander ab, welche alle zwei Jahre im TYNDP<sup>7</sup> veröffentlicht werden.

## 2.3 Das APG-Übertragungsnetz

Die APG betreibt das Übertragungsnetz in Österreich mit den Spannungsebenen 380-kV und 220-kV sowie Teile auf der 110-kV-Spannungsebene und ist für die Planung, den Ausbau des Netzes, Betriebsführung und Instandhaltung verantwortlich. Das APG-Netz erstreckt sich über das ganze Bundesgebiet mit über 3.424 Trassenkilometern und bildet das „Rückgrat“ der österreichischen Stromversorgung. Zudem ermöglicht es den internationalen und überregionalen nationalen Energieaustausch und dient der sicheren Versorgung der Verbraucher. Für die optimale Umsetzung der eben genannten Aufgaben sowie der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (siehe Kapitel 4) ist die Errichtung eines 380-kV-Rings, welche die wichtigsten Netzknoten<sup>8</sup>, Kraftwerksstandorte und Verbrauchszentren miteinander verbindet geplant (siehe auch Anhang A). Die Funktion dieses 380-kV-Ringkonzeptes ergibt sich erst durch die Schließung der zwei offenen Lücken im Süden (Netzraum Kärnten)

<sup>7</sup> Ten Year Network Development Plan, [12]

<sup>8</sup> Netzknoten (NK) sind zentrale Schaltknoten für die Stromverteilung innerhalb Österreichs und ins benachbarte Ausland

und Westen Österreichs (Salzburgleitung). Die 380-kV-Salzburgleitung wurde im Herbst 2012 zur UVP<sup>9</sup> eingereicht.

## 2.4 Das Verteilernetz in Kärnten

Große Netzverstärkungen, wie der 380-kV-Ringschluss im Netzraum Kärnten, beeinflussen die jeweiligen unterlagerten Verteilernetze, wodurch es zweckmäßig ist diese in Lastflussuntersuchungen zu berücksichtigen. Im Falle des Netzraums Kärnten betrifft dies das Verteilernetz der KNG-Kärnten Netz GmbH<sup>10</sup>, welches die Spannungsebenen 110 kV und niedriger in Kärnten abdeckt. Es ist derzeit im NK Lienz, NK Obersielach und Malta mit dem Übertragungsnetz über insgesamt 6 Netzabstützungstransformatoren verbunden. Künftig wird eine weitere Netzabstützung im geplanten UW Villach hinzukommen. Details zum Netzgebiet folgen in Kapitel 5.1 .

## 2.5 Ausgeglichene Leistungsbilanz

In Europa erfolgt die öffentliche Stromversorgung mit einer Nennfrequenz von 50 Hz, welche nur in geringstem Maße abweichen darf (siehe TOR<sup>11</sup>). Um eine Nennfrequenzabweichung vermeiden zu können, muss zu jedem Zeitpunkt die erzeugte Energie gleich der verbrauchten sein. Ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch führt zu einer Abweichung von der Nennfrequenz und birgt die Gefahr von Systemstörungen bis hin zu großräumigen Versorgungsausfällen. Dementsprechend muss in jedem beliebig abgrenzbarem Netzgebiet zu jedem Zeitpunkt eine ausgeglichene Leistungsbilanz vorliegen.

Wird ein regionales Netzgebiet, zum Beispiel ein Verteilernetz, zugrunde gelegt, so lautet hierfür die zu erfüllende Leistungsbilanzgleichung wie folgt:

$$P_{Erz} - P_{Verb} - P_{Verl} - P_{Austausch} = 0$$

wobei

- $P_{Erz}$  ... Erzeugung im regionalen Netzgebiet
- $P_{Verb}$  ... Verbrauch im regionalen Netzgebiet
- $P_{Verl}$  ... Netzverluste im regionalen Netzgebiet
- $P_{Austausch} > 0$  ... Rückspeisung ins Übertragungsnetz
- $P_{Austausch} < 0$  ... Bezug aus dem Übertragungsnetz

Dh. die im Verteilernetz erzeugte Leistung, der Verbrauch, die Netzverluste innerhalb des betrachteten Bereiches sowie der Austausch (Bezug bzw. Rückspeisung) mit dem Übertragungsnetz müssen in Summe Null ergeben.

Dies ist ebenfalls gültig für jede Regelzone, welche bestimmte regionale Gebiete (Verteilernetze) und dazugehörige Übertragungsnetzbereiche umfasst. Der Bezug bzw. die Rückspeisung sind im Falle der Betrachtung einer Regelzone als Import bzw. Export (Summe über alle Kuppelleitungen) aus anderen Regelzonen zu verstehen.

<sup>9</sup> Umweltverträglichkeitsprüfung

<sup>10</sup> KNG-Kärnten Netz GmbH wird im weiteren Verlauf als KNG bezeichnet.

<sup>11</sup> Technisch Organisatorische Regeln, kurz: TOR, siehe auch Kapitel 3.2

$$\sum_i (P_{Erz_i} - P_{Verb_i} - P_{Verl_i}) + P_{Erz,\ddot{u}} - P_{Verbr,\ddot{u}} - P_{Verl,\ddot{u}} - P_{Austausch} = 0$$

wobei

- $i$  ... jeweiliges Verteilernetz
- $P_{Erz,\ddot{u}}$  ... Kraftwerkseinspeisung ins Übertragungsnetz
- $P_{Verb,\ddot{u}}$  ... Großverbraucher, die direkt ans Übertragungsnetz angeschlossen sind
- $P_{Verl,\ddot{u}}$  ... Netzverluste im Übertragungsnetz
- $P_{Austausch} > 0$  ... Export in benachbarte Regelzonen
- $P_{Austausch} < 0$  ... Import aus benachbarten Regelzonen

Als größte Einheit lässt sich das gesamte ENTSO-E Netz heranziehen, in welchem die Bilanzen aller Regelzonen der ENTSO-E und Austausche mit Ländern oder Regelzonen, die keine Mitglieder der ENTSO-E sind, enthalten sind.

$$\sum_n \left\{ \sum_i (P_{Erz_{i,n}} - P_{Verb_{i,n}} - P_{Verl_{i,n}}) + P_{Erz,\ddot{u}} - P_{Verbr,\ddot{u}} - P_{Verl,\ddot{u}} \right\} - P_{Austausch} = 0$$

wobei

- $n$  ... jeweilige Regelzone
- $i$  ... jeweiliges Verteilernetz
- $P_{Erz,\ddot{u}}$  ... Kraftwerkseinspeisung ins Übertragungsnetz
- $P_{Verb,\ddot{u}}$  ... Großverbraucher, die direkt ans Übertragungsnetz angeschlossen sind
- $P_{Verl,\ddot{u}}$  ... Netzverluste im Übertragungsnetz
- $P_{Austausch} > 0$  ... Export in Nicht-Mitgliedsländer bzw. Nicht-Regelzonen der ENTSO-E
- $P_{Austausch} < 0$  ... Import in Nicht-Mitgliedsländer bzw. Nicht-Regelzonen der ENTSO-E

Die für die Erhaltung einer ausgeglichenen Bilanz erforderlichen Energieaustausche müssen von den Stromnetzen, d.h. überwiegend vom Übertragungsnetz, bewältigt werden. Um eine Gefährdung der Versorgungssicherheit zu vermeiden, gibt es gesetzlich festgelegte Rahmenbedingungen für einen sicheren Netzbetrieb, wovon die essentiellsten für diese Arbeit im Folgenden kurz erläutert werden.

## 3 Technische und rechtliche Rahmenbedingungen

### 3.1 Aufgaben und Verpflichtungen der APG als Übertragungsnetzbetreiber

Eine Reihe von Rechten und Pflichten eines Netzbetreibers werden im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz EIWOG 2010 bzw. in entsprechenden Ausführungsgesetzen der Bundesländer festgehalten. Dazu gehören (auszugsweise<sup>12</sup>):

- §5 (Grundsatzbestimmung); *Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen*
  - *Die diskriminierungsfreie Behandlung von allen Kunden eines Netzes und der Abschluss von privatrechtlichen Verträgen mit Netzbenutzern über den Anschluss an ihr Netz (Allgemeine Anschlusspflicht)*
  - *Die Errichtung und Erhaltung einer für die inländische Elektrizitätsversorgung oder für die Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen ausreichenden Infrastruktur*
  - *Die Mitwirkung an Maßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen und an Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit*

Das EIWOG-2010 (§40) bzw. die entsprechenden Ausführungsgesetze des EIWOG verpflichten weiters speziell Betreiber von Übertragungsnetzen (auszugsweise):

- *Das von ihnen betriebene System sicher, zuverlässig, leistungsfähig und unter Bedachtnahme auf den Umweltschutz zu betreiben und zu erhalten*
- *Die zum Betrieb des Systems erforderlichen technischen Voraussetzungen sicherzustellen*
- *Die Übertragung von Elektrizität durch das Netz unter Berücksichtigung des Austausches mit anderen Verbundnetzen zu regeln [2]*

Für die Bewältigung dieser Aufgaben sind ausreichende Netzkapazitäten erforderlich, welche durch eine vorausschauende Planung und Umsetzung gewährleistet werden können.

### 3.2 Vorschriften aus den technisch organisatorischen Regeln (TOR)

Die technisch organisatorischen Regeln sind ein nationales Regelwerk, welches für alle Netzbetreiber und Netznutzer gilt. Die darin vorgeschriebenen Regeln (TOR) und Verpflichtungen für einen sicheren Netzbetrieb sind für den Netzbetrieb, d.h. für die APG als Übertragungsnetzbetreiber obligatorisch. Die Aufgaben der Ausbauplanung werden in den TOR für Netzbetreiber wie folgt beschrieben (auszugsweise): *“Der Netzbetreiber muss seine Ausbauplanung darauf ausrichten, dass er für die vereinbarten bzw. prognostizierten Übertragungsaufgaben unter Berücksichtigung von Lastprognosen ein ausreichend bemessenes Netz mit Nennspannung  $\geq 110$  kV vorhält, das einen sicheren und zuverlässigen Betrieb mit einer den Normen entsprechenden Spannungsqualität ermöglicht. [3]“*

Im Zusammenhang mit Netzbetrieb und -ausbau sind insbesondere folgende, in den TOR festgelegte Vorschriften besonders wichtig:

---

<sup>12</sup> Im Zusammenhang mit, in dieser Arbeit betrachteten, Netzverstärkungsmaßnahmen relevanten Punkte



- Erfüllung des (n-1)-Sicherheitskriteriums
- Einhaltung von Spannungsgrenzen (Details siehe [4])
- Einhaltung der Frequenz (Details siehe [4])

Derzeit werden auf internationaler Ebene sog. Network codes erstellt, welche in gesamt Europa ihre Gültigkeit haben werden und dementsprechend nach ihrer Fertigstellung die TOR teilweise ablösen werden.

### **3.2.1 Das (n-1)-Sicherheitskriterium [5]**

Die Netzausbauplanung in Stromnetzen  $\geq 110$  kV erfolgt anhand des (n-1)-Kriteriums, welches verpflichtend (lt. TOR gemäß EIWOG) einzuhalten ist und auch im ENTSO-E Netz seine Anwendung findet.

Im Wesentlichen besagt das (n-1)-Kriterium, dass bei einem einfachen Ausfall eines Betriebsmittels, wie zum Beispiel eines Leitungssystems, Transformators oder einer Kuppelleitung, es zu keinen Folgeausfällen von Erzeugungs- bzw. Netzbereichen, dauerhaften Grenzverletzungen von Netzbetriebsgrößen, Versorgungsunterbrechungen, Stabilitätsverlusten bei Erzeugungseinheiten und zu keiner Änderung oder Unterbrechung von vereinbarten Transportdienstleistungen kommen darf. Eine grafische Erklärung findet sich im Anhang B.

Dementsprechend dürfen einzelne Leitungen und Betriebsmittel im vermaschten Übertragungsnetz zur Einhaltung der (n-1)-Sicherheit nicht zu 100% belastet werden. Je nach der vorliegenden Netztopologie in einem Netzbereich kann eine Leitung in der Regel zwischen 50% bis maximal 70% bezogen auf ihre thermische Grenzleistung belastet werden. Die restlichen Prozent müssen als Reserve für mögliche Ausfälle vorbehalten werden. Als durchschnittlich geeigneter Wert für die maximale (n-1)-sichere Betriebsbelastung haben sich im APG-Übertragungsnetz 60% der thermischen Grenzleistung bewährt. Jedoch genaue Aufschluss über die tatsächlich möglichen Belastungsgrenzen in zukünftigen Situationen ist nur mittels Lastflussberechnungen möglich.

Deswegen schreiben die TOR, für die Beurteilung der (n-1)-Sicherheit in einem Netzbereich vor, das (n-1)-Kriterium für relevante Zeitbereiche (z.B: Peak, Off-Peak) mit dem jeweiligen Kraftwerkseinsatz anzuwenden.

## **3.3 European Transmission Grid Planning [6]**

Ziel dieses von ENTSO-E erstellten Dokumentes ist es, eine Beschreibung der Prinzipien und der Prozesse für eine Investitionsplanung d.h. Netzausbauplanung zu erstellen, welche sowohl auf nationaler Ebene als auch im Rahmen des TYNDP verwendet wird. Die wesentlichen Punkte und Definitionen, welche den Inhalt dieser Arbeit betreffen, werden im Folgenden auszugsweise behandelt.

Im Zuge der langfristigen Netzausbauplanung sind für die Ermittlung und Untersuchung von Netzausbauvorhaben zukünftige Situationen zu erstellen, die anschließend die Basis für die Lastflusssimulationen darstellen.

Ein Planungsfall bzw. Planungscase stellt eine möglich auftretende Situation dar, welche einen speziellen Zeitpunkt (z.B: Winter/Sommer, Peak, Off-Peak etc.), spezielle allgemeine Einflussfaktoren verbunden mit einer klimatischen Gegebenheit (z.B: Windsituation, Wasseraufkommen etc.), eine zusammenpassende Aufstellung der Erzeugungseinheiten (z.B: Merit

order), eine detaillierte Berücksichtigung von Erzeugung und Verbrauch, Austauschprognosen zwischen den Ländern bzw. in der untersuchten Region sowie Annahmen über die vorliegende Netzstrukturen beinhaltet.

Repräsentative Planungsfälle d.h. jene die kritische Situationen für das Übertragungsnetz darstellen und/oder häufig auftreten, sollen für die weiteren Analysen verwendet werden. Bei der Bewertung der Cases sollen eine Netzanalyse und eine Ergebnisbewertung durchgeführt werden.

Die Netzanalyse soll eine Untersuchung des Grundlastfalles sowie unterschiedliche Vorkommnisse wie Abschaltungen und/oder Ausfälle von Netzelementen berücksichtigen.

Im Rahmen der Ergebnisbewertung sollen zum Beispiel folgende technische Indikatoren berücksichtigt werden: thermische Limits, (n-1)-Ausfälle, Folgeausfälle, Erzeugungsverlust etc. Als Standard bei der Lastflussanalyse wird eine (n-1)-Betrachtung festgelegt, welche durch bestimmte Doppelausfälle besonders kritischer Elemente – sofern der TSO es für notwendig hält – ergänzt werden kann (Bsp. Mastumbruch). Netztechnische Maßnahmen wie Transformatorregelungen etc. sollen, unter Einbeziehung resultierender Handlungen die im Fall eines Ausfalls ausgelöst werden, simuliert werden.

#### *Doppelsystemausfall*

Ein Doppelsystemausfall berücksichtigt den Ausfall einer Leitung, auf der sich zwei oder mehrere Leitungssysteme auf demselben Mast befinden. Bedingt durch den Ausfall beider Systeme wird diese Art des Ausfalls nicht im Rahmen einer (n-1)-Analyse betrachtet. Für die Vergleichbarkeit der zu untersuchenden Varianten wurde der Doppelsystemausfall in den Lastflussuntersuchungen im Kapitel 7 ebenfalls betrachtet.

Diese Vorgaben stellen ebenfalls eine Rahmenbedingung für die durchgeführten Lastflussanalysen dar.

## 4 Relevante Einflussfaktoren auf die Elektrizitätswirtschaft

### 4.1 Liberalisierter Strommarkt und die Folgen für das Übertragungsnetz

Durch die in den letzten Jahren stattgefundenene Strommarktliberalisierung vollzog sich ein Strukturwandel auf diesem Sektor, welcher einen maßgeblichen Einfluss auf die Bedeutung des Übertragungsnetzes aufweist.

Die im Rahmen des zweiten Verstaatlichungsgesetzes (1947) getätigte Aufgabenverteilung zwischen Verbundgesellschaft und Landesgesellschaften veränderte sich bis zum Anfang der Liberalisierung nicht. Die Landesgesellschaften waren für die lokale Stromversorgung bestehend aus Erzeugung (Eigenerzeugung und Strombezüge aus dem Verbundnetz), Verteilung und Versorgung zuständig. Die Verbundgesellschaft übernahm hingegen die Verantwortung für den Betrieb der Großkraftwerke und den überregionalen Stromtransport. Innerhalb dieses Systems war die Minimierung der Kosten bei gleichzeitiger Gewährleistung der bestmöglichen Versorgungssicherheit zum Nutzen der Volkswirtschaft das angestrebte Optimum (siehe Abbildung 2). Der Kraftwerksbetrieb und die Wahl des Kraftwerksstandorts für die Lastdeckung fanden optimiert für die einzelnen Kraftwerkstypen statt. So waren Laufkraftwerke, welche vor allem an großen Flüssen wie der Donau errichtet wurden, zur Deckung der Grundlast, hingegen die Speicherkraftwerke, die in den Alpen errichtet wurden, für die Deckung der Spitzenlast vorgesehen. Die thermischen Kraftwerke wurden verbraucher-nahe in Bereichen von Ballungszentren errichtet und dienten zum Ausgleich bei verminderter Erzeugung aus Wasserkraftwerken zum Beispiel bei schlechter Wasserführung bzw. zur Erzeugung von Fernwärme. Der Pumpbetrieb fand überwiegend in Schwachlastzeiten zur Aufnahme von überschüssiger Energie statt, welche typischerweise in der Nacht bzw. am Wochenende auftraten. Dieses Zusammenspiel der einzelnen Kraftwerkstypen wird auch als „Hydro-thermischer Verbund“ bezeichnet. Die bis dato stattfindenden internationalen Stromausläufe glichen saisonale Schwankungen und Kraftwerksausfälle zur Vermeidung von Versorgungsproblemen aus. Die Stromnetze wurden für das eben beschriebene System (sog. „Hydro-thermisches Verbundsystem“) ausgelegt und errichtet.



Abbildung 2: Zusammenspiel der Bereiche der Energieversorgung anhand des Beispiels einer Landesgesellschaft vor der Liberalisierung (Quelle: [2])

Im Rahmen der Liberalisierung kam es zur Herauslösung des Netzbereiches aus der Versorgungskette (sog. Unbundling) zur Förderung und Sicherstellung des Wettbewerbs zwischen den einzelnen Kraftwerksbetreibern. Das Stromnetz stellt ein natürliches Monopol dar, und Netzausbauprojekte, große Erneuerungsprojekte, Netzzutritte (z.B. Kraftwerksanschlüs-

se), Netztarife etc. werden von der Energie-Control Austria (kurz E-Control) geprüft.<sup>13</sup> Hierdurch sind die Kraftwerksbetreiber eigene Gesellschaften, die seither in den Bereichen Vertrieb/Handel im stetigen Wettbewerb stehen und die Endverbraucher können ihren Stromlieferanten entsprechend der hierfür anfallenden Kosten frei wählen. Somit erfolgt Stromerzeugung nicht mehr unbedingt verbrauchernahe sondern marktpreisbasiert, wodurch große Übertragungswege – welche vom Übertragungsnetz bewältigt werden müssen – entstehen. Zudem richten sich die Kraftwerkseinsätze seit der Liberalisierung nach den aktuellen Preisen auf den Energiebörsen und den möglichen erzielbaren Gewinnen (Details zum marktpreisbasierten Kraftwerkseinsatz siehe Anhang C).

## 4.2 Ausbau der erneuerbaren Energien

### 4.2.1 Europäische Ebene – die 20-20-20-Ziele der EU

Die EU hat Maßnahmen definiert, um die Abhängigkeit Europas von Primärenergieimporten zu reduzieren und die Energieversorgung im europäischen Wirtschaftsraum zu stärken. Der verfasste Climate-Action Plan definiert unter anderem Ziele bzw. Handlungsschwerpunkte in den Bereichen Treibhausgasemissionen, RES und dem Energieverbrauch, die sog. 20-20-20-Ziele der EU. Unter den 20-20-20-Zielen der EU versteht man eine Reduktion der Treibhausgase um 20%, einen Anteil von 20% der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch der EU sowie eine Reduktion des Energieverbrauchs um 20% mittels Energieeffizienz. Derartige politische Vorgaben, egal ob auf europäischer oder nationaler Ebene, können massive Auswirkungen auf die bestehende Netzinfrastruktur haben.

Die erzeugte Energie aus Erneuerbaren wie Wind und Photovoltaik (PV) ist dargebotsabhängig (d.h. richtet sich nach dem Wind- bzw. Sonnenaufkommen und nicht nach der gerade vorliegenden Stromnachfrage), volatil und schwerer prognostizierbar. So kann zum Beispiel in Zeiten starker Windkraft- bzw. PV-Erzeugung die Nachfrage sehr gering sein. Die überschüssige Energie bewirkt fallende Strompreise an den Börsen, wodurch teurere Kraftwerke abgeschaltet bzw. für die Speicherung der überschüssigen Energie Pumpspeicherkraftwerke den Pumpbetrieb beginnen. Umgekehrtes gilt in Zeiten geringer Wind- bzw. PV-Erzeugung, wo teurere Kraftwerke bzw. Speicherkraftwerke den Turbinenbetrieb starten, um die Stromnachfrage decken zu können. Diese Interaktion der erneuerbaren Energien wie Wind und PV mit Pumpspeicherkraftwerken bewirkt eine hohe Volatilität im Netz und führt zu steigenden Netzbelastungen. Zudem wird die Energie aus Erneuerbaren oft quer durch Europa transportiert, da effiziente Standorte nach dem Wind bzw. PV-Dargebot ausgesucht werden müssen und nicht nach deren Verbrauchernähe. Ein Beispiel hierfür ist die Winderzeugung im Norden Deutschlands und der Transport zu den Verbrauchszentren im Süden bzw. zu den Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen.

Fehlprognosen – d.h. wenn mehr oder weniger Energie aus Erneuerbaren produziert wird als prognostiziert – führt zu plötzlich ansteigenden Netzbelastungen, da neben der Ausregelung durch den Regelzonenführer am Intra-Day-Markt zum Beispiel die Pumpspeicher die Möglichkeit haben, die überschüssige Energie einzukaufen bzw. thermische Kraftwerke ihre Einspeisung zurückfahren. Je mehr Energie vom Stromnetz transportiert werden kann, desto

---

<sup>13</sup> Die abgestimmten und seitens der E-Control genehmigten Projekte finden sich im jährlich veröffentlichten Netzentwicklungsplan (NEP)

weniger muss in den Markt eingegriffen und für die Netzsicherheit vielleicht teure thermische Kraftwerke am Netz gehalten werden. Da das Übertragungsnetz für derartige Entwicklungen auf dem Energiesektor nicht ausgelegt wurde, fehlen nötige Übertragungskapazitäten, welche die unterschiedlichen Netzbereiche RES-Erzeugung, Pumpspeicherkraftwerksstandorte und Verbraucher leistungsstark miteinander verbinden.

#### **4.2.2 Nationale Ebene – das Ökostromgesetz 2012**

Die drei Strategiesäulen der im März 2011 veröffentlichten Eckpunkte der Energiestrategie Österreichs stellen der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Energieeffizienz und die Sicherstellung der Versorgungssicherheit dar. Unter dem Punkt „Sicherstellung der Versorgungssicherheit“ heißt es konkret: *„Die Netzinfrastrukturen müssen in Zukunft an verstärkte dezentrale Produktion und erhöhte Durchflussmengen angepasst werden. [7]“* Für den Ausbau der erneuerbaren Energien wurde im Juli 2011 das Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012, [8]) als ambitionierte Grundlage beschlossen. Die langfristig von 2010 bis 2020 definierten Ausbauziele lt. §4 Abs.4 sind im Bereich Wasserkraft plus 1.000 MW, Windkraft plus 2.000 MW, Biomasse/Biogas plus 200 MW und im Bereich Photovoltaik plus 1.200 MW.

Verstärkt wird der Ausbau der erneuerbaren Energien durch regionale Zielsetzungen, wie zum Beispiel der niederösterreichische Energiefahrplan 2030 [9], laut welchem ein Ausbau der Windkraft auf 1.900 MW bis 2020 und auf 3.200 MW bis 2030 erfolgen soll.

### **4.3 Derzeitige und künftige Entwicklung der Erzeugungsstruktur in Österreich**

Der österreichische Kraftwerkspark ist einerseits durch den historisch gewachsenen hydrothermischen Verbund aber auch durch geografische Gegebenheiten geprägt. So befinden sich große Laufkraftwerke entlang der Flüsse, die leistungsstärksten entlang der Donau und Pumpspeicherkraftwerke konzentriert in den Alpen. Thermische Kraftwerke sind überwiegend im näheren Umfeld von Ballungsräumen situiert. Der überwiegende Anteil der Windkraftherzeugung konzentriert sich auf den Osten Österreichs d.h. auf Niederösterreich und das Burgenland.

Die installierte Engpassleistung des österreichischen Kraftwerksparks ist in Abbildung 3 ersichtlich. Der überwiegende Anteil an installierter Kraftwerksleistung in Österreich ist mit insg. 13.200 MW die Wasserkraft, der Anteil der installierten Engpassleistung der Erneuerbaren (hier Wind, Photovoltaik und Geothermiekraftwerke bzw.-anlagen) liegt bei 5%. Im Jahr 2012 wurden im Bereich der Windenergie rd. 300 MW<sup>14</sup> zugebaut, wodurch die derzeit in Österreich installierte Windenergieleistung auf insg. 1.378 MW<sup>14</sup> stieg.

---

<sup>14</sup> Quelle: IG Windkraft, [http://www.igwindkraft.at/?xmlval\\_ID\\_KEY\[0\]=1047](http://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY[0]=1047) (Abgerufen 15.07.2013)

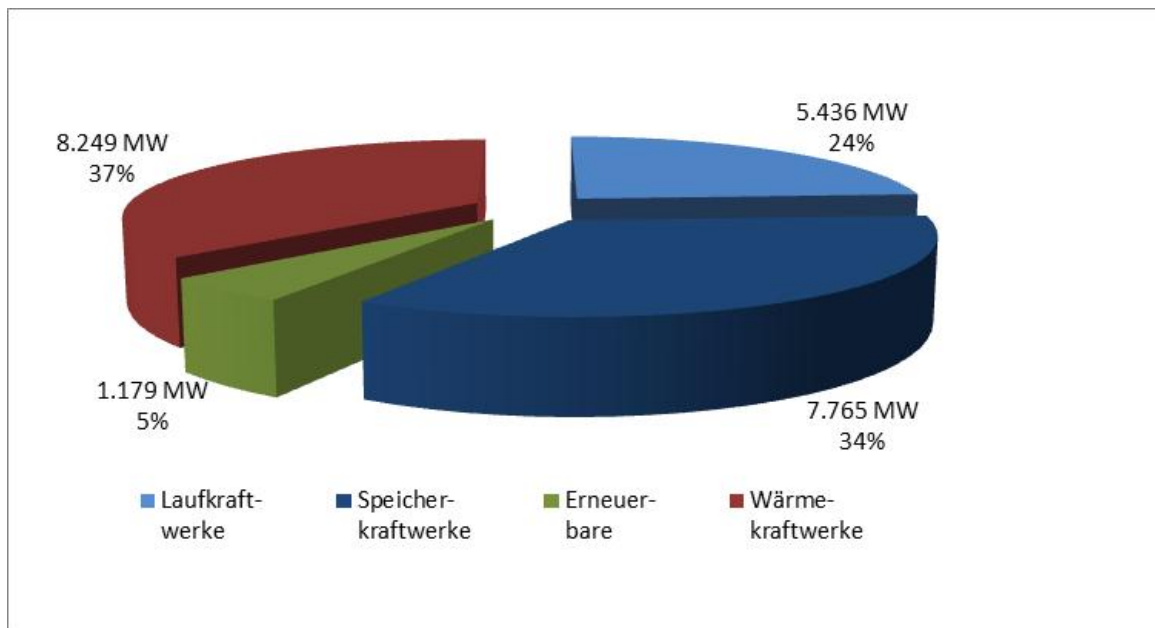


Abbildung 3: Installierte Engpassleistung des österreichischen Kraftwerksparks 2011 (Quelle: E-Control, Stand 31. Dez.)

Der Ausbau der Erneuerbaren vor allem Wind und Fotovoltaik werden auch künftig stark forciert, um die angestrebten Ziele erreichen zu können. Die örtliche Verteilung der Windkraftanlagen wird sich weiterhin auf den Osten Österreichs bedingt durch das Windangebot konzentrieren. Der Durchzug einer Windfront führt bedingt durch die lokale Konzentration der Windenergie im Osten Österreichs zu einem extrem kurzfristigen und steilen Anstieg der Winderzeugung. Derartige Windfronten sind schwierig zu prognostizieren, wodurch im Falle einer Fehlprognose die österreichische Bilanz entsprechend vom Fahrplan abweicht. Zum Beispiel stieg am 16.05.2012 die Winderzeugung innerhalb einer halben Stunde um rd. 600 MW an (rd. 60% der damals installierten Windleistung) und bewirkte eine Fahrplanabweichung von rd. 500 MW. Dieser Effekt wird sich in Zukunft durch den weiterhin lokal konzentrierten Windausbau verstärken und schnelle Kraftwerke wie Pumpspeicher werden zunehmend diese Schwankungen ausgleichen müssen.

Eine Auflistung<sup>15</sup> möglicher Pumpspeicherprojekte und Effizienzsteigerungen von bestehenden Anlagen in Österreich bis 2030 würde nahezu eine Verdoppelung der installierten Pumpspeicherengpassleistung ergeben. Die räumliche Verteilung zukünftiger Pumpspeicher- und Windprojekte entspricht überwiegend der bereits heute existierenden Aufteilung, die sich durch den weiteren Zubau verstärken wird. Der geplante 380-kV-Ring unterstützt diesen Erzeugungsausbau unter gleichzeitiger Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Die räumliche Verteilung sowie die bis zur Umsetzung des 380-kV-Ringschlusses derzeit bekannten Erzeugungspotenziale sind in Abbildung 4 dargestellt (Details für den betrachteten Netzraum siehe Kapitel 5.2).

<sup>15</sup> Datengrundlage ist die Kraftwerksabfrage im Rahmen des Masterplan 2030, der Netzentwicklungsplan sowie die Kraftwerksprojektliste von Österreichs Energie (Stand 15.07.2013)

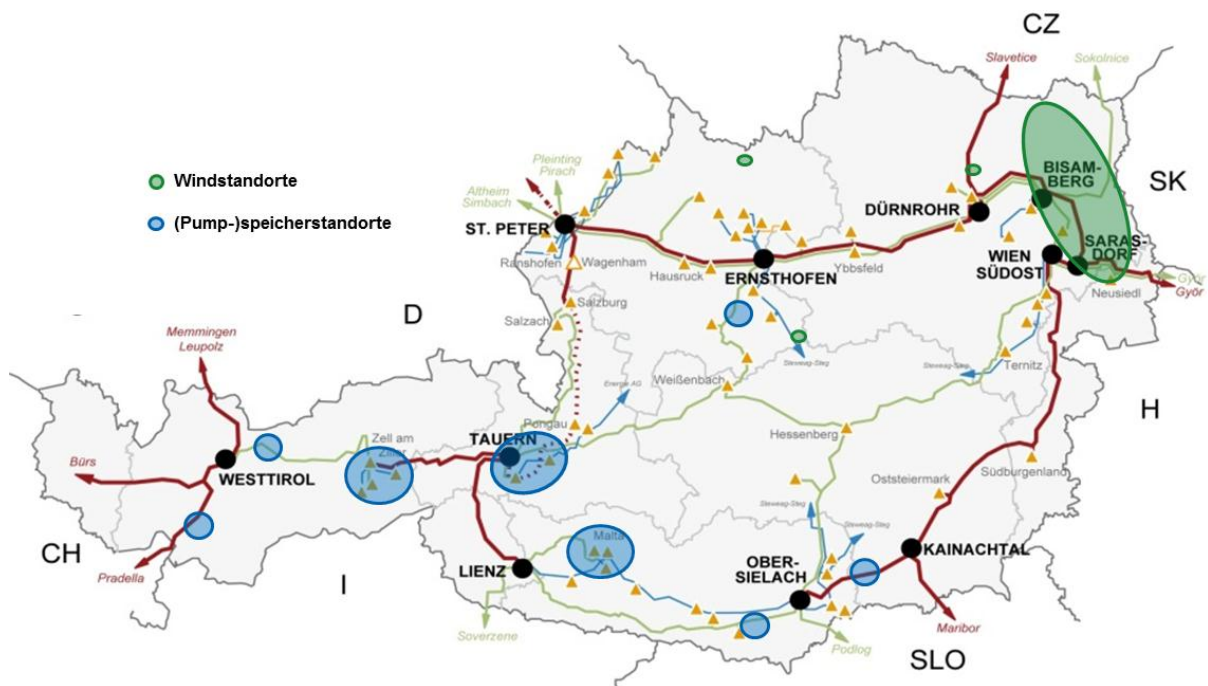


Abbildung 4: Räumliche Verteilung von zusätzlichen Erzeugungspotentialen, v.a. Windkraft bis 2020 und Pumpspeicherkraftwerke >2020 (Quelle: APG-Masterplan 2030, NEP 2012)

#### 4.4 Nationale Verbrauchsentwicklung

Seit Ende des zweiten Weltkrieges kam es zu einem stetigen Anstieg des Stromverbrauchs in Österreich, welcher ab dem Jahr 2000 abflachte (siehe Abbildung 5). In den Jahren vor der Wirtschaftskrise lag die durchschnittliche Steigerungsrate des Verbrauchs bei 2,3%<sup>16</sup> pro Jahr, wobei im Jahr 2008 der bisherige Höchstwert von 60.049 GWh<sup>17</sup> erreicht wurde. Durch die enge Kopplung des Wirtschaftswachstums und des Verbrauchs kam es während der Wirtschaftskrise 2009 zu einem entsprechenden Rückgang und im Folgejahr 2010 im Zuge von Beschleunigungseffekten zu einem überproportionalen Anstieg des Verbrauchs. Der Höchstwert des Jahres 2008 wurde im Jahr 2011 mit 59.644 GWh noch nicht erreicht.

<sup>16</sup> Quelle: E-Control [14]

<sup>17</sup> Quelle: E-Control, Inlandstromverbrauch öffentliches Netz ohne Pumpspeicher

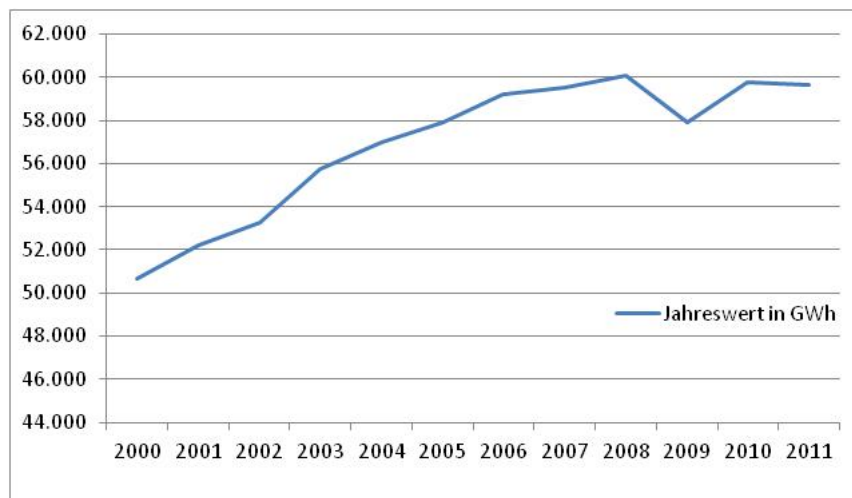


Abbildung 5: Entwicklung des Inlandsstromverbrauchs vom Jahr 2000 bis 2011 (öffentliches Netz ohne den Verbrauch für Pumpspeicherung, Quelle: E-Control)

Eine Aussage über die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs sowohl auf nationaler als auch internationaler Ebene ist aufgrund der vielen Einflussfaktoren schwierig zu treffen. Im System Adequacy Forcast 2013-2030<sup>18</sup> wird in den Szenarien A und B bis 2020 von einer jährlichen Verbrauchssteigerungsrate von 1,02% ausgegangen. Bis 2030 variiert die Verbrauchssteigerung je nach zugrundeliegender Vision, eine Verbrauchsstagnation wurde hingegen nicht angenommen. Im Monitoring Report „Versorgungssicherheit Strom“ wird mit dem Nachfragemodell MEDA eine durchschnittliche jährliche Stromverbrauchssteigerung von 1,52%<sup>16</sup> bis 2020 errechnet. Die Europäische Kommission für Energie und Verkehr (DG TREN<sup>19</sup>) gibt mit ihrem Modell PRIMES zwischen 2010 und 2020 ein durchschnittliches Verbrauchswachstum von 1,4% an. Für den Zeitraum 2011-2020 wird im Masterplan [10] von einem durchschnittlichen jährlichen Verbrauchswachstum von 1,8% und für den Zeitraum 2021-2035 von 0,8% im Szenario LEIT ausgegangen.

In Anlehnung an die genannten Studien, deren Prognosen sowie den Masterplan 2030 wird im Rahmen dieser Arbeit eine durchschnittliche jährliche Stromverbrauchssteigerung bis 2020 von 1,5% und von 2021 bis 2030 eine leicht rückläufige Entwicklung von 0,8% angenommen.

<sup>18</sup> Quelle: ENTSO-E, SO&AF Report 2013-2030 [15]

<sup>19</sup> Dazu [http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends\\_2030/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/index_en.htm)



## 5 Aktuelle Situation im Netzraum Kärnten

### 5.1 Netzstruktur

Im betrachteten Netzraum befindet sich bereits eine erhebliche Anzahl an Umspannwerken, Kraftwerken sowie bestehender Leitungszüge, die möglichst effektiv in das Ausbaukonzept integriert werden sollen. Derzeit bestehen folgende Umspannwerke: Lienz, Malta Hauptstufe (im Folgenden als Malta bezeichnet), Greuth, Feistritz, Rosegg und Obersielach. Im Jahr 2015/2016 kommt das Umspannwerk Villach zwischen Lienz und Obersielach hinzu. Die Merchant Line Eneco Valcanale von UW Greuth ist Ende 2012 mit 132 kV in Betrieb gegangen, welche zwischen Lienz und Obersielach in das System 266 eingebunden ist.

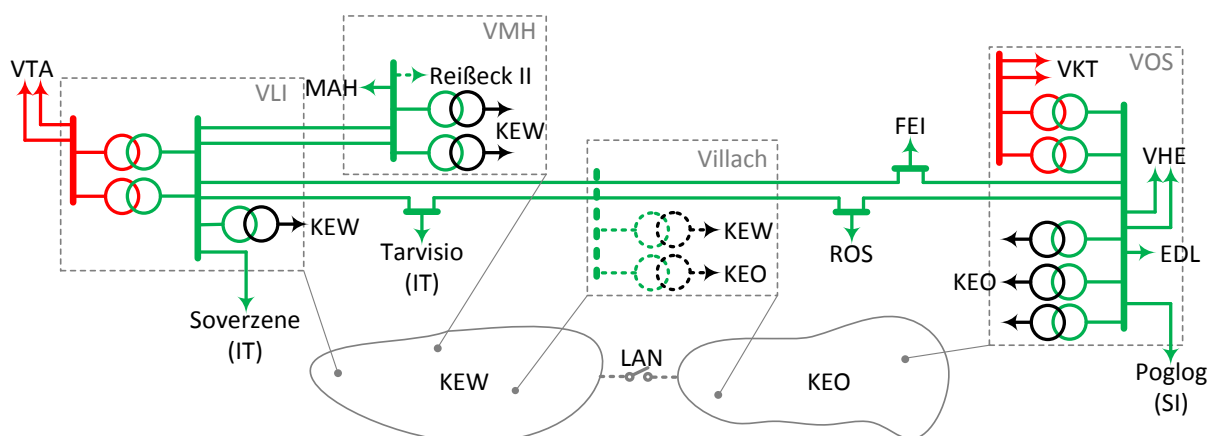


Abbildung 6: Die Netzstruktur 2015 im betrachteten Netzraum inkl. geplanter Teilnetze sowie Netzabstützungen des 110-kV-Verteilernetzes

Diese Umspannwerke sind über zweisystemige 220-kV-Leitungsabschnitte miteinander verbunden. Die bestehenden 220-kV-Leitungsabschnitte zwischen Malta und Lienz sowie Lienz und Obersielach sind vor rd. 30 bis 40 Jahren als starke 220-kV-Leitungen mit einer thermischen Übertragungsleistung von 800 MVA je System (d.h. eine thermische Gesamtübertragungsleistung von ca. 1600 MVA) errichtet. Derzeit ist der 220-kV-Abschnitt Lienz-Obersielach mit dem 380-kV-Netz in den Umspannwerken Lienz und Obersielach über 220/380-kV-Netzkuppeltransformatoren mit je 600 MVA verbunden. Die aktuelle Netzstruktur ist in Abbildung 6 inklusive des geplanten UW Villach dargestellt.

Das Netzgebiet des 110-kV-Verteilernetzes der KNG teilt sich ins östliche KEO-Netz und das westliche KEW-Netz, welche derzeit im UW Landskron gekuppelt und daher zusammengeschaltet sind. Die Netzabstützungen des 110-kV-Verteilernetzes befinden sich in Lienz (ein 220/110-kV-Transformator), Malta (zwei 220/110-kV-Transformatoren) und Obersielach (drei 220/110-kV-Transformatoren) sowie künftig Villach (zwei 220/110-kV-Transformatoren). Durch die zusätzliche Netzabstützung im geplanten UW Villach kann eine Netztrennung des 110-kV-Netzes durchgeführt werden, wodurch es zu einer verbesserten Netzsituation im Verteilernetz kommt. Dies ist bedingt durch die im Verteilernetz örtlich verteilte Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur. Im KEW-Netz befindet sich eine hohe Anzahl an Pumpspeicher- und Wasserkraftwerke in Kombination mit einer geringen Anzahl an Verbrauchern. Hingegen überwiegt im KEO-Netz mit zum Beispiel Klagenfurt der Verbrauch die lokale Erzeugung,

wodurch es im 110-kV-Netz zu Ost-Westlastflüssen kommen kann. Im Rahmen der Lastflussuntersuchungen muss, bedingt durch die auch im Übertragungsnetz angeschlossene zusätzliche Erzeugung in dieser Region, drauf geachtet werden, dass es im 110-kV-Netz nicht verstärkt zu überlagerten West-Ost-Lastflüssen kommt.

## 5.2 Derzeitige und geplante Erzeugungseinheiten im Netzraum

Die Kraftwerksgruppe Malta Hauptstufe mit einer Engpassleistung von 730 MW ist in Malta direkt an das 220-kV-Übertragungsnetz angebunden. Zusätzlich befinden sich im unterlagerten 110-kV-Verteilernetz zahlreiche Wasserkraftwerke von denen besonders die im Raum Malta befindlichen Pumpspeicherkraftwerke Malta Oberstufe/Unterstufe, Reißeck/Kreuzeck sowie Feldsee II mit einer Engpassleistung von rd. 360 MW hervorzuheben sind. Da diese sich jedoch auf der 110-kV-Ebene befinden, dienen sie zum Teil physikalisch der Lastdeckung im unterlagerten 110-kV-Verteilernetz. Des Weiteren bewirken sie eine Rückspeisung ins Übertragungsnetz bzw. bei Pumpbetrieb eine Steigerung des Bezugs aus dem Übertragungsnetz. Ergänzend ist zu erwähnen, dass in Kärnten zahlreiche Laufwasserkraftwerke entlang der Flüsse existieren, welche bis auf zwei im Verteilernetz integriert sind. Die Höhe des Leistungsübergabewertes in Malta ist vertraglich zwischen APG und KNG festgelegt und ist als Grenzwert in den Datensätzen berücksichtigt.

Zwischen Villach und Obersielach befinden sich zwei Schwellkraftwerke mit je 80 MW, die über die Umspannwerke Rosegg und Feistritz an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Derzeit bekannte Großkraftwerksprojekte bzw. Ausbaupotenziale, welche direkt ans Übertragungsnetz angeschlossen werden, sind Pumpspeicherprojekte bzw. -potenziale. Unter Berücksichtigung des im Bau befindlichen Pumpspeicherkraftwerks Reißeck II – mit einer Engpassleistung von 430 MW (Pump- und Generatorbetrieb; geplante Inbetriebnahme 2014) – wird sich die installierte Engpassleistung, welche direkt auf der 220-kV-Spannungsebene in Malta eingebunden wird, auf insgesamt 1160 MW (Generatorbetrieb) bzw. 720 MW (Pumpbetrieb) erhöhen.

Im Raum Malta/Fragant existiert zudem noch ein (schrittweise) erschließungsfähiges Pumpspeicherpotenzial, welches mit einer Engpassleistung von 1.200 MW berücksichtigt wird. Weiters wurde die Idee für ein Kraftwerksprojekt PSKW Drau (Realisierungszeitraum >2020) im Rahmen des NEP an APG gemeldet, für dieses wird eine Engpassleistung von 420 MW (Generator- bzw. Pumpbetrieb) angenommen, um dies bei der Ausbauplanung vorausschauend zu berücksichtigen.

## 5.3 Derzeitige Netzbelastungssituation im betrachteten Netzraum

Um einen Überblick über die aktuellen und vergangenen Belastungssituationen der im Netzbereich befindlichen Leitungen zu bekommen, werden der Lastgang<sup>20</sup> sowie Dauerlinien<sup>21</sup> erstellt und ausgewertet.

Die Dauerlinie für den 220-kV-Abschnitt Lienz in Richtung Obersielach (Rosegg/Feistritz) ist in Abbildung 7 dargestellt. Im Jahr 2011<sup>22</sup> teilte sich die Stromflussrichtung zwischen Lienz

<sup>20</sup> Beim Lastgang wird die Leitungsbelastung über die Zeitachse (hier für ein Jahr) aufgetragen.

<sup>21</sup> Unter einer Dauerlinie wird die, der Größe nach sortierten Leitungsbelastungen eines Jahres einem entsprechen prozentuellem Auftreten von 0% bis 100% zugeordnet.

und Obersielach über das Jahr gesehen zu 50% der Zeit von Lienz in Richtung Obersielach bzw. die anderen 50% in die umgekehrte Richtung auf (diese relativ symmetrische Aufteilung trat auch in den Jahren davor auf). Die Leistungsspitzen erreichten 2011 auf dem Abschnitt Lienz-Obersielach in beiden Richtungen 800 MW (siehe Abbildung 7).

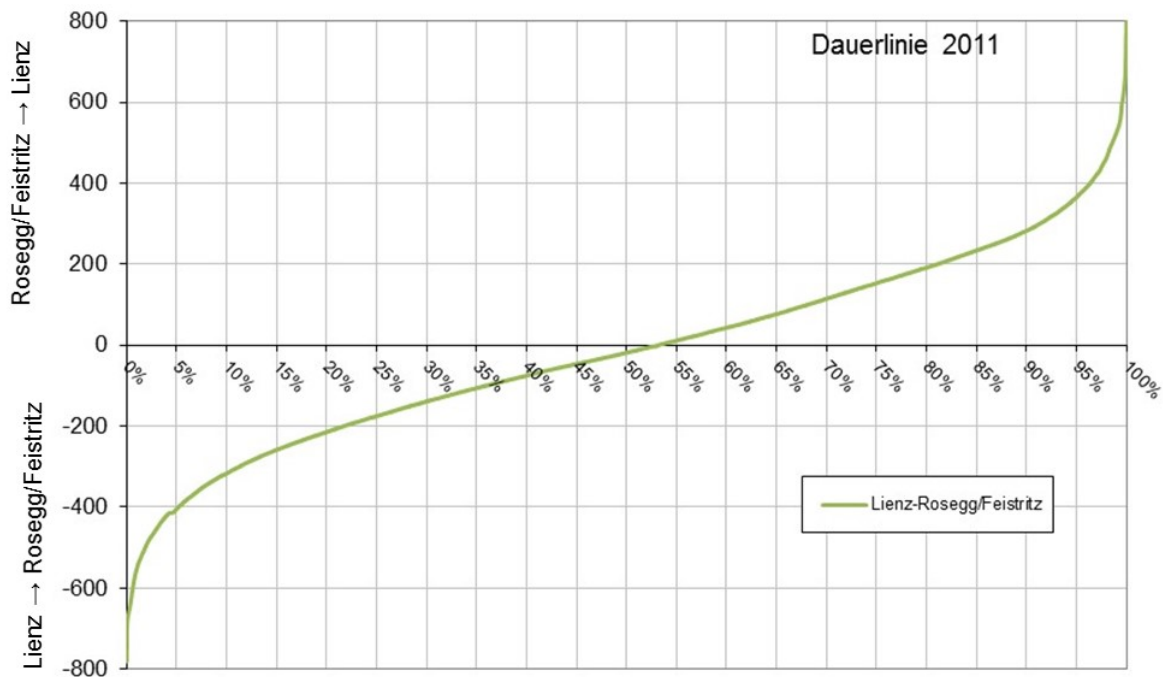


Abbildung 7: Dauerlinie 2011 des Abschnittes Lienz in Richtung Obersielach (Rosegg/Feistritz)

Charakteristisch für den Netzraum ist der hohe Anteil an Pumpspeicher- bzw. Schwellkraftwerken an der Erzeugungskapazität und demnach eine stark schwankende Leitungsbelastung in Kombination mit kurzfristigen Änderungen der Stromflussrichtung auf den Leitungsabschnitten. Dies drückt sich in der Dauerlinie durch einen relativ „flachen“ Verlauf der Dauerlinien im Mittelteil und einer hohen Auslastung der Leitungskapazitäten an den Rändern der Dauerlinie aus. Die bereits auftretenden hohen Leitungsbelastungen dienen als Orientierung (untere Grenze) für die Belastungen in den Planungsdatensätzen, da diese in Zukunft durch den Erzeugungsausbau sowie durch die steigende Volatilität weiter ansteigen werden. Insbesondere werden zukünftig durch die vermehrte Interaktion der RES-Erzeuger (z.B. Windkraft im Osten Österreichs) mit den Pumpspeichern weiter steigende Belastungen auftreten. Zusätzlich stellt die Verbindung Obersielach – Lienz den Parallelweg zum innerösterreichischen 220-kV-Netz dar, hier werden durch nötige Erneuerungsmaßnahmen (mit Seiltäuschen) mit monatelangen Abschaltungen ebenfalls höhere Belastungen auftreten – bzw. sind hierfür Kapazitätsreserven zwischen Lienz und Obersielach sogar eine Voraussetzung für die Durchführbarkeit der Seiltäusche.

Saisonale Unterschiede hinsichtlich Richtung bzw. tagesabhängige Bezugs- und Rückspeicherungen sind ebenfalls größtenteils bedingt durch den Pumpspeichere erzeugungsanteil ge-

<sup>22</sup> Die Dauerlinie des Jahres 2011 wurde gewählt, da 2012 bedingt durch den monatelangen Ausfall der 220-kV-Salzburgleitung zwischen Salzburg und Tauern Sonderschaltzustände im Netz für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit durchgeführt wurden.

---

geben. Die Leitungsbelastungen in den Wintermonaten sind etwas höher als jene in den Sommermonaten. Zudem sind einige Komponenten im Netzraum bereits heute durch auftretende Belastungsspitzen hoch bis sehr hoch belastet, wodurch eine stärkere Leitungsverbindung im Netzraum unter anderem durch den geplanten Zubau von Erzeugung notwendig wird.

## 6 Erläuterung der Planungsdatensätze

### 6.1 Gegenstand der Untersuchungen

Die Datenbasis ist das Netz der ENTSO-E 2013, adaptiert auf den geplanten Netzausbauzustand 2025 in Österreich und dem direkten Umfeld (lt. [11] [10] und [12]). Bei den Lastflussanalysen werden der Grundlastfall, (n-1)-Ausfälle und Doppelsystemausfälle im Netzraum untersucht, um möglichst umfassende Ergebnisse zu erhalten. Für das bessere Konvergenzverhalten des Lastflussprogramms bedingt durch das große hinterlegte Netz (gesamtes ENTSO-E Netz) sind Spannungs- und Blindleistungsknoten, welche die Spannung bzw. die Blindleistung für die Spannungshaltung regeln, aktiviert. Aussagen zu Spannungs- und Blindleistungsverhalten der Ausbauvarianten stehen nicht im Vordergrund dieser Arbeit. In den Datensätzen sind das unterlagerte 110-kV-Verteilernetz in Kärnten ebenfalls hinterlegt. Das Netzausbauprojekt Lienz – Veneto Region (Italien) wird aufgrund seiner topographischen Nähe und Relevanz für den Netzraum Kärnten jeweils getrennt bei den Analysen berücksichtigt. Im Folgenden werden die drei analysierten Ausbauvarianten vorgestellt.

#### 6.1.1 Variante 1 – 380-kV-Ringschluss light

In dieser Variante werden im Netzraum Süd die bestehenden zweisystemigen 220-kV-Leitungen Lienz – Malta und Lienz – Obersielach durch eine zusätzliche einsystemige 380-kV-Leitung<sup>23</sup> von Lienz über Malta nach Obersielach verstärkt, wodurch es zu einer optimalen Nutzung der vorhandenen Netzstruktur kommt. Die thermische Grenzleistung der Leitungszüge zwischen Lienz und Obersielach beträgt bei dieser Variante  $S_{\text{therm.}} = 2 \times 800 \text{ MVA}$  auf 220 kV und  $S_{\text{therm.}} = 2290 \text{ MVA}$  auf 380 kV.

Aus der zu prüfenden Notwendigkeit einer Einbindung der 380-kV-Leitung ins geplante UW Villach (IBN 2015/16) ergeben sich die zwei Untervarianten 1A mit Einbindung und 1B ohne Netzkuppeltransformatoren in Villach. Die lastflussmäßigen Auswirkungen einer Einbindung ins UW Villach werden in der technischen Analyse herausgearbeitet. In Lienz und Obersielach sind weiterhin je zwei 220/380-kV-Netzkuppeltransformatoren vorgesehen. Die Netzabstützungen für das unterlagerte 110-kV-Verteilernetz befinden sich mit je zwei 220/110-kV-Netzabstützungstransformatoren in Malta und Villach, dreien in Obersielach und einem in Lienz.

---

<sup>23</sup> Die Übertragungsfähigkeit des 380-kV-Systems wird in Anlehnung an in den letzten Jahren ausgeführten Projekten (Steiermarkleitung und Salzburgleitung NK St.Peter - Salzach) mit der Standard-3er-Bündel Beseilung der APG gewählt.



### 6.1.3 Variante 3 – 380-kV-Ersatzneubau

Bei der Ausbauvariante 3 wird die bestehende 220-kV-Netzstruktur (beide 220-kV-Leitungszüge Lienz – Malta und Lienz – Obersielach) im Rahmen eines 380-kV-Ersatzneubaus ersetzt. Dies bedarf einer 380-kV-Einbindung aller im Netzraum befindlichen Kraftwerke, Netzabstützungen sowie Merchant Lines<sup>24</sup>. Die thermische Grenzleistung der Leitungszüge Lienz – Malta und Lienz – Obersielach beträgt  $S_{therm.} = 2 \times 2290 \text{ MVA}$  auf 380 kV. In Lienz und Obersielach sind weiterhin je zwei 220/380-kV-Netzkuppeltransformatoren vorgesehen. Die Netzabstützungen für das unterlagerte 110-kV-Verteilernetz werden in Malta und Villach mit je zwei 380/110-kV-Netzabstützungstransformatoren und in Lienz durch einen sowie in Obersielach durch drei 220/110-kV-Netzabstützungstransformatoren realisiert.

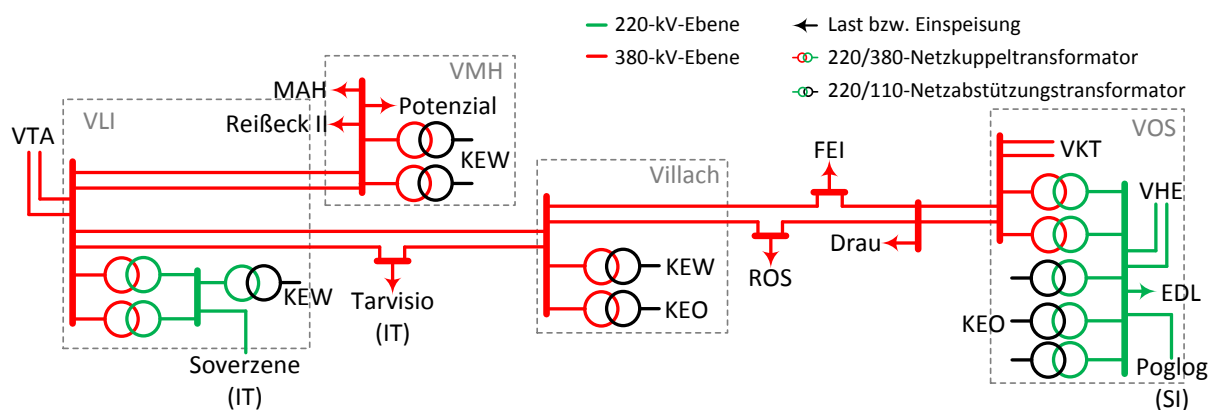


Abbildung 10: Grafische Darstellung der Ausbauvariante 3

## 6.2 Resultierende Cases in Zentral-Europa

Im nächsten Schritt werden nun unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, den erhaltenen Ergebnissen der Sensitivitätsanalyse (Details siehe Anhang D) sowie derzeitiger Netzbelastungssituationen zukünftig mögliche und repräsentative Lastflusssituationen konstruiert, welche von möglichen auftretenden Marktsituationen gestützt werden. Die angenommenen Ländersalden decken sich mit den umfassenden Analysen von [13] bzw. den im Rahmen des APG-Masterplan 2030 [10] durchgeführten Marktsimulationsergebnissen. Um eine umfassende Analyse durchführen zu können, werden für den angenommenen Umsetzungszeitraum >2022 vier Datensätze, je zwei Peak und je zwei Off-Peak erstellt.

<sup>24</sup> Eine Merchant Line ist eine Verbindungsleitung gemäß Art. 7 EG-VO 1228/2003 und wird in den Datensätzen als Last bzw. Einspeisung berücksichtigt.<sup>25</sup> Die 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog ist bereits heute zeitweise sehr hoch belastet. Um eine Überlastung der Leitung zu verhindern wird eine sogenannte Verlängerungsschaltung durchgeführt. Hierbei wird die 220-kV-Leitung in Podlog (SI) mittels einer Sammelschientrennung weiter bis nach Maribor (SI) verlängert. Hinsichtlich der Netzsicherheit hat die Verlängerungsschaltung den Nachteil eines getrennten zwei Sammelschienenbetriebs (fehlende Redundanz) in Podlog.

### **6.2.1 Case 1: „Peak Export Deutschland“**

Der hier dargestellte Fall entspricht einem möglichen Wintertag zu Peak-Zeit bei hohem Lastniveau und geringer Wasserführung in Österreich sowie geringer Erzeugung aus Wasserkraft in Südosteuropa. Das hohe Lastniveau in Europa bewirkt einen erhöhten Marktpreis, wodurch die Speicherkapazitäten überwiegend in Österreich und der Schweiz sowie thermische Erzeugungseinheiten für die Lastdeckung genützt werden. Zudem herrscht in Deutschland eine hohe Windkrafterzeugung bzw. Einspeisung aus PV. Dementsprechend kommt es zu einem Export Österreichs gemeinsam mit Deutschland, der Schweiz und moderat auch von Tschechien bedingt durch die Speicher- und thermische Erzeugung in den betroffenen Ländern. Durch die reduzierte Erzeugung aus Wasserkraft importieren größere Teile Südosteuropas gemeinsam mit Ungarn und Italien, wodurch sich ein überlagerter Nord → Süd/Südostfluss ergibt. Wie schon in der Vergangenheit in den Wintermonaten auftretende Importsalden für Frankreich zeigen, wurde dabei ein Importwert für Frankreich angenommen. Innerhalb Österreichs ergeben sich eine lokal konzentrierte Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen sowie eine erhöhte thermische Erzeugung der Kraftwerke. Die im betrachteten südlichen Netzraum Österreichs erzeugte Leistung aus Speicherkraft, welche direkt ans Übertragungsnetz angeschlossen ist, beträgt 2.780 MW. Auch im 110-kV-Verteilernetz im Netzraum herrscht eine hohe Erzeugung aus Speicherkraft, welche überwiegend im KEW-Teilnetz situiert ist. Dementsprechend besteht im KEW-Teilnetz ein Erzeugungsüberschuss, hingegen im KEO-Teilnetz bedingt durch das hohe Lastniveau ein Erzeugungsdefizit.

### **6.2.2 Case 2: „Peak Import Deutschland“**

Dieser Case stellt ebenfalls eine Situation in den Wintermonaten mit einem hohen Lastniveau in Europa bedingt durch die Kälte dar. Österreich und die Schweiz befinden sich wieder im Export durch die in diesem Case herrschende hohe Erzeugung aus Speicherkraft sowie aus thermischen Kraftwerken. Die Wasserkrafterzeugung in Österreich ist auch in diesem Fall moderat, jedoch ist die Wasserführung sowie Photovoltaikerzeugung in Südosteuropa hoch. Der so auftretende Erzeugungsüberschuss in Südosteuropa, Österreich und der Schweiz wird exportiert. Die fehlende Erzeugung aus Windkraft und der hohe Verbrauch bewirken einen Import Deutschlands. Daraus ergibt sich ein überlagerter Südost → Nord-Lastfluss sowie durch den etwas geringeren Export der Schweiz bzw. Import Ungarns ein im Vergleich zum Case 1 gering auftretender Ost → West-Lastfluss. Durch die PV-Erzeugung ist der Importwert Italiens im Vergleich zum Case 1 etwas reduziert. In der Alpenregion ist die Erzeugung aus Speicherkraft auch in diesem Fall hoch und die im betrachteten südlichen Netzraum Österreichs erzeugte Leistung aus Speicherkraft, welche direkt ans Übertragungsnetz angeschlossen ist, beträgt ebenfalls 2.780 MW. Die Lastverteilung im 110-kV-Verteilernetz im Netzraum entspricht jener im Case 1 um Beeinflussungen des 110-kV-Verteilernetzes durch das übergeordnete Übertragungsnetz und der dortigen Lastsituation besser abschätzen zu können.

### **6.2.3 Case 3: „Off-Peak Export Deutschland“**

Diesem Fall liegt eine hohe Windeinspeisung vor allem im Norden Deutschlands (bzw. PV) und Polens aber auch im Osten Österreichs bei generell niedriger Last zugrunde. Die Erzeu-



gung aus thermischen Kraftwerken befindet sich auf einem Minimum, jedoch ist die Wasserkrafterzeugung vor allem entlang der Donau in Österreich sehr hoch (zum Beispiel Situation Frühjahr Nacht). Dies hat zur Folge, dass in Österreich und der Schweiz die installierten Pumpkapazitäten für die Speicherung der überschüssigen Erzeugung in Betrieb sind. Aufgrund des niedrigen Börsenpreinsniveaus sowie in Kombination mit einer geringen Wasserführung (bzw. revisionsbedingten Abschaltungen großer Kraftwerksblöcke in Südosteuropa) befindet sich diese Region im Import. Durch das moderate Lastniveau in diesem Case weist Italien einen deutlich reduzierten Importwert auf. Die überregionale Lastsituation ergibt einen überlagerten Nord → Süd/Südost-Lastfluss. Der in diesem Case berücksichtigte Bezug von Pumpspeicherkraftwerken im betrachteten Netzraum im Süden Österreichs, welche direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, beträgt 2.220 MW. In diesem Off-Peak-Fall herrscht in beiden 110-kV-Verteilernetzhälften im Netzraum ein Bezug, welcher jedoch im KEW-Netzteil unter anderem durch die Pumpspeicher um rd. 150 MW höher ist als jener des KEO-Netzteils.

#### **6.2.4 Case 4: „Off-Peak Import Deutschland“**

Dieser Case stellt einen häufig auftretenden Off-Peak-Fall bei Grundlasteinspeisung, geringer Last bzw. Verbrauch und kaum RES-Erzeugung dar. Deutschland befindet sich in diesem Fall ohne Winderzeugung moderat im Import. Vor allem das grundlaststarke Land Frankreich befindet sich mit fast 8.000 MW im Export. In Österreich und der Schweiz ergibt sich durch den auftretenden Pumpbetrieb ebenfalls ein Energieimport. Südosteuropa befindet sich durch eine gute Wasserkraft- und thermische Erzeugung im Export. Daraus resultiert ein überregionaler Südost → Nord-Last-Fluss in Kombination mit einem Südost → Süd-West-Lastfluss durch den auftretenden Import Italiens und der Schweiz. Die fehlende Windenergieeinspeisung in Österreich wird bei ebenfalls guter Wasserkrafterzeugung entlang der Donau wie im Case 3 teils durch thermische Erzeugung, teils durch einen höheren Import ausgeglichen. Der in diesem Case berücksichtigte Bezug von Pumpspeicherkraftwerken im betrachteten Netzraum im Süden Österreichs, welche direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, beträgt wie im Case 3 ebenfalls 2.220 MW. Die Lastverteilung im 110-kV-Verteilernetz im Netzraum entspricht jener im Case 3 um Beeinflussungen des 110-kV-Verteilernetzes durch das übergeordnete Übertragungsnetz und der dortigen Lastsituation besser abschätzen zu können.

## 7 Analyse der untersuchten Ausbauvarianten

Für den 380-kV-Ringschluss im Süden Österreichs liegen die im Kapitel 6.1 erläuterten Ausbauvarianten vor, welche nur aus der Sicht der Lastflussrechnung untersucht wurden. Die hier erhaltenen Ergebnisse beziehen sich nur auf Lastflussuntersuchungen und notwendige Übertragungskapazitäten, deren Umsetzbarkeit wie Trassenuntersuchungen, Technologien etc. sind nicht Gegenstand dieser Arbeit und werden demnach nicht behandelt. Sämtliche Aussagen über netztechnische Maßnahmen wie Transformatorregelungen etc. sind im Rechenmodell durchführbar, können aber im Netzbetrieb ggf. durch andere Einschränkungen nicht im vollen Umfang genutzt werden.

Weiters berücksichtigen die hier erhaltenen Ergebnisse und Aussagen bei (n-1)-Verletzungen nur netztechnische Abhilfe-Maßnahmen, Eingriffe in die vorliegende Erzeugungssituation sind in dieser Betrachtung grundsätzlich nicht vorgenommen, da es sich um eine Netzplanungsuntersuchung handelt (d.h. kein marktseitiges Engpassmanagement). Eine Reduktion der Erzeugung in den angegebenen kritischen Fällen würde zu einer Vermeidung von (n-1)-Verletzungen sowie der beschriebenen Folgeausfälle führen (Anwendung von marktseitigem Störfall- bzw. Engpassmanagement) Die auftretende Belastungssituation im Case 4 wird von den anderen drei Cases mitabgedeckt. Die erhaltenen Ergebnisse für die Cases „Peak Export Deutschland“, „Peak Import Deutschland“ und „Off-Peak Export Deutschland“ werden nun im Folgenden dargestellt.

### 7.1 Ausbauvariante 2

#### 7.1.1 Allgemeine Betrachtung der Variante 2

Dieser Planungsansatz gleicht Abschnittsweise sowohl der Variante 1 als auch der Variante 3 und seine Ergebnisse werden – im Hinblick auf daraus resultierende Parallelen zu den anderen Varianten – zuerst dargestellt. Die Variante 2 stellt einen alternativen Planungsansatz dar und verfolgt das vordergründig angestrebte Ziel des 380-kV-Ringschlusses in Österreich. Durch die Einbeziehung des bereits bestehenden 220-kV-Abschnittes Lienz – Villach in die Netzstruktur des Ausbaus kommt es zu einer Reduktion der nötigen neuen 380-kV-Leitungssysteme. Weiters ist für den neuen 380-kV-Abschnitt Lienz – Malta – Villach eine einsystemige Leitung in diesem Konzept vorgesehen. Durch die geringeren nötigen Abstände wäre die Wahl einer optimalen Trassenführung erleichtert. Für den 380-kV-Ersatzneubau Villach – Obersielach wäre eine zweisystemige 380-kV-Leitung bei gleichzeitiger Demontage der bestehenden 220-kV-Leitung Villach – Obersielach vorgesehen.

Die in diesem Netzraum befindlichen Kraftwerke, Kraftwerksprojekte und Erzeugungspotenziale sowie Merchant Lines müssen in das Netzausbaukonzept integrierbar sein. Hierdurch ergibt sich bei dieser Variante ein Umbau der bestehenden Einbindungen der Kraftwerke Feistritz und Rosegg auf 380 kV. Der Abzweig der Merchant Line im UW Greuth im Abschnitt Lienz – Villach muss im Gegensatz zur Variante 3 nicht adaptiert werden.

## 7.1.2 Technische Betrachtung der Variante 2

### 7.1.2.1 Case 1: „Peak Export Deutschland“

#### Grundlastfluss

Diesem Grundlastfall (siehe Abbildung 11) liegt auf europäischer Ebene ein überlagerter Nord-Süd- bzw. Nord-Südostlastflussfall zugrunde bei gleichzeitig hohem generatorischen Pumpspeicherkraftwerksbetrieb im betrachteten Netzraum. Durch die zugrundeliegende Annahme des europäischen Umfeldes und der damit verbundenen überlagerten Lastflüsse sowie Annahmen der österreichischen Erzeugungssituation ergibt sich ein geringer Belastungsfall, d.h. irrelevant für den Abschnitt Lienz – Tauern. Für den Abschnitt Lienz – Obersielach stellt dieser Fall jedoch eine hohe Belastungssituation dar, die vor allem durch das hohe Erzeugungspotential im betrachteten Netzraum zustande kommt. Verstärkt wird dies noch durch den überlagerten Nord-Südlastfluss, welcher einen Abtransport der erzeugten Leistung Richtung Obersielach bewirkt.

Durch den 380-kV-Ringschluss kommt es zu keiner kritischen Netzsituation trotz hoher angenommener Einspeisewerte der im Raum ansässigen Erzeugungseinheiten. Bei dieser Ausbauvariante kommt es zu einer unterschiedlich starken Aufteilung der angenommenen, erzeugten Leistung in Malta auf der 380-kV-Ebene, welche für diesen Fall 87% in Richtung Villach und 13% in Richtung Lienz beträgt. Diese Aufteilung der erzeugten Leistung lässt sich einerseits auf den Einfluss des europäischen Umfeldes und andererseits auf die ebenfalls hohe Erzeugung des Kraftwerksknoten Tauern/Kaprun zurückführen.

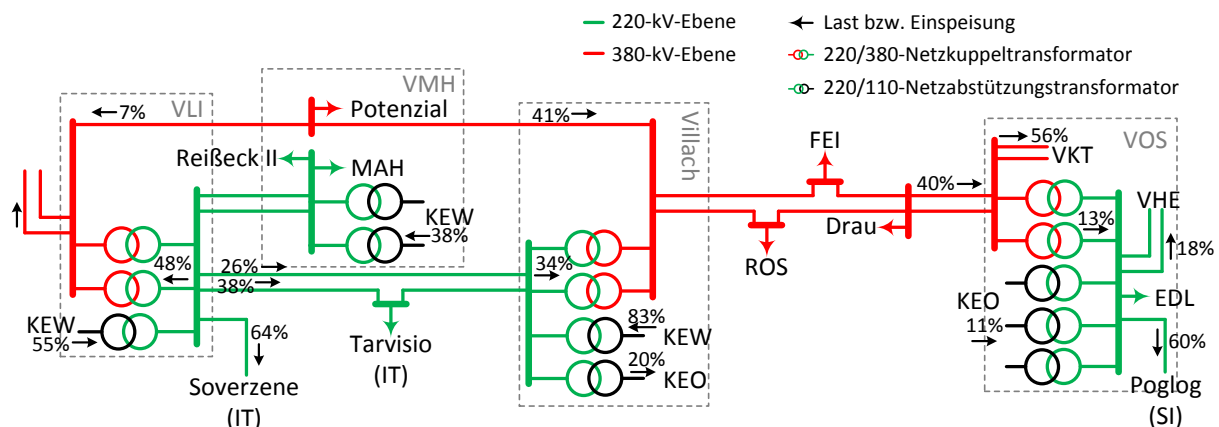


Abbildung 11: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzstrom der Netzkomponente im Grundlastfall des Case 1 der Variante 2

Das 110-kV-Verteilernetz wird als getrennt betrieben vorausgesetzt (in allen Varianten), da einerseits mit der Inbetriebnahme des UW Villach diese Netztrennung möglich ist und andererseits Leistungsdurchzüge durch das 110-kV-Verteilernetz reduziert werden. Somit stellt dies für das Übertragungsnetz den kritischeren Fall dar, da der Leistungstransport dann über das Übertragungsnetz erfolgt. Im Zuge dieser Netztrennung kommt es bei den zwei Netzabstützungstransformatoren in Villach zu folgendem Effekt: der Transformator des KEW speist aufgrund der dort befindlichen hohen Erzeugungskapazitäten ins APG-Netz zurück, während der andere Transformator für das KEO bezieht. Kommt es zu keiner Netztrennung bei entsprechend angenommener hoher Erzeugung in Malta, so reduziert sich die Rückspeisung

über die Netzabstützungstransformatoren in Malta drastisch und die Leistung weicht durch das Verteilernetz – vorwiegend auf die Netzabstützungstransformatoren in Villach bzw. Obersielach – aus. Dies führt in der angenommenen Lastsituation zu Überlastungen im 110-kV-Verteilernetz, hingegen treten bei getrennten Verteilernetzteilen keine Überlastungen auf. Der 220-kV-PST in Lienz steht auf Stufe 25 um eine Belastung von rd. 200 MW der Leitung Lienz – Soverzene halten zu können. Die Netzkuppeltransformatoren in Lienz werden mit 48% und die Netzkuppeltransformatoren in Villach mit 34% belastet. Die anschließenden Leitungsabschnitte Obersielach – Kainachtal und Kainachtal – Maribor (SI) an den betrachteten Netzraum sind in diesem Grundlastfall zwischen 56% und 80% je System belastet.

(n-1)-Analyse

Für die vorliegende Lastsituation treten auf dem Abschnitt Lienz – Tauern sowie bei den Netzkuppeltransformatoren in Lienz keine (n-1)-Verletzungen auf. Weiters kommt es zu keinen (n-1)-Verletzungen bei Ausfall der 220-kV-Leitung Lienz – Soverzene, der 380-kV-Verbindung Lienz – Malta – Villach sowie einem der beiden 220-kV-Systeme zwischen Lienz und Villach.

Eine Verletzung des (n-1)-Sicherheitskriteriums tritt auf dem 220-kV-Abschnitt Malta – Lienz auf (siehe Abbildung 12), weswegen auf diesem Abschnitt eine Kapazitätserhöhung zweckmäßig ist bzw. ohne Kapazitätserhöhung mit Engpassmanagement zu rechnen ist. Ein zusätzlicher Zubau von Kraftwerkskapazitäten zu der bereits hier angenommenen hohen Erzeugung auf der 220-kV-Ebene ist unter Berücksichtigung der Stabilität getrennt zu untersuchen. Des Weiteren würde es bei einer Erzeugungserhöhung auf der 220-kV-Ebene in Malta zu keiner Rückspeisung des Verteilernetzes ins APG-Netz mehr kommen. Hierdurch würden sich eine Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach sowie massive Probleme im 110-kV-Verteilernetz ergeben. Die Aussagen in diesem Absatz treffen auch auf den Importfall sowie auf die Variante 1 zu und werden im nachfolgenden nicht mehr explizit erwähnt, da zusätzliche Potentiale im Raum Malta auf der 380-kV-Ebene eingebunden werden (wie in Abbildung 12 ersichtlich).

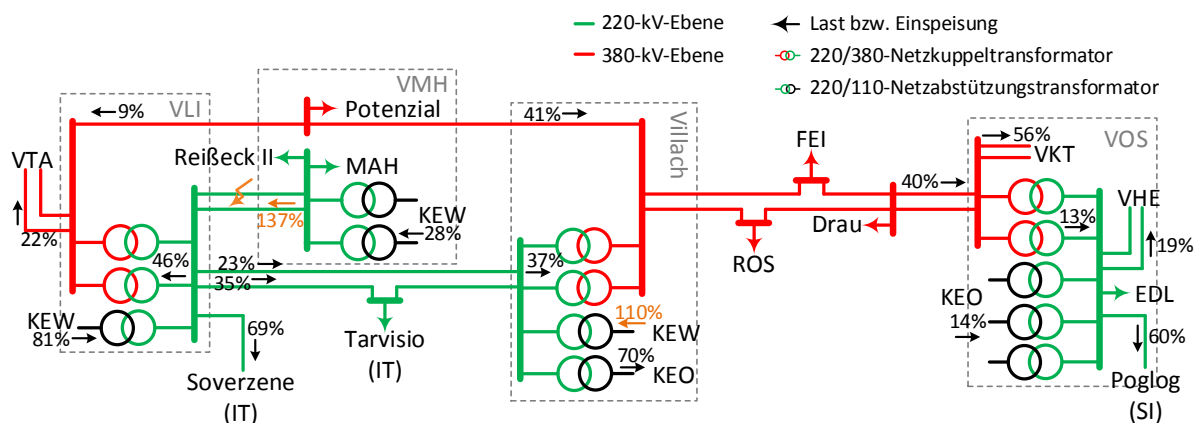


Abbildung 12: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzstrom der Netzkomponente im Case 1 in der Variante 2 bei Ausfall des Systems Malta – Lienz

Auf dem Abschnitt Villach – Obersielach kommt es, egal welches der Teilstücke ausfällt, auch bei voller Einspeisung der dort befindlichen Kraftwerkskapazitäten zu keinen (n-1)-Verletzungen.

Durch den verstärkten Leistungsfluss in Richtung Obersielach ergibt sich auf dem Abschnitt Obersielach – Kainachtal mit einer Leitungsbelastung von 98% des verbleibenden Systems knapp keine (n-1)-Verletzung. Infolgedessen ergibt sich eine Belastungsreduktion auf dem Abschnitt Kainachtal – Maribor von rd. 5% je System. Durch die bereits hohe Belastung auf dem Abschnitt Kainachtal – Maribor kommt es zu (n-1)-Verletzungen auf dem verbleibenden Parallelsystem. Vorweg sei in diesem Zusammenhang angemerkt, dass dieser Effekt auch bei der Variante 3 auftritt, nicht jedoch bei der Variante 1. Fällt die 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog hingegen aus steigt zwar die Belastung auf den Abschnitten Obersielach bis Maribor, Überlastungen ergeben sich jedoch nicht.

Der Ausfall des 380-kV-Systems Malta – Villach bewirkt eine Leistungstransporterhöhung auf dem 220-kV-Abschnitt Lienz – Villach von rd. 410 MW sowie eine Steigerung von rd. 90 MW der Rückspeisung ins Übertragungsnetz des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach. Letzteres führt zu einer Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach um rd. 6%, welche durch Regelung dieser Transformatoren behoben werden kann.

#### Doppelsystemausfall

Der Doppelsystemausfall des Abschnittes Malta – Lienz führt in allen betrachteten Ausbauparametern und in allen Cases, sowohl Peak als auch Off-Peak, zu einer Überlastung der KEW-Netzabstützungstransformatoren und Leitungen im 110-kV-Verteilernetz, da die in Malta direkt ins Übertragungsnetz eingespeiste Leistung über das 110-kV-Verteilernetz transportiert wird. In diesem Fehlerfall muss die Erzeugung entsprechend eingeschränkt werden um einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können. Dieser Doppelsystemausfall wird in den folgenden Analyseergebnissen nicht mehr eigens angeführt, da er unabhängig von der Art des Ausbaustandes auftritt. In der Variante 3 ist jedoch die einzuschränkende Kraftwerksleistung aufgrund der punktuellen Anbindung der Erzeugung in Malta sowie der fehlenden Leitungsverbindung in Richtung Villach/Obersielach am größten.

Ein Doppelsystemausfall auf dem 380-kV-Abschnitt Lienz – Tauern hat keine weiteren Überlastungen und demnach Ausfälle von weiteren Betriebsmitteln zur Folge. Der KEW-Netzabstützungstransformator in Villach ist mit rd. 20% überlastet, wenn die 220-kV-Leitung zwischen Lienz – Villach bzw. Greuth ausfällt. Dies ist mittels entsprechender Transformatorregelung vermeidbar.

Bei Ausfall eines der Abschnitte von Villach nach Obersielach ist der Ausfall des Abschnittes Drau – Obersielach der Schwerwiegendste. Es kommt zur Überlastung von rd. 220% des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach, welche durch die Regelung der KEO-Netzabstützungstransformatoren nicht behoben werden kann. Erfolgt demnach die Abschaltung des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach, kommt es zu einer Überlastung des 220-kV-Abschnittes Weißenbach – Hessenberg, welcher jedoch mittels Transformatorregelung in Ternitz und Pongau behoben werden kann. Zudem steigt die Übertragungsleistung auf der 220-kV-Leitung Lienz – Soverzene auf rd. 400 MW bei zeitgleicher maximaler Stufenstellung des PST an. In diesem Fall würde eine Abschaltung der 220-kV-Leitung Lienz - Soverzene resultieren und infolgedessen käme es zu einer Überlastung der Netzkup-

peltransformatoren in Lienz und des 380-kV-Abschnittes Lienz – Tauern. In diesem Fall muss die Erzeugung für die Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebes reduziert werden. Zur Überlastung der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog trotz Verlängerungsschaltung<sup>25</sup> von 30% kommt es durch einen Ausfall des 380-kV-Abschnittes Obersielach – Kainachtal. Durch die daraus resultierender Abschaltung der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog würde es zu einer Überlastung des Abschnittes Obersielach – Hessenberg kommen, welche durch PST-Regelung in Ternitz behoben werden kann. Der Doppelsystemausfall des Abschnittes Kainachtal – Maribor führt ebenfalls zu einer Überlastung der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog, jedoch kann diese in diesem Fall ohne Folgeausfälle abgeschaltet werden.

**7.1.2.2 Case 2: „Peak Import Deutschland**

Grundlastfluss

In diesem Grundlastfall kommt es zu einer höheren Belastung des 380-Abschnittes Lienz – Tauern als im vorangehenden erläuterten Grundlastfall. Dies ergibt sich aus der Lastsituation des europäischen Umfelds. Der Abschnitt Lienz – Obersielach ist im Vergleich zum Case 1 geringer belastet (siehe Abbildung 13).

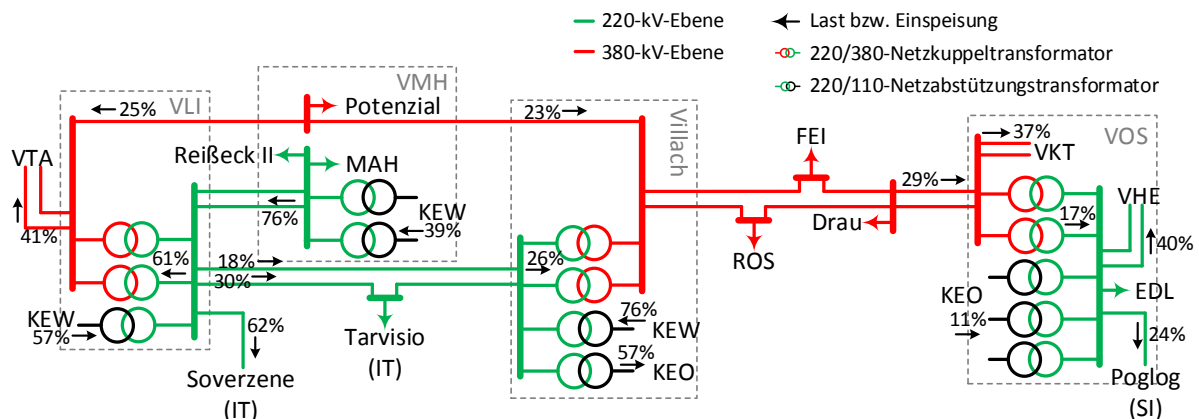


Abbildung 13: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzstrom der Netzkomponente im Grundlastfall des Case 2 in der Variante 2

Die mögliche Einspeiseleistung auf der 380-kV-Ebene im Abschnitt Lienz – Malta wirkt nun verstärkt auf den Knoten Lienz mit einer Aufteilung der Erzeugungsleistung von rd. 51% in Richtung Lienz und rd. 49% in Richtung Villach. Des Weiteren kommt es zu einer Belastungssteigerung der Netzkuppeltransformatoren in Lienz um ca. 14% im Vergleich zu Case 1 und in weiterer Folge zu einer Entlastung der weiterführenden 220-kV-Leitung Lienz – Villach.

Das 110-kV-Verteilernetz wird hier ebenfalls als getrennt betrieben vorausgesetzt mit den gleichen, teils verstärkt auftretenden Effekten, wie im Case 1. In dem hier betrachteten Fall

<sup>25</sup> Die 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog ist bereits heute zeitweise sehr hoch belastet. Um eine Überlastung der Leitung zu verhindern wird eine sogenannte Verlängerungsschaltung durchgeführt. Hierbei wird die 220-kV-Leitung in Podlog (SI) mittels einer Sammelschienenentrennung weiter bis nach Maribor (SI) verlängert. Hinsichtlich der Netzsicherheit hat die Verlängerungsschaltung den Nachteil eines getrennten zwei Sammelschienenbetriebs (fehlende Redundanz) in Podlog.

kommt es zu einer erhöhten Rückspeisung aus dem KEW-Netz ins APG-Netz in Malta, obwohl die gleiche Lastsituation im 110-kV-Verteilernetz zu Grunde liegt wie im Case 1. Dies hat eine Entlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach zur Folge. Aus diesen Gegebenheiten kann auf eine Reduktion des Lastflusses durch das KEW-Netz (von Malta nach Villach) ausgegangen werden, woraus sich eine leichte Belastungssteigerung von rd. 2% je System auf dem 220-kV-Abschnitt Malta – Lienz ergibt. Weiters ist der Lastfluss durch das KEO-Netz (von Villach nach Obersielach) geringer, sichtbar durch den geringeren Bezug des Netzabstützungstransformators in Villach und den Rückspeisewerten der relevanten Netzabstützungstransformatoren in Obersielach. Aus der in diesem Case angenommenen Lastsituation und dem Einfluss des europäischen Umfelds resultiert eine um 36% geringere Belastung der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog als im Case 1. D.h. es muss keine Verlängerungsschaltung bei dieser Betrachtung angewandt werden.

Kontrovers steigt die Belastung der Netzkuppeltransformatoren in Obersielach um 4% (Flussrichtung ist von der 380-kV-Ebene auf die 220-kV-Ebene) an, wodurch ein Belastungsanstieg auf dem Abschnitt Obersielach – Hessenberg erfolgt. Durch Regelung der Phasenschieber in Ternitz bzw. Ernsthofen kann gegebenenfalls im (n-1)-Fall die Situation entspannt bzw. die Leistung gezielt über den 380-kV-Ring und nicht über die inneren 220-kV-Leitungen in Richtung Norden transportiert werden.

Auf den 380-kV-Abschnitten Obersielach – Kainachtal und Kainachtal – Maribor kommt es aufgrund des Süd-Nord-Lastflusses zu einer erheblich geringeren Belastung als im vorab behandelten Fall, wonach sich keine kritischen Leitungsbelastungen ergeben.

#### (n-1)-Analyse

Aus der für diesen Case durchgeführten (n-1)-Analyse ist ebenfalls eine Kapazitätserhöhung auf dem 220-kV-Abschnitt Malta – Lienz sinnvoll, da sonst Einschränkungen der Kraftwerkserzeugung zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit notwendig wären, um das mit 48% überlastete System zu entlasten (siehe Abbildung 14). Zudem kommt es zu einer Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach um rd. 10%, welche bei einer höheren verfügbaren Leitungskapazität auf dem Abschnitt Malta – Lienz mittels Regelung, und im schlechtesten Fall mittels Abschaltung des betroffenen Netzabstützungstransformators, behoben werden kann. Ausfälle von Netzabstützungstransformatoren in diesem Case führen zu keinen Überlastungen anderer Komponenten im Übertragungsnetz.

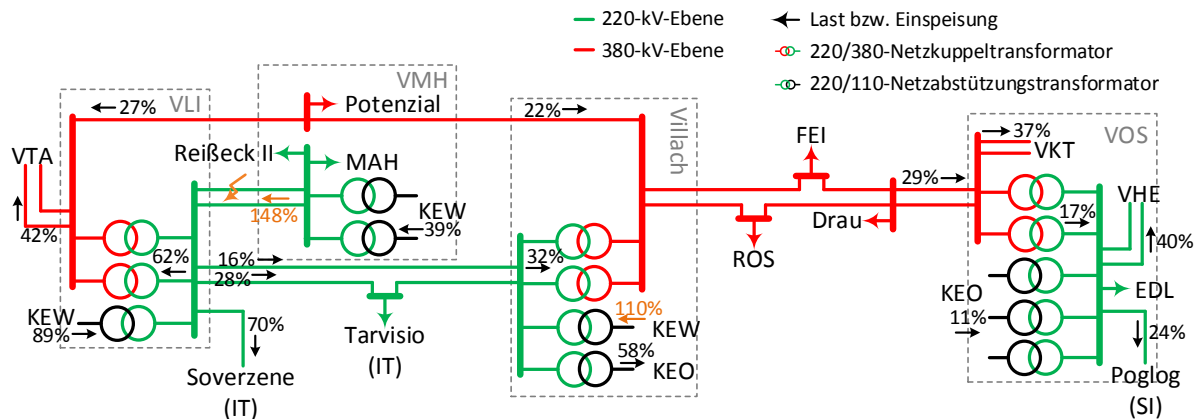


Abbildung 14: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzwert der Netzkomponente im Case 2 in der Variante 2 bei Ausfall des Systems Malta – Lienz

Bei Ausfall eines der beiden 380-kV-Systeme Lienz – Tauern wird das jeweilige Parallelsystem mit 77% belastet, wodurch sich keine Verletzungen des (n-1)-Sicherheitskriteriums ergeben. Weiters wurde bei der Analyse festgestellt, dass für diesen Fall zwei Netzkupplungstransformatoren in Lienz knapp ausreichend sind, da bei Ausfall eines Netzkupplungstransformators der andere mit 99% belastet wäre. Die Belastung der Netzkupplungstransformatoren in Lienz steigt auf je 78% bei Ausfall eines Systems auf dem 220-kV-Abschnitt Lienz – Villach an.

Die (n-1)-Sicherheit ist bei einem Ausfall eines Systems des 380-kV-Abschnittes Obersielach – Drau bei zeitgleicher Erhöhung des Leistungsdurchzuges durch das KEO-Netz von rd. 30 MW im Vergleich zum Grundlastfall gewährleistet. Eine entsprechende Regelung der Netzabstützungstransformatoren ist möglich, da auf dem verbleibenden 380-kV-System noch genug Übertragungskapazitätsreserven sind. Bei einem Ausfall des 380-kV-Systems Lienz – Malta steigt die Belastung der Netzkupplungstransformatoren in Lienz auf 85% je Transformator an mit einer zeitgleichen Reduktion der Übertragungsleistung von 220 auf 380 kV bei den Netzkupplungstransformatoren in Villach. Demnach drückt die auf der 380-kV-Ebene in Malta erzeugte Leistung auf den Knoten Villach bzw. gegen die über die 220-kV-Ebene kommende Leistung aus Lienz, wodurch die auf 220 kV erzeugte Leistung in Malta verstärkt über die Netzkupplungstransformatoren in Lienz in Richtung Norden transportiert wird. Der umgekehrte Fall tritt bei einem Ausfall des 380-kV-Systems Malta – Villach auf.

Aus der Analyse der Ausfallsrechnung ist ersichtlich, dass Ausfälle auf den Abschnitten Villach in Richtung Osten bzw. Ausfälle der Netzkupplungstransformatoren in Obersielach bzw. Villach nur eine geringfügige Auswirkung von 1-2% auf die Belastung der Netzkupplungstransformatoren in Lienz haben. Alle weiteren untersuchten Ausfälle einzelner Komponenten im relevanten Netzraum ergaben keine (n-1)-Verletzungen.

Doppelsystemausfall

Eine Überlastung des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach wird durch einen Ausfall eines der Abschnitte zwischen Villach und Obersielach hervorgerufen. Bei Abschaltung dieses Netzabstützungstransformators infolge der Überlastung kommt es zu keinen weiteren Überlastungen bzw. Verschlechterungen im Übertragungsnetz. Der Ausfall eines 220-kV-Abschnitts zwischen Lienz und Villach führt hingegen zu einer Überlastung des KEO-







Netzabstützungstransformators in Villach entgegengewirkt werden kann. Eine Regelung der KEO-Netzabstützungstransformatoren mindert zwar die Durchflussmenge, verhindert aber in der hier vorliegenden Lastflusssituation keine Überlastungen im 110-kV-Verteilernetz. Der Ausfall des 380-kV-Abschnittes Lienz – Tauern bringt keine Überlastungen mit sich, jedoch dreht sich in diesem Fall die Leistungstrichterichtung auf dem 380-kV-System Lienz – Malta sowie auf der 220-kV-Leitung Lienz – Soverzene (von Italien nach Österreich) um.

#### **7.1.2.4 Zusammenfassung der Ergebnisse**

Je nach zugrunde liegender überregionaler Lastverteilung kommt es zu einer unterschiedlichen Aufteilung der auf der 380-kV-Ebene im Raum Malta eingespeisten Leistung bzw. Bezug von 45% bis 88% in Richtung bzw. aus Lienz. Demnach kommen die restlichen 12% bis 55% aus Obersielach. Die Richtungsaufteilung der erzeugten bzw. bezogenen Leistung wird durch die überregionalen Lastflüsse beeinflusst, jedoch ist diese durch die zwei Anschlusspunkte Lienz und Villach in die vermaschte Netzstruktur gut integriert.

Durch die moderate Belastung des 220-kV-Abschnittes Lienz – Villach in den drei analysierten Lastsituationen, stellt dessen Integration in das Ausbaukonzept keine Beeinträchtigung bzw. Engpass dar. Die maximal auftretende Belastung in den Cases der neuen 380-kV-Abschnitte beträgt rd. 40% je System und die an Lienz und Obersielach angrenzenden 380-kV-Abschnitte rd. 55% je System. Der PST auf der 220-kV-Leitung Lienz – Soverzene sowie die Verlängerungsschaltung der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog wäre situationsabhängig auch nach Umsetzung der Ausbauvariante weiterhin notwendig.

Die KEW-Netzabstützungstransformatoren zeigen zeitgleich dasselbe Verhalten d.h. Rückspeisung ins Übertragungsnetz in den Peak-Fällen bzw. Bezug aus dem Übertragungsnetz im Off-Peak-Fall. Die Belastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach ist in allen drei Lastsituationen höher als die Summe der Rückspeisung bzw. des Bezuges der KEW-Netzabstützungstransformatoren in Malta. Die derzeitige Dimensionierung des KEW-Netzabstützungstransformators in Lienz ist für diese Ausbauvariante ausreichend. Der zeitgleiche Bezug bzw. Rückspeisung der KEO-Netzabstützungstransformatoren in Villach und Obersielach ist in allen drei Lastsituationen kontrovers, wobei die maximale Differenz von rd. 110 MW in den Peak-Fällen auftritt.

Das europäische Umfeld ist aufgrund dessen Einflusses auf die erzeugte Leistung ausschlaggebend für die Belastung der nachfolgenden Abschnitte Obersielach – Kainachtal und Kainachtal – Maribor, da im Case 1 eine (n-1)-Verletzung auf dem Abschnitt Kainachtal – Maribor und knapp keine auf dem Abschnitt Obersielach – Kainachtal auftritt. Durch den guten 380-kV-Ausbau dieser Variante zwischen Villach und Obersielach treten bei keinem der Cases (n-1)-Verletzungen in diesem Abschnitt auf, sondern es stehen noch weitere Übertragungskapazitätsreserven zur Verfügung.

Zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit in den zugrundeliegenden Cases bei Ausfall eines der beiden Systeme Malta – Lienz und ohne Einschränkungen der angenommenen Erzeugungseinheiten in Malta auf der 220kV-Ebene wäre eine Erhöhung der Übertragungsleistung zweckmäßig bzw. zumindest der Einsatz von Thermal Rating notwendig (alternativ könnte auch z.B. Reißbeck II auf 380 kV hochgespannt und eingespeist werden). Zudem wäre durch eine Kapazitätserhöhung ggf. eine Verbesserung der KEW-Transformatorregelung für die Entlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach gewährleistet.

Bezüglich der Netzkuppeltransformatoren in Lienz ergaben die (n-1)-Analysen, dass die zwei Netzkuppeltransformatoren unter den getroffenen Annahmen gerade ausreichen. D.h. der verbleibende Netzkuppeltransformator bei Ausfall des anderen (schlechteste Fall) mit bis zu 99% belastet ist. Ausfälle von anderen Netzkomponenten ergeben Belastungen der Netzkuppeltransformatoren von bis zu 85%. Die Abschnitte zwischen Lienz und Obersielach zeigen keine Verletzungen der (n-1)-Sicherheit in den betrachteten Cases.

Ein Doppelsystemausfall der 220-kV-Leitung Malta - Lienz hat eine Reduktion der Erzeugung bzw. des Bezuges auf der 220-kV-Ebene in Malta zur Folge, da die Leistung sonst über das KEW-Netz ausweicht. Dies könnten weder die KEW-Netzabstützungstransformatoren noch das 110-kV-Verteilernetz bewerkstelligen. Ein Vorteil dieser Ausbauvariante ist, dass Erzeugungseinheiten im Raum Malta auch auf der 380-kV-Ebene angeschlossen werden können und diese beim Doppelsystemausfall Malta – Lienz am Netz bleiben würden. Hierdurch ergibt sich ein geringeres auftretendes Erzeugungsdefizit als bei der Variante 3.

Ein Vorteil der Ausbauvariante 2 ist, dass bei Ausfall eines der 380-kV-Abschnitte zwischen Lienz und Villach keine Unterbrechung des Übertragungsnetzes auftritt, da die 220-kV-Leitung zwischen Lienz und Villach eine Leitungsverbindung aufrecht hält.

## **7.2 Ausbauvariante 1**

### **7.2.1 Allgemeine Betrachtung der Variante 1**

Die Ausbauvariante 1 kann als Abwandlung der Variante 2 betrachtet werden, bei der die bestehende 220-kV-Netzstruktur in den Ausbau komplett integriert wird. Für den geplanten 380-kV-Ringschluss wäre eine einsystemige 380-kV-Leitung von Lienz über Malta nach Obersielach (ev. mit der Möglichkeit einer Einbindung in Villach) nötig. In dieser Ausbauvariante würde man sich jegliche Umbaumaßnahmen und Investitionen in bestehende Umspannwerke entlang des Abschnittes Lienz – Obersielach im Zusammenhang mit dem geplanten 380-kV-Ringschluss ersparen.

Bedingt durch die einsystemige 380-kV-Leitung wäre eine schmälere Trasse möglich. Bei der Untervariante ohne Netzabstützung Villach ist die Möglichkeit eines schrittweisen Ausbaus fraglich. Hinsichtlich des geplanten 380-kV-Ringschluss ist die Übertragungsleistung auf der 380-kV-Ebene bei dieser Variante am geringsten.

### **7.2.2 Technische Betrachtung der Variante 1**

#### **7.2.2.1 Case 1: „Peak Export Deutschland“**

##### Grundlastfluss

Der in dieser Variante geringere Ausbau an 380-kV-Übertragungskapazität, vor allem im Abschnitt Villach – Obersielach, bewirkt generell eine Reduktion des Leistungsflusses von Lienz in Richtung Obersielach bei gleichen Basisdaten wie bei der Variante 2.

##### *Variante 1A d.h. mit 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren in Villach*

Der resultierende Grundlastfall ist in Abbildung 17 dargestellt. Durch den Export von Deutschland ist die Belastung des Abschnittes Lienz – Tauern moderat und entspricht in etwa der Größenordnung der Belastung in der Variante 2. Die Einspeisung auf der 380-kV-

Ebene im Raum Malta teilt sich zu rd. 19% in Richtung Lienz und 81% Richtung Villach auf. Anzumerken ist, dass um rund 6% mehr des angenommenen Erzeugungspotenzials auf der 380-kV-Ebene in Malta nach Lienz fließen als bei der Variante 2. Die Leitungsbelastung auf dem 380-kV-Abschnitt Villach – Obersielach wird durch die über die Netzkuppltransformatoren in Villach transportierte Leistung erhöht. Der 380-kV-Abschnitt Villach – Obersielach ist mit rd. 50%, der parallele 220-kV-Abschnitt Villach – Obersielach ist mit maximal rd. 50%, je System belastet.

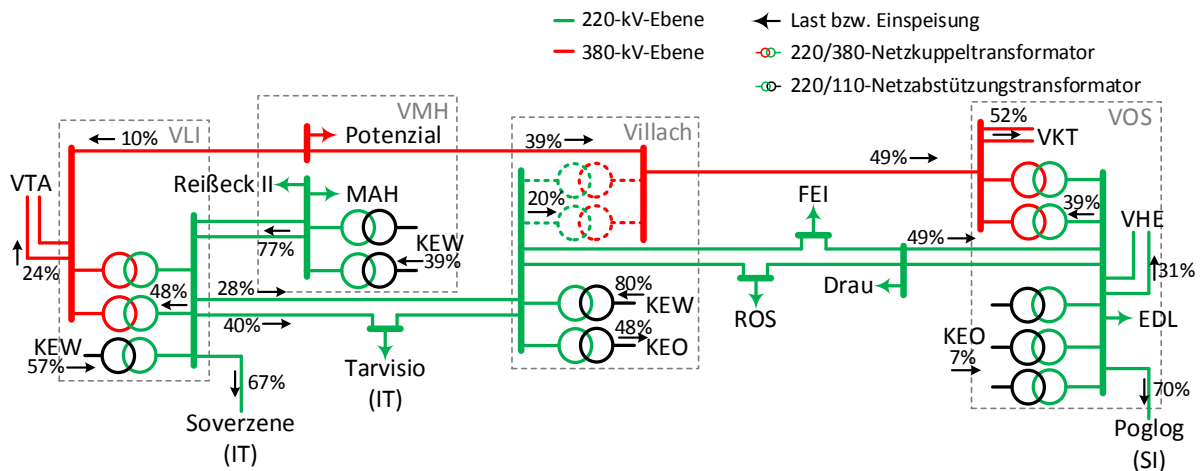


Abbildung 17: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzstrom der Netzkomponente im Grundlastfall des Case 1 in der Variante 1A

Durch diese Netzstruktur ergeben sich Änderungen bei den Belastungen der Netzabstützungstransformatoren in allen betroffenen Umspannwerken im Vergleich zur vorhergehenden Variante 2. So kommt es zu einer geringfügigen Erhöhung der Rückspeisung ins APG-Netz in Malta und Lienz, woraus sich eine leichte Reduktion der Rückspeisung in Villach und Obersielach ergibt sowie eine Senkung des Bezuges aus dem APG-Netz über den Ost-Netzabstützungstransformatoren in Villach. Durch diese Netzstruktur ergibt sich demzufolge eine geringfügige Reduktion der Durchzüge bei Netztrennung im Ost-Netz der KNG, wenn keine Transformatorregelung eingesetzt wird.

*Variante 1B d.h. ohne 380/220-kV-Netzkuppltransformatoren in Villach*

Der resultierende Grundlastfall ist in Abbildung 18 dargestellt. In dieser Variante ergibt sich eine durchgehende 380-kV-Leitung von Malta bis Obersielach ohne Netzkuppltransformatoren in Villach und die auf 380 kV angeschlossene Leistung wird zu 9% in Richtung Lienz und die restlichen 91% in Richtung Obersielach abtransportiert. Demzufolge verlagert sich die eingespeiste Leistung auf der 380-kV-Ebene im Raum Malta gegenüber der Variante 1A in Richtung Villach und im Vergleich zur Variante 2 fließen um 4% mehr in Richtung Villach. Aufgrund der fehlenden Möglichkeit in Villach Leistung von der 220-kV-Ebene auf die 380-kV-Ebene zu bringen, ist die einsystemige 380-kV-Leitung um 5% geringer belastet als bei der Variante 1A. Dies führt zu einer höheren Belastung der 220-kV-Leitungen im Abschnitt Villach – Obersielach um 7% sowie zu einer verstärkten Entlastung des 220-kV-Abschnittes Lienz – Villach um 5% gegenüber der Variante 1A. Die Entlastung des 220-kV-Abschnittes

Lienz – Villach ergibt sich durch den erhöhten Leistungstransport von 220 kV auf 380 kV über die Netzkuppeltransformatoren in Lienz.

Die Rückspeisung des KEW-Netzes in Malta ist bei der Variante 1B um 3% höher, wonach die Belastung der 220-kV-Leitung von Malta nach Lienz geringfügig steigt und den KEW-Netzabstützungstransformator in Villach etwas entlastet. Weiters steigen der Bezug des KEO-Netzes von Villach sowie die Rückspeisung des KEO-Netzes in Obersielach im Vergleich zur Variante 1A an. Hierdurch, und im Zusammenhang mit der erhöhten Belastung des 220-kV-Abschnittes Villach – Obersielach, kommt es zu einem Belastungsanstieg von 10% der Netzkuppeltransformatoren in Obersielach.

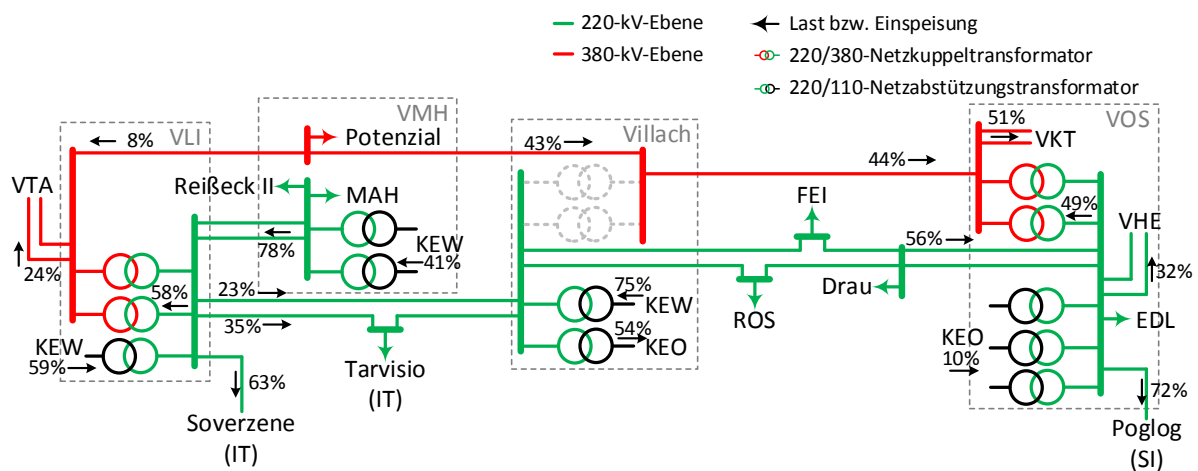


Abbildung 18: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzstrom der Netzkomponente im Grundlastfall des Case 1 in der Variante 1B

Die Belastung der angrenzenden 220-kV-Abschnitte in Obersielach steigt geringfügig um 2% bis 4% im Vergleich zur Variante 1A an.

(n-1)-Analyse

Eine Kapazitätserhöhung für die Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit auf dem 220-kV-Abschnitt Malta – Lienz ist durch die hohe Erzeugung, die im Knoten Malta ins APG-Netz einspeist, bei der Variante 1 in beiden Untervarianten notwendig.

Der bereits im Grundlastfluss beschriebene Sachverhalt des geringeren Leistungstransportes von Lienz nach Obersielach bewirkt die Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit auf dem Abschnitt Obersielach – Kainachtal im Gegensatz zur – im Nachfolgenden untersuchten – Variante 3 in dieser Lastsituation. Der 380-kV-Abschnitt Kainachtal – Maribor ist, wie bei den anderen beiden Ausbauvarianten in diesem Case, ebenfalls nicht (n-1)-sicher.

*Variante 1A*

Bedingt durch die zusätzlichen Netzkuppeltransformatoren in Villach sind die beiden bereits vorhandenen Netzkuppeltransformatoren in Lienz ausreichend für die (n-1)-Sicherheit.

Die (n-1)-Analyse ergibt für den Ausfall des 380-kV-Abschnittes Villach - Obersielach (siehe Abbildung 19) eine Leitungsbelastung je System auf dem 220-kV-Abschnitt Drau-Obersielach von 84% sowie der Netzkuppeltransformatoren in Obersielach von je 96%. Unter der Annahme einer einsystemigen Einbindung des UW Drau kommt es aufgrund der

Netzkopplung in Villach bei Ausfall des 380-kV-Abschnittes Villach - Obersielach zu einer Belastung des 220-kV-Abschnittes Drau-Obersielach von 101% bei einem angenommenen Einspeisepotenzial von 1.500 MW bzw. von 97% bei einem Einspeisepotenzial von 1.200 MW auf der 380-kV-Ebene. Die Belastung des Parallelsystems beträgt 74% bzw. 70%. Dies ist auf die über die Netzkuppeltransformatoren in Villach transportierte Leistung von der 380-kV-Ebene auf die 220-kV-Ebene zurückzuführen. Dies tritt bei der Variante 1B durch die fehlenden Netzkuppeltransformatoren in Villach nicht auf.

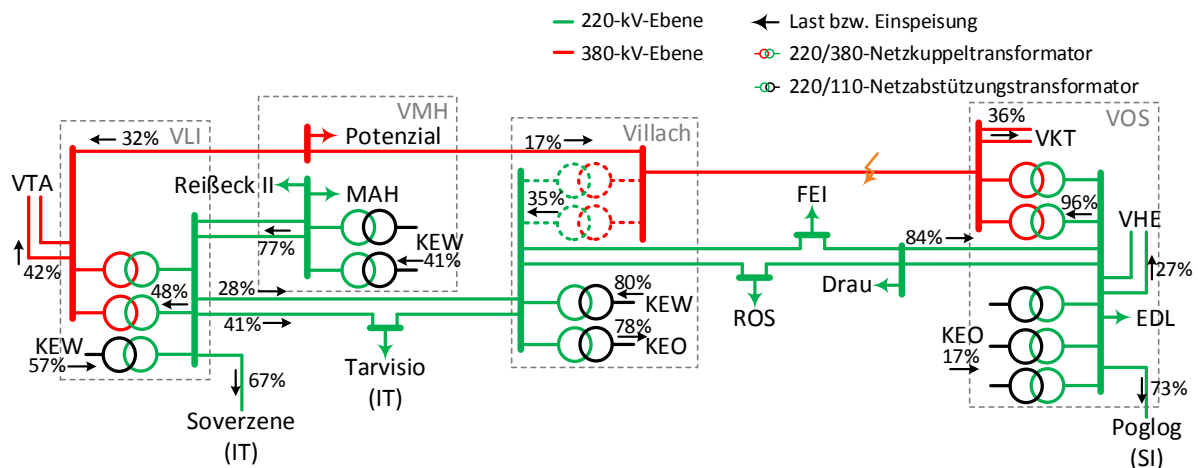


Abbildung 19: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzstrom der Netzkomponente im Case 1 in der Variante 1A bei Ausfall des 380-kV-Systems Villach – Obersielach

Ergeben sich jedoch Ausfälle auf der 220-kV-Ebene auf den Abschnitten zwischen Villach und Obersielach so kommt es zu einer Entlastung der Verbleibenden, bedingt durch die Netzkuppeltransformatoren in Villach. Durch den Ausfall des 380-kV-Systems Malta – Villach und dem resultierenden Leistungstransport der Erzeugung auf der 380-kV-Ebene in Malta reduziert sich der Leistungsfluss über die Netzkuppeltransformatoren von 220 kV auf 380 kV in Lienz. Die auf 220 kV eingespeiste Leistung in Malta wird über die 220-kV-Systeme nach Villach und dort auf 380 kV gebracht. Zudem werden vom KEW-Netz rd. 50 MW weniger in Malta direkt ins Übertragungsnetz eingespeist, wodurch sich die Rückspeiseleistung über den KEW-Netzabstützungstransformator entsprechend erhöht. Ansonsten ergeben sich keine weiteren Verletzungen des (n-1)-Sicherheitskriteriums.

**Variante 1B**

Ein dritter Netzkuppeltransformator in Lienz ist aufgrund einer Belastung des Verbleibenden von 97% nicht notwendig. Der Systemausfall auf der 220-kV-Leitung Malta – Lienz führt nicht nur zu einer (n-1)-Verletzung auf dem verbleibenden System, sondern auch zu einer Belastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach von nahezu 100%. Diese könnte unter der Voraussetzung von etwas Kapazitätsreserven auf dem 220-kV-Abschnitt Malta – Lienz und auf den Netzabstützungstransformatoren in Malta mittels Transformatorregelung beherrschbar sein.

Bei einem Ausfall des 380-kV-Leitungsabschnittes Malta – Villach/Obersielach ist die (n-1)-Sicherheit weiterhin gewährleistet. Die Belastung auf dem 220-kV-Abschnitt Drau – Obersielach steigt auf 76% sowie die Belastung der Netzkuppeltransformatoren in Obersielach auf

rd. 90% an (siehe Abbildung 20). Erfolgt die Einbindung des UW Drau nur einsystemig, so steigt die Belastung auf dem 220-kV-Abschnitte Villach – Obersielach auf bis zu 97% bei einem angenommenen Einspeisepotenzial von 1.500 MW bzw. 90% bei einem angenommenen Einspeisepotenzial von 1.200 MW auf der 380 kV-Ebene im Raum Malta an. Ebenso lässt ein Systemausfall auf dem Abschnitt Obersielach – Drau die Belastung des verbleibenden Parallelsystems auf 91% ansteigen.

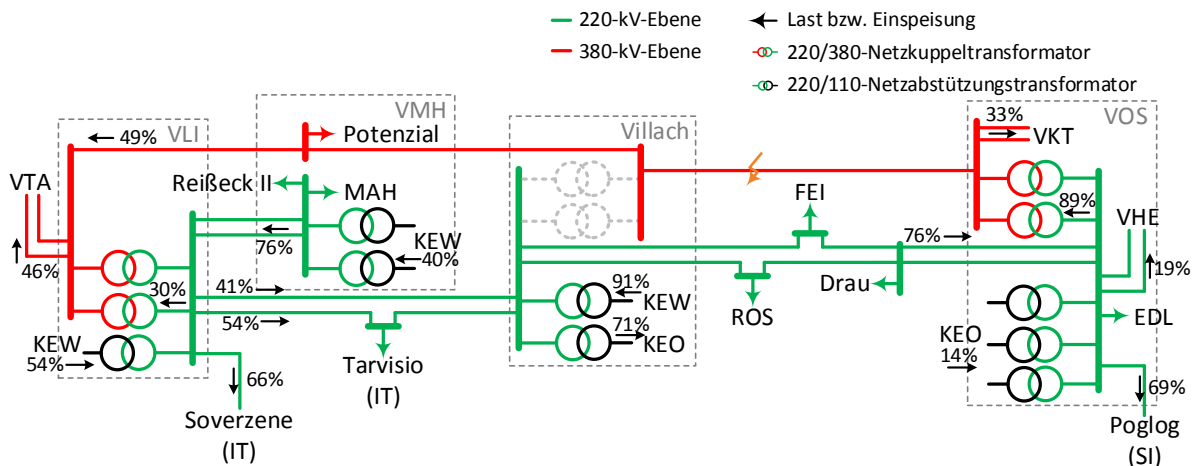


Abbildung 20: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzstrom der Netzkomponente im Case 1 in der Variante 1B bei Ausfall des 380-kV-Systems Villach – Obersielach

Weitere Verletzungen der (n-1)-Sicherheit treten bei dieser Ausbauvariante im betrachteten Fall nicht auf.

### Doppelsystemausfall

Zu einer Überlastung des 220-kV-Abschnittes Obersielach – Podlog von 37% und des 220-kV-Abschnittes Obersielach – Hessenberg von 2% kommt es bei einem Doppelsystemausfall des 380-kV-Abschnittes Obersielach – Kainachtal in beiden Untervarianten. In diesem Fall wäre eine Entlastung des Abschnittes Obersielach – Hessenberg durch PST-Regelung in Ternitz und Ernsthofen möglich und zielführend. Ob Netzkoppeltransformatoren in Villach bei diesem Ausfall existieren, hat keinen relevanten Einfluss auf die erhaltenen Resultate. Der Doppelsystemausfall der 380-kV-Leitung Kainachtal – Maribor führt ebenfalls zu einer Überlastung der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog in beiden Untervarianten, jedoch können trotz resultierender Abschaltung der betroffenen Leitung weitere Abschaltungen vermieden werden.

Zu einer kritischen Situation kommt es beim Doppelsystemausfall des Abschnittes Lienz – Tauern durch die generell hohe Belastung der Abschnitte östlich von Lienz. Sollte hier eine deutlich höhere Belastung durch das europäische Umfeld vorliegen bzw. weitere hier nicht berücksichtigte Erzeugungseinheiten in das Übertragungsnetz einspeisen, käme es zu einer drastischen Verschärfung dieser Situation. Auch ein Ausfall des 220-kV-Abschnittes Villach – Rosegg bzw. Feistritz bewirkt keine Überlastung anderer Netzelemente in der Variante 1. Der Doppelsystemausfall Lienz – Villach bzw. Greuth bewirkt in beiden Untervarianten eine Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach, die durch entsprechende Transformatorregelungen vermieden werden kann.



### *Variante 1A*

Ein Ausfall eines Abschnittes auf der 220-kV-Ebene zwischen Lienz und Obersielach hat keine Überlastungen zur Folge, lediglich die Belastung des 380-kV-Abschnittes Villach – Obersielach steigt von 49% im Grundlastfall auf 68% sowie die des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach von 48% auf 95% an.

### *Variante 1B*

Ein Ausfall des Abschnittes von Drau nach Obersielach hat eine Überlastung der zwei Netzkuppeltransformatoren in Lienz (Belastung je Trafo von 114%) und des Netzabstützungstransformators ins KEO-Netz in Villach zur Folge (149%). Das parallelverlaufende 380-kV-System Malta – Obersielach erlebt eine Belastungssteigerung von rd. 14% im Vergleich zum Grundlastfall. Im beschriebenen Fall würde ein dritter Netzkuppeltransformator in Lienz die Überlastung der bestehenden zwei vermeiden sowie die Überlastung des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach um rd. 10% senken. Die Überlastung des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach kann mittels Transformatorregelung in Lienz und Villach behoben werden.

## **7.2.2.2 Case 2: „Peak Import Deutschland**

### Grundlastfluss

Der überlagerte Lastfluss des europäischen Umfeldes verstärkt und verschiebt durch den Export Südosteuropas und den Import von Deutschland die Belastungen der Leitungen von Süd nach Nord. Wie schon bei der Variante 2 erhöht sich auch bei dieser Variante im Case 2 die Belastung auf dem Abschnitt Lienz – Tauern. Infolgedessen kommt es zu einer Entlastung des Abschnittes Lienz – Obersielach auf allen Spannungsebenen.

In der Variante 1 ist im Falle des hier angenommenen Verhaltens des europäischen Umfeldes generell zu bemerken, dass es zu einem Anstieg von ca. 10% der Leitungsbelastung auf dem Abschnitt Obersielach – Hessenberg im Vergleich zur Variante 2 kommt. Dieser Effekt tritt leicht verstärkt bei der Untervariante 1B auf.

Ein grundlegender Unterschied zwischen der Variante 1 und der Variante 2 bzw. 3 ist die Flussrichtung über die Netzkuppeltransformatoren in Obersielach. Bei der Variante 2 bzw. 3 im Case 2 ist die Flussrichtung von der 380-kV-Ebene auf die 220-kV-Ebene, hingegen bei der Variante 1 von der 220-kV-Ebene auf die 380-kV-Ebene. Die Belastung des 380-kV-Abschnittes Lienz – Tauern liegt bei allen untersuchten Ausbauvarianten um rd. 60 MW auseinander. Der Bezug des KEO-Netzteils in Villach sowie die Rückspeisung ins APG-Netz in Obersielach ist bei der Variante 1 im Allgemeinen geringer als bei der Variante 2.

### *Variante 1A*

Die resultierende Belastung im Grundlastfall ist in Abbildung 21 dargestellt. Mit den Netzkuppeltransformatoren in Villach ist der Belastungsanstieg von 1% auf dem Abschnitt Obersielach – Hessenberg vernachlässigbar geringer als bei der Variante 1B. Das Einspeisepotenzial auf der 380-kV-Ebene im Raum Malta teilt sich zu 54% in Richtung Lienz bzw. 46% in Richtung Villach auf. Über die Netzkupplungstransformatoren in Villach werden zusätzlich rd. 230 MW auf die 380-kV-Ebene gebracht, wodurch die Leitungsbelastung auf dem 380-kV-Abschnitt Villach – Obersielach auf 31% ansteigt. Die 220-kV-Abschnitte zwischen Lienz und Obersielach sind mit maximal 49% je System belastet, wobei die Flussrichtung auf diesen



tung Obersielach auf. Dies entspricht einem vermehrten Transport der eingespeisten Leistung in Richtung Villach in der Variante 1B, jedoch ist die Leitungsbelastung durch die fehlende Netzkupplung in Villach auf dem 380-kV-Abschnitt Villach – Obersielach um 5% geringer als bei der Variante 1A. Geringfügig steigt auch der Bezug des KEO-Netzabstützungstransformators bzw. die Rückspeisung der Netzabstützungstransformatoren in Obersielach bei dieser Untervariante an.

### (n-1)-Analyse

Für die Integration des 220-kV-Abschnitts Malta – Lienz in das Netzausbaukonzept ist, wie bei der Variante 2, ebenfalls eine Kapazitätserhöhung sinnvoll, um die im Knoten Malta erzeugte Leistung abtransportieren zu können, da unter den Annahmen eine (n-1)-Verletzung auf dem verbleibenden System auftritt.

Auf dem Abschnitt Lienz – Tauern ist die (n-1)-Sicherheit bei einem Ausfall des jeweiligen Parallelsystems in beiden Untervarianten gewährleistet.

### *Variante 1A*

Der schwerwiegendste Fall der (n-1)-Analyse für den 220-kV-Abschnitt Villach – Obersielach stellt der Ausfall eines Systems zwischen Drau und Obersielach dar. Das verbleibende Parallelsystem ist in diesem Fall mit 62% belastet und das parallel verlaufende 380-kV-System Villach – Obersielach erfährt eine Belastungssteigerung auf 34%.

Bei einem Ausfall der 380-kV-Verbindung Villach – Obersielach ist die 220-kV-Ebene im Abschnitt Villach - Obersielach durch die Netzkuppeltransformatoren in Villach um 4% höher belastet als bei der Variante 1B, (n-1)-Verletzungen treten jedoch nicht auf. Zudem erfolgt eine Verlagerung der Leistungsaufteilung, der auf der 380-kV-Ebene in Malta erzeugten Leistung von 83% Richtung Lienz und nur mehr 17% in Richtung Villach. Die Leistung, welche in Villach ankommt, wird in diesem Ausfallsfall über die Netzkuppeltransformatoren von der 380-kV-Ebene auf die 220-kV-Ebene gebracht. Bei einem Ausfall des 380-kV-Systems Lienz – Malta werden 93% der eingespeisten Leistung nach Obersielach gebracht, wodurch sich ein Belastungsanstieg auf 43% der 380-kV-Leitung Villach – Obersielach ergibt (siehe Abbildung 23). Die restlichen 7% der auf 380 kV in Malta erzeugten Leistung werden über die Netzkuppeltransformatoren in Villach von der 380-kV- auf die 220-kV-Ebene gebracht. Dies führt zu einem Anstieg der Belastung von 26% der Netzkuppeltransformatoren in Lienz sowie zu einer erhöhten Rückspeisung der Netzabstützungstransformatoren in Malta bei gleichzeitiger Reduktion des Leistungsflusses über den KEW-Netzabstützungstransformator Villach.

Die (n-1)-Sicherheit bleibt bei Ausfall eines Netzkuppeltransformators in Lienz durch eine Belastung des Verbleibenden von 93% erhalten. Die (n-1)-Analyse ergibt hinsichtlich eines Ausfalles von Netzabstützungstransformatoren keine Überlastungen auf den Verbleibenden in dieser Lastsituation.

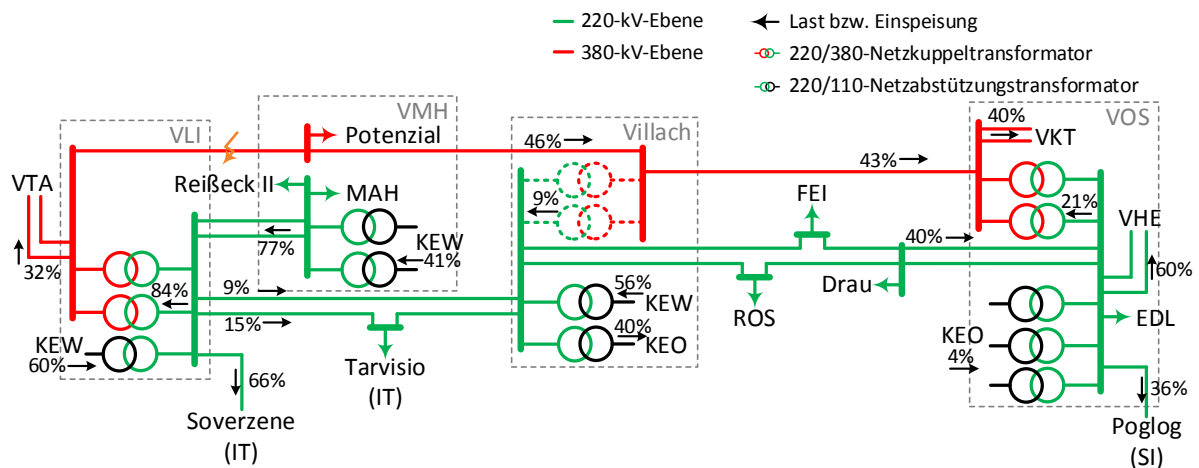


Abbildung 23: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzstrom der Netzkomponente im Case 2 in der Variante 1A bei Ausfall des 380-kV-Systems Malta – Lienz

**Variante 1B**

Der Ausfall eines 220-kV-Systems zwischen Drau und Obersielach führt zu einem Belastungsanstieg von rd. 75% auf dem Parallelsystem sowie zu einer Belastungssteigerung von 9% der Netzkuppltransformatoren in Lienz. Dies ist unter anderem auch bedingt durch die Verschiebung der Leistungserzeugung auf der 380-kV-Ebene in Malta von zusätzlichen rd. 5% in Richtung Obersielach bzw. reduzierten 5% in Richtung Lienz.

Der Ausfall des 380-kV-Systems Malta – Obersielach führt bei dieser Untervariante zu einer geringeren Belastung des 220-kV-Abschnitts Villach – Obersielach sowie der Netzkuppltransformatoren in Lienz im Vergleich zur Variante 1A. Eine bis zu 2% geringere Belastung ergibt sich bei der Variante 1B im Vergleich zur Variante 1A durch einen Ausfall des 380-kV-Systems Malta – Lienz auf den Netzkuppltransformatoren in Lienz sowie auf den 220-kV-Abschnitten Lienz – Obersielach (siehe Abbildung 24). Dementsprechend ist auch der 380-kV-Abschnitt ab Villach bis Obersielach bei der Variante 1B um 3% höher belastet.

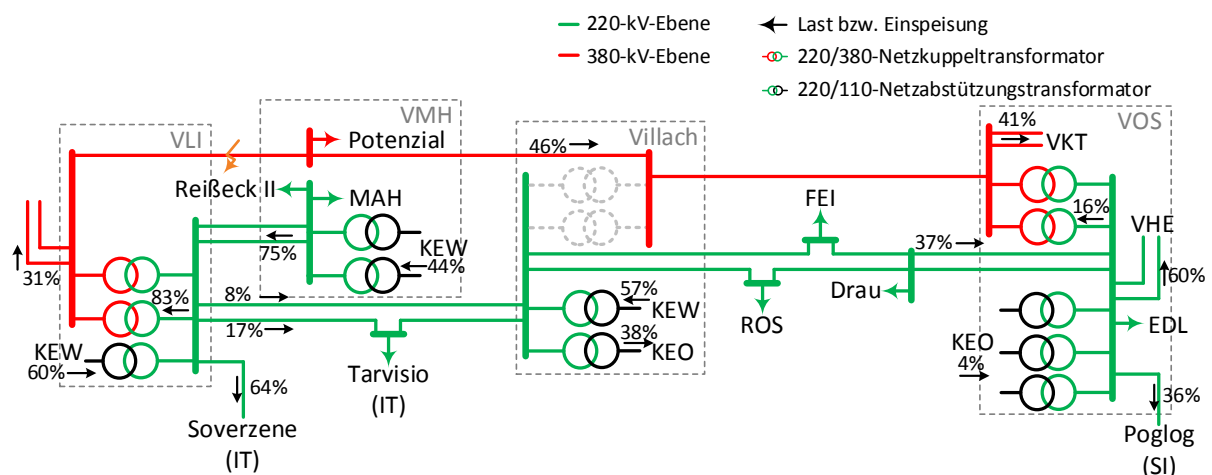


Abbildung 24: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzstrom der Netzkomponente im Case 2 in der Variante 1B bei Ausfall des 380-kV-Systems Malta – Lienz

Für den Erhalt der (n-1)-Sicherheit in Lienz ist in dieser Untervariante ein dritter Netzkuppeltransformator notwendig, da bei einem Ausfall der Verbleibende mit rd. 14% überlastet ist. Ausfälle von Netzabstützungstransformatoren ergeben – sich wie auch bei der Variante 1A – keine (n-1)-Verletzungen.

#### Doppelsystemausfall

Durch den Ausfall des Abschnittes Lienz – Tauern kommt es zu einer Belastung auf dem System Obersielach – St.Andre nach Hessenberg von 105% bei der Variante 1B bzw. 107% bei der Variante 1A. Mittels PST-Regelung kann diesen Überlastungen entgegen gewirkt werden.

Bei der hier durchgeführten Analyse kommt es zu keinen weiteren Überlastungen durch Doppelsystemausfälle der anderen Abschnitte im betrachteten Netzraum.

### **7.2.2.3 Case 3: “Off-Peak Export Deutschland”**

#### Grundlastfluss

In dieser Ausbauvariante wird im Grundlastfall – wie auch bei der Variante 2 – Leistung sowohl von Tauern als auch von Obersielach aus in den betrachteten Netzraum transportiert, um den dortigen Bezug zu decken. Im Unterschied zur Variante 2 kommt es bei dieser Ausbauvariante in diesem Case zu einer Richtungsumkehr des Lastflusses auf der 220-kV-Leitung Lienz – Soverzene von Italien nach Österreich. Der Leistungstransport von Italien nach Österreich bewirkt eine Belastung der 220-kV-Leitung Lienz – Soverzene von 6% bei der Variante 1A bzw. 10% bei der Variante 1B. Gleiches gilt auch für die Stromflussrichtung auf der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog, deren Belastung zwischen 26% und 29% liegt. Generell ist der Leistungstransport von Tauern bzw. Kainachtal bei der Variante 2 gefolgt von der Variante 1B und dann 1A am höchsten. Die Belastung der inneren 220-kV-Leitung Obersielach – Hessenberg ist bei der Variante 2 um 10% bzw. 12% geringer als bei den Varianten 1A und 1B.

Hinsichtlich des Vergleiches der beiden Ausführungsmöglichkeiten der Variante 1 herrscht im Grundlastfall bei der Ausführung ohne Netzkuppeltransformatoren in Villach ein etwas höherer Leistungstransport auf der 220-kV-Ebene im Netzraum.

#### *Variante 1A*

Die resultierende Belastung im Grundlastfall ist in Abbildung 25 dargestellt. Der angenommene Bezug auf der 380-kV-Ebene im Raum Malta wird zu 54% von Lienz bzw. 46% von Villach/Obersielach her gedeckt. Die Netzkuppeltransformatoren in Villach sind zu 25%, jene in Lienz zu 58% bzw. in Obersielach zu 40% belastet. Die 220-kV-Leitungen zwischen Lienz und Obersielach sind maximal bis zu 33% bzw. minimal bis zu 14% belastet. Hingegen beträgt die Belastung der 380-kV-Leitung Villach – Obersielach 36%. Das KEW-Teilnetz bezieht in Villach mehr Leistung als über die Netzabstützung in Malta, sodass der Netzabstützungstransformator in Villach eine Belastung von 95% aufweist. Der gesamte Bezug in Malta auf der 220-kV-Ebene bewirkt eine Auslastung von 54% je System zwischen Malta und Lienz. Der Bezug des KEO-Teilnetzes wird zu 88% aus Obersielach gedeckt und nur zu 12% aus Villach.

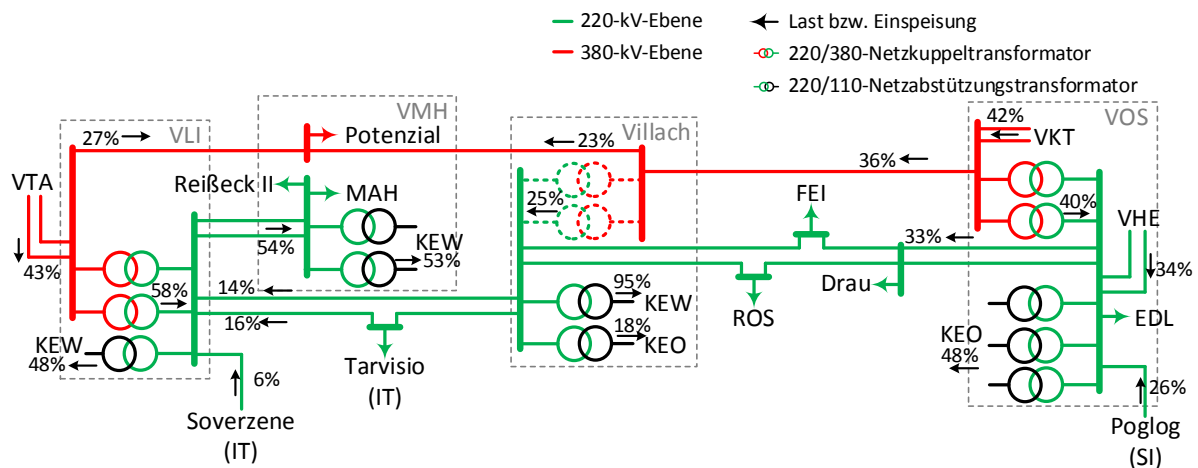


Abbildung 25: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzstrom der Netzkomponente im Grundlastfall des Case 3 in der Variante 1A

**Variante 1B**

Die resultierende Belastung im Grundlastfall ist in Abbildung 26 dargestellt. Bei dieser Ausbauparallel wird der angenommene Bezug auf der 380-kV-Ebene im Raum Malta zu 43% aus Lienz bzw. zu 57% aus Obersielach gedeckt. Demnach bewirkt das Fehlen der Netzkuppeltransformatoren eine Änderung der Hauptleistungsbezugsrichtung für den Bezug auf der 380-kV-Ebene. Die Netzkuppeltransformatoren sind in Lienz um rd. 11% und in Obersielach um rd. 12% höher belastet als bei der Variante 1A. Die Belastung der 220-kV-Abschnitte zwischen Lienz und Obersielach liegt maximal um die 40% bzw. minimal um die 7%. Dies ergibt bei der Variante 1B einen um 8% erhöhten Leistungstransport auf dem Abschnitt Obersielach – Lienz sowie eine Reduktion des Leistungstransportes auf dem Abschnitt Villach – Lienz um 7%. Der 380-kV-Abschnitt Obersielach – Villach/Malta ist um etwa 7% geringer belastet als bei der Variante 1A. Die Deckung des Bezuges des KEW-Teilnetzes erfolgt, wie auch bei der Variante 1A, zum Großteil über den Netzabstützungstransformator in Villach, jedoch ist dieser um 6% geringer belastet. Daraus ergibt sich ein Anstieg um 3% über die KEW-Transformatoren in Malta und um 2% über jenen in Lienz. Der Bezug des KEO-Netzes wird zu 95% aus Obersielach bzw. zu 5% aus Villach gedeckt.

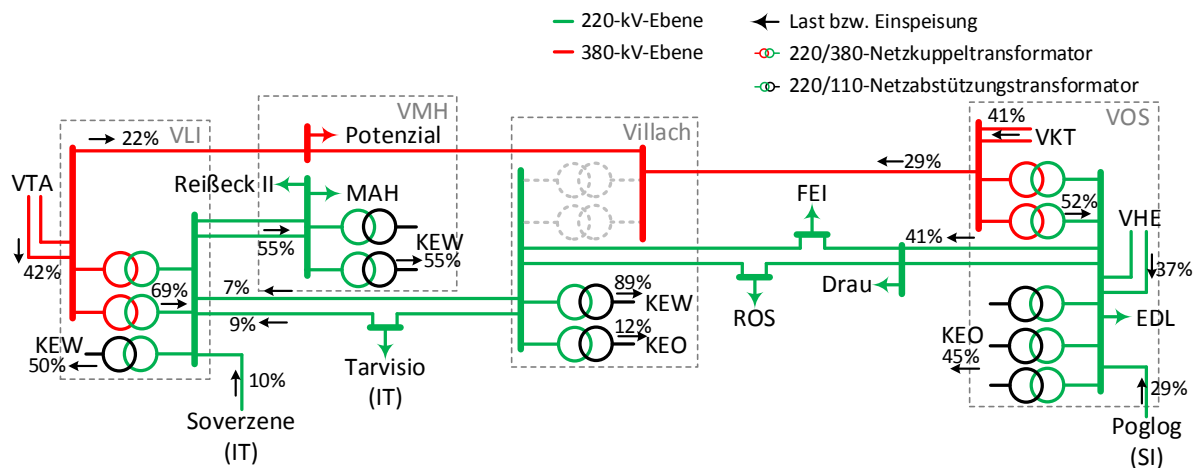


Abbildung 26: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzstrom der Netzkomponente im Grundlastfall des Case 3 in der Variante 1B

(n-1)-Analyse

Der Ausfall eines der 220-kV-Systeme Malta – Lienz bewirkt in beiden Fällen eine Verletzung der (n-1)-Sicherheit auf dem Parallelsystem sowie des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach. Für die Herstellung der (n-1)-Sicherheit auf der 220-kV-Leitung Malta – Lienz ist eine Kapazitätserhöhung bzw. Reduktion des Pumpbetriebes erforderlich. Die (n-1)-Verletzung auf dem verbleibenden Leitungssystem ist bei der Variante 1B durch den erhöhten Bezug im Grundlastfall in Malta um 2% höher als bei der Variante 1A. Dem ist allerdings entgegenzusetzen, dass der KEW-Netzabstützungstransformator in Villach bei der Variante 1A um 6% mehr ausgelastet ist als bei der Variante 1B. Wird eine Kapazitätserhöhung auf dem 220-kV-Abschnitt Lienz – Malta vorausgesetzt, so kann die Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach bei der Variante 1B leichter durch Transformatorregelungen behoben werden.

*Variante 1A*

Bei Ausfall eines Netzkuppeltransformators in Lienz ist der verbleibende mit 91% sowie der KEW-Netzabstützungstransformator in Villach mit 100% belastet (siehe Abbildung 27). Eine Entlastung kann mittels entsprechender Regelung der Transformatoren erzielt werden.





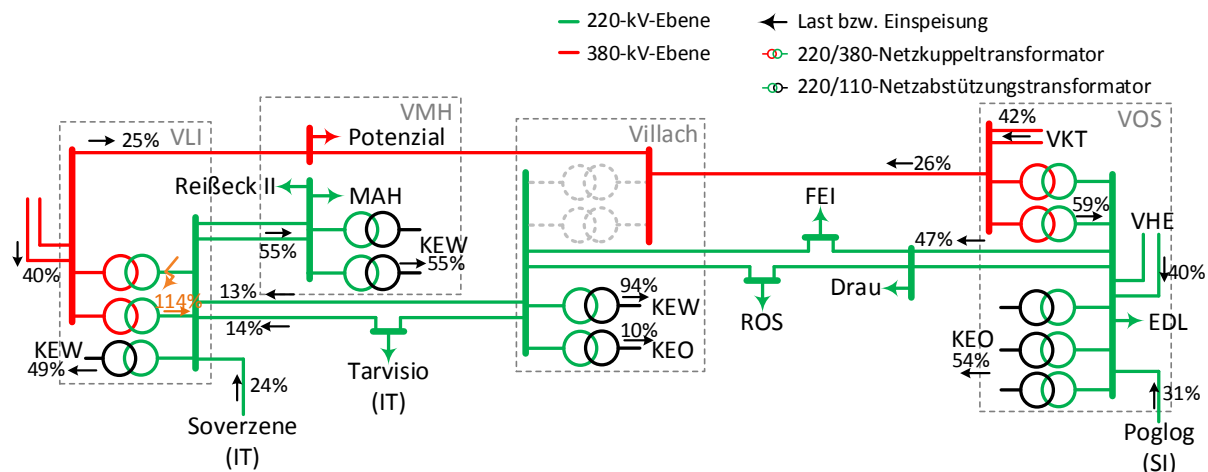


Abbildung 28: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzstrom der Netzkomponente im Case 3 in der Variante 1B bei Ausfall eines Netzkoppeltransformators in Lienz

Ausfälle von 220-kV-Systemen auf dem Abschnitt Lienz - Obersielach führen zu keinen (n-1)-Verletzungen. Ein Ausfall eines Netzkoppeltransformators in Obersielach führt zu einem Anstieg der Belastung des Verbleibenden auf 82%, jedoch zu keinen (n-1)-Verletzungen. Hingegen führt in dieser Ausbaubauvariante ein Ausfall einer der beiden Netzabstützungstransformatoren in Malta, wie auch in der Variante 1A, zu keinen (n-1)-Verletzungen. Die (n-1)-Sicherheit wird in keinen weiteren Fällen verletzt.

### Doppelsystemausfall

Beim Ausfall der 380-kV-Leitung Obersielach – Kainachtal ergeben sich keine Überlastungen im betrachteten Netzraum, jedoch wird vermehrt Leistung über die inneren 220-kV-Leitungen nach Obersielach transportiert. Dies hat einen Belastungsanstieg auf 57% je System auf der Leitung Obersielach – Hessenberg bei der Variante 1A bzw. 51% bei der Variante 1B zur Folge. Der Doppelsystemausfall des 220-kV-Abschnittes Obersielach – Drau führt in der Variante 1 zu einer Rückspeisung des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach, welcher bis dato immer aus dem Übertragungsnetz in dieser Lastsituation bezogen hat. Zurückzuführen ist dies auf einen Leistungsdurchzug durch das KEO-Netz bedingt durch den zweisystemigen Ausfall im Übertragungsnetz. Dieser Durchzug beträgt in etwa 60 MW bei der Variante 1A und 170 MW bei der Variante 1B. Eine Unterbindung bzw. Reduktion des Leistungsdurchzuges ist durch Transformatorregelung bzw. Abschaltung des Netzabstützungstransformators in Villach zu erreichen. In der Variante 1B ist zudem ein dritter Netzkoppeltransformator in Lienz für eine Belastungsreduktion der zwei Bestehenden sinnvoll, da diese mit 107% belastet sind.

Erfolgt der Ausfall auf dem 220-kV-Abschnitt Lienz – Villach bzw. Greuth so führt dies zu einer Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach, welche bei der Variante 1A um 6% höher ist als bei der Variante 1B.

Unabhängig der gewählten Untervariante kommt es bei einem Ausfall des 380-kV-Abschnittes Lienz – Tauern zu einer geringen Überlastung (unter 5%) der Leitung Lienz – Soverzene (mittels PST-Regelung beherrschbar), zu einer Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach um bis zu 20%, zu einer Auslastung des 380-kV-

Systems Obersielach – Malta um bis zu 71% sowie zu einem erhöhten Leistungsbezug über die inneren 220-kV-Leitungen.

#### **7.2.2.4 Zusammenfassung der Ergebnisse**

In der Untervariante 1A teilt sich die im Raum Malta auf 380 kV eingespeiste bzw. bezogene Leistung in den betrachteten Cases zwischen 19% bis 54% in Richtung Lienz bzw. zwischen 81% bis 46% in Richtung Obersielach auf. Die in der Untervariante 1B resultierende Aufteilung liegt zwischen 9% und 45% in Richtung Lienz bzw. 91% und 57% in Richtung Obersielach. Demnach reagiert die Variante 1B um bis zu 10% der eingespeisten bzw. bezogenen Leistung sensibler auf die Lastsituation im europäischen Umfeld. Den Vorteil einer Integration des zusätzlichen Potenzials im Raum Malta in die vermaschte Netzstruktur ist auch in der Variante 1 gegeben.

Die Netzkuppeltransformatoren in Lienz und Obersielach sind in der Variante 1B um maximal 10% höher belastet als in der Variante 1A, dafür muss in Villach keine zusätzliche Kuppelkapazität vorgesehen werden.

Der 220-kV-Abschnitt Lienz – Villach ist bei der Variante 1B niedriger, jedoch der nachfolgende 220-kV-Abschnitt Villach – Obersielach mit maximal bis zu 40% je System höher belastet als bei der Variante 1A. Auf dem 380-kV-Abschnitt Malta bzw. Villach – Obersielach ist im Fall der Variante 1B mehr freie Kapazität verfügbar als bei der Variante 1A. Würde das UW Drau auf der 380-kV-Ebene eingebunden werden, so wäre eine bedeutende Belastungsreduktion des 220-kV-Abschnitts Villach – Obersielach die Folge, wodurch der Vorteil der Variante 1A, einer geringeren Belastung auf dem besagten 220-kV-Abschnitt, verloren ginge. Durch den leistungsschwachen 380-kV-Ringschluss sind die inneren 220-kV-Leitungen etwas höher belastet als bei der Variante 2 sowie vermehrt beeinflussbar durch die Lastsituation im betrachteten Netzraum. Dies ist zum Beispiel aus der Umkehr der Lastflussrichtung auf den 220-kV-Kuppelleitungen im Case 3 ersichtlich.

Hinsichtlich der Auswirkungen auf das 110-kV-Verteilernetz unterscheiden sich die zwei Untervarianten darin, dass bei der Untervariante 1B die KEW-Netzabstützungstransformatoren in Malta höher belastet sind, wodurch der KEW-Netzabstützungstransformator in Villach entsprechend entlastet wird. Der Bezug des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach sowie die zeitgleiche Rückspeisung in Obersielach ins Übertragungsnetz sind bei der Untervariante 1A etwas geringer.

Eine (n-1)-Verletzung auf dem 220-kV-Abschnitt Malta – Lienz tritt in beiden Untervarianten in allen drei Cases bei einem Ausfall des Parallelsystems auf, wobei im Off-Peak-Fall noch eine (n-1)-Verletzung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach hinzukommt. Des Weiteren ist der 380-kV-Abschnitt Kainachtal – Maribor im Case 1 in beiden Untervarianten nicht (n-1)-sicher.

Durch die fehlenden Netzkuppeltransformatoren in Villach bei der Variante 1B ergibt sich in den Cases 2 und 3 die Notwendigkeit eines dritten Netzkuppeltransformators in Lienz zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit. Eine geringere Belastung der Netzkuppeltransformatoren in Lienz sowie des 220-kV-Abschnittes Lienz – Obersielach tritt bei einem Ausfall des 380-kV-Systems Malta – Lienz in der Variante 1B im Vergleich zu 1A auf. Eine Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach, welche durch Transformatorregelung behebbar ist, erfolgt in Case 3 durch einen Ausfall des 380-kV-Systems Malta – Villach in der Variante 1A. Der Ausfall des 380-kV-Systems Obersielach – Villach bzw. bei 1B Obersielach

– Malta bewirkt in der Variante 1A eine um 4% bis 8% höhere Belastung des 220-kV-Abschnittes Obersielach – Drau durch den zusätzlichen Lastfluss von der 380-kV-Ebene auf die 220-kV-Ebene in Villach. Hingegen kommt es beim Systemausfall Obersielach – Drau in der Variante 1B zu bis zu 15 % höheren Belastungen des verbleibenden Parallelsystems.

Aus den Ergebnissen des Case 2 ist für beide Untervarianten zu entnehmen, dass bei Ausfall des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach die Netzabstützungstransformatoren in Malta nicht mehr (n-1)-sicher sind. Eine Verletzung der (n-1)-Sicherheit bei Ausfall eines der KEW-Netzabstützungstransformatoren in Malta ergibt sich nur bei der Variante 1A im Case 3.

Im Case 1 resultiert bei einem Doppelsystemausfall des Abschnittes Obersielach – Kainachtal für beide Untervarianten eine Überlastung der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog sowie des 220-kV-Abschnittes Obersielach – Hessenberg. Dies ist in beiden Untervarianten zum Beispiel mittels Abschaltung der Kuppelleitung nach Podlog und PST-Regelung beherrschbar. Gleiches gilt für die Überlastungen der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog bei einem Doppelsystemausfall des Abschnitts Kainachtal – Maribor. Der Ausfall des 380-kV-Abschnittes Lienz – Tauern führt in beiden Untervarianten im Case 2 zu einer geringen Überlastung des Abschnittes Obersielach – Hessenberg, welche zum Beispiel durch PST-Regelung behoben werden kann. In der Variante 1B ist im Case 1 und 3 bei einem Doppelsystemausfall des 220-kV-Abschnittes Obersielach – Drau ein dritter Netzkuppeltransformator in Lienz erforderlich, da sonst die zwei bestehenden überlastet sind. Zudem ist im Case 1 auch der KEO-Netzabstützungstransformator in Villach überlastet, dem kann durch Transformatorregelung entgegengewirkt werden. Wiederum ergibt sich in beiden Untervarianten eine Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach durch den Doppelsystemausfall des 220-kV-Abschnittes Lienz – Villach bzw. Greuth.

## **7.3 Ausbauvariante 3**

### **7.3.1 Allgemeine Betrachtung der Variante 3**

Die Variante 3 sieht einen zweisystemigen 380-kV-Ringschluss vor, der von allen betrachteten Varianten die meiste durchgängige Übertragungskapazität auf der 380-kV-Ebene im betrachteten Netzraum aufweist (jedoch ohne Einbindung des Knoten Malta in das Ringkonzept). Bei Realisierung dieser Variante müssten alle Umspannwerke auf 380 kV umgebaut bzw. neu errichtet werden. Weiters muss bei dieser Variante die Trasse weiterhin alle derzeitigen Umspannwerks- und Einspeisepunkte treffen. Dementsprechend wäre der Trassenverlauf eingeschränkter als bei Variante 1. Die Leitungstrasse ist aufgrund der zwei 380-kV-Leitungssysteme breiter, als bei den einsystemigen 380-kV-Varianten. Die 220-kV-Leitungen im betrachteten Netzraum würden vollständig ersetzt werden. Durch neue Entwicklungen im modernen Leitungsbau ergeben sich für diese Variante neue Möglichkeiten.

## 7.3.2 Technische Betrachtung der Variante 3

### 7.3.2.1 Case 1: „Peak Export Deutschland“

#### Grundlastfluss

In dieser Variante befinden sich alle für diesen Netzraum relevanten Erzeugungseinheiten auf der gleichen Spannungsebene. Dies ist vor allem in Malta relevant, da alle hier verfügbaren Erzeugungseinheiten punktuell ins Netz einspeisen. Die in Malta punktuell eingespeiste Leistung sowohl der Kraftwerke als auch aus dem 110-kV-Verteilernetz teilt sich, abzüglich der Leistung die über die Netzkuppeltransformatoren in Lienz geht, zu ca. 29% auf den Abschnitt Lienz – Tauern und zu ca. 71% auf den Abschnitt Lienz – Obersielach auf. Daraus resultiert eine Belastungsreduktion des Abschnittes Lienz – Tauern im Vergleich zu den beiden anderen Ausbauvarianten von 30% im Grundlastfall. Die starke zweisystemige 380-kV-Leitung im Abschnitt Lienz – Obersielach ist trotz der dort einspeisenden Kraftwerke zwischen 34% und 43% belastet (siehe Abbildung 29), wonach genug Reservekapazität für die Beherrschung von eventuell kritischen Netzsituationen vorhanden ist.

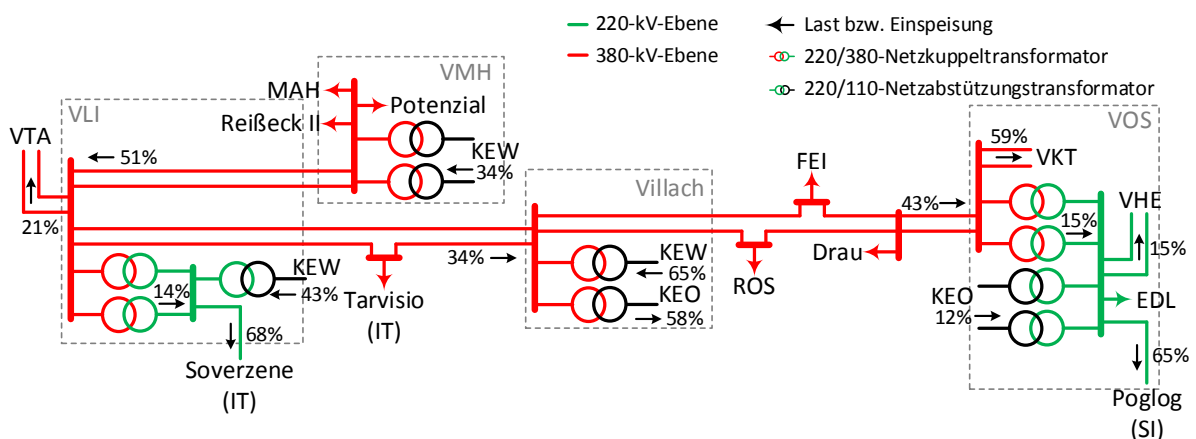


Abbildung 29: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzstrom der Netzkomponente im Grundlastfall des Case 1 in der Variante 3

Bedingt durch die niederohmige 380-kV-Verbindung von Lienz nach Obersielach erhöht sich die Belastung dieses Abschnittes im Vergleich zu der Variante 2 um 3%. Hierdurch ergibt sich bei den nachfolgenden Abschnitten Obersielach – Kainachtal eine um 3% bis 8% und Kainachtal – Maribor eine um 4% bis 6% höhere Belastung als bei der Variante 2 bzw. 1. Weiters sind die Netzkuppeltransformatoren in Obersielach geringfügig höher belastet als bei der Variante 2, einerseits bedingt durch die reduzierte Rückspeisung des KEO-Netzes in Obersielach und andererseits durch den geringeren Leistungstransport nach Slowenien in der Variante 3. Demzufolge kommt es zu einer Belastung des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach von rd. 58%, was einem geringeren Bezug im Vergleich zu den anderen Ausbauvarianten in diesem Case entspricht. Die Rückspeisung des KEW-Netzes in Malta ist bei dieser Ausbauvariante mit rd. 200 MW am höchsten von allen Ausbauvarianten in diesem Lastfall. Generell ist anzumerken, dass bei dieser Ausbauvariante der zeitgleiche Bezug und die zeitgleiche Rückspeisung ins Übertragungsnetz von Netzabstützungstransformatoren gleicher Teilnetze in den entsprechenden Abstützungspunkten am geringsten ist, d.h. die geringste Beeinflussung des 110-kV-Verteilernetzes auftritt.

Die Last in Hessenberg wird durch den 380-kV-Ausbau vermehrt von Weißenbach aus gedeckt, wodurch der Abschnitt Weißenbach – Hessenberg eine zusätzliche Belastung erfährt. Dieser Effekt ist bei der Variante 3 am größten, tritt jedoch auch bei der Variante 2 in dem hier gewählten Case auf.

#### (n-1)-Analyse

Da bei dieser Variante die gesamte Erzeugung (inklusive des angenommenen Erzeugungspotenzials) punktuell im Knoten Malta einspeist, reicht die angenommene Dimensionierung des Leitungsabschnittes auf dem Abschnitt Malta – Lienz für die Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit gerade aus. Wird allerdings eine maximale Erzeugung des angenommenen Potenzials vorausgesetzt, kommt es zu einer (n-1)-Verletzung auf der 380-kV-Leitung Malta – Lienz. Für diesen Fall wäre eine Übertragungsleistung von rd. 4.000 A<sup>26</sup> zum Abtransport der Leistung bei voller Einspeisung der Kraftwerke notwendig. Des Weiteren geht die Rückspeisung des KEW-Netzes in Malta bei einem Systemausfall auf dem 380-kV-Abschnitt Malta – Lienz um 10% zurück und bewirkt eine entsprechende Belastungserhöhung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach. Erfolgt ein Systemausfall auf dem Abschnitt Drauf – Obersielach resultiert eine Belastung des Parallelsystems von 76%. Dies entspricht der höchsten Belastung bei einem Systemausfall des gesamten 380-kV-Abschnittes Lienz – Obersielach.

Durch den starken 380-kV-Ausbau der Abschnitte zwischen Lienz und Obersielach kommt es bedingt durch die daraus resultierende Belastungssteigerung bei Ausfall des Parallelsystems zu Überlastungen des verbleibenden Systems auf den 380-kV-Abschnitten Obersielach – Kainachtal von 3% (siehe Abbildung 30) und Kainachtal – Maribor von 46%. Die Überlastung auf dem Abschnitt Kainachtal – Maribor ist bei der Variante 3 in diesem Lastfall maximal um 10% höher als in den anderen Ausbauvarianten.

Durch die durchgehende 380-kV-Leitung und dem Ersatz der bestehenden 220-kV-Leitung sind die Netzkuppeltransformatoren in Lienz und Obersielach nur gering belastet und verursachen keine (n-1)-Verletzungen, d.h. langfristig sind keine zusätzliche Netzkuppeltransformatoren notwendig. Wie bei den anderen Ausbauvarianten ergeben sich bei der Variante 3 auch keine (n-1)-Verletzungen bei Ausfällen von Netzabstützungstransformatoren.

---

<sup>26</sup> Die bei Nutzung der Potenziale im Raum Malta notwendigen Übertragungskapazitäten müssen zu deren Anschlusszeitpunkt je nach der dann geplanten Engpasseleistung genau ermittelt werden.

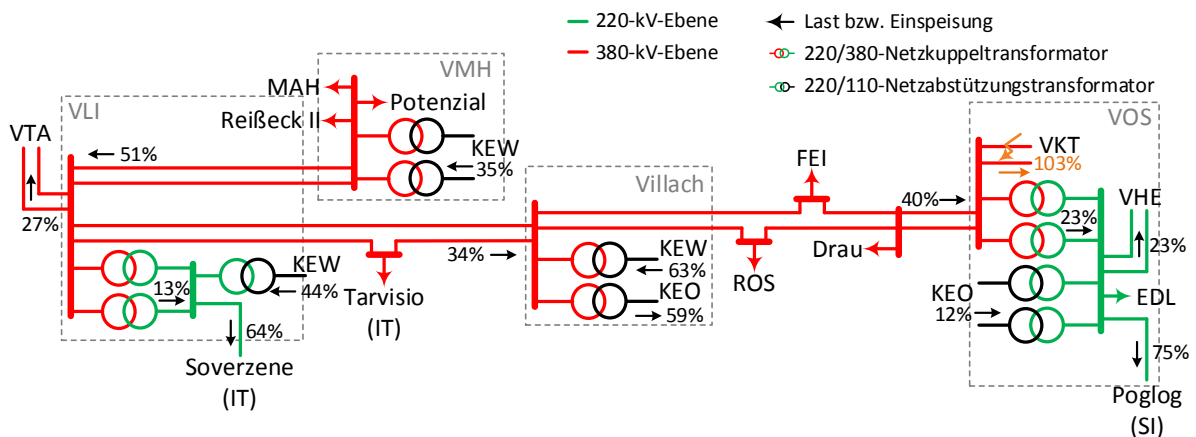


Abbildung 30: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzstrom der Netzkomponente im Case 1 in der Variante 3 bei Ausfall eines 380-kV-Systems Obersielach – Kainachtal

### Doppelsystemausfall

Bedingt durch einen Ausfall des Abschnittes Drau – Obersielach kommt es infolgedessen zu Überlastungen des Abschnittes Hessenberg – Weißenbach von 4% und des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach von 115%. Die Überlastung des Netzabstützungstransformators kann durch Abschaltung bzw. Reduktion der Erzeugung behoben werden. Eine entsprechende Entlastung des Abschnittes Weißenbach – Hessenberg kann mittels PST-Regelung in Ternitz erzielt werden.

Ein Doppelsystemausfall auf dem Abschnitt Lienz – Villach bewirkt eine Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach, welche zum Beispiel durch dessen Abschaltung behoben werden könnte, da eine Abschaltung des betroffenen KEW-Netzabstützungstransformators keine weiteren Überlastungen im Übertragungsnetz zur Folge hätte.

Weiters kommt es zu einer Überlastung der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog durch einen Doppelsystemausfall des Abschnittes Obersielach – Kainachtal. Infolge einer Abschaltung der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog würde eine Belastung des Abschnittes Obersielach – Hessenberg von 101% bzw. 110% resultieren. Mit der Regelung des PST in Ternitz kann einer Überlastung des Abschnittes Obersielach – Hessenberg<sup>27</sup> entgegengewirkt werden. Wie auch bereits bei den anderen Ausbauprodukten kommt es auch bei einem Doppelsystemausfall Kainachtal – Maribor zu einer Überlastung der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog, wobei deren überlastungsbedingte Abschaltung keine weiteren Folgen hätte.

### **7.3.2.2 Case 2: „Peak Import Deutschland**

#### Grundlastfluss

Die resultierende Belastung im Grundlastfall ist in Abbildung 31 dargestellt. Der überlagerte Südost-Nordfluss verlagert bei dieser Variante den Lastfluss in Richtung Norden, wodurch es zu einer verstärkten Belastung des Abschnittes Lienz – Tauern kommt. In diesem Fall teilt sich die in Malta punktuell eingespeiste Leistung, abzüglich der Leistung über die Netzkup-

<sup>27</sup> Die Belastungssituation des Abschnittes Obersielach – Hessenberg ist stark abhängig von der Lastsituation d.h. dem Bezug aus dem APG-Netz in Hessenberg.

peltransformatoren in Lienz, zu 63% auf den Abschnitt Lienz – Tauern und die restlichen 37% auf den Abschnitt Lienz – Obersielach auf. Die Belastung auf den 380-kV-Abschnitten zwischen Lienz und Obersielach ist moderat mit maximal 26% je System.

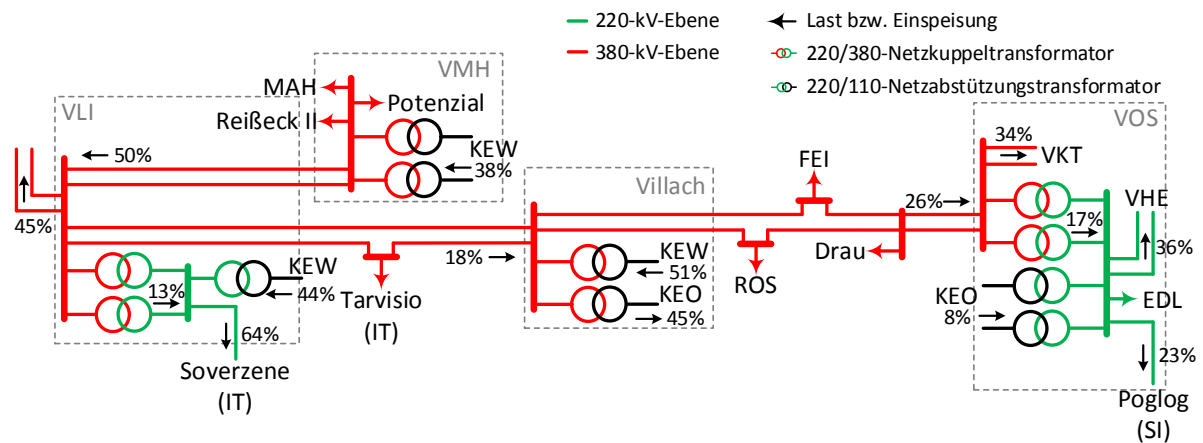


Abbildung 31: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzstrom der Netzkomponente im Grundlastfall des Case 2 in der Variante 3

Die Rückspeisung des 110-kV-Verteilernetzes ins APG-Netz in Malta ist um 4% höher als im Case 1, wodurch die Belastung auf dem Abschnitt Malta – Lienz ansteigt. Zudem ist die Rückspeisung in Malta bei der Ausbauvariante 3 im Vergleich zu den anderen Ausbauvarianten im Case 2 am höchsten und somit die Auslastung des KEW-Netzabstützungstransformatoren in Villach im Grundlastfall am geringsten. Der Bezug bzw. die Rückspeisung der KEO-Netzabstützungstransformatoren in Villach und Obersielach ist gleich wie bei der Variante 1B und dementsprechend geringer als bei der Variante 2. Die Netzkuppeltransformatoren in Lienz und Obersielach sind mit 13% und 17% belastet.

Unter dieser Annahme des europäischen Umfeldes kommt es zu keinen weitreichenden Auswirkungen (wie eine erhöhte Belastung der Abschnitte Obersielach – Kainachtal, Kainachtal – Maribor bzw. Weißenbach – Hessenberg) durch eine starke 380-kV-Verbindung im Abschnitt Lienz – Obersielach. Der Abschnitt Weißenbach – Hessenberg wird einerseits durch den verstärkten Leistungsübergang von 380 kV auf 220 kV in Obersielach mit weiterer Flussrichtung Hessenberg und andererseits durch eine wesentlich geringere übertragene Leistung auf der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog entlastet.

(n-1)-Analyse

Eine (n-1)-Verletzung tritt bei einem Systemausfall auf dem Abschnitt Malta – Lienz mit einer Belastung des verbleibenden Parallelsystems von 99% gerade nicht auf (siehe Abbildung 32). Wird jedoch ein Erzeugungspotenzial von 1.500 MW in Malta vorausgesetzt, so ist die (n-1)-Sicherheit nicht mehr gewährleistet.

Auf dem Abschnitt Lienz – Tauern kommt es beim Ausfall eines der beiden Systeme zu keiner (n-1)-Verletzung und die Belastung des Parallelsystems beträgt 79%. Selbst bei maximaler Erzeugung im betrachteten Netzbereich, d.h. bei maximaler Nutzung der Potenziale steigt die Belastung des verbleibenden Systems auf maximal 92% an. Die 380-kV-Abschnitte Lienz – Obersielach sind bei einem Ausfall eines der Systeme Lienz – Tauern mit maximal 31% belastet. Die Rückspeisung der KEO-Netzabstützungstransformatoren in Obersielach, bei

weiterhin zeitgleichem Bezug des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach, steigt im Vergleich zum Grundlastfall um 1% an.

Auf den nachfolgenden 380-kV-Abschnitten von Lienz nach Obersielach treten bei Ausfall eines der beiden Systeme keine (n-1)-Verletzungen auf. Die (n-1)-Analyse ergibt für den Ausfall eines Systems zwischen Drau und Obersielach eine um 4% geringere Belastung des verbleibenden Systems als bei der Variante 2. Auch die Variante 1 hat, unter Berücksichtigung der beiden Spannungsebenen, eine höhere Belastung des verbleibenden Systems Drau – Obersielach. Vergleicht man jedoch die Rückspeisung des KEO-Netzes in Obersielach in diesem Fall, so ist diese nur bei der Variante 1A geringer als bei der Variante 3 bei zeitgleichem Bezug des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach.

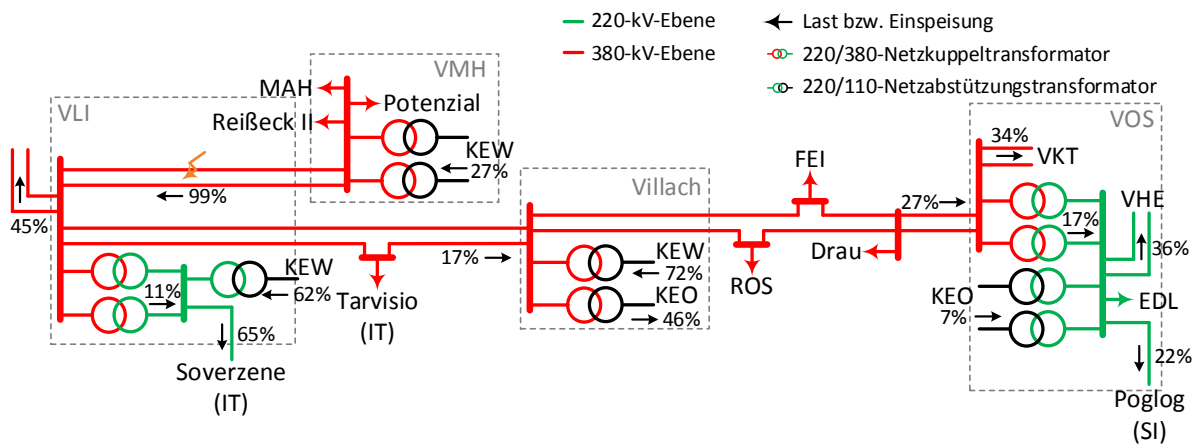


Abbildung 32: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzstrom der Netzkomponente im Case 2 in der Variante 3 bei Ausfall eines 380-kV-Systems Malta – Lienz

Die nachfolgenden Abschnitte Obersielach – Kainachtal und Kainachtal – Maribor sind aufgrund des geänderten europäischen Umfeldes und daraus bedingten Lastflüssen in diesem Fall (n-1)-sicher. Des Weiteren ergeben sich auch keine (n-1)-Verletzungen der 110-kV-Netzabstützungstransformatoren.

**Doppelsystemausfall**

Zur Überlastung des KEO-Netzgekuppeltransformators in Villach um 40% kommt es durch einen Doppelsystemausfall des Abschnittes Drau – Obersielach, welche jedoch durch die Regelung des Transformators behoben werden kann. Der Doppelsystemausfall des Abschnittes Lienz – Tauern bewirkt einen Anstieg des Leistungstransportes Richtung Kainachtal bzw. Hesselberg und resultierende Systembelastungen bis maximal 86%. Weitere Doppelsystemausfälle führen zu keinen Überlastungen anderer Netzelemente, wonach das 380-kV-Ringkonzept seine Funktion erfüllt.

**7.3.2.3 Case 3: “Off-Peak Export Deutschland”**

**Grundlastfluss**

Im Grundlastfall dieser Ausbauvariante werden rd. 1.450 MW von Tauern bzw. 1.780 MW von Kainachtal und nur 130 MW über den 220-kV-Abschnitt Obersielach – Hesselberg in den betrachteten Netzraum transportiert. Bedingt durch den hohen aggregierten Bezug in



Malta bei dieser Ausbauvariante sind die 380-kV-Leitungssysteme Malta – Lienz mit je 45% belastet. Wird hingegen das gesamte Potenzial als Bezug angenommen, so sind die 380-kV-Systeme mit 53% belastet. Die 380-kV-Abschnitte zwischen Lienz und Obersielach weisen eine Belastung zwischen 16% und 28% auf, wobei diese bei der Annahme eines erhöhten Bezuges in Malta auf 32% ansteigt. Der Leistungstransport auf der 220-kV-Leitung Lienz – Soverzene findet, wie bei der Variante 2, von Österreich nach Italien, hingegen jener auf der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog in umgekehrter Richtung – nämlich von Slowenien nach Österreich – statt. Die Netzkuppeltransformatoren in Lienz und Obersielach sind bei dieser Variante mit 7% bzw. 2% gering belastet. Der KEW-Netzabstützungstransformator in Villach ist mit 90% der mit Abstand am höchsten belastete Netzabstützungstransformator im betrachteten Netzraum. Von Malta aus werden rd. 42% des Bezuges des KEW-Teilnetzes gedeckt. Die Deckung des Bezuges des KEO-Netzes erfolgt zu 84% über die Netzabstützungstransformatoren in Obersielach und nur zu 16% über Villach. Die resultierende Belastung im Grundlastfall ist in Abbildung 33 dargestellt.

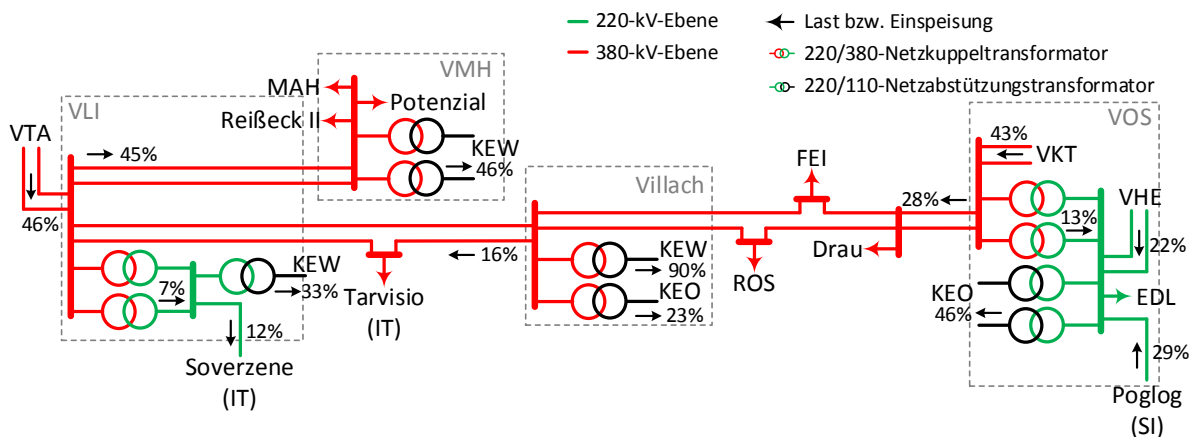


Abbildung 33: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzstrom der Netzkomponente im Grundlastfall des Case 3 in der Variante 3

(n-1)-Analyse

Die (n-1)-Analyse ergibt für den Systemausfall auf dem 380-kV-Abschnitt Malta – Lienz unter der angenommenen Lastsituation eine Belastung des Parallelsystems von 90% sowie eine Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach von 10% (siehe Abbildung 34). Die Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach ist, bedingt durch den Rückgang der Leistungseinspeisung des 110-kV-Verteilernetzes ins Übertragungsnetz in Malta. Weitere Ausfälle von Leitungssystemen und Netzkuppeltransformatoren führen zu keinen (n-1)-Verletzungen im betrachteten Netzraum.

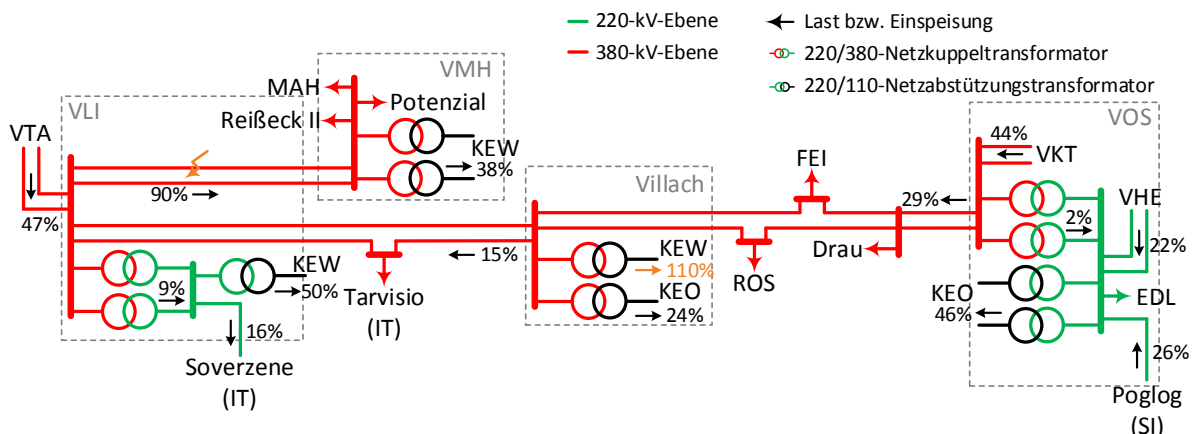


Abbildung 34: Prozentuell auftretende Belastung bezogen auf den jeweiligen thermischen Grenzwert der Netzkomponente im Case 3 in der Variante 3 bei Ausfall eines 380-kV-Systems Malta – Lienz

Der Ausfall eines der Netzabstützungstransformatoren in Malta bewirkt einen Belastungsanstieg des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach auf nahezu 100%. Die Belastung von 75% des verbleibenden KEW-Netzabstützungstransformators in Malta gewährleistet entsprechende Regelmöglichkeiten für die notwendige Entlastung. Die (n-1)-Betrachtung für den Ausfall der anderen Netzabstützungstransformatoren im betrachteten Netzraum ergibt keine (n-1)-Verletzungen, sondern nur entsprechende Belastungsanstiege der am Netz verbleibenden Netzabstützungstransformatoren.

### Doppelsystemausfall

Ein zweisystemiger Ausfall der 380-kV-Leitung Obersielach – Kainachtal führt zu einer Überlastung der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog von 34% bei einem Leistungsfluss Richtung Österreich. Eine resultierende Abschaltung der betroffenen Leitung führt zu Belastungsanstiegen im APG-Netz, jedoch zu keinen weiteren Überlastungen. Leistungsdurchzüge durch das KEO-Netz ergeben sich auch bei dieser Ausbauvariante bei Ausfall des 380-kV-Abschnittes Obersielach – Drau von rd. 250 MW. Dies führt – wie in den anderen Varianten auch – zu Überlastungen im Verteilernetz, jedoch nicht im Übertragungsnetz. Durch eine Transformatorregelung bzw. Abschaltung des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach ließen sich die Leistungsdurchzüge reduzieren bzw. vermeiden. Ein ähnlicher, jedoch abgeschwächter Effekt, ergibt sich bei einem Ausfall des 380-kV-Abschnittes Villach – Rosegg bzw. Feistritz.

Durch eine Abschaltung des 380-kV-Abschnittes Lienz – Villach bzw. Greuth wird der KEW-Netzabstützungstransformator in Villach überlastet und kann durch Regelung der KEW-Netzabstützungstransformatoren vermieden werden. Selbiges gilt auch für den Ausfall des 380-kV-Abschnittes Lienz – Tauern.

### **7.3.2.4 Zusammenfassung der Ergebnisse**

Die im gesamten Raum Malta erzeugte Leistung bzw. der auftretende Bezug wird über eine zweisystemige 380-kV-Leitung punktuell in Lienz an die vermaschte Netzstruktur angebunden. Die Leitungsbelastung des Abschnittes Malta – Lienz beträgt im Grundlastfall in den Cases bis zu 51% unter den getroffenen Annahmen. Weitere Erzeugungspotenziale im Raum Malta würden die Leitungsauslastung entsprechend erhöhen.

Die Belastung der 380-kV-Leitung Lienz – Tauern beträgt 20% bis 46%, je nach zugrunde liegendem Case. In den betrachteten Lastsituationen ergibt sich eine maximale Belastung der 380-kV-Abschnitte Lienz – Obersielach zwischen 26% und 43% sowie die geringste Belastung der Netzkuppeltransformatoren in Lienz und Obersielach im Vergleich zu den anderen Ausbauvarianten.

Die Belastung der KEW-Netzabstützungstransformatoren in Malta ist bei dieser Variante mit bis zu 46% die am höchsten auftretende Belastung. Generell ist die Belastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach entsprechend geringer. Ebenso erfährt das KEO-Teilnetz bei dieser Ausbauvariante die geringste Beeinflussung durch die im Übertragungsnetz herrschende Lastsituation.

Mit den angenommenen Erzeugungs- bzw. Bezugswerten im Raum Malta bewirkt ein Ausfall eines der Systeme des 380-kV-Abschnitts Malta – Lienz in allen Cases – wenn auch nur knapp – keine Überlastung des Parallelsystems. Wird jedoch die gesamte Leistung des möglichen Potenzials im Raum Malta angenommen, so folgt die Überlastung des Parallelsystems. Im Case 3 kommt es zudem zu einer Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach, da der Bezug der Netzabstützungstransformatoren in Malta durch den Systemausfall entsprechend zurückgeht. Mittels Regelung der Transformatoren kann diese Überlastung allerdings behoben werden. Wie auch schon bei den anderen Ausbauvarianten ist der Abschnitt Kainachtal – Maribor im Case 1 nicht (n-1)-sicher, wobei bei dieser Ausbauvariante auch auf dem Abschnitt Obersielach – Kainachtal die (n-1)-Sicherheit verletzt wird. Auf den 380-kV-Abschnitten Lienz – Obersielach treten keine (n-1)-Verletzungen in den hier betrachteten Cases auf und es existieren auch bei einem Systemausfall genügend Übertragungskapazitätsreserven.

Ausfälle von Netzabstützungstransformatoren im Netzraum bewirken keine Überlastung der Verbleibenden. Nur im Case 3 erfolgt ein Belastungsanstieg im Ausfallsfall eines Netzabstützungstransformators in Malta auf nahezu 100% des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach.

Durch einen Doppelsystemausfall der 380-kV-Leitung Malta – Lienz muss – wie in allen Ausbauvarianten – zum Schutz des 110-kV-Verteilernetzes die am Übertragungsnetz direkt angeschlossene Kraftwerksleistung entsprechend reduziert werden. Bei dieser Ausbauvariante betrifft dies auch das mögliche Erschließungspotenzial durch dessen Art der Netzanbindung. Der Doppelsystemausfall Obersielach – Drau ergibt im Peak-Case eine Überlastung des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach, welche nur im Case 2 durch entsprechende Transformatorregelung behoben werden kann. Im Case 1 kommt es zudem noch zu einer geringen Überlastung des 220-kV-Abschnittes Weißenbach – Hessenberg, welche jedoch zum Beispiel durch PST-Regelung in Ternitz vermieden werden kann.

Die Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach kann im Ausfallsfall des Abschnittes Lienz – Villach bzw. Greuth bzw. des Abschnittes Lienz – Tauern im Case 3 durch entsprechende Transformatorregelung behoben werden. Hingegen reicht im Case 2 im Ausfallsfall des Abschnittes Lienz – Villach bzw. Greuth die Transformatorregelung nicht aus.

Tritt ein Doppelsystemausfall des Abschnittes Obersielach – Kainachtal bzw. des Abschnittes Kainachtal – Maribor auf, so kann die Netzsicherheit durch eine Abschaltung der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog sowie ggf. notwendiger PST-Regelungen für die inneren 220-kV-Leitungen wieder hergestellt werden.

## 7.4 Berücksichtigung des 380-kV-Projekts Lienz – Veneto Region (IT)

### 7.4.1 Allgemeine Betrachtung der 380-kV-Leitung Lienz - Veneto Region

Unter der im folgenden Italienleitung bzw. als Kuppelleitung Italien genanntes Projekt wird das bereits im NEP 2012 bzw. TYNDP 2012 angegebene einsystemige 380-kV-Leitungsprojekt Lienz – Staatsgrenze (Veneto Region, IT) bezeichnet. Dieses Leitungsprojekt wird hier als 380-kV-Ersatzneubau der bestehenden 220-kV-Leitung Lienz – Soverzene aus dem Jahr 1951 behandelt, wodurch die Übertragungsleistung zwischen Italien und Österreich erhöht wird. Die tatsächliche Übertragungsleistung des 380-kV-Projekts steht noch nicht exakt fest und wird im Rahmen der hier durchgeführten Analysen als einsystemige 380-kV-Leitung mit einer maximalen Übertragungsleistung von 1.500 MW modelliert. Die Detailuntersuchung der geplanten 380-kV-Leitung Lienz – Staatsgrenze inklusive der Festlegung der finalen Dimensionierung ist nicht Bestandteil dieser Diplomarbeit, da dies im Rahmen von Studien zur TEN-E Einreichung erfolgt. In dieser Arbeit erfolgt die Erhebung der Auswirkungen des Projektes auf die jeweiligen Ausbauvarianten im Netzraum Kärnten.

Das geplante 380-kV-Kuppelleitungsprojekt verbindet Österreich und die österreichischen Pumpspeicher in Malta und Tauern/Kaprun mit den Lastzentren in Nord-Ost Italien und der Photovoltaikerzeugung in Italien.

### 7.4.2 Technische Betrachtung im Zusammenhang mit den Ausbauvarianten

Die lokal sehr konzentrierte Erzeugung im Raum Malta und Kaprun sowie der Reglerwert Italiens bzw. der Verbrauch im Norden Italiens haben einen erheblichen Einfluss auf die Leitungsbelastung der Kuppelleitung. Setzt sich die Tendenz des Nettoimports in Italien fort, in Kombination mit einer hohen Pumpspeichererzeugung in den genannten Bereichen, so kommt es in den durchgeführten Analysen für die Peak-Cases bereits im Grundlastfall zu einer sehr hohen Belastung bzw. Überlastung der Leitung in allen Ausbauvarianten. Die Belastung ist am höchsten im Case 1 und variiert dort zwischen rd. 1.670 MW und rd. 1.750 MW je nach untersuchter Variante.

Demnach ist in allen drei Ausbauvarianten in den Peak-Fällen für die Einhaltung der Übertragungsleistung von 1.500 MW ein 380-kV-PST<sup>28</sup> in der Modellierung eingeführt worden. Die Begrenzung des Leitungsflusses ist hier auch in Zusammenhang mit begrenzten Kapazitäten der „Zubringer“-Leitungen, z.B. über den Felbertauern (Leitung Tauern – Lienz) zusehen.

In den folgenden Analyseergebnissen der Peak-Fälle ist immer ein 380-kV-PST in Lienz in den Berechnungsergebnissen berücksichtigt, der eine Leitungsbelastung von max. 1.200 MW sicherstellt, um auch noch Übertragungs- und (n-1)-Reserven zu halten. Im Off-Peak-Fall ist die Übertragungsleistung, welche sich über die 380-kV-Leitung einstellt, zwischen rd. 170 MW und rd. 270 MW. Dementsprechend wäre dafür kein PST auf der Leitung notwendig.

---

<sup>28</sup> Theoretisch wäre auch eine Erweiterung der einsystemigen 380-kV-Leitung auf eine Zweisystemige zum Schutz vor Überlastung möglich. Da das Projekt im TYNDP 2012 sowie NEP 2012 als einsystemige Leitung angegeben ist, wurde in dieser Arbeit die Modellierung eines PST als Überlastungsschutz gewählt.

### **7.4.2.1 Case 1: “Peak Export Deutschland“**

#### Grundlastfall

Mit der Errichtung der 380-kV-Italienleitung ergeben sich bei allen Varianten Reduktionen des Lastflusses auf dem Abschnitt Lienz – Villach variantenabhängig von rd. 60 MW bei der Variante 2 und 1A, rd. 80 MW bei der Variante 1B und bis rd. 430 MW bei der Variante 3. Zudem ergibt sich eine weiterführende Entlastung des Abschnittes Villach – Obersielach, Obersielach – Kainachtal und Kainachtal – Maribor. Ein Großteil der erzeugten Pumpspeicherleistung im Raum Malta und Kaprun wird demnach direkt zu den Verbrauchern in Italien transportiert. Weiters kommt es zu einer Reduktion der Rückspeisung der KEO-Netzabstützungstransformatoren in Obersielach von rd. 20 bis 40 MW bei zeitgleichem Bezug des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach.

Das im Raum Malta angenommene Erzeugungspotenzial teilt sich bei der Variante 1A bzw. 1B zu 44% bzw. 33% in Richtung Lienz auf, was einer Zunahme von 24% bzw. 25% im Vergleich zur Netzstruktur ohne der Italienleitung entspricht. Bei der Variante 2 entsteht ein Zuwachs von 31% des Leistungstransportes in Richtung Lienz. Der Leistungstransport von der 220-kV-Ebene auf die 380-kV-Ebene über die Netzkuppeltransformatoren in Villach steigt mit der Italienleitung um rd. 40 MW bei den Varianten 2 und 1 an.

Des Weiteren erhöht sich auch die Rückspeisung der Netzkuppeltransformatoren in Malta ins APG-Netz bei den Varianten 2 und 1 um rd. 10 MW und bei der Variante 3 um rd. 30 MW, wodurch sich wiederum eine Entlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach ergibt. Durch den verstärkten Leistungstransport nach Italien erhöht sich die Belastung der Netzkuppeltransformatoren in Lienz auf 70% je Transformator in den Varianten 2 und 1A bzw. 80% je Transformator in der Variante 1B.

Die Belastung des Abschnittes Lienz – Tauern reduziert sich in allen Varianten auf unter 10% je System.

#### (n-1)-Analyse

Auf der 220-kV-Leitung Lienz – Malta kommt es in allen Ausbauvarianten zu einer (n-1)-Verletzung bzw. bei der Variante 3 zu einer Systembelastung von 100% bei Ausfalls des Parallelsystems. Der KEW-Netzabstützungstransformator in Villach ist bei einem Systemausfall der 220-kV-Leitung Malta – Lienz nur bei der Variante 2 mit 9% überlastet, da vermehrt Leistung über die Netzkuppeltransformatoren in Villach auf die 380-kV-Ebene gebracht werden. Infolgedessen sind die Netzkuppeltransformatoren in Lienz bei der Variante 2 entsprechend geringer belastet.

Eine weitere (n-1)-Verletzung ergibt sich auf dem verbleibenden Netzkuppeltransformator in Lienz bei Ausfall des Zweiten in den Varianten 2 und 1, wobei die Überlastung des verbleibenden Netzkuppeltransformators mit 37% am höchsten bei der Variante 1B und mit 11% am geringsten bei der Variante 1A ist. Dementsprechend ist in den betroffenen Ausbauvarianten ein dritter Netzkuppeltransformator in Lienz auf Basis der hier erhaltenen Ergebnisse mit der Italienleitung für die Vermeidung von (n-1)-Verletzungen notwendig.

Die Entlastung des 380-kV-Abschnittes Obersielach – Kainachtal bewirkt einen (n-1)-sicheren Betrieb des besagten Abschnittes in allen Ausbauvarianten. Der Abschnitt Kainachtal – Maribor ist trotz der Entlastung durch die Italienleitung in keiner der Ausbauvarianten (n-1)-sicher.

### Doppelsystemausfall

In allen Ausbauvarianten – mit Ausnahme der Variante 1A – kommt es bei einem Ausfall des Abschnittes Drau – Obersielach zu einer Überlastung des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach sowie zu einer Belastung von über 90% der Netzkuppeltransformatoren in Lienz. Wird in Lienz ein dritter Netzkuppeltransformator berücksichtigt, so kommt es bei einer allfälligen Abschaltung des KEO-Netzabstützungstransformators im Zuge der Überlastung zu keinen Folgeabschaltungen.

Der Doppelsystemausfall des Abschnittes Obersielach – Kainachtal bewirkt eine Überlastung der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog in allen Ausbauvarianten trotz eingesetzter Verlängerungsschaltung. Fällt die betroffene Leitung in Folge der Überlastung ebenfalls aus, so kann mittels Regelung der Netzkuppeltransformatoren in Lienz die innere 220-kV-Leitung Obersielach – Hessenberg vor Überlastung geschützt werden. Die Überlastung der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog ist in der Variante 1 mit rd. 15% am höchsten. Ähnliches Verhalten zeigt sich auch bei einem Doppelsystemausfall des Abschnittes Kainachtal – Maribor bei der Variante 1, jedoch beträgt die Überlastung der Leitung Obersielach – Podlog nur 6%. Bei den Varianten 2 und 1 kommt es bei einem Doppelsystemausfall des 220-kV-Abschnittes Lienz – Villach bzw. Greuth zu einer Überlastung der Netzkuppeltransformatoren in Lienz sowie des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach. Die Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach ist bei der Variante 1B mit 3% am geringsten und kann mittels entsprechender Transformatorregelung und unter der Voraussetzung von drei Netzkuppeltransformatoren in Lienz behoben werden.

In der Variante 1B steigt die Belastung der Netzkuppeltransformatoren in Lienz bei Ausfall des Abschnitts Villach – Rosegg bzw. Feistritz auf 100% je Transformator an. Im Gegensatz dazu bewirkt dieser Ausfall in der Variante 2 eine Überlastung des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach bei zeitgleichem Anstieg der Rückspeiseleistung der KEO-Netzabstützungstransformatoren in Obersielach.

### **7.4.2.2 Case 2: „Peak Import Deutschland“**

#### Grundlastfall

Bei Einbindung von Erzeugungspotentialen auf der 380-kV-Ebene im Raum Malta teilt sich die erzeugte Leistung bei der Variante „light 1 bzw. 2“ nicht mehr – wie im Grundlastfall ohne Italienleitung – zu 54% bzw. 45% in Richtung Lienz und 46% bzw. 55% in Richtung Obersielach sondern zu 81% bzw. 71% in Richtung Lienz und 19% bzw. 29% in Richtung Obersielach auf. Betrachtet man die Variante 2 so verschiebt sich die Aufteilung der erzeugten Leistung mit der Italienleitung um plus 32% in Richtung Lienz im Vergleich zum Grundlastfall ohne Italienleitung. Auch in dem hier betrachtenden Lastflussfall kommt es zu einer Entlastung der Abschnitte Villach – Obersielach, Tauern – Lienz und Obersielach – Kainachtal in allen Ausbauvarianten, da ein Teil erzeugte Leistung direkt nach Italien transportiert wird.

Bei den Ausbauvarianten 1 und 2 kommt es durch die Italienleitung zu einem Belastungsanstieg der Netzkuppeltransformatoren in Lienz zwischen 260 MW und 300 MW. Dies führt zu einer Entlastung des 220-kV-Abschnittes Lienz – Villach von 3% bis 4%. In der Ausbauvariante 3 halbiert sich die Auslastung des Abschnittes Lienz – Villach im Vergleich zum Ausbauzustand ohne Italienleitung. Des Weiteren erhöht sich die Rückspeisung des 110-kV-

Verteilernetzes in Malta um maximal 30 MW in der Variante 3 und minimal 10 MW in den Varianten 1 und 2.

Weitergehend kommt es auch zu einem Rückgang der Rückspeisung des KEO-Netzes in Obersielach bei zeitgleichem Bezug des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach zwischen 12 MW und 26 MW in allen Ausbauvarianten sowie zu einer Entlastung von 2% der in Obersielach angrenzenden 220-kV-Abschnitte in Richtung Hessenberg.

#### (n-1)-Analyse

In der Variante 1 ist bei einem Netzkuppeltransformatorausfall in Lienz der Verbleibende mit 31% bei der Untervariante 1A bzw. 61% bei der Untervariante 1B überlastet. In der Variante 2 tritt in diesem Fall gerade keine (n-1)-Verletzung auf. Ein dritter Netzkuppeltransformator wird auch bei einem Ausfall der 380-kV-Leitung Lienz – Malta in der Ausbauvariant 1 benötigt, da sonst die zwei Bestehenden überlastet sind. In der Variante 1B sind die Netzkuppeltransformatoren in Lienz bei Ausfall des 220-kV-Systems Lienz – Greuth bzw. Villach und des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach mit 98% und 95% belastet. In den Varianten 2 und 1A herrscht eine ähnliche Situation. Zu einer Überlastung bzw. hohen Auslastung des verbleibenden Systems kommt es in allen Ausbauvarianten bei Ausfall eines Systems Malta – Lienz, wobei die resultierende Belastung in der Ausbauvariante 3 mit 10% am geringsten ist. Dies ist bedingt durch die in allen Ausbauvarianten verstärkt auftretende Rückspeiseleistung des KEW-Netzes in Malta und daraus resultiert eine Entlastung des KWE-Netzabstützungstransformators in Villach. Sonst kommt es zu keinen (n-1)-Verletzungen bei den Ausbauvarianten.

#### Doppelsystemausfall

Ein Doppelsystemausfall des Abschnittes Drau - Obersielach führt in den Ausbauvarianten 2 und 1B zu Überlastungen der Netzkuppeltransformatoren in Lienz von 2% bzw. 38% und des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach. Bei der Variante 3 kommt es nur zu einer geringen Überlastung des KEO-Netzabstützungstransformators bei dem hier betrachteten Doppelsystemausfall, welche leicht durch Regelung des Transformators behoben werden kann. Nur in der Variante 1A kommt es zu keinen Überlastungen bei dem Doppelsystemausfall Drau – Obersielach durch den Anstieg der von 220 kV auf 380 kV transportierten Leistung in Villach, der hohen Auslastung des verbleibende 380-kV-System Villach - Obersielach und der Reduktion der Rückspeisung der Netzabstützungstransformatoren in Obersielach ins APG-Netz. Weitere Doppelsystemausfälle bewirken keine Überlastungen anderer Netzkomponenten im Case 2.

### **7.4.2.3 Case 3: „Off-Peak Export Deutschland“**

#### Grundlastfall

Der hohe Bezug im Netzraum in dieser Lastflusssituation in Kombination mit einem geringeren Importreglerwertes Italiens sowie einem Export Südosteuropas führt unter der Annahme einer 380-kV-Leitungsverbindung nach Italien zu Auslastungen der selbigen zwischen 170 MW bei der Ausbauvariante 3 und 280 MW bei der Ausbauvariante 2. Unter den hier vorliegenden Annahmen ist im Off-Peak-Fall kein PST bzw. anderes lastflussteuerndes Element auf der 380-kV-Italienleitung notwendig.

### (n-1)-Analyse

Bei den Varianten 2 und 1 kommt es bei einem Ausfall eines Systems des 220-kV-Abschnittes Malta – Lienz zu einer Überlastung des Parallelsystems von 2% bzw. 5% sowie des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach. Eine Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach tritt auch bei der Variante 3 ein, wenn ein 380-kV-System Malta – Lienz ausfällt. Eine Kapazitätserhöhung des Abschnittes Malta – Lienz würde eine Überlastung des verbleibenden Systems verhindern und eine Regelung der Netzabstützungstransformatoren in Malta, um deren Bezug zu erhöhen, ermöglichen. Hierdurch kann der KEW-Netzabstützungstransformator in Villach entlastet werden. Bei der Variante 1B ist auch bei dieser Untersuchung ein dritter Netzkuppeltransformator in Lienz für die Vermeidung einer (n-1)-Verletzung notwendig.

### Doppelsystemausfall

Die Betrachtung von Doppelsystemausfällen bringt zu den bereits gewonnenen Erkenntnissen keine zusätzlichen Informationen bzw. Schwachstellen.

### **7.4.2.4 Zusammenfassung der Ergebnisse**

Für Italien sind heute und werden auch in der Zukunft zeitweise sehr hohe Importwerte für die Regelzone angenommen, wonach es in den hier angenommenen Peak-Cases zu einer Überlastung der einsystemigen 380-kV-Leitung kommen würde. Um dies zu verhindern und besseren Einfluss auf die Belastung der Leitung und der angrenzenden Leitungsabschnitte nehmen zu können, ist in den Analysen ein PST in Lienz notwendig.

Durch die 380-kV-Italienleitung kommt es in allen Ausbauvarianten in den Peak-Cases zu einer Entlastung der Leitungsabschnitte Lienz – Tauern, Lienz – Obersielach, Obersielach – Kainachtal und Kainachtal – Maribor. Zudem steigt die Rückspeisung der Netzabstützungstransformatoren in Malta ins APG-Netz in den Peak-Cases in allen Ausbauvarianten unter entsprechender Reduktion der Belastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach.

In den Varianten 2 und 1 steigt die Belastung der Netzkuppeltransformatoren in Lienz sowie der Leistungstransport der im Raum Malta auf der 380-kV-Ebene erzeugten Leistung in Richtung Lienz an.

Der Systemausfall auf dem Abschnitt Malta – Lienz ergibt in allen Cases eine Überlastung des Parallelsystems, bei den Varianten 2 und 1 bzw. eine Auslastung von bis zu 100% bei der Variante 3. Hinzu kommt beim Case 3 noch eine Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach in allen Ausbauvarianten. Eine Transformatorregelung wäre unter der Voraussetzung ausreichender Leitungskapazität des verbleibenden Systems des Abschnitts Malta – Lienz möglich. Ein zusätzlicher Netzkuppeltransformator in Lienz ist bei der Variante 1B in allen Cases sowie bei den Varianten 1A und 2 im Case 1 notwendig, um eine Überlastung des Verbleibenden bei Ausfall des parallelen Netzkuppeltransformators zu verhindern. Die Überlastung des Parallelsystems im Case 1 auf dem Abschnitt Kainachtal – Maribor bei Ausfall eines der beiden Systeme wird durch die 380-kV-Leitung Lienz – Italien in allen Ausbauvarianten zwar reduziert, diese tritt jedoch weiterhin auf.

Bei einem Doppelsystemausfall des Abschnittes Malta – Lienz müssen in allen Cases sowie in allen Ausbauvarianten die in Malta eingebundenen Erzeugungseinheiten zum Schutz des 110-kV-Verteilernetzes sofort eingeschränkt bzw. vom Netz genommen werden.



Zu einer Überlastung der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog kommt es weiterhin im Case 1 durch einen Doppelsystemausfall des Abschnittes Obersielach – Kainachtal in allen Ausbauprodukten bzw. nur bei der Variante 1 auch bei Ausfall des Abschnittes Kainachtal - Maribor. Ein Netzzustand ohne Überlastung könnte größtenteils durch Abschaltung der betroffenen 220-kV-Leitung sowie ggf. durch entsprechende Transformatorregelung hergestellt werden. Der Doppelsystemausfall des Abschnittes Obersielach – Drau führt in mindestens einem der Peak-Fälle zu einer Überlastung des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach sowie im Case 2 zu einer Überlastung der Netzkuppeltransformatoren in Lienz in den Varianten 1B und 2. Die Netzkuppeltransformatoren in Lienz werden zudem bei einem Ausfall des Abschnittes Lienz – Villach bzw. Greuth in den Varianten 2 und 1 überlastet. Hingegen bewirkt der Ausfall des Abschnittes Villach – Rosegg bzw. Feistritz in der Variante 1A einen Belastungsanstieg der Netzkuppeltransformatoren in Lienz auf 100% sowie eine Überlastung des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach bei der Variante 2.

## 8 Zusammenführung der Ergebnisse

Um die Zusammenführung der erhaltenen Ergebnisse zu erleichtern, werden diese für jede Ausbauvariante einer SWOT<sup>29</sup>-Analyse unterzogen um die jeweiligen Vor- und Nachteile sowie Chancen bzw. Risiken herausarbeiten zu können. Aus der SWOT-Analyse und nicht-technischen Faktoren (wie Kosten, Trassenmöglichkeiten etc.) könnte im Zuge der weiteren Projektentwicklung ein Index für die Entscheidungsfindung mittels Gewichtung der Stärken, Schwächen, Risiken und Chancen erfolgen. Dies ist jedoch nicht Gegenstand dieser Diplomarbeit. Insgesamt wird jedoch ohnehin die Genehmigungsfähigkeit der jeweiligen Variante den größten Einfluss auf die Entscheidungsfindung bilden.

### 8.1 SWOT-Analyse Variante 2

#### *Die Stärken:*

- Die Integration zusätzlicher Erzeugungspotenziale im Raum Malta auf der 380-kV-Ebene ist möglich.
- Eingliederung des Erzeugungspotenzials auf der 380-kV-Ebene in Malta in das vermaschte Netz d.h. die Leitung hat die zwei Anschlusspunkte in Lienz und Villach.
- Auf den neuen 380-kV-Abschnitten Villach – Obersielach ergeben sich trotz der zusätzlichen Einspeisung keine Engpässe bzw. (n-1)-Verletzungen, sondern es existieren noch zusätzliche Übertragungskapazitätsreserven.
- Entlastung des 220-kV-Abschnittes Lienz – Villach durch die neue Netzstruktur d.h. Integration ins Ausbaukonzept ergibt keinen Nachteil.

#### *Die Chancen:*

- Eine Kapazitätserhöhung des 220-kV-Abschnittes Malta – Lienz würden in den betroffenen Cases die (n-1)-Sicherheit ohne Kraftwerkseinschränkungen gewährleisten sowie eine Übertragungskapazitätsreserve zum Beispiel für die Regelung der Netzabstützungstransformatoren bereitstellen.
- Unter Voraussetzung von zeitlicher und räumlicher Nähe könnte ein Teil der bestehenden Erzeugung auf der 220-kV-Ebene in Malta auf 380 kV eingebunden werden.
- Durch die abschnittsweise Integration bestehender 220-kV-Netzteile in das Ausbaukonzept ist die Nutzung von bereits getätigten Netzinvestitionen teilweise auch nach dem 380-kV-Ringschluss möglich.
- Die Zuverlässigkeit einer durchgängigen Verbindung des Übertragungsnetzes ist vor allem zwischen Lienz und Villach, bedingt durch die getrennten Trassenverläufe gegeben.
- Das auftretende Leistungsdefizit wäre bei einem Doppelsystemausfall der 220-kV-Leitung Malta – Lienz – unter der Annahme, dass sich weiteres Erzeugungspotenzial auf der 380-kV-Ebene in Malta befindet – geringer als bei Variante 3, da die 380-kV-Verbindung Lienz – Malta – Villach dabei einen Parallelweg bietet.

---

<sup>29</sup> SWOT steht für S-Strengths – Stärken, W-Weaknesses – Schwächen, O-Opportunities – Chancen, T-Threats – Risiken

*Die Risiken:*

- Der künftige Trassenverlauf zwischen Villach bis Obersielach ist an die Integration der bis dahin in diesem Abschnitt bestehenden Kraftwerke gebunden.
- Die Umsetzung dieser Ausbauvariante kann teils hohe Auswirkungen auf den bestehenden Netzbetrieb haben (bei Ersatzneubau auf gleicher/ähnlicher Trasse).
- Die Schwankungsbreite der jeweiligen Hauptrichtung der auf der 380-kV-Ebene in Malta erzeugten Leistung beträgt 33% d.h. es existiert eine große Abhängigkeit vom europäischen Umfeld.
- Die Verlängerungsschaltung der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog ist in hohen Peak-Fällen weiterhin erforderlich.
- Der leistungsstarke 380-kV-Ausbau Villach – Obersielach beeinflusst verstärkt die Belastung der angrenzenden 380-kV-Abschnitte Obersielach – Kainachtal und Kainachtal – Maribor (jedoch geringer als in der Variante 3).
- Beim Doppelsystemausfall Obersielach – Drau besteht das Risiko von Folgeausfällen ohne entsprechende Kraftwerkseinschränkungen.
- Durch eine weitere Verschärfung des überregionalen Lastflusses sowie zusätzlicher Erzeugung kann es zu einer signifikanten Belastungserhöhung auf den Netzkuppeltransformatoren in Lienz kommen. Hierdurch könnte sich eine notwendige Erhöhung der Netzkuppelkapazität ergeben.
- Die Belastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach ist in allen 3 Cases höher als die Summe derer in Malta, wodurch es leicht zu einer Überlastung des Netzabstützungstransformators in Villach kommen kann (Notwendigkeit einer entsprechenden Traforegelung, ev. getrennte Quer-/Längsregelung).

*Die Schwächen:*

- In dieser Ausbauvariante ist eine zusätzliche einsystemige 380-kV-Trasse zwischen Lienz über Malta nach Villach erforderlich.
- Der 220-kV-Abschnitt Malta – Lienz ist in den Cases trotz 380-kV-Ausbau bedingt durch die installierte Kraftwerkskapazität hoch belastet
- In den Cases auftretende Belastungen der Netzkuppeltransformatoren in Lienz erreichen im (n-1)-Fall bis zu 99% des Verbleibenden (ggf. ist mit der Umsetzung der Lienz-Italienleitung ein dritter Netzkuppeltransformator erforderlich).
- Im Case 1 ist der Abschnitt Kainachtal – Maribor nicht (n-1)-sicher und der Abschnitt Obersielach – Kainachtal nur knapp (n-1)-sicher. Kommt es zur Integration weiterer Erzeugungspotenziale im Raum Malta auf der 380-kV-Ebene so verstärkt sich die Belastung der an Obersielach angrenzenden 380-kV-Abschnitte entsprechend.
- In allen drei Cases ist der zeitgleiche Bezug bzw. die Rückspeisung des KEO-Netzabstützungstransformators in Villach kontrovers zu jenen in Obersielach.
- Der Doppelsystemausfall Obersielach – Drau bewirkt einen nicht beherrschbaren Durchzug durch das 110-kV-Verteilernetz, da dieses nunmehr die einzige Leitungsverbindung zwischen Villach und Obersielach darstellt.

## 8.2 SWOT-Analyse Variante 1

### *Die Stärken*

- Diese Variante verfolgt das Konzept der maximalen Integration der bestehenden 220-kV-Netzstruktur d.h. eine Umrüstung bestehender Umspannwerke auf 380 kV im betroffenen Netzraum ist nicht erforderlich.
- Der Trassenverlauf der einsystemigen 380-kV-Verbindung zwischen Lienz und Obersielach ist sehr flexibel, vor allem bei der Variante 1B.
- Die Zuverlässigkeit einer durchgängigen Verbindung des Übertragungsnetzes ist bedingt durch die getrennten 220-kV- und 380-kV-Trassenverläufe bei dieser Ausbauvariante am höchsten.
- Integration zusätzlicher Erzeugungspotenziale im Raum Malta auf der 380-kV-Ebene ist möglich.
- Eingliederung des Erzeugungspotenzials auf der 380-kV-Ebene in Malta in das vermaschte Netz d.h. die Leitung hat die zwei Anschlusspunkte Lienz und Villach.
- Entlastung des 220-kV-Abschnittes Lienz – Villach durch die neue Netzstruktur d.h. Integration ins Ausbaukonzept bedingt durch die Übertragungskapazitätsreserven möglich. Bei der Variante 1B ist dies ausgeprägter als bei der Variante 1A.
- Auf dem 380-kV-System zwischen Malta und Obersielach sind (verstärkt bei der Variante 1B) Übertragungskapazitätsreserven vorhanden.
- Der Doppelsystemausfall der 220-kV-Leitung Obersielach - Drau bewirkt zwar einen Anstieg des Durchzuges durch das 110-kV-Verteilernetz, jedoch ist dieser – aufgrund der existierenden 380-kV-Verbindung Villach – Obersielach – geringer als bei den Varianten 2 und 3.

### *Die Chancen*

- Die Umsetzung dieser Ausbauvariante hätte nur geringe Auswirkungen auf den Netzbetrieb da die bestehende 220-kV-Netzstruktur weitgehend uneingeschränkt zur Verfügung steht.
- Durch die abschnittsweise Integration bestehender Netzteile in das Ausbaukonzept ist die Nutzung von getätigten Netzinvestitionen auch nach dem 380-kV-Ringschluss möglich.
- Eine Kapazitätserhöhung des 220-kV-Abschnittes Malta – Lienz, bzw. zumindest ein Thermal-Rating Betrieb, würden in den betroffenen Cases die (n-1)-Sicherheit ohne Kraftwerkseinschränkungen erhöhen sowie eine Übertragungskapazitätsreserve für eventuell erforderliche Netzabstützungstransformatorregelungen bereitstellen.
- Unter Voraussetzung von zeitlicher und räumlicher Nähe, könnte ein Teil der bestehenden Erzeugung auf der 220-kV-Ebene in Malta auf 380 kV eingebunden werden.
- Das auftretende Leistungsdefizit wäre bei einem Doppelsystemausfall der 220-kV-Leitung Malta – Lienz – unter der Annahme, dass sich weiteres Erzeugungspotenzial auf der 380-kV-Ebene in Malta befindet – geringer als bei der Variante 3, da die 380-kV-Verbindung Lienz – Malta – Villach bestehen bleibt.
- Würde das PSKW Drau auf der 380-kV-Ebene eingebunden, dann würde eine Entlastung des 220-kV-Abschnittes Villach – Obersielach resultieren. Hierdurch wäre der Vorteil der meist geringeren Belastung des 220-kV-Abschnittes Villach – Obersielach der Variante 1A gegenüber der Variante 1B hinfällig.

- Die durch die Doppelsystemausfälle Obersielach – Kainachtal bzw. Kainachtal – Maribor auftretenden Überlastungen könnten mittels Abschaltung der Kuppelleitung Obersielach – Podlog sowie ggf. durch PST-Regelung behoben werden.
- ▲ Bei der Variante 1B sind die KEW-Netzabstützungstransformatoren in Malta höher und jener in Villach geringer belastet als bei der Variante 1A.

#### *Die Risiken*

- Die Schwankungsbreite der jeweiligen Hauptrichtung der auf der 380-kV-Ebene in Malta erzeugten Leistung beträgt bis zu 36% d.h. es existiert eine große Abhängigkeit vom europäischen Umfeld.
- Die Verschiebung der auf der 380-kV-Ebene in Malta eingespeisten bzw. bezogenen Leistung ist bei der Variante 1B verstärkt in Richtung Villach orientiert.
- Ein Ausfall des 380-kV-Abschnittes Malta - Villach führt in der Variante 1A zu einer höheren Belastung des 220-kV-Abschnittes Obersielach - Drau, hingegen führt ein Systemausfall auf der 220-kV-Leitung Obersielach - Drau bei der Variante 1B zu einer höheren Belastung des Parallelsystems. Es besteht somit das Risiko, dass die Übertragungsleistung des 220-kV-Abschnittes Obersielach - Drau langfristig nicht ausreicht (deshalb bevorzugte Einbindung des Kraftwerkes Drau in die 380-kV-Ebene).
- Durch eine weitere Verschärfung des überregionalen Lastflusses sowie zusätzlicher Erzeugung kann es zu einer signifikanten Belastungserhöhung auf den Netzkuppeltransformatoren in Lienz und Obersielach kommen. Hierdurch könnte sich eine notwendige Erhöhung der Netzkuppelkapazitäten in den betroffenen Umspannwerken ergeben.
- Die 220-kV-Kuppelleitungen zeigen eine höhere Sensitivität auf die Lastsituation im betrachteten Netzraum als in den anderen Ausbauvarianten durch die Flussrichtungsumkehr auf den Kuppelleitungen nach Italien und Slowenien.
- Die Verlängerungsschaltung der 220-kV-Leitung Obersielach - Podlog ist in hohen Peak-Fällen weiterhin erforderlich.

#### *Die Schwächen*

- Die Umsetzung dieser Variante würde die Errichtung einer zusätzlichen einsystemigen 380-kV-Trasse zwischen Lienz und Obersielach bedeuten.
- Der 220-kV-Abschnitt Villach – Obersielach ist generell relativ hoch belastet d.h. es existieren nur geringe bis keine Übertragungskapazitätsreserven auf diesem Leitungsabschnitt.
- Diese Ausbauvariante bietet den schwächsten 380-kV-Ringschluss d.h. die geringste Übertragungskapazität auf 380 kV im Vergleich zu den anderen Varianten.
- Geringste Entlastung der inneren 220-kV-Leitungen im Vergleich zu den Ausbauvarianten 2 und 3.
- Im Case 1 ist auch bei dieser Ausbauvariante der 380-kV-Abschnitt Kainachtal – Maribor nicht (n-1)-sicher.
- Für die Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit der Variante 1B ist in den Cases 1 und 3 ein dritter Netzkuppeltransformator in Lienz erforderlich. Gleiches gilt auch für den Doppelsystemausfall des 220-kV-Abschnittes Obersielach – Drau. Dem Nachteil der Notwendigkeit eines dritten Netzkuppeltransformators in Lienz bei der Variante 1B ist entgegenzuhalten, dass bei der Variante 1A durch die Netzkupplung in Villach bereits zwei Netzkuppeltrans-

formatoren mehr im Ausbaukonzept enthalten sind. Demnach ist auch mit einem dritten Netzkuppeltransformator in Lienz die Variante 1B effizienter (hinsichtlich Kosten, Platz, Trassenflexibilität etc.) als die Variante 1A. Verstärkt wird dies noch durch die Notwendigkeit eines dritten Netzkuppeltransformators in Lienz bei der Variante 1A bei Errichtung der 380-kV-Italienleitung.

- Der Doppelsystemausfall Obersielach – Kainachtal führt in beiden Untervarianten im Case 1 zu einer Folgeüberlastung der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog sowie des Abschnittes Obersielach – Hessenberg. Hingegen hat der Doppelsystemausfall Kainachtal – Maribor nur die Überlastung der 220-kV-Leitung Obersielach – Podlog zur Folge.
- Eine Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach ergibt sich einerseits durch den Ausfall des 380-kV-Systems Malta – Villach im Case 3 und andererseits durch die Doppelsystemausfälle auf den Abschnitten Lienz – Villach bzw. Greuth sowie Lienz – Tauern. Entsprechende Transformatorregelungen können eingesetzt werden um die Überlastung zu beseitigen.

### 8.3 SWOT-Analyse Variante 3

#### *Die Stärken*

- Es sind ausreichend Übertragungsreserven auf den 380-kV-Leitungen zwischen Lienz und Obersielach vorhanden d.h. diese Variante bietet den stärkste 380-kV-Ringschluss von allen untersuchten Varianten. Allerdings kommt es zu keiner zweiseitigen Netzintegration des Knoten Malta.
- Die Netzkuppeltransformatoren in Lienz und Obersielach sind langfristig ausreichend, da diese eine untergeordnete Bedeutung in der Netzstruktur durch die durchgängige zweiseystemige 380-kV-Verbindung Lienz – Obersielach haben.
- Höchste Entlastung der inner-österreichischen 220-kV-Leitungen, wodurch sich Kapazitäts- und (n-1)-Reserven auf den betroffenen 220-kV-Leitungen ergeben.
- Das 110-kV-Verteilernetz erfährt bei dieser Ausbauvariante die geringste Beeinflussung durch die im Übertragungsnetz herrschende Lastsituation.

#### *Die Chancen*

- Trotz hohen Belastungssituationen befinden sich noch Übertragungsreserven auf den Abschnitten Lienz – Obersielach.
- Die inneren 220-kV-Leitungen sind weiterhin sehr gut mittels der PSTs regelbar.
- Eine geringe bzw. zeitweise Kapazitätserhöhung der Abschnitte Obersielach – Kainachtal und Kainachtal – Maribor kann ggf. entsprechend den Anforderungen umgesetzt werden bzw. ist bedingt durch die Umsetzung der 380-kV-Italienleitung eventuell hinfällig.

#### *Die Risiken*

- Durch den durchgängigen zweiseystemigen 380-kV-Ausbau entfällt die Regelmöglichkeit mittels Netzkuppeltransformatoren in Lienz und Obersielach zur Reduktion bzw. Steuerung der Lastflüsse.
- Die Umsetzung dieser Ausbauvariante hat große Auswirkungen auf den Netzbetrieb während der Phase des Um- bzw. Ersatzneubaus.

- Ein Doppelsystemausfall des Abschnittes Obersielach - Kainachtal und Kainachtal - Maribor bewirkt eine Überlastung der 220-kV-Leitung Obersielach - Podlog. Die Netzsicherheit kann mittels Abschaltung der überlasteten Kuppelleitung sowie ggf. durch entsprechende PST-Regelung wieder hergestellt werden.

#### *Die Schwächen*

- Der Trassenverlauf zwischen Lienz und Obersielach ist an die Integration der Umspannwerke gebunden. Bei dieser Ausbauvariante wären die umfangreichsten Adaptierungen der eingebundenen Umspannwerke erforderlich.
- Die gesamte im Raum Malta installierte Erzeugungsleistung bzw. der Bezug speist weiterführend nach Lienz ins Übertragungsnetz ein, d.h. ist über eine Sticheitung an die vermaschte Übertragungsnetzstruktur angebunden. Daraus ergeben sich Nachteile bei Instandhaltungsarbeiten auf der Leitung (Zuschaltbereitschaft, Kraftwerkseinschränkungen etc.).
- Das auftretende Leistungsdefizit betrifft bei einem Doppelsystemausfall der Leitung Malta – Lienz die gesamte in Malta ans Übertragungsnetz angeschlossene Erzeugung und ist im Vergleich zu den anderen Ausbauvarianten am höchsten.
- Im Case 1 kommt es bei dieser Ausbauvariante nicht nur zu einer (n-1)-Verletzung auf dem Abschnitt Kainachtal – Maribor und auf dem verbleibenden Parallelsystem sondern auch auf dem Abschnitt Obersielach – Kainachtal.
- Im Case 3 bewirkt ein einsystemiger Ausfall auf dem Abschnitt Lienz – Malta die Überlastung des KEW-Netzkuppeltransformators in Villach bedingt durch die Reduktion des Bezuges über die Netzkuppeltransformatoren in Malta.
- Der Doppelsystemausfall Obersielach – Drau bewirkt einen nicht beherrschbaren Durchzug durch das KEO-Netz, da das KEO-Netz nunmehr die einzige Verbindung zwischen Villach und Obersielach darstellt.
- Zu einer Überlastung des KEW-Netzabstützungstransformators in Villach kommt es im Case 2 bei einem Ausfall auf den Leitungen Lienz – Villach bzw. Greuth und Lienz – Tauern und im Case 3 zusätzlich noch auf der Leitung Malta – Lienz.

## **8.4 Gesamthafte Zusammenfassung**

Erfolgt eine Adaptierung der Variante 1B durch die Berücksichtigung eines dritten Netzkuppeltransformators in Lienz, so fallen die hierdurch bedingten zusätzlichen (n-1)-Verletzungen gegenüber der Variante 1A weg. Trotz des dritten Netzkuppeltransformators in Lienz in der adaptierten Variante 1B ist immer noch ein Netzkuppeltransformator weniger im Ausbaukonzept enthalten als in der Variante 1A. Dem wäre noch ergänzend hinzuzufügen, dass die Umsetzung der 380-kV-Italienleitung auch bei der Variante 1A einen dritten Netzkuppeltransformator in Lienz erfordern würde. Der in der Variante 1B herrschenden generell etwas höheren Belastung des 220-kV-Abschnittes Obersielach – Drau ist entgegenzusetzen, dass beim Ausfall des 380-kV-Systems Villach – Obersielach durch die Netzkuppeltransformatoren in Villach die Belastung des 220-kV-Abschnittes Obersielach – Drau bei der Variante 1A höher ist als bei 1B. Dies wird verstärkt durch die Einbindung zusätzlicher Potenziale auf der 380-kV-Ebene in Malta bzw. einer einsystemigen Einbindung des UW Drau. Die erhaltenen Unterschiede der Lastflussrechnung bei der Analyse der Variante 1A und 1B sind sehr gering

und in Kombination mit einem flexibleren 380-kV-Trassenverlauf sowie der eventuellen Möglichkeit einer Einbindung des PSKW Drau auf 380 kV wäre die Variante 1B gegenüber der Variante 1A zu favorisieren (zudem Vorteil des Entfalls der Netzkupplung in Villach).

Die Vorteile der Variante 1 gegenüber den anderen Ausbauvarianten sind der relativ flexible Trassenverlauf, die maximale Integration der bestehenden Netzstruktur vor allem der Umspannwerke (kein Umbau auf 380 kV erforderlich) und die höhere Wahrscheinlichkeit einer durchgängigen Verbindung des Übertragungsnetzes bedingt durch die getrennten 220-kV- und 380-kV-Trassenverläufe. Die Nachteile der Variante 1 liegen in der geringeren Übertragungskapazitätsreserve und dem damit verbundenen Risiko von weiteren Ertüchtigungen (Notwendigkeit der dritten Netzkuppeltransformatoren in Lienz und Obersielach) sowie in der geringeren Entlastung der inner-österreichischen 220-kV-Leitungen.

Die Varianten 1 und 2 haben beide den bedeutenden Vorteil der zweiseitigen Netzintegration der Pumpspeicherpotenziale in Malta/Fragant, wodurch die Erzeugung in die vermaschte Übertragungsnetzstruktur integriert wird – d.h. geringeres Erzeugungsdefizit bei Leitungsausfällen, erzeugte Leistung teilt sich auf zwei Anschlusspunkte auf. Weiters würden getätigte Investitionen auf dem 220-kV-Abschnitt Malta – Lienz weiter nutzbar bleiben.

Die Variante 2 kombiniert die Vorteile einer zusätzlichen einsystemigen 380-kV-Verbindung Lienz – Malta – Villach mit den Vorteilen einer starken 380-kV-Verbindung Villach – Obersielach mit entsprechenden Übertragungsreserven. Ein Nachteil der Variante 2 ist deren Verhalten bei Ausfällen, d.h. die erhöhte Wahrscheinlichkeit von Folgeausfällen bei der Doppelsystemausfällen.

Die Varianten 2 und 3 bewirken in den entsprechenden Cases eine höhere Beeinflussung der angrenzenden 380-kV-Abschnitte Obersielach – Kainachtal und Kainachtal – Maribor.

Die Vorteile der Variante 3 sind ein starker 380-kV-Ringschluss mit entsprechenden Übertragungsreserven, eine sehr gute Entlastung der inner-österreichischen 220-kV-Leitungen und die geringste Beeinflussung des 110-kV-Verteilernetzes. Nachteilig sind bei Variante 3 weiterhin die Stichanbindung von Malta und die fehlende Regelmöglichkeit mittels Netzkuppeltransformatoren in Lienz und Obersielach. Zudem wären alle eingebundenen Umspannwerke auf 380-kV umzubauen.

Die Umsetzung der 380-kV-Leitung Lienz-Italien und deren Einfluss auf den Netzraum ergibt keine eindeutige Favorisierung einer der untersuchten Ausbauvarianten 1 bis 3.

Zusammenfassend muss noch einmal festgehalten werden, dass Gegenstand dieser Diplomarbeit die rein lastflusstechnische vergleichende Betrachtung der Ausbauvarianten 1, 2 und 3 sowie die Herausarbeitung deren Vor- und Nachteile war. Die erhaltenen Ergebnisse sind abhängig von zukünftig zu Grunde liegenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen im europäischen Elektrizitätssystem. Die gezeigten Analysen haben technisch-wissenschaftlichen Charakter, während die Entscheidung für eine der Varianten bzw. deren Umsetzung maßgeblich von den Genehmigungserfordernissen und -voraussetzungen bestimmt wird. Es dürfen damit auch nicht Zusammenhänge zu allfälligen Leitungstrassen abgeleitet werden (v.a. bei Variante 1 und 2). Durch Entwicklungen im modernen Leitungsbau ergeben sich neue technische Möglichkeiten für das Upgrade von Bestandstrassen, wodurch Variante 3 an Bedeutung gewinnen dürfte.



## 9 Literaturverzeichnis

- [1] ENTSO-E, „Factsheet 2012,“ 2012.
- [2] Reich, Layr, Popelka Umweltverträglichkeitserklärung 380-kV-Salzburgleitung Netzknoten St.Peter - Netzknoten Tauern, Fachbeitrag Energiewirtschaft, Wien: Austrian Power Grid AG, 2012.
- [3] „Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), Teil B,“ E-Control, 22 Dezember 2008. [Zugriff am 04 11 2013].
- [4] „Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), Teil E,“ E-Control, 3 März 2011 [Zugriff am 04 11 2013].
- [5] E-Control, „Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), Teil A,“ 3 März 2011. [Zugriff am 04 11 2013].
- [6] ENTSO-E, ENTSO-E Standards of European Transmission Grid Planning, Brüssel, 2010.
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend; Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, „Eckpunkte der Energiestrategie Österreich,“ März 2010 [Zugriff am 07 11 2013].
- [8] Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, „Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 - ÖSG 2012),“ Juli 2011 [Zugriff am 07 11 2013].
- [9] „NÖ Energiefahrplan 2030,“ Amt der NÖ Landesregierung, 17 November 2011 [Zugriff am 04 11 2013].
- [10] APG, APG-Masterplan 2030, Wien, Version August 2013.
- [11] APG, Netzentwicklungsplan 2012, Wien: Austrian Power Grid AG, 2012.
- [12] ENTSO-E, Ten Year Network Development Plan, Brüssel, 2012.
- [13] Köhler, Analyse und Prognose der Leitungsbilanzen für den Stromaustausch ausgewählter europäischer Länder, Wien, 2010/2011.
- [14] E-Control, Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom, 2012.
- [15] ENTSO-E, Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2013-2030, 2013.

## 10 Abkürzungsverzeichnis

APG	Austrian Power Grid AG
BAU	Business as usual
bzw	beziehungsweise
d.h.	das heißt
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EU	Europäische Union
ggf	gegebenenfalls
KEO	KNG Ost
KEW	KNG West
kV	Kilovolt
MW	Megawatt
NK	Netzknoten
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
PST	Phasenschiebertransformator
PV	Photovoltaik
rd	rund
RES	Renewable Energy Source
SWOT	S-Strengths, W-Weaknesses, O-Opportunities, T-Threats
TOR	Technische und organisatorische Regeln
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UW	Umspannwerk

## 11 Anhang

### Anhang A: Der geplante 380-kV-Ring

In Abbildung 1 ist der geplante 380-kV-Ring schematisch eingezeichnet und die im Süden befindliche Lücke des 380-kV-Rings gekennzeichnet.

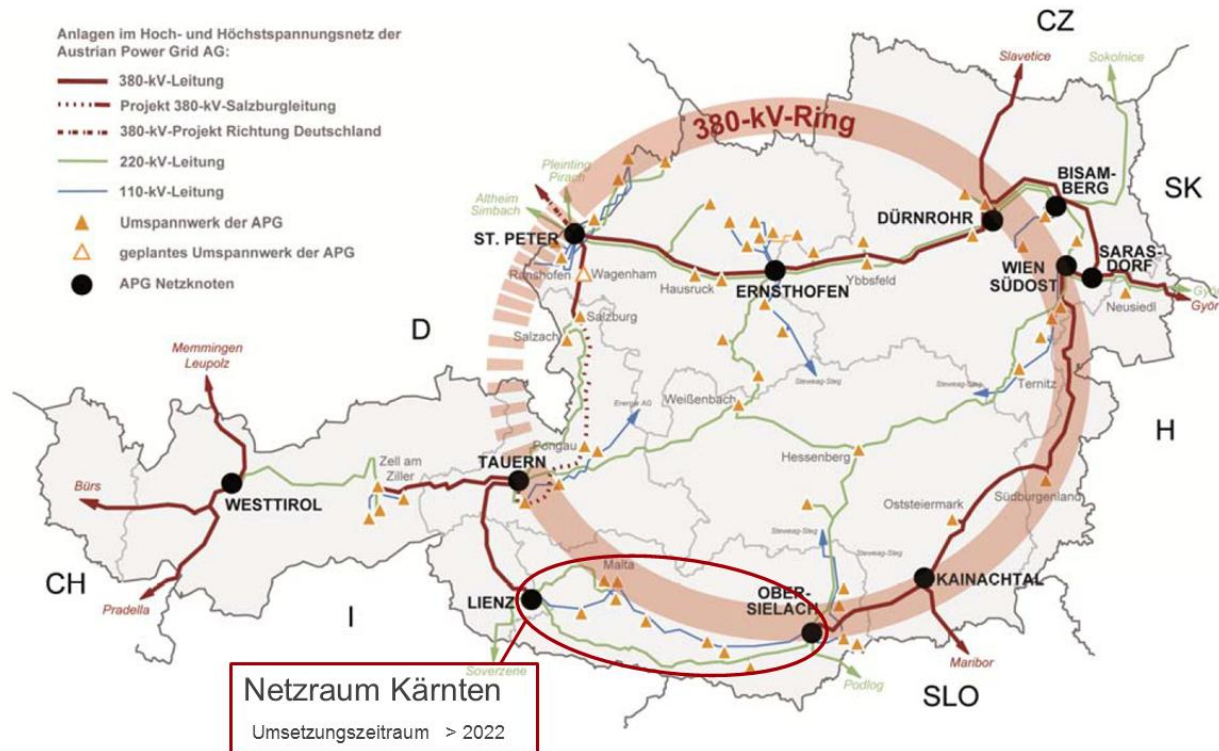


Abbildung 1: Der geplante 380-kV-Ring

### Anhang B: Das (n-1)-Sicherheitskriterium

Ergänzend zu der im Kapitel 3.2.1 befindlichen Erläuterung des (n-1)-Sicherheitskriteriums wird dies im Anschluss anhand einer Grafik (siehe Abbildung 2) für eine einzelne Übertragungsleitung illustriert. Im grünen Bereich der Grafik ist eine Übertragungsleitung mit einer Auslastung von 50%<sup>1</sup> je System angenommen worden. Kommt es nun zu einem Ausfall eines der beiden Systeme, so kann das verbleibende System die Leistung des ausgefallenen Systems übernehmen und die Belastung auf dem verbleibenden System steigt auf 100% an. In diesem Beispiel ist das (n-1)-Sicherheitskriterium erfüllt. Im zweiten Beispielsfall (roter Teil der Grafik) sind beide Leitungssysteme zu je 80% belastet. Fällt nun eines der beiden Systeme aus, so würde die Belastung des verbleibenden Systems auf 160% ansteigen. Der Anstieg auf 160% würde zu einer Überlastung des verbleibenden Systems führen, welches durch Schutzmaßnahmen sofort abgeschaltet werden würde und somit die Leistung des ausgefallenen Systems nicht übernehmen kann. Das (n-1)-Kriterium ist in diesem Fall nicht erfüllt.

<sup>1</sup> Dies bezieht sich auf die thermische Grenzleistung der Leitungssysteme.

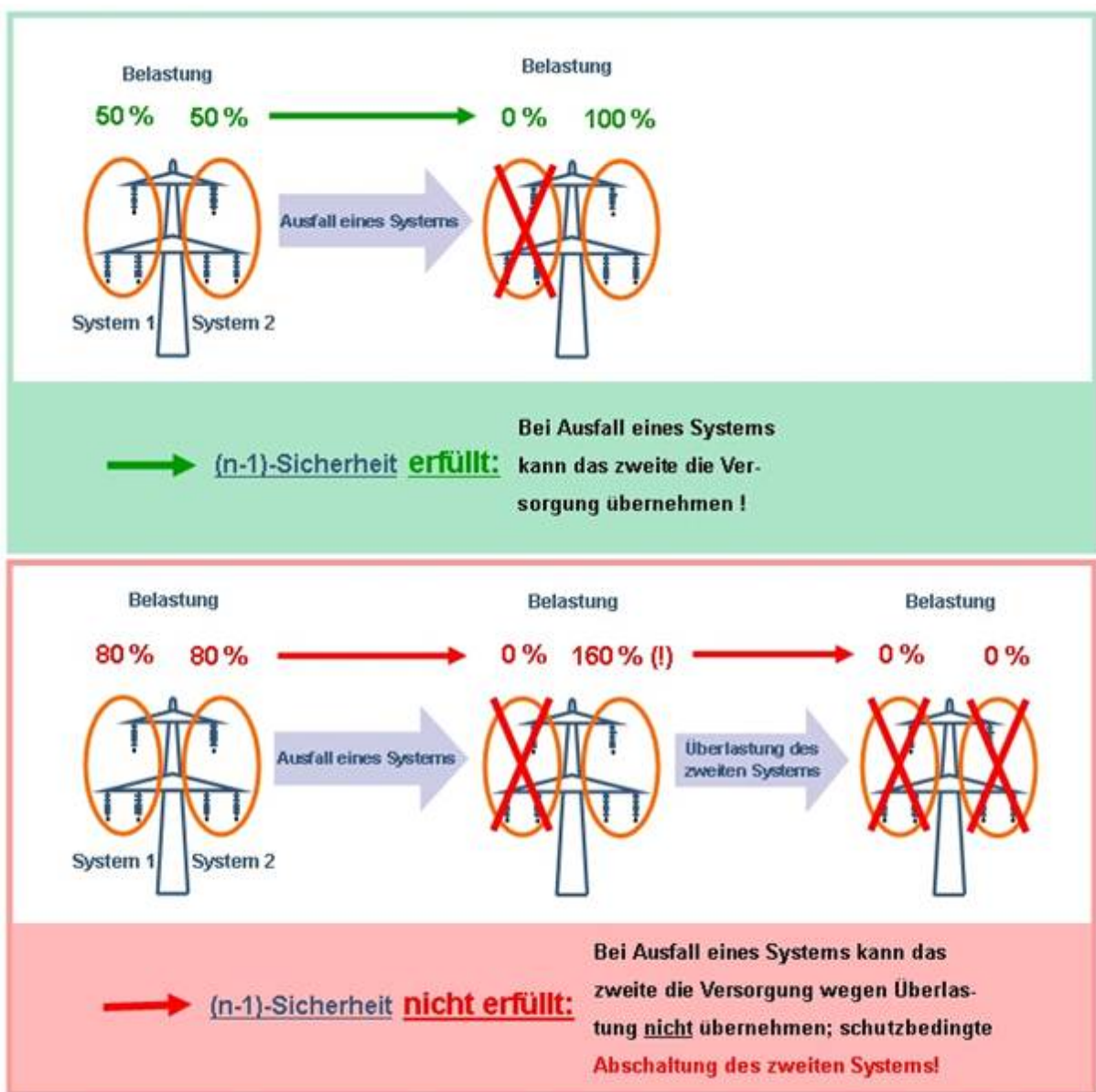


Abbildung 2: (n-1)-Sicherheitskriterium am Beispiel einer einzelnen Übertragungsleitung (Belastung in % bezogen auf thermische Grenzleistung) Quelle: APG

## Anhang C: Marktpreisbasierter Kraftwerkseinsatz

Seit der Liberalisierung richten sich die Kraftwerkseinsätze nach den aktuellen Preisen auf den Energiebörsen und den möglichen erzielbaren Gewinnen unter Berücksichtigung von – durch den Kraftwerksbetrieb – anfallenden Kosten. Die Kraftwerksbetreiber bieten Erzeugungskapazitäten zu den ihnen möglichen Preisen (variable Kosten) auf der Strombörse an. Die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, sog. Merit Order<sup>2</sup>, wird durch die Grenzkosten bestimmt indem zur Deckung der Nachfrage zuerst die günstigsten Kraftwerke verwendet werden. Das letzte Kraftwerk welches zur Deckung der Nachfrage notwendig ist d.h. das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten bestimmt den Preis. Hierdurch können Kraftwerke mit niedrigen Kosten für die Stromerzeugung zum Beispiel neue GuD-Kraftwerke alte teure Kraftwerke vom Energiemarkt verdrängen. Dementsprechend werden alte teure Kraftwerke nur bei sehr hohen Strompreisen betrieben bzw. stillgelegt und neue Kraftwerke dort errichtet, wo ein Errichtungs- und Betriebskostenoptimum herrscht. Die RES-Energie hat auf dem

<sup>2</sup> Definition lt. <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/merit-order-effekt.html>

Strommarkt Einspeisepriorität, demnach muss sie für die Deckung der Nachfrage als erstes herangezogen werden.

Die Europäische Union (EU) verfolgt massiv das Ziel eines uneingeschränkten, diskriminierungsfreien Strommarkts, um den Stromkunden bestmögliche Preise bieten zu können.

Dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber werden die durch den Markt definierten Fahrpläne am Vortag gemeldet (day ahead)<sup>3</sup>, entsprechende Lastflusssimulationen werden durchgeführt um mögliche Engpässe vorzeitig eruieren zu können. Werden Netzengpässe erkannt wird durch eine Veränderung des Kraftwerkfahrplans, sog. Re-dispatch, vorzeitig eingegriffen.

## Anhang D: Sensitivitätsanalyse

Durch energiewirtschaftliche Gegebenheiten und Zielsetzungen wie dem marktpreisbasierter Kraftwerkseinsatz, die Interaktion der Pumpspeicher mit der Windenergie und dem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien kommt es zu erhöhten Leitungsbelastungen und Volatilitäten im Netz. Für die Bestimmung der Relevanz von Einflussfaktoren auf Leitungsbelastungen in der Lastflussrechnung werden, sog. Sensitivitätsanalysen, durchgeführt.

Die verwendete Sensitivitätsanalyse mittels Lastflussrechnung wird im Folgenden erläutert.

In der hier durchgeführten Sensitivitätsanalyse wird eine Deltarechnung des Grundlastfalls mit einer Variante des Grundlastfalls durchgeführt.

$$\Delta[LF] = [LF]_{S_G} - [LF]_{S_V}$$

wobei

$[LF]_{S_G}$  ...Lastflussberechnung des Grundlastfalls

$[LF]_{S_V}$  ...Lastflussberechnung der Variante

Der zugrunde liegende Grundlastfall beinhaltet einen Vektor der Knotenleistungen  $s_{G,Kn} = [p, q]^m$ , einen Vektor der Knotenspannungen  $u_G = [|u|, \varphi_u]^m$  und einen daraus resultierenden Vektor der Zweigleistungen  $s_{G,Zw} = [p, q]^n$ , wobei m und n jeweils die Anzahl der Knoten bzw. Zweige angibt.

Dieser Grundlastfall d.h. die Knotenleistungen des Grundlastfalls werden mittels der Knotenleistungsänderungsvektoren  $\Delta s_{Kn_{neg}}$  und  $\Delta s_{Kn_{pos}}$  abgeändert zur Variante der Knotenleistungen

$$s_{V,Kn} = s_{G,Kn} + \Delta s_{Kn_{neg}} + \Delta s_{Kn_{pos}}$$

mit welcher  $[LF]_{S_V}$  berechnet wird.  $[LF]_{S_V}$  Enthält unter anderem den Vektor der Zweigleistungen  $s_{V,Zw} = [p, q]^n$ .

Wobei in  $\Delta s_{Kn_{pos}}$  nur Elemente  $\geq 0$ , und in  $\Delta s_{Kn_{neg}}$  nur Elemente  $\leq 0$  enthalten sind.

Unter Berücksichtigung der Betragssummennorm eines Vektors s:  $\|s\| := |s_1| + |s_2| + \dots + |s_m|$ , gilt für die Knotenleistungsänderungsvektoren stets:

$$\|\Delta s_{Kn_{neg}}\| - \|\Delta s_{Kn_{pos}}\| = 0 \quad \text{d.h. der Slackknoten deckt nur die Verluste und}$$

$$\Delta s_{Kn} = \Delta s_{Kn_{neg}} + \Delta s_{Kn_{pos}}$$

Nun kann  $\Delta[LF]$  gebildet werden, in welchem demnach  $\Delta s_{Kn}$  enthalten sowie der gesuchte Zweigleistungsänderungsvektor  $\Delta s_{Zw}$  enthalten sind. Den prozentuellen Sensitivitätsfaktor eines Zweiges erhält man durch

$$\frac{\Delta s_{Zw_i}}{\|\Delta s_{Kn_{pos}}\|} * 100 = \frac{\Delta s_{Zw_i}}{\|\Delta s_{Kn_{neg}}\|} * 100 = S f_i$$

wobei

i ...beliebiger Zweig aus dem Zweigleistungsänderungsvektor

$S f_i$  ...Sensitivitätsfaktor des Zweiges i in % bezogen auf die Knotenleistungsänderung

<sup>3</sup> Indes ist auch der Intra-Day Handel möglich bei dem mit nur einer Vorlaufzeit von zwei Stunden Geschäfte zwischen den Stromhändlern abgeschlossen werden können.

Soll nun die Sensitivität eines Leitungsabschnittes im betrachteten Netzraum in Bezug auf das Import-/Exportverhalten zum Beispiel von Deutschland und Slowenien ermittelt werden, wird wie folgt vorgegangen: Erhöhung des Reglerwertes Deutschland um 100 MW d.h. Knotenleistungsänderung aller Knoten in der Regelzone Deutschland, welche an der Wirkleistungsregelung beteiligt sind um insgesamt  $\|\Delta S_{Kn_{pos}}\| = 100 \text{ MW}$  im Vergleich zum Referenzfall. Die Knotenleistungsänderung in der Regelzone Slowenien beträgt  $\|\Delta S_{Kn_{neg}}\| = 100 \text{ MW}$ , sodass der Slackknoten nur die Verluste ausgleicht (Änderung der erzeugten und verbrauchten Leistung ist gleich d.h.  $\|\Delta S_{Kn_{neg}}\| - \|\Delta S_{Kn_{pos}}\| = |-100| - |100| = 0$ ). Danach erfolgt die Deltarechnung der Lastflusssituationen vor (Referenzfall) und nach (Variante) der Knotenleistungsänderung. Die so erhaltene Differenz der Wirkleistungsbelastung des betrachteten Leitungsabschnittes, bezogen auf die Änderung der Knotenleistung (hier: 100 MW entspricht 100%), ergibt die Sensitivität des Leitungsabschnittes in % auf angenommene Knotenleistungsänderung d.h. Kombination aus Import- und Exportverhalten Deutschlands und Sloweniens.

Mittels der Sensitivitätsanalyse können daher die Auswirkungen zukünftiger Projekte, Import-/Exportverhalten umliegender Länder etc. auf den Netzraum analysiert, deren Auswirkungen auf kritische Situationen im Netz besser erkannt und bei der Planung entsprechend berücksichtigt werden. Im Folgenden werden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen für den Einfluss von Import-/Exportverhalten der österreichischen Nachbarländer, relevante Netzausbauprojekte und geplante Kraftwerksprojekte dargestellt.

## D.1 Import-/Exportverhalten

Durch die überregionale Netzkopplung der europäischen Länder besteht die Notwendigkeit mögliche zukünftige Export- bzw. Importverhalten relevanter Länder abzuschätzen, da diese überlagerte Lastflüsse hervorrufen. Ungünstige Situationen, welche überregionale Stromflüsse verstärken sollen in den Analysen berücksichtigt werden um eine langfristige und zukunftsorientierte Planung zu erhalten. Die Sensitivitätsanalyse wird durchgeführt um die Länder bzw. deren Import/Exportverhalten mit dem stärksten Einfluss auf den betrachteten Netzraum herauszufiltern. Das europäische Umfeld kann diesbezüglich für die nachstehenden Lastflussuntersuchungen in den Planungsdatensätzen entsprechend berücksichtigt werden.

Die stärksten Sensitivitäten des Import/Exportverhaltens sind für den Ausbauzustand 2015, Ausbauvariante 2 und 3 in Abbildung 1 dargestellt<sup>4</sup>. Auf der x-Achse sind die Länder in welchen die Knotenleistungen um  $\pm 100 \text{ MW}$  geändert wurden (positiver Wert am Pfeilanzfang, negativer Wert an Pfeilspitze) aufgetragen. Die y-Achse gibt die prozentuelle Änderung der Leitungsbelastung d.h. die Belastungsänderung in MW bezogen auf 100 MW an.

---

<sup>4</sup> Die Ausbauvariante 1 wird von den hier dargestellten Ergebnissen abgedeckt.

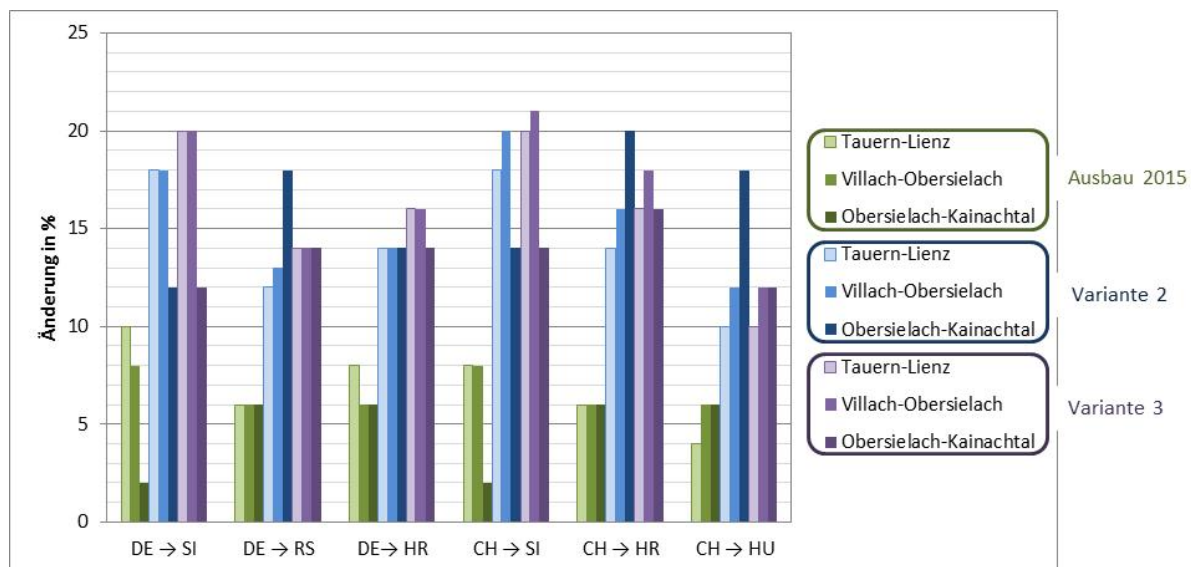


Abbildung 3: Sensitivitäten der relevanten Leitungsabschnitte auf das Import/Exportverhalten ausgewählter europäischer Länder für den Ausbauzustand 2015 und die Ausbauvarianten 2 und 3

Aus Abbildung 1 ist zu erkennen, dass durch den verstärkten 380-kV-Ausbau die Sensitivitäten der betrachteten Leitungsabschnitte gegenüber dem Ausbau 2015 generell ansteigen. Die Stärke der Auswirkung auf einen Leitungsabschnitt bleibt tendenziell unabhängig vom Ausbauzustand ähnlich zum Beispiel siehe DE → SI. Deutschland hat in Kombination mit Slowenien bzw. Kroatien – wodurch sich ein überlagerter Nord-Südostlastfluss ergibt – eine bedeutende Auswirkung auf die Leitungsabschnitte. Der Abschnitt Obersielach – Kainachtal weist zumeist eine geringere Sensitivität als der vorangehende Abschnitt Villach – Obersielach auf, da über die 220-kV-Kuppelleitung Obersielach – Podlog (SI) Leistung über diese transportiert wird.

Die Sensitivität der betrachteten Leitungsabschnitte für die Variante 2 und 3 auf einen Export der Schweiz nach Ungarn – dies entspricht einem überlagerten West-Ostlastfluss – ist etwas geringer als von der Schweiz nach Kroatien bzw. Slowenien – dies entspricht einem überlagerten West-Südostlastfluss –. In diesem Fall ist ersichtlich, dass diese Sensitivität mit der Umsetzung einer der Ausbauvarianten um mindestens 6% im Vergleich zum Ausbau 2015 zunimmt.

Eine Umkehr der Flussrichtung zum Beispiel von Slowenien nach Deutschland ergab nahezu dieselben Sensitivitäten. Für die Erstellung von Planungsdatensätzen ist es sinnvoll das Import/Exportverhalten der umliegenden Länder so anzunehmen, dass sich überregionalen Lastflüsse den Lastflüssen auf den betrachteten Leitungen „ungünstig“ überlagern d.h. einen zusätzlichen Belastungsanstieg auf der betrachteten Leitung hervorrufen.

## D.2 Auswirkungen von relevanten Kraftwerksprojekten

Um die Auswirkung von Kraftwerken bzw. künftige Projekte auf den betrachteten Netzraum zu ermitteln wird ebenfalls die Sensitivitätsanalyse herangezogen, indem anstelle eines anderen Landes jetzt die Erzeugung eines Kraftwerkes von Interesse um -100 MW erhöht und eine Landesbilanz um 100 MW reduziert wird. Ein Auszug der Ergebnisse für die Kraftwerksknoten Tauern, Malta (Erzeugungspotenzial auf 380 kV), Drau und GDK Mellach ist in Abbildung 2 für den Ausbauzustand 2 ersichtlich.

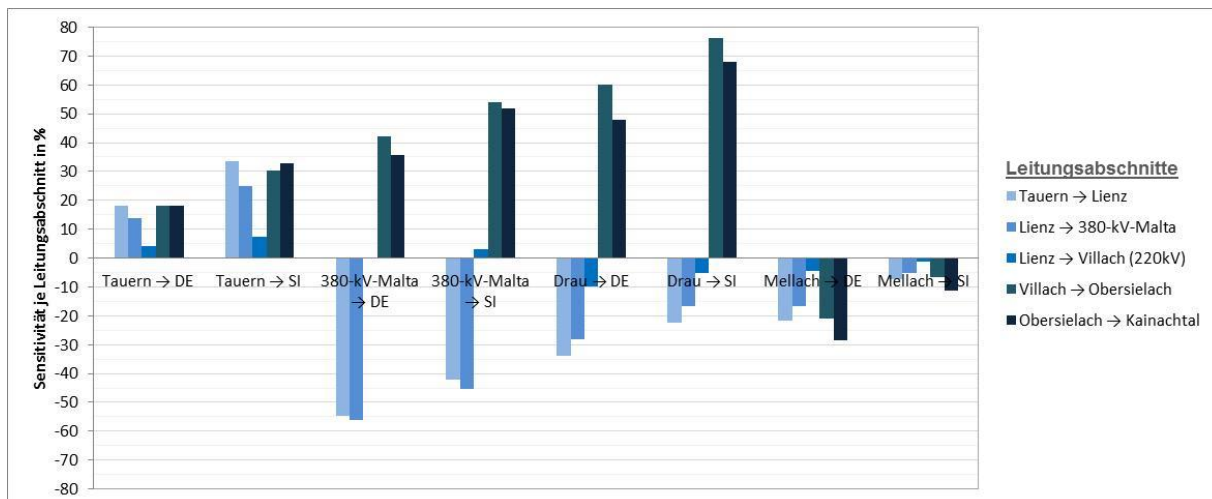


Abbildung 4: Sensitivitäten von ausgewählten Kraftwerksknoten mit Deutschland bzw. Slowenien auf Basis der Ausbauvariante 2

Die Erzeugungssituation in Tauern, welche weitergehend auch Kaprun abdeckt, weist eine Sensitivität bei einem Import Sloweniens auf die Abschnitte Lienz – 380-kV-Malta und Villach – Obersielach von 25 bis 30% auf. Im Gegensatz zur Sensitivität mit Deutschland bedeutet dies auf den Abschnitten Tauern – Lienz und Villach – Obersielach eine um rd. 15% höhere Sensitivität, was in weiterer Folge einem Belastungsanstieg gleichkommt. Weiters ist zu erkennen, dass etwas weniger als 50% von der Erzeugung 380-kV-Malta mit dem Gegenknoten Slowenien über die Abschnitte Lienz – 380-kV-Malta und Lienz – Tauern nach Tauern transportiert wird. Betrachtet man die Simulation mit Deutschland als Gegenknoten, so liegt der Anteil bei knapp 60%.

Die Sensitivitätsanalysen mit dem Einspeisepunkt Drau ergeben durch seine Lage einen entsprechend großen Einfluss auf den Netzraum, vor allem auf den Abschnitt Villach – Obersielach von bis zu 76%.

Die teils in den Ergebnissen ersichtliche Differenz zwischen dem über den 220-kV-Abschnitt Lienz – Villach und dem Abschnitt Lienz – 380-kV-Malta transportieren prozentuellen Anteil und jenem des Abschnittes Villach – Obersielach von max. 4% wird über das unterlagerte 110-kV-Verteilernetz transportiert. Gleiches gilt auch für eine Umkehr der Flussrichtung, jedoch ist diese bedingt durch die netztopologische Anbindungen der Netzabstützungen ins Übertragungsnetz geringer ausgeprägt.

Das GDK Mellach beeinflusst zwischen 11% und 28% die Leistungsbelastung von Kainachtal nach Obersielach, die Sensitivität auf den Abschnitten Lienz – 380-kV-Malta und Villach – Obersielach liegen zwischen 5% und 7%.

Zusammenfassend ist zu vermerken, dass die dargestellten Kraftwerksknoten einen relevanten Einfluss auf die Netzbelastungssituationen haben, wobei das GDK Mellach im Vergleich zu den anderen dargestellten Kraftwerksknoten die geringste Sensitivität auf den Netzraum aufweist. Die Abschnitte Lienz – 380-kV-Malta und Villach – Obersielach werden besonders bei Einspeisung der Kraftwerke in Malta und Drau in Kombination mit einem Import Sloweniens – welche durch die Erkenntnisse aus der Sensitivitätsanalyse des europäischen Umfelds auf Südosteuropa erweitert werden kann – belastet.

### D.3 Einfluss von Netzausbauprojekten

In der unmittelbaren Umgebung des betrachteten Netzraums sind folgende zwei Großprojekte (It. TYNDP 2012) geplant: eine 380-kV-Leitung Lienz – Veneto Region (IT) sowie eine zweisystemige 380-kV-Leitung zwischen Italien und Slowenien. Die Analyse des Einflusses der geplanten 380-kV-Leitung Lienz-Veneto Region ist bedingt durch deren direkte Verbindung mit dem betrachteten Netzraum Teil der nachfolgenden Lastflussuntersuchungen.

Das Kuppelleitungsprojekt zwischen Italien und Slowenien bewirkt im Falle eines überlagerten Nord-Südlastflusses eine Zusatzbelastung bezogen auf den Grundlastfall zum Beispiel auf dem Abschnitt



Lienz-Obersielach von rd. 8%. Hingegen reduziert sich der Einfluss dieser geplanten Kuppelleitung erheblich bei starkem Export Südosteuropas bezogen auf den Grundlastfall auf demselben Abschnitt auf 6%<sup>5</sup>.

Ergänzend sei hier noch erwähnt, dass die geplanten Netzverstärkungen im Westen Österreichs (Vöhringen/Leupolz – Westtirol und Reschenpassleitung) bzw. in der Schweiz höhere Nord-Südlastflüsse überwiegend im Westen Österreichs ermöglichen, jedoch ist ihr Einfluss auf den betrachteten Netzraum von untergeordneter Bedeutung.

Die Auswirkung von nationalen Netzausbauprojekten auf die Belastungssituation im Netzraum Kärnten wurde – zum Zweck der Vollständigkeit – ebenfalls durchgeführt, jedoch sind in der Lastflussanalyse der Ausbauvarianten (Kapitel 7) Großprojekte, wie zum Beispiel die 380-kV-Salzburgleitung bzw. die Leitungsverstärkung nach Deutschland, bereits als umgesetzt angenommen (Inbetriebnahme der Masterplanprojekte lt. NEP 2012).

---

<sup>5</sup> Diese Art von Sensitivität kann auch mittels Regelung der Phasenschiebertransformatoren auf den bestehenden Kuppelleitungen zwischen Italien und Slowenien erzielt werden