

Kabelstudie Schweiz

Kurzversion

Datum 3. Februar 2025
Verfasst von Swissgrid, Business Unit Market

□

Inhalt

1	Hintergrund und Ziele	2
2	Work package 1: Blindleistungskompensation	2
3	Work package 2: Elektromagnetische Studien (EMT-Studien)	4
3.1	Studien zu Frequenz-Scans	4
3.2	Studien zur Oberschwingungsverstärkung	7
3.3	Studien zur Einschaltung von Transformatoren	11
3.4	Spannungsänderungen durch das Verbinden/Trennen von Kabeln und Blindleistungskompensationen	13
4	Work package 3: Netzwiederaufbau	15
5	Interpretation der Ergebnisse und regionale Betrachtungen	16
6	Referenzen	18

1 Hintergrund und Ziele

Die Zahl der Projekte für Kabelverbindungen im Schweizer Übertragungsnetz ist in den letzten Jahren enorm gestiegen. Die Kabel, um die es in dieser Studie geht, sind unterirdische XLPE-Stromkabel. Nachfolgend wird zur besseren Lesbarkeit das Wort «Kabel» verwendet.

Kabel haben einen erheblichen Einfluss auf den Netzbetrieb, insbesondere auf die Erhöhung der Spannungspegel, die Resonanzphänomene sowie die Verstärkung der Oberschwingung.

Da diese Effekte bereits bei den derzeit geplanten Kabeln zu beobachten sind, ist zu erwarten, dass die Auswirkungen dieser Phänomene mit zunehmender installierter Kabellänge noch stärker ausfallen werden. In dieser Situation ist es ratsam, einen Schritt weiter zu gehen und mehr Informationen über die Auswirkungen einer deutlichen Zunahme der Anzahl von Kabelprojekten zu sammeln. Denn dann ist es möglich, Herausforderungen zu antizipieren und Projekte weitsichtig zu planen.

Zu diesem Zweck wurde beschlossen, eine Vergleichsstudie mit drei Szenarien in verschiedenen Zeithorizonten durchzuführen:

1. Das erste Szenario umfasst die derzeit vorhandenen Kabel.
2. Das zweite Szenario enthält die Kabel aus dem ersten Szenario plus die bereits geplanten oder im Bau befindlichen Kabel. Der Zeithorizont ist nicht festgelegt, da er noch ungewiss ist, aber als Richtwert können wir das Jahr 2040 in Betracht ziehen.
3. Das dritte Szenario ist ein hypothetisches Szenario mit einer grossen Anzahl von Kabeln. Dies ist ein Schlüsselszenario in der Vergleichsanalyse, da es die Auswirkungen auf das Netzwerk zeigen und mit den beiden vorherigen Szenarien vergleichen wird. Die Positionierung der neuen Kabel wurde unter Berücksichtigung der Leitungen gewählt, die in den kommenden Jahren in den Sachplan aufgenommen werden. Die Kabel für das zweite Szenario sind ebenfalls darin enthalten. Da es sich um ein völlig hypothetisches Szenario handelt, wird kein Zeithorizont angegeben.

Die drei zuvor erwähnten negativen Auswirkungen wurden für alle drei Szenarien analysiert. Die Ergebnisse wurden dann verglichen, um Schlussfolgerungen über die Auswirkungen der Kabel auf das Netz zu ziehen.

Die in dieser Studie durchgeführten Analysen basieren auf Erkenntnissen aus der Wissenschaft, die in den Referenzen dieser Zusammenfassung [4]-[24] dokumentiert sind.

Die im WP1 vorgestellten Analysen zielen darauf ab, den Bedarf an Blindleistungskompensation in den drei Szenarien zu quantifizieren. Die Auswirkungen auf die Resonanzfrequenz und den Oberschwingungsgehalt werden im WP2 und die Auswirkungen auf den Netzwiederaufbau nach einem Blackout im WP3 analysiert.

2 Work package 1: Blindleistungskompensation

Es ist allgemein bekannt, dass die elektrischen Eigenschaften von Wechselstromkabeln erhebliche Unterschiede zu denen von Freileitungen aufweisen. Einer der wichtigsten elektrischen Unterschiede ist der kapazitive Ladestrom, der in einem Kabel wesentlich höher ist als in einer Freileitung der gleichen Länge und Übertragungsleistung.

Ein Blindleistungsüberschuss überlastet die Leitungen und erhöht die Spannungen. Die aktuelle Situation in der Schweiz mit den Kabeln aus Szenario 1 ist bereits kritisch, was die Spannungen betrifft. Die Betreiber stehen oftmals ohne Mittel da, um die Spannungen zu senken. Manchmal überschreiten die Spannungen die Grenzwerte, auch wenn alle Kraftwerke die Blindleistung mit ihrer maximalen Kapazität aufnehmen. Daher gibt es bei der zunehmenden Anzahl von Kabeln keine andere Wahl, als 100% ihrer Blindleistungserzeugung zu kompensieren.

Es gibt verschiedene Arten von Blindleistungskompensationen auf dem Markt, z. B. Blindleistungskompensationsanlagen (BLK), SVCs und STATCOMs. Die einfachste der drei sind die BLK und es handelt sich um eine Induktivität, die das kapazitive Verhalten des Netzes ausgleicht. Die beiden wichtigsten Arten von BLK sind ölsolierte und luftisolierte BLK.

Der Kompensationsbedarf für die drei Szenarien wurde berechnet und wird durch BLK in vier verschiedenen Grössen (50, 100, 120 und 150 Mvar) gedeckt.

Die folgende Tabelle fasst die für jedes Szenario erforderlichen Ausgleichselemente sowie die berücksichtigten Kabellängen zusammen. Der Spulentyp ist in Klammern angegeben. Die erste Zahl gibt die Anzahl der luftisolierten Spulen an, die zweite die Anzahl der ölsolierten Spulen. Die Kabellänge wird unter Berücksichtigung der Anzahl der Systeme und der Anzahl der Kabel pro Phase berechnet. Ein Kabel mit 2 Systemen und 2 Kabeln pro Phase wird in Länge mit dem Faktor 4 berücksichtigt.

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Von den Kabeln erzeugte Q (Mvar)	342	1433	12365
Q Ausgleich (Mvar)	250	1670	12960
Anzahl der BLK mit 50 Mvar	0	5 (3/2)	15 (12/3)
Anzahl der BLK mit 100 Mvar	1 (0/1)	7 (0/7)	33 (9/24)
Anzahl der BLK mit 120 Mvar	0	1 (0/1)	33 (0/33)
Anzahl der BLK mit 150 Mvar	1 (0/1)	4 (0/4)	33 (0/33)
Gesamtzahl der BLK	2	17	114
Kabellänge (km)	51	268	1132

Tabelle 1: Anzahl der BLK nach Typ und Szenario

Bilder mit der Positionierung der Kabel und BLK in den drei Szenarien sind im Bericht vom WP1 zu sehen. In dieser Zusammenfassung wird nur die Abbildung für das Szenario 3, das am stärksten belastende Szenario, dargestellt.

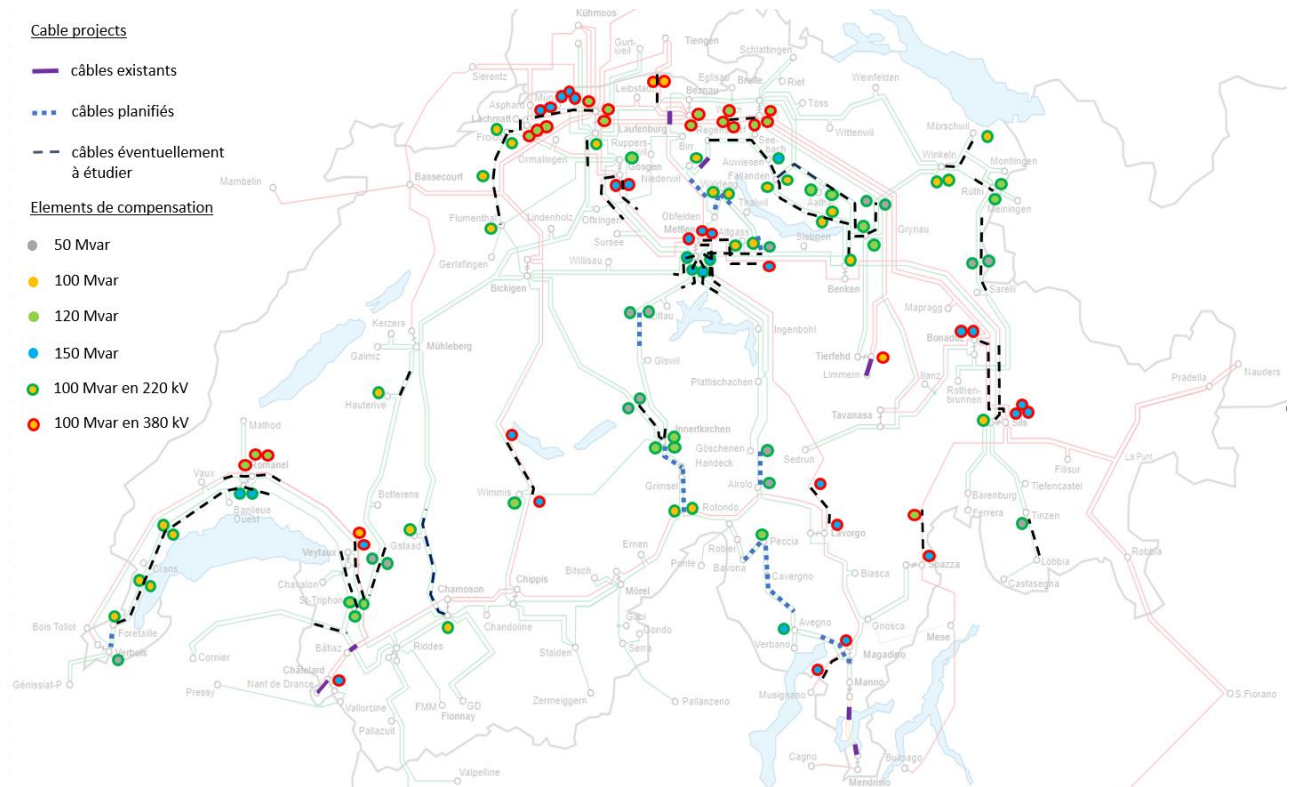


Abbildung 1: Ausgleichslösung für Szenario 3

Insgesamt wären 114 BLK erforderlich, um 12,9 GVar in Szenario 3 zu kompensieren. Das Kernkraftwerk Leibstadt kann als Referenz für die Grössenordnungen herangezogen werden. Mit einer Leistung von 1220 MW kann das Kraftwerk bis zu 513 Mvar an Blindleistung aufnehmen. Ohne die Installation von BLK zum Ausgleich der Kabel wären 25 Kraftwerke wie Leibstadt erforderlich, um die gesamte im Szenario 3 erzeugte Blindleistung aufnehmen zu können. Dies ist nur ein Vergleich, um eine Vorstellung von den Grössenordnungen zu vermitteln. Eine solche Lösung wäre weder technisch machbar noch nachhaltig.

Aufgrund der grossen Anzahl an benötigten BLK in einigen Gebieten müsste die Grösse einiger Unterwerke erheblich vergrössert werden. Um ein Beispiel zu nennen: In einem Unterwerk (Mettlen) werden bis zu 7 BLK benötigt und auch bis zu 11 BLK, die entlang eines Kabels verteilt sind (380 kV Lachmatt–Laufenburg). Bei 114 BLK müsste mindestens eine Fläche von 342 000,00 m² mit BLK belegt werden. Wenn man als bekannten Referenzwert den Platzbedarf für ein Fussballfeld (ca. 7200 m²) zugrunde legt, wären in unmittelbarer Nähe der neuen Kabel 48 Fussballfelder erforderlich, um die erforderliche Blindleistungskompensation zu installieren.

Die Kosten für die Ausgleichselemente der drei Szenarien werden auf 29,9 Millionen Franken für Szenario 1, 182,2 Millionen Franken für Szenario 2 und 1365,9 Millionen Franken für Szenario 3 geschätzt [2].

3 Work package 2: Elektromagnetische Studien (EMT-Studien)

3.1 Studien zu Frequenz-Scans

Ein Elektrizitätsnetz besteht aus verschiedenen elektrischen Geräten und Komponenten, die resistiver, induktiver oder kapazitiver Natur sind. Einige dieser induktiven und kapazitiven Blindwiderstände können bei bestimmten Frequenzen untereinander gleich werden, was zu Reihen- oder Parallelresonanzen führt. Andererseits könnten bestimmte Schaltvorgänge Spannungs- und Stromwellenformen mit viel Oberschwingungsgehalt erzeugen. Diese Komponenten voller Oberschwingungen, können bestehende Resonanzen anregen

und schlecht gedämpfte Schwingungen verursachen, die zu übermässigen harmonischen Verzerrungen und Überspannungen führen.

In EMTP kann der Frequenz-Scan durchgeführt werden, indem Strom von 1 A einer bestimmten Frequenz in den Punkt von Interesse eingespeist und die Reaktion der Spannung an diesem Punkt gemessen wird. Die gemessene Spannung innerhalb des vorgegebenen Frequenzspektrums entspricht der am Punkt von Interesse beobachteten Oberschwingungsimpedanz.

Es gibt zwei wichtige Parameter bei Frequenz-Scans:

1. Die Resonanzfrequenz, die gefährlicher ist, wenn sie niedriger ist. Hier ist es wichtig zu erwähnen, dass es die Resonanzfrequenzen mit hohen Werten der harmonischen Ganzzahlen sind, die Probleme verursachen können.
2. Der zweite Parameter ist die Höhe der Impedanz bei dem ersten Peak der Resonanzfrequenz. Je höher die Impedanz, desto grösser ist die Gefahr, dass es zu Überspannungen kommt.

Der Frequenz-Scan wurde für die drei Szenarien an verschiedenen Standorten durchgeführt. Die Ergebnisse wurden dann hinsichtlich verschiedener Aspekte verglichen.

Die erste Schlussfolgerung, die man nach dem Vergleich der **Resonanzfrequenzen** in den drei Szenarien schnell ziehen kann, ist, dass sich die **Resonanzfrequenzen** mit zunehmendem Kabelinhalt zu niedrigeren Werten hin verschieben. Mit anderen Worten: Die Resonanzfrequenzen am selben Punkt nehmen von Szenario 1 zu Szenario 2 und von Szenario 2 zu Szenario 3 ab. Das Beispiel Verbois wird unten gezeigt, wo die Resonanzfrequenzen der Szenarien 1 und 2 beide über 350 Hz liegen und sehr ähnlich sind, da der einzige Unterschied das 4,5 km lange Kabel zwischen den 220-kV-Unterwerken Foretaille und Verbois ist. Die Verkabelung eines grossen Teils des Genferseegebiets in Szenario 3 führt zu einer Abnahme der Spitzenresonanzfrequenz um fast 200 Hz.

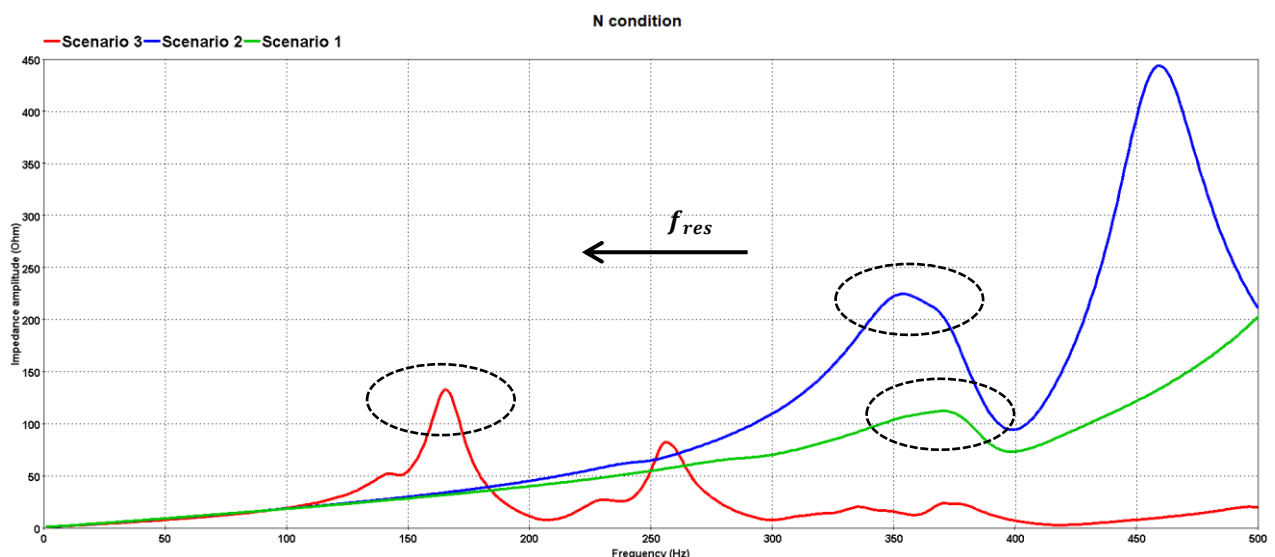


Abbildung 2: Vergleich der Oberschwingungsimpedanz bei 220 kV Verbois zwischen den Szenarien 1, 2 und 3. Bedingung N

Eine weitere interessante Schlussfolgerung dieser Studie ist, dass **die Impedanz der Resonanzfrequenz** im 380-kV-Netz im Vergleich zum 220-kV-Netz viel höher ist. Dieser Parameter bezieht sich auf die proportionale Dämpfung durch die Netzelemente. Da das 220-kV-Netz stärker vermascht ist als das 380-kV-Netz, ist die Dämpfung besser und dennoch sind die Resonanzimpedanzen niedriger. Es wurden Vergleiche in

verschiedenen Unterwerken durchgeführt, in denen beide Spannungspegel nebeneinander existieren, und die Ergebnisse belegen dieses Phänomen eindeutig. Das Beispiel aus Romanel wird unten gezeigt.

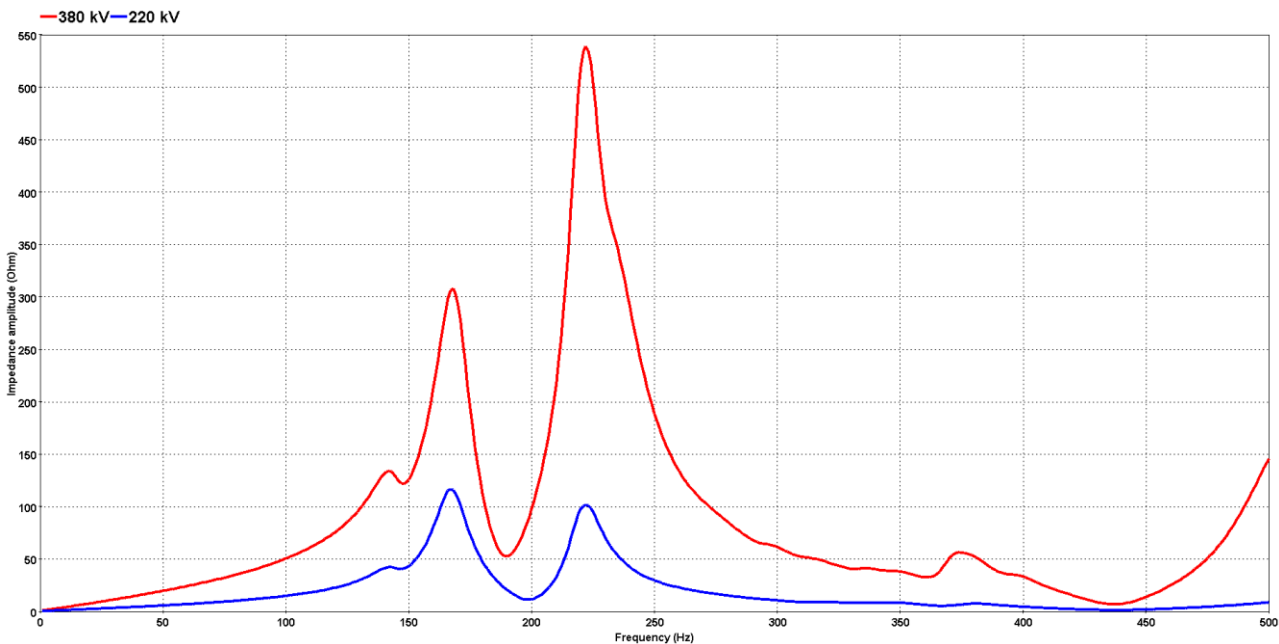


Abbildung 3: Vergleich der Oberschwingungsimpedanz zwischen 220 kV und 380 kV in 380 kV Romanel. Bedingung N

In Bezug auf die **Kritikalität der Ergebnisse in den verschiedenen Szenarien** zeigen die Ergebnisse, dass es unter normalen Betriebsbedingungen (N, N-1, N-2) weder in Szenario 1 noch in Szenario 2 zu problematischen Resonanzen kommt. In Szenario 3 wurden jedoch zwei kritische Unterwerke identifiziert: 380 kV Romanel und 380 kV Magadino. Kritische Fälle würden bei den folgenden Netzkonfigurationen auftreten:

- Bei 380 kV Romanel infolge einer N-1 der 380-kV-Leitung La Bâtiaz–Chamoson: Kann problematisch sein wegen Resonanzen auf der Ebene der dritten Oberschwingung.
- Bei 380 kV Romanel infolge einer N-2 der Leitungen 380 kV La Bâtiaz–Chamoson und 380 kV Bois Tollot–Romanel: Kann problematisch sein in Bezug auf die zweite Oberschwingung.
- Bei 380 kV Magadino infolge einer N-1 der 380-kV-Leitung Lavorgo–Magadino: Kann problematisch in Bezug auf die dritte Oberschwingung sein.

Als Beispiel sind die Resonanzfrequenzen bei 380 kV Romanel in der folgenden Abbildung für verschiedene Betriebsfälle dargestellt. Die Fälle 5 und 6 würden am wahrscheinlichsten kritische Resonanzen aufweisen.

Fall	Beschreibung
1	Bedingung N
2	N-1 bei 380 kV Romanel–Bois Tollot
3	N-1 bei 380 kV Romanel–La Bâtiaz
4	N-1 bei 380 kV Châtelard–La Bâtiaz
5	N-1 bei 380 kV Chamoson–La Bâtiaz
6	N-2 bei 380 kV Romanel–Bois Tollot und Chamoson–La Bâtiaz

Tabelle 1 Simulierte Fälle für den Frequenz-Scan bei 380 kV Romanel in Szenario 3

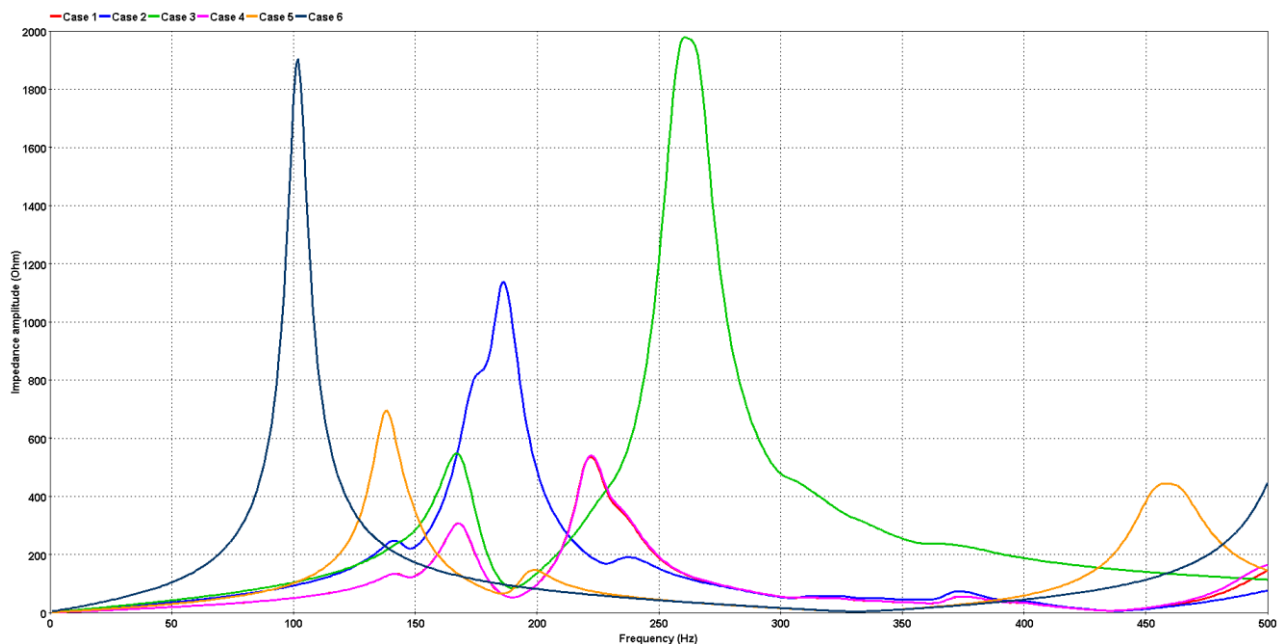


Abbildung 4: Oberschwingungsimpedanz in Romanel für 6 Betriebsfälle in Szenario 3

Um den Einfluss der Kabel auf die Resonanzfrequenzen besser zu verstehen, wurde ein viertes Szenario mit einem höheren Kabelinhalt als in Szenario 3 erstellt. Die Verschlechterung der Antwort der Netzfrequenz kann in Bereichen des Netzes bestätigt werden, in denen der Frequenzgang in den Szenarien 1, 2 und 3 nicht kritisch war. Bei 380 kV Nant de Drance, 380 kV Mörel, 380 kV Lavorgo, 380 kV Tierfehd, 380 kV Filisur und 380 kV Soazza werden zuvor unkritische Parallelresonanzen mit noch niedrigeren Frequenzen und einer höheren Impedanzamplitude kritisch, während in anderen Fällen neue Parallelresonanzspitzen bei Oberschwingungen niedrigerer Ordnung auftreten, was das Risiko kritischer TOVs während transienter Netzereignisse birgt.

3.2 Studien zur Oberschwingungsverstärkung

Typische Quellen für Oberschwingungen in Stromnetzen sind nichtlineare Lasten (z. B. bestimmte Industrieanlagen, drehzahlvariable Antriebe für AC/DC-Motoren, Batterieladegeräte usw.) und Geräte der Leistungselektronik (z. B. HVDC-Wandler, Windparks, SVCs, STATCOMs usw.). Oberschwingungen aus diesen Quellen können sich über die Impedanzen des Systems ausbreiten und in Bereichen mit hoher Kabeldichte aufgrund von Resonanzen mehrfach verstärkt werden, was zu einer Verschlechterung der Versorgungsspannung führt.

Der Grad der Verstärkung hängt nur wenig von der am Beobachtungspunkt vorhandenen harmonischen Impedanz ab. Im Gegensatz dazu ist der Verstärkungsgrad am Beobachtungspunkt die gesamthafte Auswirkung der Oberschwingungsresonanzen auf allen Wegen zwischen dem Einspeisepunkt und dem Beobachtungspunkt. Wenn also die Resonanz auf einer bestimmten Übertragungsachse oder auf mehreren Übertragungsachsen angeregt wird, ist die entsprechende Oberschwingungsimpedanz Z hoch, was dazu führt, dass die Oberschwingungsspannung am Beobachtungspunkt viel höher ist als am Einspeisepunkt.

Ein Anstieg der THD (Total Harmonic Distortion) als Folge der Oberschwingungsverstärkung hat verschiedene Auswirkungen auf die normale Wartung der Geräte und den Betrieb des Systems, belastet das Netz und kann Geräte beschädigen. Diese Auswirkungen umfassen, sind aber nicht beschränkt auf:

- Überhitzung der Ausrüstung (z. B. Transformatoren, Motoren, Erdung usw.)
- Hörbares Rauschen in Transformatoren und rotierenden Massen
- Vibrationen des Motors
- Erhöhung des Skin-Effekts in Linien- und Kabelleitern
- Thermische Auslösung von Schutzeinrichtungen und Fehler in digitalen Geräten
- Ausfall der Kondensatorbank

Um unvorhergesehene Probleme zu vermeiden, empfiehlt es sich, bereits in der Planungsphase von Kabelintegrationsprojekten Studien zur Oberschwingungsverstärkung durchzuführen. Da die Oberschwingungsresonanzen aller Übertragungsachsen zwischen dem Einspeise- und dem Messpunkt einen Effekt haben, wäre es unmöglich, die Effekte ohne Simulationen vorherzusagen.

Studien zur Oberschwingungsverstärkung werden durchgeführt, indem Spannungen mit verschiedenen Oberschwingungsfrequenzen mit einer Amplitude von 1 V an einer bestimmten Stelle in das Netz eingespeist und die Spannungen an verschiedenen anderen Stellen gemessen werden. Das Verhältnis zwischen der gemessenen Oberschwingung einer bestimmten Ordnung und der eingespeisten Oberschwingung derselben Ordnung definiert den Verstärkungsfaktor (AF, englisch: amplification factor), der angibt, wie stark die betreffende Oberschwingung verstärkt wird.

Ein Vergleich der Ergebnisse der Oberschwingungsverstärkung in den drei Szenarien zeigt, dass **die Verstärkung der Oberschwingungen niedriger Ordnung mit zunehmender Anzahl von Kabelprojekten im Netz schlimmer wird**. Dies ist der Fall bei der Oberschwingungsverstärkung in der Region Châteland, wo bereits in der aktuellen Konfiguration (Szenario 1) kritische Verstärkungen der Oberschwingung 7 sowohl bei 380 kV als auch bei 220 kV zu beobachten sind. Die Ergebnisse werden in Szenario 3 noch kritischer. Im Genferseegebiet gibt es weder in Szenario 1 noch in Szenario 2 Verstärkungen, aber aufgrund der Installation einer grossen Anzahl von Kabeln in Szenario 3 wird die Verstärkung der Oberschwingung 7 kritisch. Der Vergleich der Oberschwingungsverstärkung in den drei Szenarien bei 220 kV Crans, 220 kV Romanel, 220 kV Banlieue Ouest und 220 kV Vaux ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

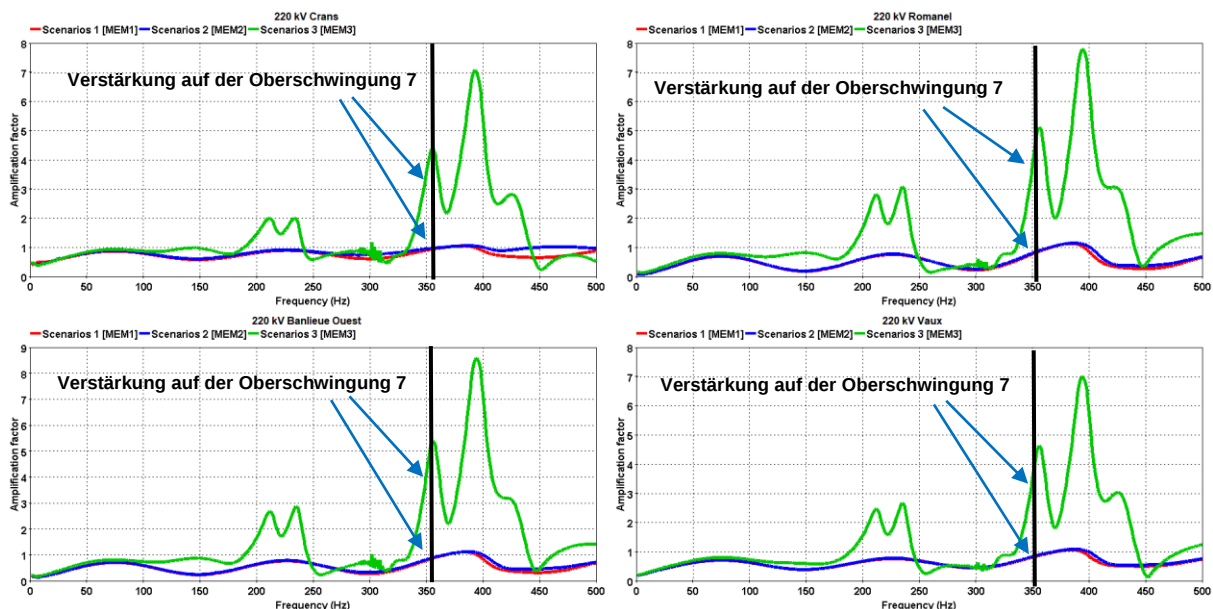


Abbildung 5: Oberschwingungsresonanz entlang 220 kV Verbois–Romanel und 220 kV Romanel–Vaux für die Szenarien 1, 2 und 3

Zwar nimmt die Oberschwingungsverstärkung tendenziell mit der Anzahl der Kabel zu, doch gibt es Ausnahmen, wie in Airolo. Sowohl in Szenario 2 als auch in Szenario 3 gibt es kritische Verstärkungen der

Oberschwingung 5, wobei die Werte in Szenario 2 noch höher sind. Die Erklärung finden Sie in der folgenden Abbildung.

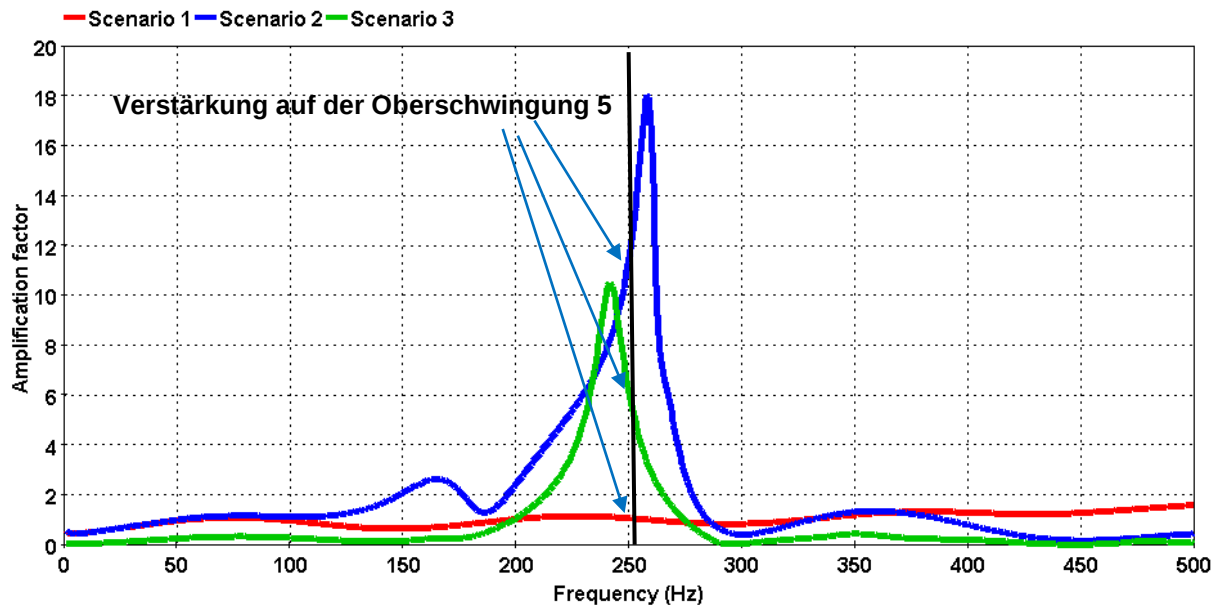


Abbildung 6: Oberschwingungsverstärkung bei 220 kV Airolo für Einspeisung bei 220 kV Mettlen

Wie erwartet liegt die Spitze der Oberschwingungsverstärkung in Szenario 3 bei einer niedrigeren Frequenz als in Szenario 2. Allerdings ist der Wert der Oberschwingungsverstärkung bei 250 Hz in Szenario 2 höher. Aus diesem Grund wäre die Verstärkung der Oberschwingung 5 in Airolo nach einer Einspeisung in Mettlen in Szenario 3 niedriger als in Szenario 2.

Die **Netzkurzschlussleistung** spielt eine wichtige Rolle bei der Verstärkung der niederrangigen Oberschwingungen. Im Allgemeinen erhöht sich die Verstärkung der niederrangigen Oberschwingungen, wenn die Netzkurzschlussleistung gering ist. Dies ist der Fall bei der Verstärkung bei 220 kV Airolo in Szenario 2, wo die Verstärkung der Oberschwingungen 5 und 7 bei niedrigen Kurzschlussleistungen kritisch wird. Ähnlich in der Region Châtelard in Szenario 2, wo die Verstärkung der Oberschwingung 7 bei niedrigem Kurzschlussniveau kritisch wird. Die Auswirkungen der Kurzschlussleistung in Szenario 2 bei 380 kV La Bâtiaz, 380 kV Nant de Drance, 380 kV Châtelard und 220 kV Châtelard sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

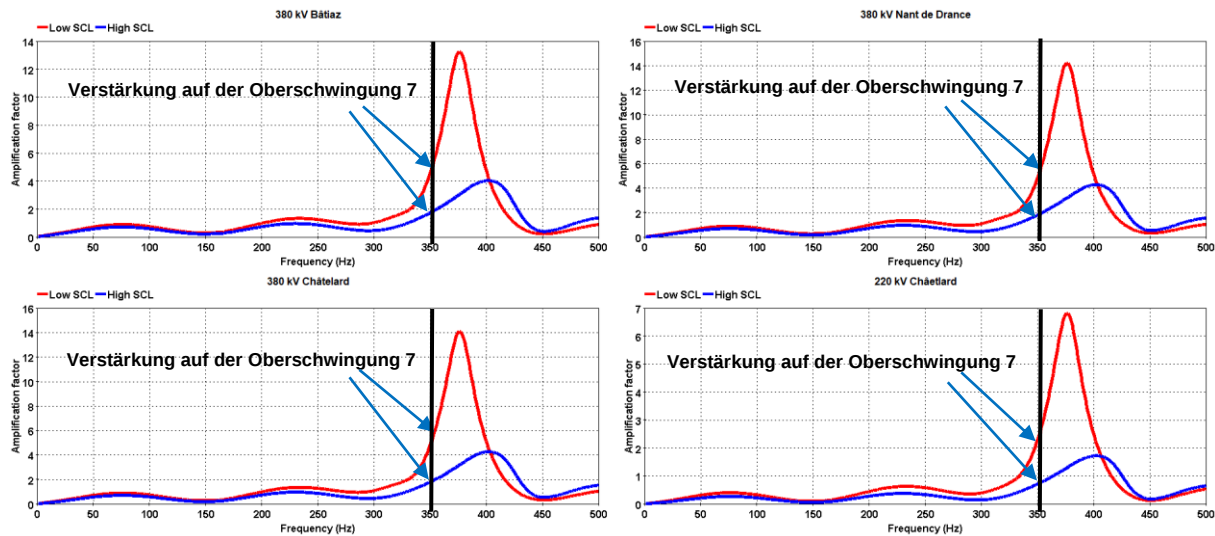


Abbildung 7: Oberschwingungsverstärkung bei 380 kV La Bâtiaz, 380 kV Nant de Drance, 380 kV Châtelard und 220 kV Châtelard in Szenario 2 für niedrige und hohe Kurzschlussleistungen

Laut einer kürzlich durchgeführten Oberschwingung-Messkampagne bei 380 kV Romanel [3] könnte die Komponente der Oberschwingung 7 bis zu 4% betragen, was dem in der Norm 50160 definierten Grenzwert entspricht. Bei einem Verstärkungsfaktor auf der Oberschwingung 7 von 7,887 bei 380 kV La Bâtiaz, 8,287 bei 380 kV Châtelard und 8,337 bei 380 kV Nant de Drance in Szenario 3 würde die Komponente der Oberschwingung 7 an diesen drei Orten 31,548%, 33,148% bzw. 33,348% betragen. Eine derart starke Verstärkung der Oberschwingung 7 hätte gravierende Auswirkungen auf die Energiequalität und die Netzausrüstung.

Je nach Lage der Oberschwingungsverstärkungskurven gibt es jedoch Ausnahmen, bei denen die Verstärkung bei hohen Kurzschlussleistungen höher ist. Dies ist beispielsweise bei den 220-kV-Stationen Romanel, 220 kV Banlieue Ouest, 220 kV Foretaille und 380 kV La Bâtiaz in Szenario 3 der Fall, wo die Verstärkung der Oberschwingung 5 bei hohen Kurzschlussleistungen höher ist. Die Auswirkung lässt sich aus der folgenden Abbildung entnehmen.

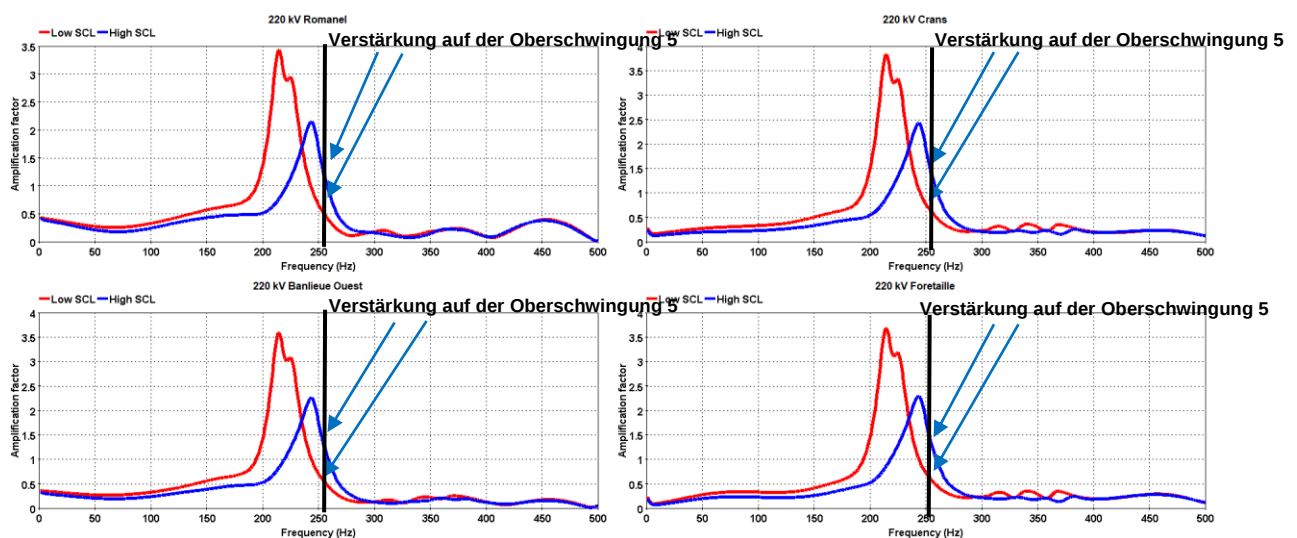


Abbildung 8 Oberschwingungsverstärkung in Szenario 3 bei 220 kV Romanel, 220 kV Crans, 220 kV Banlieue Ouest und 220 kV Foretaille

Die bis zu diesem Zeitpunkt durchgeführten Analysen zeigen, dass es nicht möglich ist, die Auswirkungen eines bestimmten Kabelprojekts auf die harmonische Verstärkung im Voraus zu prognostizieren. Da die Ergebnisse oft nicht vorhersehbar sind, ist es absolut notwendig, für jedes neue Kabelprojekt, das in das Netz integriert werden soll, detaillierte Studien zur Verstärkung von Oberschwingungen unter Berücksichtigung von Variationen in der Konfiguration und den Netzbedingungen durchzuführen.

Ein weiteres Argument für die Notwendigkeit, Oberschwingungsstudien für jedes Kabelprojekt durchzuführen, ist **die Auswirkung eines Kabels auf die Oberschwingungsverstärkung in entlegenen Gebieten**. Studien haben gezeigt, dass das 220-kV-Kabel Altgass–Samstagern einen Einfluss auf die Oberschwingungsverstärkung im Tessin haben würde. Die der Oberschwingung 7 bei 220 kV Bavona, Peccia und Caveragno für eine Einspeisung bei 220 kV Mettlen wird kritisch, wenn ein Kabel zwischen Altgass und Samstagern verlegt wird. Sie bleibt in Szenario 3 für eine Freileitung moderat.

3.3 Studien zur Einschaltung von Transformatoren

Das Einschalten von Transformatoren ist ein häufiger Vorgang beim Betrieb von Stromnetzen. Sie erfolgt in der Regel ohne negative Folgen für das Netz, da die bei diesem Prozess entstehenden transienten Ströme und Spannungen innerhalb weniger Sekunden im Stromnetz sicher abgeschwächt werden können. In bestimmten Situationen mit Kabeln in der Umgebung verursachen die durch die Einschaltströme der Transformatoren angeregten Resonanzen jedoch vorübergehende Überspannungen (TOV), die zu Problemen mit der Energiequalität oder sogar zu einer Verschlechterung der Isolierung im Transformator führen können.

Wie in Abschnitt 3,1 angegeben, zeigte die Studie zu Frequenz-Scans drei kritische Fälle für die Resonanzfrequenz in Szenario 3. Wenig überraschend sind dieselben Fälle problematisch für den Anschluss von Transformatoren. Die Fälle sind:

- Bei 380 kV Romanel infolge eines N-1 der 380-kV-Leitung La Bâtiaz–Chamoson: Kann problematisch sein wegen Resonanzen auf der Ebene der dritten Oberschwingung.
- Bei 380 kV Romanel infolge einer N-2 der Leitungen 380 kV La Bâtiaz–Chamoson und 380 kV Bois Tollot–Romanel: Kann problematisch sein in Bezug auf die zweite Oberschwingung.
- Bei 380 kV Magadino infolge einer N-1 der 380-kV-Leitung Lavorgo–Magadino: Kann problematisch in Bezug auf die dritte Oberschwingung sein.

Simulationen für die Einschaltung der Transformatoren in Romanel und Magadino sind im Bericht vom WP2 enthalten. In dieser Zusammenfassung wird nur das Beispiel der Energetisierung des Transformators in Romanel während eines N-2 der Leitungen 380 kV La Bâtiaz–Chamoson und 380 kV Bois Tollot–Romanel dargestellt. In diesem Fall können starke Oberschwingungsverzerrungen der TOVs nach dem Schliessen des Leistungsschalters beobachtet werden. Die maximale Amplitude der Phase-Erde- und Phase-Phase-Spannungen beträgt mehr als 1,5 pu. Dieser Fall ist äusserst kritisch, da die hohen und schlecht gedämpften TOVs voraussichtlich erhebliche dielektrische und thermische Belastungen auf die Betriebsmittel und die Isolierung des Netzes in der Nähe von 380 kV Romanel ausüben werden. In der folgenden Abbildung werden die Ergebnisse dieser Simulation für die Szenarien 2 und 3 verglichen.

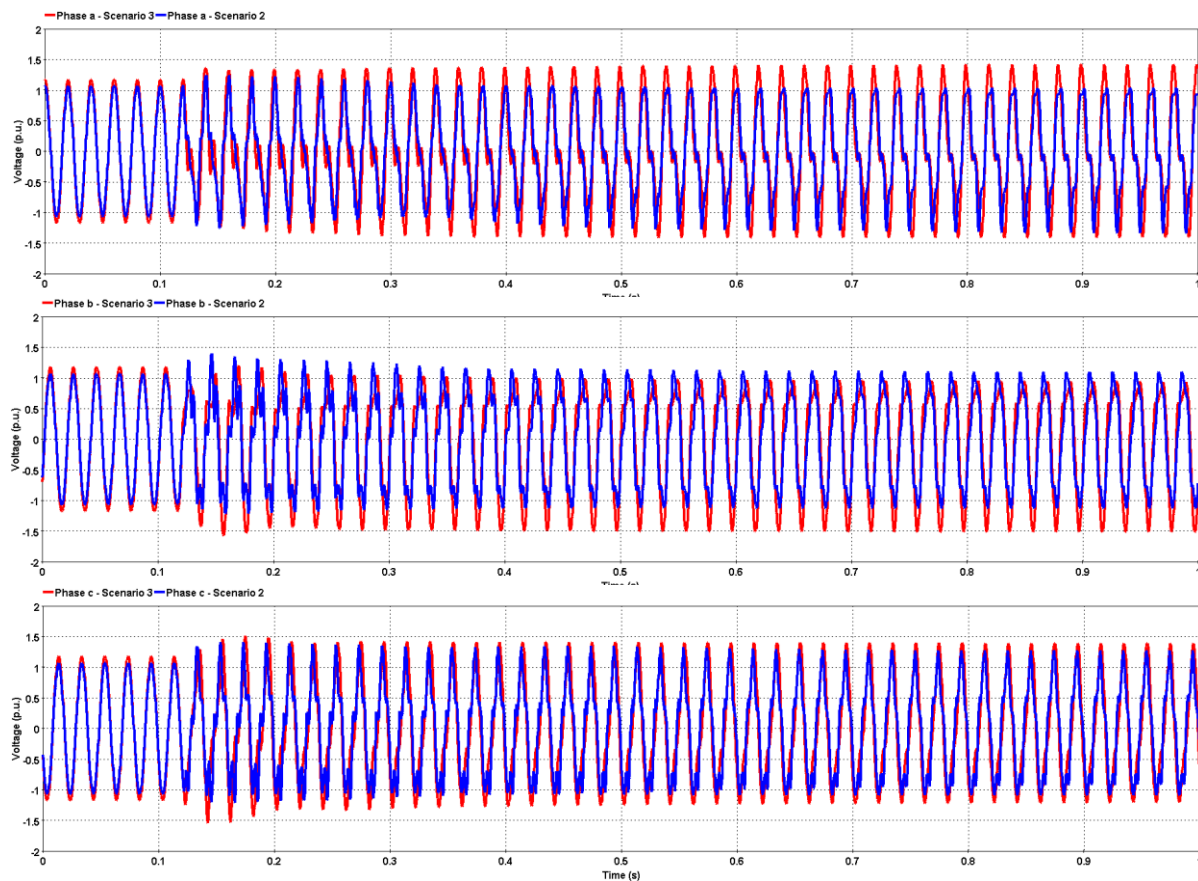


Abbildung 9: Phase-Erde-Spannungen in Romanel infolge des Anschlusses des 380/220-kV-Transformators in Romanel. Szenario 2 in Blau und 3 in Rot

Stark durch Oberschwingungen verzerrte und schlecht gedämpfte TOVs, die 1,5 pu überschreiten, können in Szenario 3 (rot) beobachtet werden. Die Entfernung der Kabelsysteme in Szenario 2 bei 380 kV Romanel führt jedoch zu stark gedämpften TOVs, wobei die maximale Amplitude 1,2 pu erreicht und schnell abnimmt, was das Risiko von dielektrischem und thermischem Stress auf die Ausrüstung und die Netzisolation (blau) erheblich reduziert.

Die **Kurzschlussleistung** im Unterwerk, in dem der Transformator angeschlossen wird, hat ebenfalls einen bemerkenswerten Einfluss auf die Transienten nach der Zuschaltung. Daher wurde beschlossen, einen Schritt weiter zu gehen und den Umfang der Studie zu erweitern, indem die Kabelmenge in zwei Gebieten erhöht wurde, die in Szenario 3 bereits mit einer grossen Kabelmenge ausgestattet waren. 380 kV Romanel und 380 kV Laufenburg wurden ausgewählt, um diese These zu belegen. Die 380-kV-Kurzschlussleistung Romanel beträgt im Normalbetrieb 11 GVA, während die 380-kV-Kurzschlussleistung Laufenburg 43 GVA beträgt und damit eine der höchsten aller Unterwerke im Swissgrid Netz ist. Ausgehend von Szenario 3 wurden zusätzliche 77 km Kabel um 380 kV Romanel angeschlossen. In der Umgebung von 380 kV Laufenburg werden ausgehend von Szenario 3 ca. 107 km zusätzliche Kabel angeschlossen. Aufgrund der hohen Kurzschlussleistung würde eine nahezu Verdreifachung der Kabellänge von 64,8 km auf 171,74 km die Parallelresonanzfrequenz nur geringfügig um weniger als 10 Hz verschieben. Ausserdem bewirkt die hohe Dämpfung des Systems aufgrund der hohen Kurzschlussleistung, dass die Oberschwingungsimpedanz des Netzes bei 380 kV Laufenburg niedrig genug ist, um die Anregung jeglicher paralleler Resonanzen niedrigerer Ordnung zu vermeiden. Wenig überraschend kann in beiden getesteten Fällen während des Einschaltens des Transformators in Laufenburg kein TOV beobachtet werden, selbst bei intensiver Verkabelung in der Nähe von 380 kV Laufenburg.

Die Auswirkungen der Zunahme von 77 km Kabel in Romanel sind jedoch verheerend, wie in der folgenden Abbildung in Rot demonstriert wird.

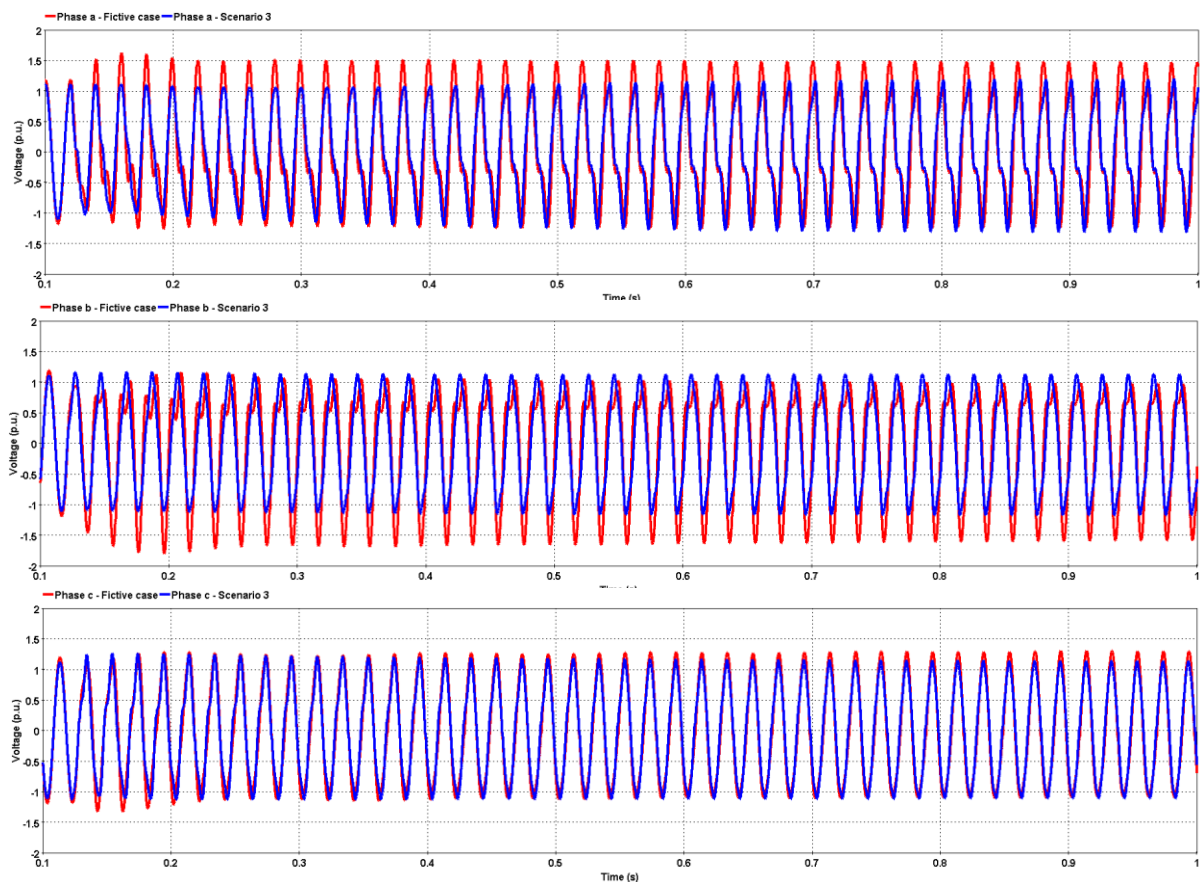


Abbildung 10: Phase-Erde-Spannungen bei 380 kV Romanel–Szenario 3 und fiktiver Fall für die erste Sekunde der Simulation

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass es in Bezug auf die Resonanzfrequenzen sicherer wäre, Kabelprojekte in der Nähe eines starken Knotenpunkts zu integrieren, da hier nur minimale Auswirkungen auf das bestehende Netz zu erwarten sind. Andere Einschränkungen wie die Oberschwingungsverstärkung oder der fehlende Platz für kompensierende Elemente wären jedoch gesondert zu untersuchen.

3.4 Spannungsänderungen durch das Verbinden/Trennen von Kabeln und Blindleistungskompensationen

In diesem Abschnitt wurde der Einfluss der Kurzschlussleistung auf die Spannungsschwankungen nach dem Verbinden/Trennen von Kabeln oder BLK analysiert. Das Ziel dieser Analyse ist es, Maximalwerte für die Länge der Kabel und die Grösse der Kompensationsmassnahmen festzulegen, um Spannungsänderungen über die zulässigen Werte hinaus zu vermeiden. In Unterwerken, die an die Verteilnetze angeschlossen sind, sind Spannungsschwankungen von höchstens 2% zulässig [1].

Für 220- und 380-kV-Verbindungen wurde die Kurzschlussleistung mit der maximalen Kabellänge in Beziehung gesetzt, um eine Spannungsänderung von 2% nicht zu überschreiten. Die folgende Abbildung zeigt die genannte Beziehung für eine 380-kV-Leitung.

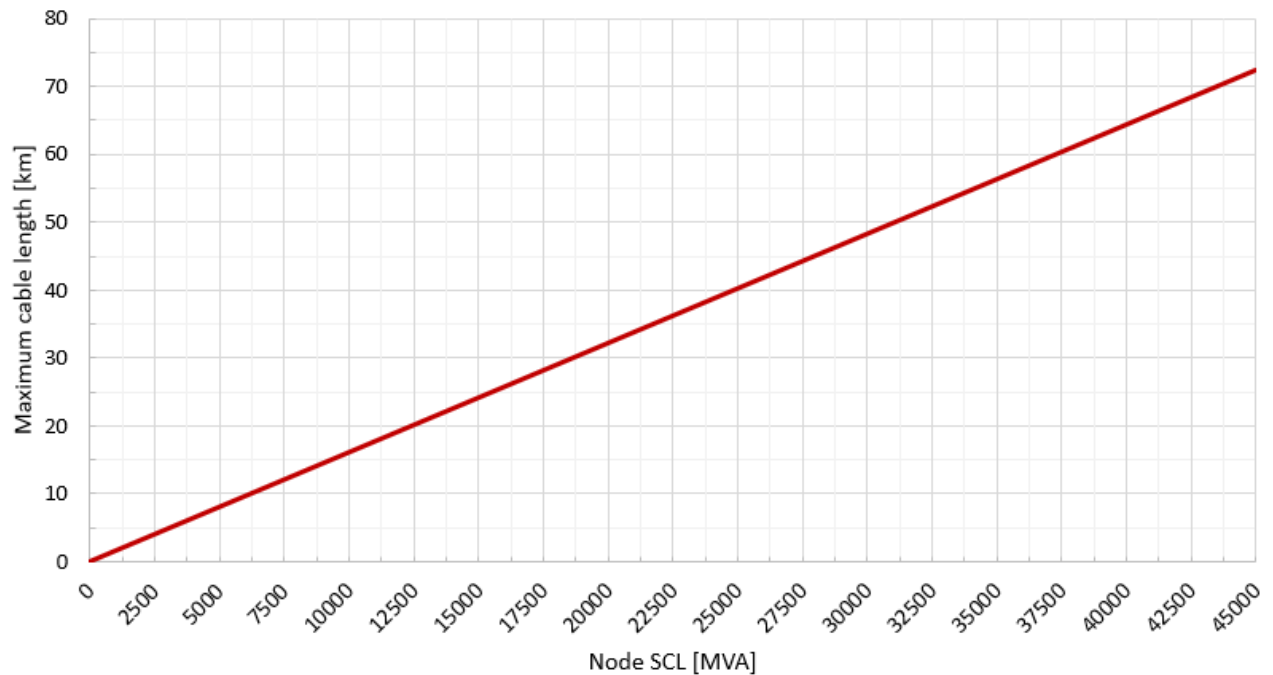


Abbildung 11: Theoretisch maximal zulässige Gesamtlänge des Kabels an einem bestimmten 380-kV-Knotenpunkt bei einer Spannungserhöhung von 2%

Anhand dieser Abbildung lässt sich beispielsweise feststellen, dass bei einem 380-kV-Knoten mit einer SCL von 12 500 MVA eine Gesamtkabellänge von 20 km zu einem Anstieg des Spannungswerts im stationären Zustand um 2% führen würde. Logischerweise ist bei einem schwächeren Knoten (niedriger SCL) die zulässige Gesamtkabellänge geringer.

Diese Beschränkung auf die Kabellänge sollte nicht als die einzige notwendige Beschränkung verstanden werden. Dies ist nur eine erste Einschränkung der Länge, nach der sich alle EMT-Studien für Resonanzfrequenzen und Oberschwingungsverstärkung richten müssen.

Auf derselben Grundlage wurde eine Schätzung des maximalen Blindleistungskompensationsverlusts berechnet, der zu einem Spannungssprung von 2% führt.

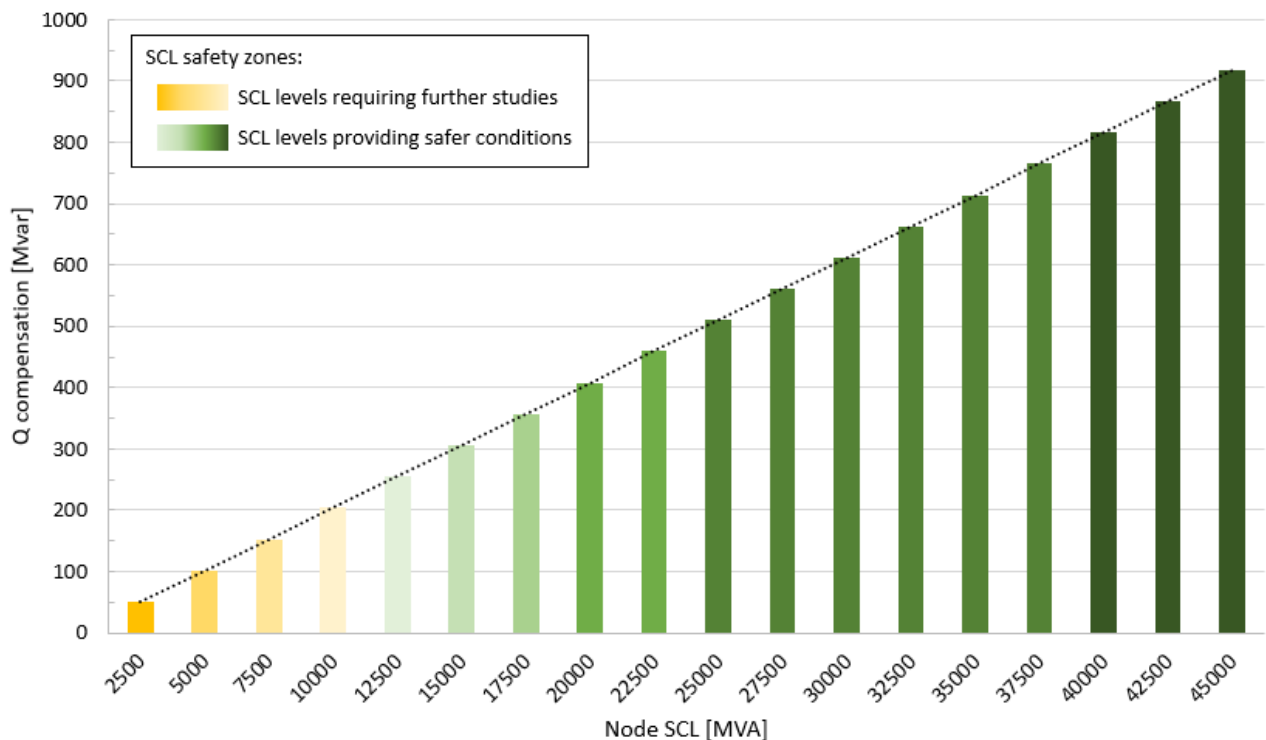


Abbildung 12: Geschätzter maximaler Verlust der Blindleistungskompensation, der zu einem Spannungssprung von 2% führt

Gemäss der folgenden Abbildung würde die maximal mögliche Grösse einer BLK für eine Region mit 10 GVA Kurzschlussleistung 200 Mvar betragen. In Gebieten, in denen die Kurzschlussleistung unter 10 GVA liegt, kann die Spulengrösse begrenzt werden.

4 Work package 3: Netzwiederaufbau

Das aktuelle Konzept für den Schweizer Netzwiederaufbau basiert auf vier über das ganze Land verteilten Aufbauzellen. Dabei handelt es sich um die Zellen Süd, West, Mitte und Ost.

Im Falle eines Totalausfalls ist vorgesehen, dass die vier Zellen den Wiederaufbauprozess unabhängig voneinander beginnen und sich dann im Rahmen des Synchronisationsprozesses miteinander verbinden. Der Vorteil mehrerer Aufbauzellen besteht darin, dass der Prozess beschleunigt wird und der Netzbetrieb in kurzer Zeit wiederhergestellt werden kann. Auch die Hilfe der Nachbarländer wäre in diesem Fall sehr hilfreich. Die Schweiz muss jedoch die Möglichkeit bewahren, den Netzbetrieb auch dann wieder aufzunehmen, wenn in den Nachbarländern ein Blackout eintritt.

Eine der grössten Schwierigkeiten beim Wiederaufbau ist die Verbindung der langen Linien. Die Leitungen benötigen einen hohen kapazitiven Ladestrom, d. h. die Generatoren werden stark beansprucht. Dieser Effekt nimmt mit der Länge der Leitung zu und ist bei Kabeln, die aufgrund ihres kapazitiven Charakters einen sehr hohen Ladestrom haben, noch ausgeprägter.

Um zu verhindern, dass die von den Kabeln erzeugte Blindleistung die Generatoren überlastet, können BLK eingebaut werden. Ihre Aufgabe ist es, kapazitive Blindleistung zu kompensieren und so den Generatoren Spielraum zu verschaffen, um auf unvorhergesehene Lastschwankungen reagieren zu können. Wenn die BLK einstellbar sind, sorgen sie auch dafür, dass der Spannungspegel während des Wiederaufbaus auf angemessenen Werten gehalten wird.

Doch nicht nur das Problem der Blindleistungserzeugung durch die Kabel behindert den Wiederaufbau. Kabel erhöhen die Wahrscheinlichkeit von Resonanzen niedriger Ordnung, die zu übermässigen Überspannungen führen. Dies erhöht das Risiko einer unerwünschten Aktivierung von Schutzmechanismen und einer Beschädigung von Netzwerkkomponenten.

Beim Informationsaustausch zwischen Swissgrid und anderen europäischen TSO wurde festgestellt, dass es keinen Präzedenzfall für einen Wiederaufbau mit Kabeln in der Nähe von Aufbauzellen gibt. In der Regel ist es gängige Praxis, Kabel zu vermeiden, bis eine ausreichend starke und grosse Zelle zur Verfügung steht. Dies ist möglich, wenn sich die Kabel ausserhalb der Aufbauzellen befinden oder wenn das Netz ausreichend vermascht ist, um sie zu umgehen. Im Fall der Schweiz gibt es oft nur eine einzige Trasse, um die Maschinen mit den Lasten zu verbinden, was keine Flexibilität zulässt.

Nach der aktuellen Planung sind zwei der vier verfügbaren Zellen von diesem Problem der Verkabelungsprojekte betroffen. Das Kabelprojekt im Maggiatal betrifft die südliche Aufbauzelle und die Kabelprojekte zwischen Mettlen und Ulrichen betreffen die zentrale Aufbauzelle.

Die Simulationsergebnisse für die Tessiner Aufbauzelle zeigen, dass die Ergebnisse mit der zukünftigen Netzkonfiguration deutlich schlechter sind als die aktuellen Ergebnisse. Es gibt jedoch Lösungen für die aufgetretenen Probleme und der Wiederaufbau mit der Südzone ist immer noch möglich.

Die Analysen für die zentrale Netzwiederaufbauzelle haben gezeigt, dass der Netzwiederaufbau, wie er derzeit vorgeschlagen wird, nicht mehr möglich sein wird. Die Suche nach alternativen Szenarien zeigt zwar eine deutliche Verbesserung, aber die Risiken sind sehr hoch und es wären mehrfache Anpassungen der Swissgrid Netzinfrastruktur und der KWO-Kraftwerke erforderlich, ohne dass eine Garantie für den Erfolg besteht. Aus diesen Gründen wird die Netzwiederaufbauzelle mit KWO nach der Inbetriebnahme des Kabelprojekts Innertkirchen – Ulrichen nicht mehr zur Verfügung stehen.

5 Interpretation der Ergebnisse und regionale Betrachtungen

Die durchgeführten Analysen haben Probleme aufgezeigt, die zu technischen Schwierigkeiten beim Betrieb des Netzwerks führen, sowie andere Probleme, wie z. B. wirtschaftliche oder ökologische Probleme aufgrund der Notwendigkeit, Ausgleichssysteme zu installieren. Die Kritikalität der verschiedenen aufgetretenen Probleme wird auf der Grundlage von Szenario 3 bewertet.

Die technischen Probleme sind Resonanzen, Verstärkung von Oberschwingungen, Spannungsänderungen und der Wiederaufbau nach einem Blackout.

Resonanzen niedriger Ordnung wurden bei 380 kV Romanel und 380 kV Magadino erkannt. Diese Resonanzen würden zu hohen TOVs infolge der Verbindung der 380/220-kV-Transformatoren in Romanel und Magadino in N-1 verursachen. Die Verbindung dieser beiden Transformatoren müsste ausschliesslich in einem Netz ohne Leitungsausfälle erfolgen, was nicht akzeptabel ist. Dies hat zur Folge, dass die Kabellänge in der Umgebung dieser beiden Knotenpunkte reduziert werden müsste.

Die **Oberschwingungsverstärkung** im Genferseegebiet würde in Szenario 3 kritisch werden. Für die Region Châtelard ist die Verstärkung bereits in den Szenarien 1 und 2 kritisch, verschlechtert sich aber merklich mit Szenario 3. Diese kritischen Verstärkungen finden auch bei Netzwerkbedingungen ohne Leitungsausfall statt. Aus diesem Grund wäre der Betrieb des Systems ohne Filter nicht möglich. Die Installation und der Betrieb von Filtern bringen neue Probleme, Unsicherheiten und Komplexitäten mit sich.

Das Verbinden und Trennen einiger der in Szenario 3 vorgesehenen Kabel würde zu **Spannungsänderungen** von mehr als 2% führen, was eine Begrenzung der Kabellänge erforderlich machen würde. Dies ist der Fall beim 57 km langen Kabelsystem um den Genfersee, dessen zwei längste Abschnitte die maximal

zulässige Länge überschreiten. Genauer gesagt handelt es sich um die Leitungen 220 kV Banlieue Ouest–Foretaille (52 km, d. h. 7 km länger als das zulässige Maximum) und 220 kV Crans–Romanel (40 km, d. h. 6 km länger als das zulässige Maximum).

Der **Wiederaufbau nach einem Blackout** ist einer der kritischeren Aspekte der Kabel. Die Ergebnisse zeigen Schwierigkeiten beim Wiederaufbau der Südzelle und die Analysen für die Zentralzelle sind noch nicht abgeschlossen.

In den ökonomischen und ökologischen Kriterien müsste die **den Unterwerken gewidmete Fläche** um etwa 13% zunehmen, um die für Szenario 3 erforderlichen BLK installieren zu können. Dies würde die Erweiterung bestehender Unterwerke oder den Bau neuer Unterwerke an mehreren Standorten wie Lachmatt, Laufenburg und Romanel erfordern.

Diese Schlussfolgerungen beschränken sich natürlich auf Szenario 3. Jede andere Anordnung der Kabel würde zu anderen Ergebnissen führen.

6 Referenzen

- [1] «Evaluation of Temporary Overvoltages in Power Systems due to Low Order Harmonic Resonances», CIGRÉ technical brochure, WG C4. 46, Ref. 913, 2023.
- [2] IEC 61000-3-6, «Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV, and EHV power systems», Edition 2.0, 2008-02.
- [3] IEC TR 60071-4, «Insulation co-ordination – Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks», First edition, 2004-06.
- [4] [2.8] «Transformer energization in power systems: A study guide», CIGRÉ technical brochure, WG C4. 307, Ref. 568, 2014.
- [5] «Power System Technical Performance Issues Related to the Application of Long HVAC Cables», CIGRÉ technical brochure, WG C4. 502, Ref. 556, 2013.
- [6] «Line/Cable Data», user support document, EMTP-EMTPWorks.
- [7] W. I. Bowman and J. M. McNamee, «Development of Equivalent Pi and T Matrix Circuits for Long Untransposed Transmission Lines», IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, vol. 83, Issue 6, pp. 625-632, June 1964.
- [8] William D Stevenson Jr., «Elements of power system analysis», fourth edition, McGraw-Hill, 1982.
- [9] H. W. Dommel, «EMTP Theory Book, Microtran Power System Analysis Corporation», Vancouver, British Columbia, 1996.
- [10] A. Morched, B. Gustavsen, M. Tartibi, «A universal model for accurate calculation of electromagnetic transients on overhead lines and underground cables», IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 14, no. 3, July 1999, pp. 1032 -1038.
- [11] I. Kocar, J. Mahseredjian, «Accurate Frequency Dependent Cable Model for Electromagnetic Transients», IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 31, No. 3, June 2016, pp. 1281-1288.
- [12] M. Cervantes, I. Kocar, J. Mahseredjian, A. Ramirez, «Partitioned Fitting and DC Correction for the Simulation of Electromagnetic Transients in Transmission Lines», IEEE Power Delivery Letters, vol. 33, no. 6, Dec. 2018, pp. 3246 - 3248.
- [13] B. Gustavsen and A. Semlyen, «Rational approximation of frequency domain responses by vector fitting», IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 14, no. 3, July 1999, pp. 1052-1061.
- [14] I. Kocar, J. Mahseredjian, G. Olivier, «Weighting Method for Transient Analysis of Underground Cables», IEEE Tran. on Power Delivery, Vol. 23, no. 3, July 2008, pp. 1629-1635.
- [15] Kocar, J. Mahseredjian, «New procedure for computation of time delays in propagation function fitting for transient modeling of cables», IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 31, no. 2, July 2008, pp. 613-621.
- [16] «Cable Systems Electrical Characteristics», CIGRÉ technical brochure, WG B1. 30, Ref. 531, 2013.
- [17] I. Lafaia, et al., «Field Test and Simulation of Transients on the RTE 225 kV Cable», IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 32, issue: 2, pp. 628-637, April 2017.
- [18] I. Lafaia, et al., «Frequency and Time domain Responses of Cross-Bonded Cables», IEEE Transactions on Power delivery, vol. 33, issue: 2, pp. 640-648, April 2018.
- [19] B. Gustavsen, et al., «Insulated Cables», in Power System Transients – Parameter Determination, Ed. J. A. Martinez-Velasco, CRC Press, 2010.
- [20] «Guide for electromagnetic transient studies involving VSC converters», CIGRÉ technical brochure, WG B4. 70, Ref. 832, 2021.
- [21] «Transformer energization in power systems: A study guide», CIGRÉ technical brochure, WG C4. 307, Ref. 568, 2014.
- [22] Markus Willi, « Technische Grundlagen Kabel als Netzbestandteil », ZSTD-25-011
- [23] Martin Hässig, RFI Drossel
- [24] Swissgrid, « A22-126 Bg Swissgrid PQ Romanel Chamoson », intern