

Begutachtung des Strategischen Übertragungsnetzes (50 Hz) der Schweiz

Wissenschaftliches Gutachten im Auftrag des

Bundesamt für Energie BFE

CH-3003 Bern

26.06.2007

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen Haubrich

Auf dem Wollerscheid 15
D-52152 Simmerath-Lammersdorf
Tel. +49. 2473. 8077
Fax +49. 2473. 689820

**CONSENTEC
Consulting für Energiewirtschaft
und -technik GmbH**

Grüner Weg 1
D-52070 Aachen
Tel. +49. 241. 93836-0
Fax +49. 241. 93836-15
E-Mail info@consentec.de
www.consentec.de

Inhalt

1	Einleitung	1
1.1	Hintergrund und Ziel des Gutachtens	1
1.2	Aufbau des Gutachtens	3
2	Eingangsdaten und verwendete Informationen	4
3	Generelle Einordnung des Strategischen Übertragungsnetzes	6
3.1	Betrachtete Szenarien	8
3.2	Nutzkriterien	10
4	Notwendigkeit, Tauglichkeit und Angemessenheit der Maßnahmen des Strategischen Übertragungsnetzes	12
4.1	Generelle Beurteilung der Maßnahmen	12
4.2	Von den Umweltschutzorganisationen kritisierte Maßnahmen	16
4.2.1	Mühleberg - Wattenwil (Projekt 7)	16
4.2.2	Lavorgo - Morbegno (Projekt 22)	17
4.2.3	Obfelden - Thalwil (Projekt 26)	19
4.2.4	Region Neuenburger See (Projekte 30-35)	22
5	Zusammenfassung	25

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Ziel des Gutachtens

Auf Veranlassung des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation hat im Zeitraum von November 2005 bis Februar 2007 die Arbeitsgruppe Leitungen und Versorgungssicherheit (AG LVS) die Entwicklung des schweizerischen Übertragungsnetzes (50 Hz) sowie des Hochspannungsnetzes der SBB (16,7 Hz) bis zum Jahr 2015 erörtert. Neben der Erarbeitung von Vorschlägen für die Verbesserung und Beschleunigung der Genehmigungsverfahren wurden dabei für beide Systeme insbesondere anzustrebende Netztopologien (sogenannte Strategische Übertragungsnetze) und prioritäre Aus- und Umbaumaßnahmen zur Realisierung dieser Strategischen Übertragungsnetze erarbeitet.

Für das Übertragungsnetz 50 Hz waren die Erhaltung der Versorgungssicherheit sowie der zentralen Stromdrehfunktion der Schweiz die wesentlichen Vorgaben bei der Entwicklung des Strategischen Übertragungsnetzes. Der im Februar 2007 vorgelegte Bericht der AG LVS stellt das entwickelte Netz vor und identifiziert 39 prioritäre Aus- und Umbaumaßnahmen zu seiner Realisierung. Für jede dieser Maßnahmen wird über sogenannte Nutzkriterien diese Einstufung begründet.

Die einzelnen Maßnahmen wurden vom nationalen Übertragungsnetzbetreiber swissgrid zusammen mit den Netzeigentümern, den schweizerischen Verbundunternehmen, erarbeitet und von den Mitgliedern der AG LVS größtenteils einstimmig angenommen. Einige Maßnahmen werden jedoch von den Umweltschutzorganisationen in einer Minderheitsmeinung abgelehnt.

Da das Strategische Übertragungsnetz zukünftig die entscheidende Grundlage für den Netzausbau der Höchstspannungsnetze in der Schweiz bilden soll und dementsprechend auch Gegenstand der politischen Diskussion ist, möchte das Bundesamt für Energie BFE die Notwendigkeit, Tauglichkeit und Angemessenheit der erarbeiteten Maßnahmen objektiv und unabhängig gutachterlich prüfen lassen.

BFE hat deshalb uns, Prof. Haubrich und CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, beauftragt, ein Gutachten zu erstellen, das die folgenden Fragen beantworten soll:

- Es soll geprüft werden, ob die identifizierten Aus- und Umbaumaßnahmen geeignet erscheinen, die strategischen Vorgaben zu Versorgungssicherheit und Drehscheibenfunktion der Schweiz zu erfüllen.
- Gleichzeitig soll sichergestellt werden, dass die identifizierten Maßnahmen zur Erreichung dieser Ziele auch angemessen sind.
- Diese Prüfung auf Angemessenheit ist besonders relevant bei den von den Umweltschutzorganisationen angezweifelten Projekten.

Aufgrund des eng bemessenen Zeitrahmens von etwa einem Monat für die Erstellung des Gutachtens und der fehlenden Datenbasis war eine detaillierte Analyse jeder einzelnen Aus- und Umbaumaßnahme mit Durchführung der dafür notwendigen Netzberechnungen nicht möglich, im Sinne der Aufgabenstellung aber auch nicht zwingend erforderlich. Stattdessen hat sich unser Gutachten auf folgende Aspekte konzentriert:

- *Plausibilität der betrachteten Netznutzungsszenarien:* Grundlage der Entwicklung des Strategischen Übertragungsnetzes waren als repräsentativ erachtete Netznutzungsszenarien für den Planungszeitpunkt 2015. Im Rahmen des Gutachtens wird untersucht, inwieweit die Szenarienwahl realistisch und zur Bestimmung des Strategischen Übertragungsnetzes geeignet ist.
- *Prüfung der Nutzkriterien:* Die Priorität der zum Strategischen Übertragungsnetz gehörenden Aus- und Umbaumaßnahmen wird über sechs Nutzkriterien begründet, denen die Maßnahmen zugeordnet werden. Im Gutachten wird geprüft, ob die Auswahl der Nutzkriterien und Zuordnung der Maßnahmen zum Erreichen der strategischen Ziele Versorgungssicherheit und Drehscheibenfunktion geeignet sind.
- *Notwendigkeit, Tauglichkeit und Angemessenheit der Maßnahmen:* Für die einzelnen prioritären Aus- und Umbaumaßnahmen wird geprüft, ob ein die Maßnahme begründender Bedarf vorliegt und die vorgeschlagene Maßnahme zur Lösung des Problems technisch prinzipiell geeignet und angemessen ist. Zusätzlich ist zu prüfen, ob die identifizierten Maßnahmen den Bedarf vollständig decken.
- *Detaillierte Analyse der von den Umweltschutzorganisationen in Frage gestellten Maßnahmen:* Die von den Umweltschutzorganisationen angezweifelten Maßnahmen 7, 22, 26 und 30 bis 35 werden unter Abwägung der Argumente der verschiedenen Interessengrup-

pen detailliert betrachtet, um ihre Notwendigkeit und Angemessenheit aus systemtechnischer Sicht beurteilen zu können.

Nicht betrachtet werden alle Aspekte der Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren wie die Frage der Ausführung einzelner Projekte als Kabel statt Freileitung sowie die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Maßnahmen.

1.2 Aufbau des Gutachtens

Im Folgenden werden zunächst die den Gutachtern zugängliche Datenbasis zum Strategischen Übertragungsnetze, die verwendeten Informationen sowie die Kontakte der Gutachter mit den beteiligten Interessengruppen während der Bearbeitungsphase dokumentiert (Kapitel 2).

Kapitel 3 umfasst die gutachterliche Bewertung der generellen Herangehensweise bei der Ermittlung des Strategischen Übertragungsnetzes, d. h. insbesondere der betrachteten Szenarien und der Nutzkriterienzuordnung.

Notwendigkeit und Angemessenheit der einzelnen Maßnahmen werden in Kapitel 4 diskutiert, wobei auf die von den Umweltschutzorganisationen kritisierten Projekte in Abschnitt 4.2 detailliert eingegangen wird.

Kapitel 5 fasst schließlich die wesentlichen Aussagen des Gutachtens zusammen.

Zur Erleichterung der Lesbarkeit des Gutachtens ist die komprimierte Darstellung der geplanten Ausbauprojekte in Form des Dokuments „Ausbauvorhaben im Schweizer Verbundnetz“¹ als Anhang beigefügt.

¹ Ausbauvorhaben im Schweizer Verbundnetz, Stand 1.1.2007, Verbundunternehmen und ETRANS für AG LVS, Bestandteil der weiterführenden Materialien zur Arbeit der AG LVS, http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00617/index.html?lang=de&dossier_id=01192 (30.05.07)

2 Eingangsdaten und verwendete Informationen

Der für die Erstellung des vorliegenden Gutachtens zur Verfügung stehende Zeitraum umfasste nur ca. einen Monat. In dieser kurzen Zeit war es daher den Gutachtern selbst nicht möglich, Netzberechnungen durchzuführen, um bestehende netztechnische Probleme zu identifizieren und Lösungsalternativen zu vergleichen. Darüber hinaus sind die zur Durchführung derartiger Untersuchungen notwendigen sehr umfangreichen Netzeingangsdaten nicht öffentlich zugänglich und standen auch den Gutachtern nicht zur Verfügung.

Die durchgeführten Untersuchungen mussten sich daher auf Plausibilitätsprüfungen anhand öffentlich verfügbarer Eingangsdaten sowie von swissgrid und den schweizerischen Verbundunternehmen zur Verfügung gestellte Informationen und Ergebnisse von Netzberechnungen beschränken. Berücksichtigt wurden neben sonstigen Kenntnissen und Erfahrungswissen der Gutachter insbesondere

- der Bericht der AG LVS in der Schlussversion vom 28.02.2007;
- die von den Verbundunternehmen und der swissgrid-Vorläuferorganisation ETRANS für die AG LVS erstellte Beschreibung der Ausbaumaßnahmen „Ausbauvorhaben im Schweizer Verbundnetz“;
- die auf den Internetseiten von BFE veröffentlichten Protokolle und Materialien zur Arbeit der AG LVS;
- der erläuternde Bericht zum Sachplan Übertragungsleitungen vom 12.04.2001;
- Präsentationen der swissgrid und der Verbundunternehmen zu den Ausbauprojekten sowie
- von swissgrid zur Verfügung gestellte Netzberechnungsergebnisse, die insbesondere einen Vergleich der (n-0)- und (n-1)-Belastungen^{2,3} der Leitungen im schweizerischen Übertragungsnetz im Jahr 2007 sowie im Jahr 2015 ohne den im Strategischen Übertragungsnetz vorgesehenen Netzausbau und mit diesem Netzausbau ermöglichen.

² n-0: Normalbetrieb

³ n-1: gestörter Betrieb

Neben der Auswertung dieser Dokumente stützen sich die Analysen des Gutachtens auf Diskussionen der Gutachter mit allen beteiligten Interessengruppen.

Insbesondere fanden Gespräche statt

- mit swissgrid und den Verbundunternehmen am 09.05.2007 in Olten und am 25.05.2007 im Rahmen einer Telefonkonferenz und
- mit Herrn Heini Glauser, Vertreter der Umweltschutzorganisationen in der AG LVS, am 18.05.2007 und noch einmal am 23.05.2007.

Daneben gab es bilaterale Kontakte zwischen Vertretern der Verbundunternehmen und den Gutachtern sowie zwischen BFE und den Gutachtern.

3 Generelle Einordnung des Strategischen Übertragungsnetzes

Angesichts der langen Projektierungs- und Realisierungszeiten von Aus- und -umbauprojekten insbesondere im Übertragungsnetz und der sehr langen Nutzungsdauern dieser Netzanlagen sind eine langfristige Zielorientierung und eine unternehmensübergreifende, sogar länderübergreifende Koordination derartiger Projekte sinnvoll. Der Ansatz der AG LVS, klare strategische Ziele für die Entwicklung des Übertragungsnetzes 50 Hz zu definieren – Erhaltung von Versorgungssicherheit und europäischer Stromdrehscheibenrolle – und anschließend den sich daraus ergebenden Netzausbaubedarf zu identifizieren, in einem Netzkonzept zusammenzuführen und mit allen Interessengruppen abzustimmen, führt zu mehreren positiven Effekten:

- Das in einer heterogenen Energielandschaft wie derjenigen der Schweiz bestehende Risiko nicht aufeinander abgestimmter Planungen einzelner Unternehmen kann deutlich reduziert werden.
- Die aufgrund der weiter fortschreitenden Marktöffnung zunehmende Zahl der Marktteilnehmer erhält eine verlässliche und dokumentierte Basisinformation zur Entwicklung der Übertragungsnetze, die sich auch positiv auf zukünftige Investitionen auswirken kann.
- Durch die Einbeziehung aller Interessengruppen in den Entscheidungsprozess der AG LVS und die abgestimmte Bedarfsfeststellung sollte die Grundlage gelegt sein, die ausstehenden Genehmigungsverfahren für als notwendig identifizierte Projekte zu beschleunigen. Dies wird zur Erreichung der Ziele des Strategischen Übertragungsnetzes auch für unabdingbar gehalten, da nur so die nötige Planungssicherheit für die Übertragungsnetzbetreiber wie für alle anderen Marktteilnehmer gewährleistet ist. Die Gewährleistung von Versorgungssicherheit und Stromdrehscheibenrolle hängt auch von der zeitgerechten Umsetzung von Ausbauprojekten ab. Die notwendige Sicherheit des Strategischen Übertragungsnetzes als Planungsgrundlage und die erwünschte Beschleunigung der Genehmigungsverfahren sollen durch eine Verabschiedung im Bundesrat erreicht werden.

Angesichts seiner großen Bedeutung hat die Entwicklung des Strategischen Übertragungsnetzes mit größter Sorgfalt und in möglichst transparenter Weise zu erfolgen. Aus Sicht der Gutachter erfüllt das von der AG LVS vorgestellte Konzept diese Anforderungen mit Vorbildcharakter auch für andere Länder. Hinterfragt werden könnte jedoch aus verschiedenen

Gründen die gleichwertige Einbeziehung aller 39 bis 2015 geplanten Ausbaumaßnahmen⁴ im 380- und 220-kV-Netz in das Strategische Übertragungsnetz:

- Durch die Vielzahl von Projekten wird deren individuelle Wichtigkeit nur noch eingeschränkt wahrgenommen. Die Dringlichkeit einer zeitgerechten Umsetzung zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit und Stromdrehscheibenfunktion ist deshalb schwieriger zu vermitteln. Damit steigt auch das Risiko von Verzögerungen in der Projektgenehmigung, welches durch das Strategische Übertragungsnetz gerade deutlich reduziert werden sollte.
- Im Strategischen Übertragungsnetz stehen Projekte von nationaler oder europäischer Bedeutung (z. B. der 380-kV-Ringschluss) gleichgewichtig neben Projekten der regionalen Versorgung oder des Anschlusses einzelner Kraftwerke, obwohl deren strategische Bedeutung sicherlich geringer einzustufen ist.

Aus gutachterlicher Sicht könnte eine Priorisierung der Maßnahmen deshalb helfen, die Ziele des Strategischen Übertragungsnetzes zu erreichen. Sie wäre einer Beschränkung auf einzelne Maßnahmen vorzuziehen, da ansonsten nicht mehr die gesamte geplante Netzentwicklung transparent und nachvollziehbar wäre.

Neben der nicht erfolgten Priorisierung der Maßnahmen ist aus Sicht der Gutachter die Beschränkung auf rein innerschweizerische Netzausbauprojekte zu hinterfragen⁵. Insbesondere die europäische Stromdrehscheibenrolle der Schweiz kann auch nur in einem europäischen Kontext sichergestellt und beurteilt werden. Aber auch die sichere Versorgung erfordert – zumindest im teilweise relevanten Fall hoher Stromimporte aus dem benachbarten Ausland – die sichere Einbindung in das umgebende europäische Verbundsystem. Insofern ist wenigstens eine entsprechende Koordination des Strategischen Übertragungsnetzes mit der Netzent-

⁴ Die Merchant Line Mendrisio - Cagno vom Südtessin nach Italien ist zwar nicht im Maßnahmenkatalog des Strategischen Übertragungsnetzes, wird aber bezüglich ihrer systemtechnischen Wirkungen berücksichtigt.

⁵ Dabei ist natürlich zu berücksichtigen, dass die Arbeit der AG LVS für das nichtschweizerische Netz keine Bindungswirkung haben kann, Nutzen daher im Wesentlichen durch eine optimale Abstimmung und Koordination gegeben wäre.

wicklung im umliegenden Ausland notwendig. Der Bericht der AG LVS behandelt diese Fragestellung nur am Rande. Außerhalb der Arbeit der AG LVS ist die Abstimmung mit den Partnern im UCTE-Verbund nach Aussage von swissgrid durch entsprechende gemeinsame Arbeitsgruppen, in die swissgrid auch die Ergebnisse der AG LVS einbringt und umgekehrt, sichergestellt.

3.1 Betrachtete Szenarien

Die langfristig orientierte Planung von Übertragungsnetzen ist zwangsläufig großen Unsicherheiten hinsichtlich der Entwicklung des Bedarfs und der äußeren Randbedingungen unterworfen. Deswegen betrachtet sie üblicherweise unterschiedliche Planungshorizonte mit unterschiedlicher Genauigkeit und für diese wiederum verschiedene Netznutzungsszenarien.

Die AG LVS hat als Planungshorizont für das Strategische Übertragungsnetz das Jahr 2015 gewählt. Die typische Netznutzung wurde über die Szenarien Sommertag, Winternacht und Wintertag⁶ nachgebildet.

Vor dem Hintergrund des mit dem Begriff „Strategisches Übertragungsnetz“ verbundenen Anspruchs, langfristig auftretenden Bedarf zu identifizieren sowie Entwicklungspfade und -ziele nicht nur für die unmittelbar bevorstehende Zukunft aufzuzeigen, und in Anbetracht der Bauzeiten und Nutzungsdauern der Netzanlagen scheint der Horizont 2015 zu kurz gewählt zu sein. In der strategischen Netzplanung werden üblicherweise Zeiträume von 20–40 Jahren betrachtet, die erst den Freiraum für strategische, d. h. evtl. grundsätzliche, Netzveränderungen bieten. Der hier gewählte Horizont von weniger als 10 Jahren ermöglicht jedoch nahezu ausschließlich die Berücksichtigung von in der Planung bereits weit vorangetriebenen oder gar in der Umsetzung befindlichen und damit relativ sicher begründbaren Einzelmaßnahmen. Die einfachere Begründbarkeit ist dabei sicherlich ein Vorteil des nahen Horizontes.

⁶ Das Szenario Wintertag ist im Bericht der AG LVS nicht erwähnt, wurde den Gutachtern jedoch von swissgrid vorgestellt.

Natürlich können bei längerfristigen Planungszeiträumen Entscheidungen über langfristig umzusetzende Ausbauprojekte nicht bereits heute endgültig getroffen werden. Ihre permanente Weiterentwicklung und Überarbeitung ist vielmehr Gegenstand der für Übertragungsnetze typischen rollenden Planung. Erst die Kenntnis auch langfristig sinnvoller Entwicklungsrichtungen ermöglicht jedoch optimale kurz- bis mittelfristig wirksame, angesichts der üblichen Nutzungsdauer der Anlagen aber langfristig bindende Planungsentscheidungen.

Die drei relevanten Netznutzungsszenarien, die Basis für die Bedarfsermittlung und Maßnahmenauswahl des Strategischen Übertragungsnetzes waren, wurden im wesentlichen aus einer Fortschreibung auch heute auslegungsrelevanter Netznutzungszustände gewonnen, die zusätzliche energiewirtschaftliche Prognosen berücksichtigte. Diese Netzzustände umfassen insbesondere

- eine Winternacht mit Nettoimporten aus Frankreich, Deutschland und Österreich, einem mittleren Export nach Italien, jedoch nur geringer inländischer Erzeugung (Nettobilanz 2007 ca. -3800 MW, 2015 ca. -7200 MW);
- einen Wintertag mit deutlich höherem Export nach Italien und entsprechend höherer inländischer Erzeugung (Nettobilanz 2007 ca. +100 MW, 2015 ca. +3800 MW) und
- einen Sommertag mit hohen Exporten nach Italien wie auch in die nördlichen Nachbarländer sowie sehr hoher inländischer Erzeugung (Nettobilanz 2007 ca. +4300 MW, 2015 ca. +9000 MW).

Von swissgrid vorgelegte Dauerlinien der Belastungszustände des schweizerischen Übertragungsnetzes lassen erkennen, dass diese Netznutzungszustände die in der Realität vorkommende Bandbreite abdecken und daher als repräsentativ anzusehen sind. Die in der Schweiz erwarteten energiewirtschaftlichen Entwicklungen wurden in den Szenarien für 2015 in nachvollziehbarer Form berücksichtigt. So wurde ein durchschnittlicher Lastanstieg von ca. 1,5% pro Jahr unterstellt. Bekannte Kraftwerksausbauprojekte führen zu der mit obigen Daten erfassten höheren inländischen Erzeugung zu Spitzenlastzeiten bei gleichzeitig höheren Pumpstromimporten in der Nacht.

Die Szenarien repräsentieren dementsprechend den Erwartungswert der Entwicklungen für die Schweiz bis 2015. Energiewirtschaftliche Veränderungen im Ausland (Lastentwicklung, Kraftwerksentwicklung) werden allerdings nicht oder zumindest nicht in dokumentierter und

nachvollziehbarer Form berücksichtigt. Damit ergeben sich Unsicherheiten. So scheint aus heutiger Sicht nicht unbedingt sicher, dass Italien auch 2015 noch in derselben Höhe wie heute als Stromimporteur am Markt auftreten wird. Die betrachteten Szenarien decken jedoch in ihrer Gesamtheit sicherlich die Extremwerte der möglichen Netznutzung und die damit verbundenen Risiken ab. Sie sind deshalb als Worst-Case-Analyse zu verstehen.

Neben der erfolgten Betrachtung der Erwartungswertszenarien wäre zusätzlich eine Absicherung der Planungsergebnisse durch entsprechende Sensitivitätsanalysen wünschenswert gewesen. Diese hätten evtl. auch Aufschluss darüber gegeben, ob dem Strategischen Übertragungsnetz zugehörige Maßnahmen von Entwicklungen im Ausland abhängig sind und wie sich diese Abhängigkeit ggf. beschreiben lässt.

3.2 Nutzkriterien

Zur näheren Begründung der Notwendigkeit der zum Strategischen Übertragungsnetz gehörenden Maßnahmen wurden diese einem oder mehreren sogenannten Nutzkriterien zugeordnet. Diese Nutzkriterien sollen den Zweck der jeweiligen Projekte bzw. den Projektauslöser näher charakterisieren. Die vorgesehenen Nutzkriterien sind im Einzelnen:

- Versorgung
- Behebung Netzengpass
- Gewährleistung (n-1)-Sicherheit
- Netzanschluss
- Integration in europäischen Verbund und
- Trassenbereinigung

Hier fällt zunächst auf, dass die genannten Nutzkriterien nicht eindeutig voneinander abgrenzbar sind. Insbesondere die Kriterien Versorgung, Behebung Netzengpass und Gewährleistung (n-1)-Sicherheit überlappen sich sehr weitgehend. Die fehlende Separierbarkeit wird auch an den im Bericht der AG LVS dokumentierten Erläuterungen der Nutzkriterien deutlich. Dem Kriterium Versorgung wird z. B. die Vermeidung von Überlastungen im Normalbetrieb und bei Störfällen zugeordnet, der Behebung von Netzengpässen die Entlastung kritischer Netzelemente.

Die fehlende Eindeutigkeit bei der Kriteriendefinition ermöglicht eine teilweise beliebige und von den einzelnen Verbundunternehmen unterschiedlich gehandhabte Zuordnung der Maßnahmen. So werden in der Region Westschweiz nahezu alle Maßnahmen mit den hier offensichtlich weitgehend redundant empfundenen Kriterien „Versorgung“ und „Gewährleistung (n-1)-Sicherheit“ begründet, während in der Ostschweiz zwischen diesen Kriterien, wie die unterschiedliche Zuordnung zu Maßnahmen erkennen lässt, deutlich differenziert wurde. Damit ist eine Vergleichbarkeit der Nutzkriterienzuordnung der Einzelmaßnahmen aber nicht mehr gegeben.

Das Kriterium „Trassenbereinigung“ schließlich ist aus gutachterlicher Sicht nicht den strategischen Zielen Versorgungssicherheit und Stromdrehscheibenfunktion zuzuordnen, auch wenn eine Trassenbereinigung lokal natürlich eine erstrebenswerte und sinnvolle Maßnahme sein kann. Mit Blick auf die Gesamtentwicklung des schweizerischen Übertragungsnetzes erscheint eine Trassenbereinigung jedoch nicht als Maßnahme von strategischer Bedeutung.

Vor dem Hintergrund des Ablaufs der Genehmigungsverfahren stellt sich weiterhin die Frage, warum die Nutzkriterieneinteilung der AG LVS von den im SÜL-Verfahren definierten und den Gutachtern plausibleren Nutzkriterien „Energiewirtschaft“, „Versorgungssicherheit“ und „Netzoptimierung“ abweicht.

In Summe trägt die Zuordnung der Einzelmaßnahmen des Strategischen Übertragungsnetzes zu Nutzkriterien aufgrund deren Nichteindeutigkeit, Allgemeinheit und Ungleichgewichtigkeit nur sehr eingeschränkt dazu bei, die verschiedenen Projekte angemessen und nachvollziehbar zu begründen. Ihr Informationsgehalt ist als gering einzustufen.

4 Notwendigkeit, Tauglichkeit und Angemessenheit der Maßnahmen des Strategischen Übertragungsnetzes

Ziel dieses Kapitels ist die Beurteilung der Notwendigkeit, Tauglichkeit und Angemessenheit der zum Strategischen Übertragungsnetz führenden Maßnahmen auf Basis der hierfür den Gutachtern zur Verfügung stehenden Informationen. Neben den Dokumentationen der Arbeit der AG LVS sind das insbesondere die von swissgrid zur Verfügung gestellten Netzberechnungsergebnisse sowie die Inhalte der Gespräche mit swissgrid und den Verbundunternehmen sowie mit dem Vertreter der Umweltschutzorganisationen.

4.1 Generelle Beurteilung der Maßnahmen

Bei der Beurteilung der Notwendigkeit der im Strategischen Übertragungsnetz zusammengefassten Aus- und Umbaumaßnahmen ist zu beachten, dass – eine Folge des relativ nahen Planungshorizonts 2015 – ein großer Teil der Maßnahmen bereits die erste Stufe der Genehmigung, das SÜL-Verfahren, durchlaufen hat. Teil dieses SÜL-Verfahrens ist auch eine Bedarfsfeststellung. Für die Maßnahmen mit abgeschlossenem SÜL-Verfahren ist der Bedarf für eine Netzausbaumaßnahme somit bereits dokumentiert. Um welche Maßnahmen es sich dabei handelt, kann dem Bericht der AG LVS entnommen werden.

Den Bedarf, das Übertragungsnetz auszubauen und an veränderte Transportanforderungen anzupassen, dokumentieren nachvollziehbar und plausibel auch die von swissgrid durchgeführten Netzberechnungen. Diese weisen in den erwarteten Last- und Einspeiseszenarien bei gegenüber heute unveränderter Netzstruktur verschiedene strukturelle Engpässe im schweizerischen Übertragungsnetz aus. Insbesondere folgende kritische Bereiche sind eindeutig identifizierbar und werden auch durch die Erfahrung der Gutachter aus anderen Projekten bestätigt:

- Während Zeiten hoher Exporte der Schweiz und damit besonders hoher Erzeugung insbesondere der Spitzenlastkraftwerke (Sommertag, Wintertag) treten im (n-1)-Zustand planerisch nicht tolerierbare Belastungen von mehr als 120% insbesondere auf den Leitungen auf, die die von den Pumpspeicher- und Speicherkraftwerken im Süden und Südwesten der Schweiz erzeugte Energie nach Norden abtransportieren. Betroffen sind speziell die Leitungen in der Region Wallis, im Norden des Tessins, im Osten des Genfer Sees sowie die Hauptalpentransversalen.

- Im Fall hoher Stromimporte aus Frankreich, Deutschland und Österreich treten hingegen strukturelle Engpässe nur in deutlich geringerem Maße auf. Lokale Überlastungsprobleme, z. B. bei Transformatoren, zeigen sich jedoch auch hier. Weiterhin ist die Belastung der aus Deutschland kommenden Leitung Tiengen - Beznau - Birr unzulässig hoch.

Daneben haben Veränderungen in der Versorgungs- und Abnahmestruktur unterlagerter regionaler Netze und notwendige Strukturverbesserungen der derzeitigen Netzstruktur zusätzlichen Ausbaubedarf zur Folge:

- Im UCTE-Netz wird die 380-kV-Spannungsebene aufgrund systemtechnischer Vorteile (höhere Übertragungsfähigkeit, größere Übertragungsentfernungen, bessere Spannungsstabilität, geringere Verluste) immer mehr zum eigentlichen Rückgrat des Verbundnetzes und zur Plattform für den internationalen Stromhandel, während die Bedeutung der aus historischen Gründen in den meisten Ländern vorhandenen 220-kV-Ebene sukzessive abnimmt. In einigen Ländern soll diese Spannungsebene mittelfristig sogar komplett von der 380-kV-Ebene abgelöst werden. In der Schweiz dominiert jedoch bisher noch die 220-kV-Ebene. Das 380-kV-Netz ist nicht landesweit ausgebaut und auch nicht durchgängig vermascht. So bestehen lediglich zwei 380-kV-Verbindungen aus der Zentralschweiz in Richtung Süden und die 380-kV-Versorgung der Region Genf/Lausanne erfolgt über einen 380-kV-Stichanschluss aus Frankreich, was bei dessen Ausfall zu Überlastungen des 220-kV-Netzes und damit, wie im Januar 2005, zu einem weiträumigen Blackout führen kann. Im Sinne der Ziele Versorgungssicherheit und Erhalt der Stromdreh scheibenrolle erscheint der Aufbau eines landesweiten, ausreichend redundant aufgebauten 380-kV-Netzes deswegen wichtig und richtig. Diese Ziel ist von überragender strategischer Bedeutung.
- Zusätzlich ergibt sich lokaler und regionaler Ausbau- und Anpassungsbedarf im Höchstspannungsnetz durch Änderungen in der Netzstruktur der Weiterverteiler und insbesondere durch den Lastzuwachs in den Ballungszentren wie den Regionen Zürich, Basel, Bern und Genf.

Dass in den kommenden Jahren Ausbau- und Anpassungsbedarf im Übertragungsnetz besteht, ist somit unstrittig. Zu prüfen ist, ob die Aus- und Umbaumaßnahmen des Strategischen Übertragungsnetzes diesen Bedarf angemessen befriedigen.

Hierzu ist zunächst festzustellen, dass die Ergebnisse der von swissgrid durchgeführten Netzberechnungen für den angestrebten Ausbauzustand 2015, d. h. nach Umsetzung aller Maßnahmen, keine Überlastungen im (n-0)-Fall und keine gravierenden (n-1)-Verletzungen mehr aufweisen. Für einzelne Leitungen noch bestehende, auf Dauer nicht tolerierbare Belastungen nach Ausfällen anderer Betriebsmittel lassen sich nach Aussage von swissgrid sämtlich durch topologische Maßnahmen, d. h. Änderung des Schaltzustands, in den zulässigen Bereich zurückführen. Die vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen erscheinen somit geeignet, den zuvor festgestellten Bedarf zu befriedigen. Insbesondere aufgrund der Diskussion der Gutachter mit swissgrid und den Verbundunternehmen begründet die Zuordnung der einzelnen Maßnahmen zu den nachfolgend genannten Zwecken ihre Angemessenheit⁷:

- Die Maßnahmen 5 (Chamoson - Chippis), 11 (Unterstation Ulrichen), 14 (Chippis - Mörel), 15 (Mörel - Airolo), 16 (Chippis - Stalden), 18 (Airolo - Lavorgo), 19⁸ (Transformierung Airolo), 20 (Bâtiaz - Vallorcine), 37 (Riddes - Chamoson), 38 (Abzweig Chavalon) und 39 (Innertkirchen - Ulrichen) ermöglichen den sicheren Abtransport der in den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken der Südschweiz erzeugten Energie. Insbesondere die Maßnahmen zur Umstellung der Leitungstrasse durch das Wallis und Nordtessin von 220 kV auf 380 kV sind vor dem wichtigen Ziel der Schaffung eines in das europäische Verbundnetz eingebundenen 380-kV-Rings als richtig und wichtig einzustufen. Gleichzeitig ermöglicht dieser Neubau eine Verlagerung der Freileitungstrasse aus dem Tal auf die Berghänge und damit eine sinnvolle Trassenbereinigung.
- Vor dem Hintergrund eines strukturell redundanten und ausreichend sicheren 380-kV-Netzes ist die Umstellung der Alpentransversalen Bickigen - Chippis und Mettlen - Airolo und der Nord-süd-Verbindung Bassecourt - Mühleberg - Galmiz von 220 kV auf 380 kV sinnvoll (Projekte 3, 17, 29 und 36).

⁷ Von den Umweltschutzorganisationen kritisierte Maßnahmen werden hier nicht diskutiert. Sie sind in Abschnitt 4.2 gesondert behandelt.

⁸ Dieses Projekt ist nach Informationen der Gutachter mittlerweile obsolet und durch eine systemtechnisch günstigere Alternative ersetzt.

- Zum Transport der im neuen Pumpspeicherwerk Tierfehd eingespeisten bzw. entnommenen Energie muss der Netzanschluss dieses Knotens verstärkt werden (Projekt 10, Breite - Tavanasa)
- Den oben beschriebenen Engpass auf der Leitung Beznau-Birr behebt die Verstärkung/380-kV-Umstellung der Leitungen zwischen Beznau und Mettlen (Projekt 2).
- Dem Erhalt der Versorgungssicherheit der Ballungszentren dienen verschiedene Maßnahmen, z. B. Projekt 6 (Foretaille - Verbois) für die Region Genf, Projekt 21 (Flumenthal - Froloo) in der Region Basel, die Projekte 1 (Auwiesen - Fällanden), 12 (Siebnen - Grynau) sowie 23-25 (Obfelden - Waldegg - Samstagern) im Bereich Zürich und Umland.
- Projekt 27 (Unterstation Rüthi) verbessert die Anbindung an Österreich, was insbesondere wegen der anstehenden Inbetriebnahme des neuen Pumpspeicherkraftwerks Kopswerk II der Vorarlberger Illwerke mit einer Leistungsabgabe bzw. -aufnahme von knapp 500 MW und damit steigender Leistungsflüsse über die Kuppelleitungen zum Vorarlberger Netz sinnvoll ist.
- Projekt 8 (Pradella - La Punt) führt die 380-kV-Leitungen aus Sils und Robbia systemtechnisch konsequent als Doppelleitung in Richtung Österreich (Station Westtirol) fort. Insbesondere vor dem Hintergrund des geplanten 380-kV-Netzausbaus in Österreich ergibt sich damit eine langfristig energiewirtschaftlich wie netztechnisch sinnvolle starke 380-kV-Verbindung zwischen Österreich und der Schweiz. Unmittelbar mit Projekt 8 ist Projekt 28 (Transformierung in Ova Spin) verbunden.

Ebenfalls sinnvoll erscheinen die dem Strategischen Übertragungsnetz zugeordneten Projekte 4 (Bickigen - Flumenthal) und 13 (Bonaduz - Winkeln), die entweder bereits nahezu abgeschlossen sind (Projekt 4) oder bereits abgeschlossene Maßnahmen im unmittelbaren Nahbereich komplettieren (Projekt 13).

Wegen seiner nur lokalen Umweltauswirkungen und des objektiv und leicht festzustellenden Bedarfs erfolgte keine detaillierte Prüfung des Ausbauprojekts 9 (Transformierung Bickigen/Mühleberg).

4.2 Von den Umweltschutzorganisationen kritisierte Maßnahmen

Neben den im vorangegangenen Abschnitt diskutierten und in der AG LVS grundsätzlich unstrittigen Maßnahmen haben die Umweltschutzorganisationen in einem Sondervotum die restlichen Maßnahmen bezüglich der angedachten Umsetzung als Freileitung, aber auch bezüglich ihrer Notwendigkeit und Angemessenheit in Frage gestellt. Diese Maßnahmen werden in den folgenden Unterabschnitten deshalb detaillierter betrachtet.

4.2.1 Mühleberg - Wattenwil (Projekt 7)

BKW plant, wie in Abbildung 1 dargestellt, die 220-kV-Lücke zwischen Wattenwil und Mühleberg zu schließen und damit die Stationen Innertkirchen und Mühleberg über Wimmis direkt zu verbinden.

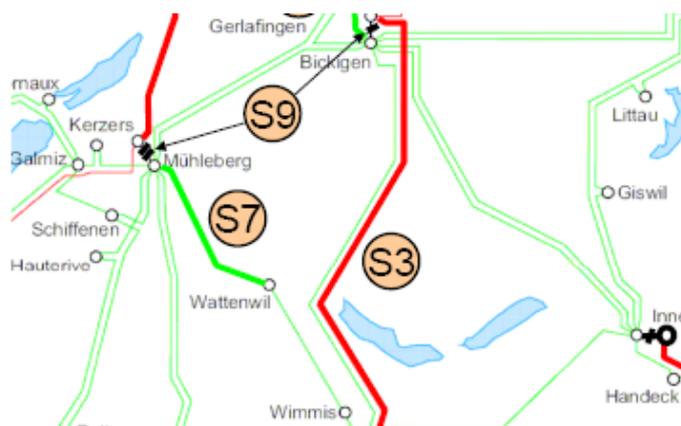


Abbildung 1: Leitungsprojekt Mühleberg - Wattenwil (Quelle: BKW, Präsentation 09.05.07)

Wattenwil und insbesondere Mühleberg dienen der Speisung des Netzes der ewb, über das die Stadt Bern versorgt wird. Wimmis ist Standort von Umformer- und Umrichteranlagen mit einer Gesamtleistung von mehr als 120 MVA und somit die größte Einspeisung des Bahnstromnetzes der SBB aus dem 50-Hz-Übertragungsnetz.

BKW begründet den geplanten Leistungsausbau aus zweierlei Sicht:

- Einerseits macht der steigende Leistungsbedarf der Stadt Bern eine Verstärkung der Netzeinbindung der Stationen Wattenwil und Mühleberg notwendig.

- Andererseits ist die wichtige Bahnstromeinspeisung Wimmis 220-kV-seitig nur über eine Stickleitung von ca. 50 km Länge eingebunden. Bei Ausfall dieser Leitung kann die von SBB in Wimmis benötigte Leistung nicht dorthin transportiert werden. Zwar bestehen zwischen Wimmis und Innertkirchen bzw. Wimmis und Mühleberg auch Verbindungen auf unterlagerten Spannungsebenen (132 kV), aufgrund der großen Entfernungen und der hohen Last ist der Spannungsfall jedoch nach Aussagen von BKW unzulässig hoch.

Die Umweltschutzorganisationen bestreiten den steigenden Leistungsbedarf der Stadt Bern und die Notwendigkeit einer verbesserten Einbindung der Station Mühleberg nicht, halten jedoch die (n-1)-Sicherheit der Einspeisung von Wimmis nicht für zwingend erforderlich bzw. verweisen hier auf die im SBB-Netz vorzuhaltende Sicherheit. Die im Bericht der AG LVS dokumentierte Stellungnahme der Umweltschutzorganisationen macht allerdings auch deutlich, dass gerade bei diesem Projekt weniger die systemtechnische Notwendigkeit als die Ausführung als Freileitung oder Kabel Gegenstand der Auseinandersetzungen ist. Die Beurteilung dieser Frage ist jedoch nicht Bestandteil der Aufgabenstellung dieses Gutachtens.

Der systemtechnische Bedarf für die Realisierung des Projektes ist aus gutachterlicher Sicht hingegen vorhanden. Die Bedeutung einer sicheren Versorgung der Stadt Bern wird auch von den Umweltschutzorganisationen nicht bestritten. Diese allein könnte allerdings evtl. auch durch alternative Maßnahmen erreicht werden. Allerdings erscheint auch die höchstspannungsseitig (n-1)-sichere Anbindung der Station Wimmis systemtechnisch sinnvoll, zumal die Bedeutung dieser Einspeisung für das schweizerische Bahnnetz durch die gerade erfolgte (Lötschberg-Basistunnel) bzw. unmittelbar nach Ende des Planungshorizonts geplante (Gottard-Basistunnel) Inbetriebnahme der großen Alpenbasistunnel weiter steigen wird.

Somit bestehen aus gutachterlicher Sicht keine Zweifel an der Notwendigkeit des Projekts.

4.2.2 Lavorgo - Morbegno (Projekt 22)

Atel Netz AG plant ausweislich des Berichts der AG LVS zwischen Lavorgo im Tessin und Morbegno in der Lombardei den Bau einer zusätzlichen 380-kV-Kuppelleitung nach Italien (siehe Abbildung 2).



Abbildung 2: Leitungsprojekt Lavorgo - Morbegno (Quelle: BKW, Präsentation 09.05.07)

Unabhängig von der Frage nach ihrer systemtechnischen Notwendigkeit weicht ihre Aufnahme ins Strategische Übertragungsnetz von dem im Bericht der AG LVS dokumentierten Grundsatz ab, ausschließlich innerschweizerische Projekte zu berücksichtigen.

Die Umweltschutzorganisationen kritisieren im Zusammenhang mit diesem Projekt vor allem eine fehlende Abstimmung mit Ausbauvorhaben des Tessiner Regionalversorgers AET, die nicht in das Strategische Übertragungsnetz aufgenommen wurden, sowie die Trassenführung über sensible Waldgebiete im Tessin.

Nach den Informationen der Gutachter betrifft die angemahnte fehlende Abstimmung mit AET das Projekt Cagno - Mendrisio, das zwar in seiner systemtechnischen Wirkung bei den Netzberechnungen berücksichtigt wurde, aber – da es sich um eine Merchant Line handelt – gemäß Beschluss der AG LVS nicht ins Strategische Übertragungsnetz aufgenommen wurde. Diese Entscheidung ist aus Sicht der Gutachter nachvollziehbar, da die Nutzung einer Merchant Line im Sinne der öffentlichen Versorgung nicht sichergestellt ist. Atel Netz AG hat außerdem versichert, dass bezüglich des Projekts Lavorgo - Morbegno eine ausreichend enge Abstimmung mit AET erfolgt und auch durch entsprechende Protokolle dokumentiert ist.

Bezüglich der geplanten Trassenführung durch das Tessin ist anzumerken, dass die geplante Leitung auf der Strecke bis Mese in Italien in gleicher Trasse wie eine bestehende 220-kV-Leitung verlaufen und diese ersetzen soll.

Aus Sicht der Gutachter ist der Bedarf einer Realisierung dieser Leitung heute noch nicht eindeutig feststellbar, weil er stark von der weiteren energiewirtschaftlichen Entwicklung in Italien abhängt. Heute wird die vorhandene Kuppelleitungskapazität von den schweizerischen Verbundunternehmen als ausreichend eingestuft. Ob sich zukünftig Ausbaubedarf ergibt, ist auch aus Sicht des projektverantwortlichen Unternehmens Atel Netz AG noch nicht sicher abzusehen.

Sollte dieser Bedarf sich zukünftig konkretisieren, ist die Durchführung der Maßnahme in jedem Fall von dem heute noch fehlenden Anschluss der Station Morbegno an das italienische 380-kV-Netz seitens TERNA abhängig zu machen. Nach Informationen der Atel Netz AG werden die entsprechenden Ausbauvorhaben in Italien derzeit nicht weiter verfolgt.

Zusammengefasst erscheint die Maßnahme bei Vorliegen eines entsprechenden Bedarfs an Kuppelleitungskapazität zwischen Italien und der Schweiz systemtechnisch sinnvoll, aktuell ist dieser Bedarf jedoch nicht sicher, zumal die Projektumsetzung auf italienischer Seite z. Z. wohl ruht. Anders als bei den übrigen Maßnahmen des Strategischen Übertragungsnetzes kann für dieses Projekt eine unmittelbare Umsetzung deshalb nicht empfohlen werden, seine Realisierung bis 2015 erscheint zumindest zweifelhaft.

4.2.3 Obfelden - Thalwil (Projekt 26)

Das Strategische Übertragungsnetz beinhaltet mehrere Projekte zur Sicherstellung der Versorgung der Stadt Zürich aus südlicher Richtung und des Umlandes am südwestlichen Ufer des Zürichsees. Der städtische Versorger ewz plant die Errichtung einer neuen 220-kV-Station in Waldegg mit Anschluss an das 220-kV-Netz über Doppelleitungen in Richtung Obfelden/Mettlen und Samstagern (Projekte 23-25). NOK als Versorger des Umlandes der Stadt Zürich plant die Umstellung der 150-kV-Station Thalwil auf 220 kV und damit verbunden die Umstellung des unterlagerten Verteilungsnetzes von 50 kV auf 110 kV. Die Station Thalwil soll 220-kV-seitig über eine 220-kV-Leitung von Obfelden nach Thalwil (Projekt 26), die eine bestehende 150/50-kV-Leitung ersetzt, und andererseits über eine 220-kV-Leitung von Thalwil nach Grynau versorgt werden. Dabei sollen die ewz-Doppelleitung Waldegg - Samstagern und die NOK-Leitung Thalwil - Grynau zwischen Thalwil und Samstagern auf gleichem Gestänge geführt werden. Es ist derzeit nicht geplant, die ewz-

Leitung in die Station Thalwil oder die NOK-Leitung in die Station Samstagern einzuschleifen. Den geplanten Endausbauzustand des Netzes veranschaulicht Abbildung 3.

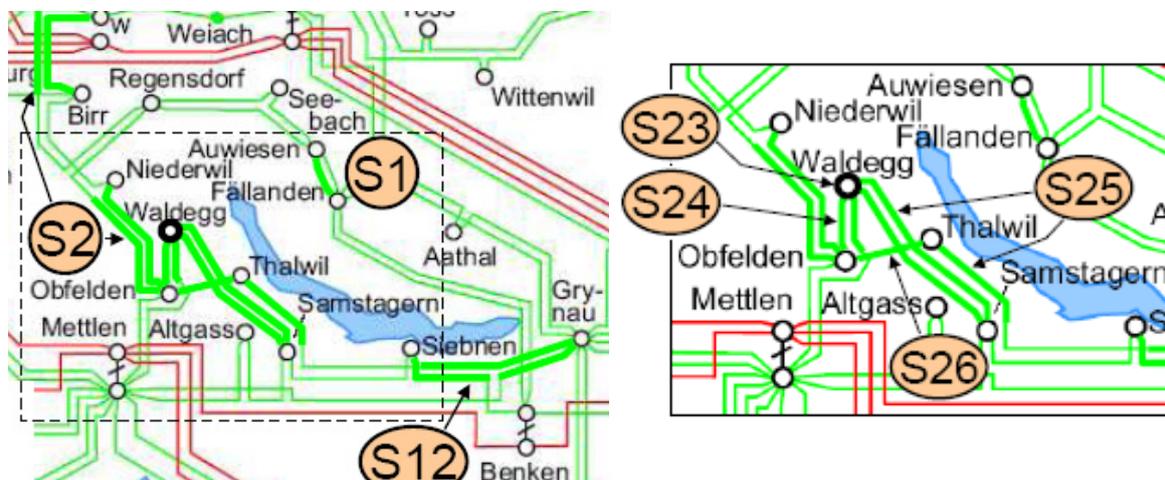


Abbildung 3: Leitungsprojekte Region Zürich Süd (Quelle: BKW, Präsentation 09.05.07)

Gegenstand der Kritik der Umweltschutzorganisationen ist Projekt 26. Für dieses Projekt wird einerseits eine Verkabelung gefordert, deren Beurteilung nicht Gegenstand dieses Gutachtens ist. Andererseits wird bezweifelt, dass die Station Thalwil, die bereits von zwei Seiten (Waldegg, Samstagern) erschlossen ist, noch von einer dritten Seite her erschlossen werden muss.

Bei gesamtheitlicher systemtechnischer, allerdings rein auf die Netztopologie beschränkter und damit mögliche Umsetzungsprobleme außer Acht lassender, Betrachtung könnte sich aus Sicht der Gutachter zur vorgeschlagenen Lösung eine Alternative ergeben.

Für die folgenden Überlegungen werden die Notwendigkeit einer wenigstens (n-1)-sicheren Anbindung der neuen Stationen Thalwil und Waldegg und die Möglichkeit zur Einschleifung einer beliebigen Anzahl von Stromkreisen in diese Stationen vorausgesetzt. Weiter wird für

jede dieser Stationen eine Maximallast von 160 MVA angenommen⁹. Als typische Stromtragfähigkeit eines 220-kV-Stromkreises wird ein Wert von wenigstens 400 MVA angesetzt.

Unter diesen Voraussetzungen ist eine wenigstens einsträngige Realisierung der Trassen Obfelden - Waldegg und Waldegg - Thalwil/Samstagern zur Versorgung der Station Waldegg notwendig, ihre doppelsträngige Realisierung systemtechnisch jedoch sinnvoll. Für den Anschluss der Station Thalwil ergäbe sich somit als mögliche Alternative zum derzeitigen Planungsstand unter Verzicht auf die Leitung Obfelden - Thalwil eine (Doppel-)Einschleifung in die geplante Doppelleitung Waldegg - Samstagern bzw. Grynau bei Verzicht auf die Leitung Obfelden - Thalwil. Entsprechend den für die Gutachter ausschließlich möglichen überschlägigen Leistungsbilanzierungen wären in diesem Fall beide Stationen Waldegg und Thalwil sogar (n-2)-sicher¹⁰ angebunden und selbst bei einem Common-Mode-Ausfall, z. B. Mastumbruch einer der zuführenden Doppelleitungen, versorgt.

Inwieweit eine solche alternative Netzkonfiguration umsetzbar ist, können die Gutachter nicht abschließend beurteilen, da im eng vermaschten Netz hierzu auch genaue Lastflussberechnungen notwendig sind und, sicherlich lösbare, organisatorische Probleme durch gemeinsame Nutzung von Leitungen auftreten könnten.

Die Umsetzbarkeit der alternativen Netzkonfiguration hängt jedoch vor allem von der Möglichkeit der zeitlichen Abstimmung der einzelnen Maßnahmen ab. Diese kann von den Gutachtern aufgrund der auf die Betrachtung eines Zeitpunkts, nämlich des Planungshorizonts 2015, beschränkten Sichtweise nicht umfassend beurteilt werden. Nach Aussage von NOK ist die von den Gutachtern vorgeschlagene alternative Netzkonfiguration auch bei den beteiligten Unternehmen untersucht worden. Die Unmöglichkeit einer zeitlichen Abstimmung hat jedoch dazu geführt, dass sie letztlich verworfen wurde.

⁹ Für die Station Waldegg entspricht das den uns vorliegenden Annahmen für die Netzberechnungen der swissgrid für 2015. Für die Station Thalwil setzt swissgrid niedrigere Werte an, der von NOK angestrebte Endausbau dieser Station sieht jedoch eine eigensichere Auslegung mit zwei 160-MVA-Transformatoren vor.

¹⁰ Im Netzkonzept der AG LVS ist die Station Waldegg ebenfalls (n-2)-sicher, die Station Thalwil hingegen nur (n-1)-sicher angebunden.

Der Bedarf zur Umstellung der Station Thalwil auf 220/110 kV besteht nach Aussage von NOK bereits heute, entsprechend ist die Leitung Obfelden - Thalwil bereits seit ca. 10 Jahren im Genehmigungsverfahren und soll möglichst kurzfristig realisiert werden¹¹, während Errichtung und Anschluss der Station Waldegg erst für 2015 (Angabe Bericht AG LVS) bzw. frühestens 2018 (Aussage NOK) geplant sind und aufgrund der Kopplung mit dem Autobahntunnel Uetliberg auch nicht beliebig vorgezogen werden können. Damit könnte sich für die alternative Netzkonfiguration eine nicht auflösbare zeitliche Abhängigkeit ergeben.

Vor diesem Hintergrund können die Gutachter den Bedarf an einer Trasse Obfelden - Thalwil nicht eindeutig widerlegen, aber auch nicht eindeutig bestätigen. Der Verzicht auf diese Trasse würde jedoch in jedem Fall eine sehr enge Koordination und gesamtoptimale zeitliche Abstimmung der eng gekoppelten Ausbautvorhaben von ewz und NOK notwendig machen.

4.2.4 Region Neuenburger See (Projekte 30-35)

Ausweislich des Berichts der AG LVS plant EOS als Projektverantwortlicher einen signifikanten Ausbau der Nord-Süd-Verbindungen zwischen der Nordwest- und der Südwestschweiz durch eine 380-kV-Doppelleitungsverbindung der Stationen Galmiz und Method mit einer Trasse im Südosten des Neuenburger Sees (Projekt 30), einen zweiseitigen Anschluss der Station Schiffenen an das 220-kV-Netz (Projekte 31 und 32) und eine 220-kV-Doppelleitung zwischen Galmiz und Method über Cornaux, Planchamps und Travers am nordwestlichen Ufer des Neuenburger Sees (Projekte 33 - 35). Die dementsprechende Netzkonfiguration ist in Abbildung 4 dargestellt.

¹¹ In den Unterlagen der AG LVS wird das Inbetriebnahmedatum als „Offen (kaum vor 2010)“ angegeben. Dies entspricht nach Aussagen von NOK den eigenen Erwartungen zum Ablauf des Genehmigungsverfahrens.

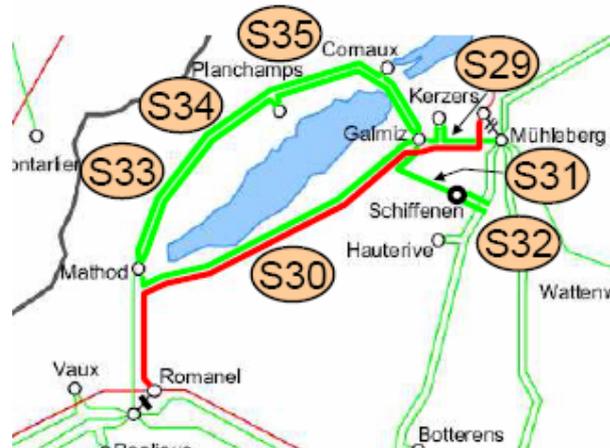


Abbildung 4: Leitungsprojekte Region Neuenburger See (Quelle: BKW, Präsentation 09.05.07)

Die Kritik der Umweltschutzorganisationen richtet sich unter landschaftsschützerischen Aspekten vor allem gegen Projekt Nummer 30, das eine sehr sensible Landschaft am Südostufer des Neuenburger Sees berühre. Weiterhin wird angemerkt, dass zwischen Galmiz - Method durch die zweiseitige Umgehung des Neuenburger Sees massiv Kapazität zugebaut würde, obwohl dort kein Engpass bestehe. Engpässe seien nur in dem sich südlich anschließenden Netzgebiet zwischen Lausanne und Genf bekannt.

Nicht direkt kritisiert werden die Projekte 31 und 32, deren Bedarf auch aus gutachterlicher Sicht unbestritten ist. Auf sie wird deshalb nicht weiter eingegangen.

Bezüglich der verbleibenden Projekte berücksichtigt die Argumentation der Umweltschutzorganisationen nicht, dass heute zwischen Galmiz im Norden und Method im Süden überhaupt keine Höchstspannungsnetzverbindung besteht, hier somit auch keine Engpässe auftreten können. Andererseits führt gerade diese fehlende Höchstspannungs- bzw. 380-kV-Verbindung zwischen Nord- und Südwesten der Schweiz zu der prekären Netzsituation in der Region Genf-Lausanne. Dieses Fehlen hat als Konsequenz den von den Umweltschutzorganisationen angesprochenen Netzengpass zur Folge und gefährdet die Versorgungssicherheit in dieser Region, wie der Blackout vom 18. Januar 2005 zeigt. Nach Aussage von EOS haben nachträgliche Netzberechnungen ergeben, dass dieser Blackout bei Abstützung des eigenen 380-kV-Netzes aus der Nordwestschweiz hätte verhindert werden können.

Aufgrund dieser konkreten Entwicklungen, aber auch aus Gesamtsystemsicht vor dem Hintergrund des strategischen Ausbaus des schweizerischen 380-kV-Netzes, ist der beabsichtigte 380-kV-Lückenschluss grundsätzlich notwendig.

Nach uns von EOS vorgelegten Informationen konnte zwischenzeitlich mit den lokalen Interessengruppen eine grundsätzliche Einigung über die Trassenführung für Projekt 30, d. h. die 380-kV-Leitung am südöstlichen Seeufer, erzielt werden. In diesem Fall sollte aus Sicht der Gutachter unmittelbar mit der Realisierung begonnen werden.

Die Notwendigkeit einer 220-kV-Doppelleitung am Nordwestufer zwischen Galmiz und Cornaux ist aufgrund des dort geplanten Kraftwerksprojekts eindeutig feststellbar. Die Weiterführung von Cornaux nach Method wird von EOS insbesondere mit der Versorgung des unterlagerten Kantonsversorgers Groupe E begründet. Die geplante Doppelleitung soll dort bestehende netztechnische Probleme lösen, eine bestehende 125-kV-Leitung ersetzen und die Zahl der Abspannpunkte ins 65-kV-Verteilnetz reduzieren.

Die Situation im regionalen Netz von Groupe E war nicht Gegenstand dieses Gutachtens, die Begründung für die Projekte 33-35 erscheint aus gutachterlicher Sicht jedoch plausibel. Mit Blick auf das Strategische Übertragungsnetz und insbesondere die Versorgungssicherheit der Südwestschweiz wesentlich wichtiger ist jedoch die baldige Realisierung einer 380-kV-Verbindung aus Richtung Nordwesten.

Sollten wider Erwarten bei Umsetzung des Projektes 30 weitere Verzögerungen auftreten, wäre deshalb auch eine 380-kV-Variante der Projekte 33 - 35 zu untersuchen.

5 Zusammenfassung

Gegenstand dieses Gutachtens war die Beurteilung des von der AG LVS erarbeiteten und in deren Abschlussbericht dokumentierten Strategischen Übertragungsnetzes (50 Hz) der Schweiz zum Zeitpunkt 2015.

Zu prüfen war einerseits, ob die gewählte Herangehensweise geeignet erscheint, die Erreichung der beiden wichtigen strategischen Ziele der AG LVS für die Schweiz, Gewährleistung der Versorgungssicherheit und der Erhalt der europäischen Stromdrehmaschinenfunktion, sicherzustellen. Andererseits sollten die als Bestandteil des Strategischen Übertragungsnetzes ermittelten 39 Aus- und Umbauprojekte im schweizerischen 380- und 220-kV-Netz auf Ihre Notwendigkeit, Tauglichkeit und Angemessenheit untersucht werden. Besondere Aufmerksamkeit galt dabei den von den Umweltschutzorganisationen in ihrem Sondervotum kritisierten und bezüglich ihrer Notwendigkeit bzw. der geplanten Umsetzung in Frage gestellten Projekten. Nicht betrachtet wurden Fragen der Projektausführung z. B. als Kabel oder Freileitung und der Genehmigungsverfahren.

Grundlage der Untersuchung waren neben dem Bericht und den ergänzenden Dokumenten und Materialien aus der Arbeit der AG LVS insbesondere die von den Verbundunternehmen und swissgrid sowie dem Vertreter der Umweltschutzorganisationen in der AG LVS in persönlichen und fernmündlichen Gesprächen mit den Gutachtern weitergegebenen Informationen sowie in diesem Zusammenhang übermittelte Dokumente und Ergebnisse von Netzberechnungen. Eigene Netzberechnungen konnten von den Gutachtern aufgrund des engen Zeitrahmens für die Gutachtenserstellung und fehlender Eingangsdaten nicht durchgeführt werden.

Als grundsätzliches Ergebnis der gutachterlichen Untersuchung kann festgehalten werden, dass die Konzeptentwicklung eines Strategischen Übertragungsnetzes eine koordinierte Planung der langfristigen Netzentwicklung erlaubt und daher uneingeschränkt zu befürworten ist. Um damit die angestrebte und für alle beteiligten Interessengruppen entscheidende Planungssicherheit zu schaffen, ist - nach endgültiger Festlegung und Verabschiedung des Strategischen Übertragungsnetzes durch den Bundesrat - die unverzügerte Umsetzung der darin enthaltenen Maßnahmen nachdrücklich zu empfehlen.

Die von der AG LVS gewählte Methode zur Ermittlung des Strategischen Übertragungsnetzes ist grundsätzlich sinnvoll und dem Zweck angemessen. Kritikwürdig erscheinen allenfalls Teilaspekte wie die Wahl des sehr kurzfristigen Planungshorizonts 2015, die sehr enge, auf die Schweiz beschränkte Grenze des Betrachtungsbereichs, fehlende oder nicht dokumentierte Sensitivitätsanalysen und die nicht sehr aussagekräftigen Nutzkriterienzuordnung. Diese Kritikpunkte stellen das Konzept des Strategischen Übertragungsnetzes jedoch nicht grundsätzlich in Frage.

Die Notwendigkeit, Tauglichkeit und Angemessenheit der weitaus meisten Maßnahmen sind eindeutig begründbar und durch entsprechende Netzberechnungsergebnisse belegt. Diese Maßnahmen sollten zeitnah umgesetzt werden.

Die Kritik der Umweltschutzorganisationen an insgesamt vier Maßnahmen oder Maßnahmenpaketen richtet sich zu einem großen Teil gegen Umsetzungsdetails, die außerhalb der Aufgabenstellung dieses Gutachtens lagen. Insbesondere relevant ist hier die Frage einer Verkabelung oder Teilverkabelung.

Unabhängig von Umsetzungsfragen konnten der systemtechnische Bedarf für einen Netzausbau und die prinzipielle Eignung der vorgeschlagenen Maßnahmen in zwei der kritisierten Fälle (Projekt 7, Projekt 30-35) gutachterlich eindeutig bestätigt werden. In einem weiteren Fall (Projekt 22) ist ein entsprechender Bedarf heute noch nicht sicher zu erkennen. Dementsprechend sollte die Umsetzung des Projektes von der zukünftigen Entwicklung abhängig gemacht werden. Im Fall der letzten kritisierten Maßnahme (Projekt 26) sollte vor der Umsetzung unbedingt sichergestellt werden, dass alle Koordinations- und Kooperationsmöglichkeiten der beteiligten Unternehmen genutzt wurden, um eine aus Sicht des Gesamtsystems optimale Lösung zu finden.

Aachen, den 25.06.2007

Univ.-Prof. Dr.-Ing. H.-J. Haubrich

Dr.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Ch. Maurer
Geschäftsführer Consentec

Anhang

Ausbauvorhaben im Schweizer Verbundnetz

Stand: 1.1.2007

Verteiler:

AG Verbundnetzentwicklung:

Name	Firma	Bemerkung
H. Niklaus	Atel Netz AG	Vorsitz
Dr. M. Zwicky	Atel Netz AG	
Ch. Studer	Atel Netz AG	Sekretär
Dr. M. Benahmed	BKW	
Dr. S. Gerbex	BKW	
A. John	CKW	
Dr. E. Amthauer	EGL Grid	
Y. Zumwald	EOS	
Ph. Huber	ETTRANS	
M. Schmid	ETTRANS	
M. Roth	EWZ	
B. Sander	NOK	
S. Bontadelli	RE	

Überarbeitungen:

Version	Datum	Autor / Abt.	Abschnitt
0.0	10.02.2006	smm / NP	neues Dokument
0.1	27.02.2006	smm / NP	Überarbeitung von Netzschema 2015
0.2	17.03.2006	smm / NP	Überarbeitung von Netzschema 2015
0.3	11.04.2006	smm / NP	Begründung der Ausbautvorhaben
0.4	05.05.2006	smm / NP	Überarbeitung von Netzschema 2015, Begründung der Ausbautvorhaben
0.5	07.08.2006	smm / NP	Bereinigung der Statusbegriffe
0.6	14.12.2006	smm / NP	update Stand, 1.1.2007

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	5
1.1	Inhalt und Zweck	5
1.2	Abgrenzung zum Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL)	5
1.3	Aufbau, Bearbeitung und Aktualisierung	5
1.4	Begründung der Ausbautvorhaben	5
2	Dokumentation der Ausbautvorhaben	5
2.1	Übersicht Netzschema	5
2.2	Beschreibung der Ausbautvorhaben	7
	(1) Auwiesen – Fällanden	7
	(2) Beznau – Obfelden – Mettlen	7
	(3) Bickigen – Chippis	7
	(4) Bickigen – Flumenthal	8
	(5) Chamoson – Chippis	8
	(6) Foretaille – Verbois	9
	(7) Mühleberg – Wattenwil	9
	(8) Pradella - La Punt/T-Ova Spin	9
	(9) Transformierung Bickigen/Mühleberg	10
	(10) Breite – Tavanasa	10
	(11) Unterstation Ulrichen	10
	(12) Siebnen (Feldhof) – Grynau	11
	(13) Bonaduz – Winkeln	11
	(14) Chippis – Mörel	11
	(15) Mörel – Fiesch – Ulrichen – Airolo	12
	(16) Chippis – Stalden	12
	(17) Mettlen – Airolo	12
	(18) Airolo – Lavorgo	13
	(19) Transformierung Airolo	13
	(20) Bâtiaz – Vallorcine	13
	(21) Flumenthal – Froloo	14
	(22) Lavorgo – Morbegno IT	14

(23) Unterstation Waldegg	14
(24) Obfelden – Waldegg	15
(25) Samstageren – Thalwil – Waldegg	15
(26) Obfelden – Thalwil	16
(27) Unterstation Rüthi	16
(28) Transformierung Ova Spin	16
(29) Mühleberg – Galmiz	17
(30) Galmiz – Method	17
(31) Galmiz - Schiffenen	18
(32) Abzweig Schiffenen	18
(33) Method – Travers	18
(34) Travers – Planchamps	19
(35) Planchamps – Cornaux	19
(36) Bassecourt – Mühleberg	19
(37) Riddes – Chamoson	20
(38) Abzweig Chavalon	20
(39) Innertkirchen – Peccia – Robiei – Ulrichen	20
Anhang A	21
Anhang B	22

1 EINLEITUNG

1.1 Inhalt und Zweck

Die vorliegende Unterlage erfasst - **im Sinne einer rollenden Gesamtübersicht** - die technischen Eckdaten der Ausbauvorhaben im Schweizerischen Übertragungsnetz.

Die Dokumentation beinhaltet den Um- und Neubau von Höchstspannungsleitungen und Kuppeltransformatoren, welche aus heutiger Sicht mit einem Zeithorizont von 10 Jahren als sinnvoll erachtet werden.

Mit der Dokumentation soll eine einheitliche und koordinierte Grundlage in Bezug auf die Ausbauplanung des Schweizerischen Übertragungsnetzes geschaffen werden.

1.2 Abgrenzung zum Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL)

Der Sachplan Übertragungsleitungen hat zum Ziel, Bedarf und Korridorvarianten zu beurteilen, allfällige Konflikte auf übergeordneter Stufe aufzudecken und zu bereinigen, den geeignetsten Korridor für geplante Leitungsvorhaben zu bestimmen und durch Koordination das bestehende schweizerische Übertragungsleitungsnetz zu optimieren, bevor Detailprojektierungen getätigt werden.

Demzufolge finden sich nur diejenigen Ausbauprojekte im SÜL, bei denen ein neuer Korridor festzulegen ist und die in der Planung so weit fortgeschritten sind, dass diese Festsetzung erfolgen kann.

1.3 Aufbau, Bearbeitung und Aktualisierung

Der Dokumentationsaufbau ist bei sämtlichen Ausbauvorhaben in zwei Abschnitte aufgeteilt:

1. Allgemeine Informationen (Bezeichnung, Federführung, Status, geplante IBS)
2. Technische Informationen (Bauart, Material, Länge, elektrische Parameter)

Der Status gibt an, in welcher Projektetappe oder in welchem Bewilligungsverfahren sich das Projekt befindet; es gelten folgende Definitionen:

Projektidee, Vorprojekt, SÜL-Verfahren, Detailprojekt, PGV (Plangenehmigungsverfahren), Realisierungsprojekt, Realisierung

Die Informationen werden seit Ende 2005 neu von der AG Verbundnetzentwicklung bearbeitet und basieren auf den Netzunterlagen KSVB JJ/07.06.

Die Aktualisierung erfolgt nach Bedarf jedoch mindestens einmal jährlich.

1.4 Begründung der Ausbauvorhaben

Im Anhang A sind die möglichen Begründungen für ein Ausbauvorhaben erläutert (Netzengpass, (n-1)-Sicherheit, Versorgung, Netzanschluss (Abtransport), Trasseebereinigung, Europäischer Verbund). Zu jedem Ausbauvorhaben ist im Kapitel 2.2 eine oder mehrere dieser Begründungen aufgeführt.

Anhang B zeigt den Zusammenhang zwischen den einzelnen Projekten und den wichtigsten Projektauslösern auf.

2 DOKUMENTATION DER AUSBAUVORHABEN

2.1 Übersicht Netzschema

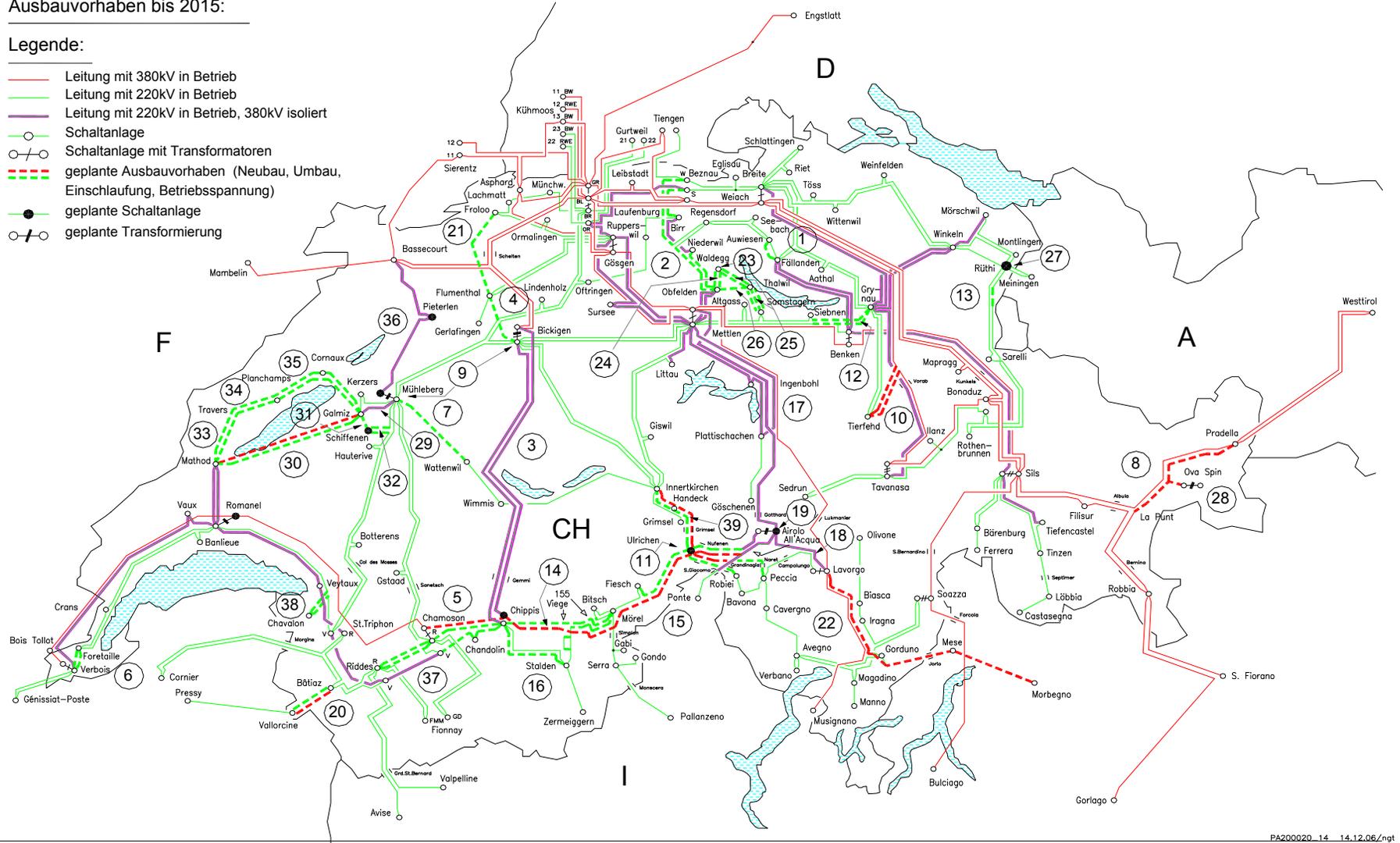
Das folgende Übersichtsschema des schweizerischen Höchstspannungsnetzes zeigt die erfassten Ausbauvorhaben.

Die Ausbauvorhaben sind durch dick-gestrichelte Linien erkennbar und beschreiben damit die Stellen, welche - gegenüber dem jeweils aktuellen Referenzschema bzw. elektrischen Netzdaten aus den KSVB AG Netzunterlagen "JJ/07.06" - geändert haben. Zudem sind die Leitungen, welche bereits auf 380kV ausgebaut sind und mit 220kV betrieben werden speziell aufgeführt.

Ausbauvorhaben bis 2015:

Legende:

- Leitung mit 380kV in Betrieb
- Leitung mit 220kV in Betrieb
- Leitung mit 220kV in Betrieb, 380kV isoliert
- Schaltanlage
- /○ Schaltanlage mit Transformatoren
- geplante Ausbauvorhaben (Neubau, Umbau, Einschlaufung, Betriebsspannung)
- geplante Schaltanlage
- /○ geplante Transformierung



PA200020_14 14.12.06/ngt

2.2 Beschreibung der Ausbautvorhaben

(1) Auwiesen – Fällanden

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Auwiesen – Fällanden
Federführung:	EWZ
Status:	keine Aktivitäten (Projektidee)
geplante IBS:	2015
Begründung:	Versorgung
Technische Informationen:	
Bauart:	Umstellung der Betriebsspannung des zweiten Stromkreises "Auwiesen - Fällanden" von bisher 150kV auf 220kV.
Material:	2[300AD]
Länge:	5.8 km

(2) Beznau – Obfelden – Mettlen

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Beznau – Obfelden – Mettlen
Federführung:	NOK
Status:	Beznau – Birr: letzte Teilstrecke (Raum Riniken) im PGV, Rest realisiert Niederwil – Obfelden: Detailprojekt, Teilstrecken (Raum Obfelden+Bremgarten) realisiert Obfelden – Mettlen: ist seit 1983 mit 220 kV in Betrieb, auf 380 kV isoliert
geplante IBS:	Beznau – Birr: 2006 (für 380kV offen) Niederwil – Obfelden: 2007, oder später
Begründung:	Netzengpass, Versorgung
Technische Informationen:	
Bauart:	Umbau der bestehenden 220kV-Doppelleitung "Beznau-Birr" und "Niederwil-Obfelden" in eine 380kV isolierte Doppelleitung
Material:	2[600AD]
Länge:	50.7 km (bezogen auf Stromkreise)

(3) Bickigen – Chippis

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Bickigen – Chippis
Federführung:	BKW
Status:	Vorprojekt
geplante IBS:	2009 verknüpft mit Projekt 5: Chamoson – Chippis 380 kV
Begründung:	Netzanschluss (Abtransport), Versorgung und (n-1)-Sicherheit, Europäischer Verbund
Technische Informationen:	
Bauart:	Umstellung der Betriebsspannung 220kV => 380kV (Gemmi 2)
Material:	wie bisher
Länge:	wie bisher

(4) Bickigen – Flumenthal

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Bickigen – Flumenthal
Federführung:	Atel Netz AG
Status:	Realisierung
geplante IBS:	Ab Feb. 2007 132 kV Strang Bickigen-Wangen in Betrieb Ab Ende 2007 220 kV Strang Bickigen-Flumenthal in Betrieb
Begründung:	(n-1)-Sicherheit, Versorgung
Technische Informationen:	
Bauart:	Umbau einer doppelsträngigen 132kV-Leitung in eine 132/220kV-Leitung. D.h. neue 220kV-Verbindung zwischen UW Bickigen und UW Flumenthal
Material:	2[400AD]
Länge:	16.930 km

(5) Chamoson – Chippis

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Chamoson – Chippis
Federführung:	EOS
Status:	Plangenehmigungsverfahren & Realisierungsprojekt
geplante IBS:	2009 (für den Strang 380 kV : Chamoson-Bickigen direkt)
Begründung:	- Netzengpass - Versorgung - (n-1)-Sicherheit - Trasseebereinigung - Netzanschluss (Abtransport) (Chandoline)
Technische Informationen:	
Bauart:	Neubau einer 380kV-Tripleitung und Abbau der bestehenden 220 kV Leitung (1x380kV, 1x380 kV betrieben durch 220 kV, 1x220kV, 1x65 kV (Chamoson – Aproz), 2x132 kV SBB (Chamoson – St-Leonard) Einschlaufung Chandoline 220/125 kV
Material:	Stränge 380 und 220 kV :2[748AL+97FE] oder 3 Seile (Equivalent)
Länge:	27,532km pro Strang + 2x0,742 km für den Strang via Chandoline

(6) Foretaille – Verbois

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Foretaille – Verbois
Federführung:	EOS/SBB
Status:	Projektidee
geplante IBS:	2010
Begründung:	- Versorgung - (n-1)-Sicherheit Verbois-Foretaille. - Netzengpass
Technische Informationen:	
Bauart:	Umbau der bestehenden 220kV-Doppelleitung "Foretaille - Verbois" (neue Beseilung ca. 500MVA pro Stromkreis) / 132kV SBB
Material:	Noch nicht bestimmt
Länge:	11 km pro Stromkreis

(7) Mühleberg – Wattenwil

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Wattenwil – Mühleberg
Federführung:	BKW
Status:	Plangenehmigungsverfahren
geplante IBS:	2008
Begründung:	Sicherstellung Versorgung und (n-1)-Sicherheit
Technische Informationen:	
Bauart:	Umbau der bestehenden 132kV-Leitung "Mühleberg-Wattenwil" in eine neue 220kV isolierte Doppelleitung. Eine Verstärkung der Transformation in Mühleberg 220/132 kV wird realisiert (von 2 X 250 MVA auf 2 X 400 MVA)
Material:	2[400AD]
Länge:	ca. 32 km

(8) Pradella - La Punt/T-Ova Spin

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Pradella – La Punt / T-Ova Spin
Federführung:	EKW, Datenlieferant EGL Grid
Status:	Vorprojekt
geplante IBS:	ca. Okt. 2009
Begründung:	Netzanschluss (Abtransport), Europäischer Verbund
Technische Informationen:	
Bauart:	Der T-Abzweig bei La Punt wird aufgehoben. Von La Punt erfolgt der Bau eines zweiten 380kV-Stranges nach Pradella wobei Ova Spin über einen T-Abzweig und eine entsprechende Transformation an dieses System angebunden wird. Es entsteht somit eine direkte Verbindung Pradella-Robbia.
Material:	2[600AD]
Länge:	Pradella-La Punt ca. 48.5 km/ T-Ova Spin ca. 3.1 km

(9) Transformierung Bickigen/Mühleberg

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Transformierung Bickigen / Mühleberg
Federführung:	BKW
Status:	Projektidee
geplante IBS:	2009-2012
Begründung:	Sicherstellung Versorgung und (n-1)-Sicherheit
Technische Informationen:	
Bauart:	
Bickigen:	- neue Transformierung 380-220 kV
2009:	Erneuerung der Unterwerk Mühleberg 220 kV, neue Unterstation 380 kV mit 3 Felder, Neue Transformierung 380/220 kV

(10) Breite – Tavanasa

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Einschlaufung Kraftwerk Linthal 2015
Federführung:	NOK
Status:	Vorprojekt
geplante IBS:	2015
Begründung:	Netzanschluss (Abtransport)
Technische Informationen:	
Bauart:	Neubau einer doppelsträngigen 380-kV-Leitung zwischen Schwanden und Tierfehd
Material:	2[600AD]
Länge:	ca. 15 km

(11) Unterstation Ulrichen

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Unterstation Ulrichen
Federführung:	BKW
Status:	Projektidee
geplante IBS:	2012
Begründung:	Beseitigung der bestehenden Netzengpässe und Netzanschluss (Abtransport)
Technische Informationen:	
Bauart:	Einschlaufung der 220kV-Doppelleitung "Grandinagia/Naret", Mörel-Ulrichen-All'Acqua-Airolo in die Unterstation Ulrichen 220kV, verknüpft mit Projekt 39
Material:	wie bisher
Länge:	wie bisher

(12) Siebnen (Feldhof) – Grynau

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Siebnen - Grynau
Federführung:	NOK
Status:	UW Siebnen – Mast 15 fertig gestellt; Mast 15 bis Grynau im Plangenehmigungsverfahren (hängig)
geplante IBS:	2009
Begründung:	Versorgung, (n-1)-Sicherheit
Technische Informationen:	
Bauart:	Umbau der bestehenden 220kV-Doppelleitung in eine 380kV isolierte Doppelleitung
Material:	2[600AD]
Länge:	7.7 km (bezogen auf Trasse)

(13) Bonaduz – Winkeln

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Bonaduz – Winkeln, Rheintalleitung
Federführung:	NOK
Status:	UW Bonaduz – Winkeln - Seilnachzug Teilstrecke FL: im Plangenehmigungsverfahren - Abschnitt Mast 214 – UW Montlingen: Projektidee
geplante IBS:	2006
Begründung:	Netzengpass
Technische Informationen:	
Bauart:	- Seilnachzug auf Teilstrecke in FL - Umbau bestehende Leitung Mast 214 - UW Montlingen
Material:	2[600AD]
Länge:	2.86 km + 5.3 km (bezogen auf Trasse)

(14) Chippis – Mörel

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Chippis – Mörel
Federführung:	EOS
Status:	SÜL-Verfahren
geplante IBS:	2012
Begründung:	- Versorgung - (n-1)-Sicherheit - Netzengpass
Technische Informationen:	
Bauart:	Neubau einer 380kV-Doppelleitung (Moerel-Visp) – Tripelleitung (Visp – Moerel) (1x380kV, 1x380 kV betrieben durch 220 kV, 1x220kV (Visp-Moerel). Abbau 220 kV Doppelleitung zwischen Chippis und Abzweigung Bitsch.
Material:	Stränge 380 und 220 kV :2[748AL+97FE] oder 3 Seile (Equivalent)
Länge:	44 km (bezogen auf Trasse)

(15) Mörel – Fiesch – Ulrichen – Airolo

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Mörel – Fiesch – Ulrichen – Airolo
Federführung:	Atel Netz AG
Status:	Detailprojekt
geplante IBS:	2011
Begründung:	Netzengpass, Netzanschluss (Abtransport), Trasseebereinigung
Technische Informationen:	
Bauart:	Neubau einer mehrsträngigen Leitung (1x380 kV, 1x220 kV, 1 SBB Schleife) an der Bergflanke; anschliessend Abbruch der alten Leitung im Tal. Airolo – All'Acqua von 220kV auf 380kV
Material:	2[800AD] + 2[800AD] +1[600AD]
Länge:	Mörel – Fiesch : 9.2 km Airolo – Chippis : 98.2 km Fiesch – Ulrichen : 20.6 km Airolo – All'Acqua : 10.6 km Ulrichen – All'Acqua : 13.7 km

(16) Chippis – Stalden

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Chippis - Stalden
Federführung:	EGL Grid
Status:	Plangenehmigungsverfahren
geplante IBS:	2009
Begründung:	Netzanschluss (Abtransport)
Technische Informationen:	
Bauart:	Auflegen des 2-ten 220kV-Stranges auf best. Gestänge
Material:	1[600AD]
Länge:	27.5 km

(17) Mettlen – Airolo

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Mettlen – Airolo (Gotthardleitung)
Federführung:	Atel Netz AG
Status:	Projektidee
geplante IBS:	2014
Begründung:	(n-1)-Sicherheit, Europäischer Verbund
Technische Informationen:	
Bauart:	Betrieb der bestehenden 220 kV Leitung Mettlen – Airolo mit 380 kV. Die Leitung ist bereits heute für die höhere Spannung isoliert.
Material:	2[550AD]
Länge:	86.6 km

(18) Airolo – Lavorgo

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Airolo - Lavorgo
Federführung:	Atel Netz AG
Status:	Projektidee
geplante IBS:	2014
Begründung:	(n-1)-Sicherheit, Europäischer Verbund
Technische Informationen:	
Bauart:	Betrieb der bestehenden 220 kV Leitung Airolo – Lavorgo mit 380 kV. Die Leitung ist zum Teil bereits für 380 kV isoliert. Teilweise müssen Masten ersetzt oder angepasst werden. Ertüchtigung der Masten für den Zubau einer SBB Schleife. Alternative: Neubau mit neuer Linienführung in Abklärung
Material:	2[550AD]
Länge:	22.3 km

(19) Transformierung Airolo

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Transformierung Airolo
Federführung:	Atel Netz AG
Status:	Projektidee
geplante IBS:	2014
Begründung:	Netzanschluss (Abtransport)
Technische Informationen:	
Bauart:	600 – 1000 MVA
Material:	

(20) Bâtiaz – Vallorcine

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Bâtiaz - Vallorcine
Federführung:	Atel Netz AG
Status:	Detailprojekt
geplante IBS:	2014
Begründung:	Netzanschluss (Abtransport)
Technische Informationen:	
Bauart:	Umbau der bestehenden Leitung (1x 220kV 1xSBB Schleife) auf 1x380 kV, 1x220 kV, 1xSBB Schleife
Material:	2[800AD] + 2[800AD] + 1[600AD]
Länge:	13.0 km

(21) Flumenthal – Froloo

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Flumenthal - Froloo
Federführung:	Atel Netz AG
Status:	Projektidee
geplante IBS:	2016
Begründung:	(n-1)-Sicherheit, Versorgung
Technische Informationen:	
Bauart:	Neubau einer mehrsträngigen Leitung (1x220 kV, 1x132 kV) zur Erhöhung der Versorgungssicherheit im Grossraum Basel
Material:	2[600AD] + 2[600AD]
Länge:	35.4 km

(22) Lavorgo – Morbegno IT

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Lavorgo – Morbegno IT
Federführung:	Atel Netz AG
Status:	Projektidee
geplante IBS:	2016 - 2020
Begründung:	(n-1)-Sicherheit, Europäischer Verbund
Technische Informationen:	
Bauart:	Zur Zeit werden verschiedene Varianten für die 380kV Verbindung Lavorgo-Morbegno (IT) studiert (Fortsetzung der 380 kV Gotthardleitung)
Material:	2[800AD]
Länge:	

(23) Unterstation Waldegg

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Neues Unterwerk Zürich Waldegg
Federführung:	EWZ
Status:	Vorprojekt
geplante IBS:	2015
Begründung:	Versorgung
Technische Informationen:	
Bauart:	Anspeisung des 150 kV Städtetzes mittels Übertragungsleitungen 220 kV Samstagern-Zürich Waldegg und Obfelden-Zürich Waldegg

(24) Obfelden – Waldegg

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Obfelden - Zürich Waldegg
Federführung:	EWZ
Status:	Vorprojekt
geplante IBS:	2015
Begründung:	Versorgung
Technische Informationen:	
Bauart:	Spannungsumstellung der beiden 150 kV Stränge Obfelden-Zürich Waldegg auf die Betriebsspannung von 220 kV. (Die Leitung ist bereits heute für 380 kV isoliert.)
Material:	2[600AD]
Länge:	13.9 km

(25) Samstagern – Thalwil – Waldegg

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Samstagern – Thalwil - Zürich Waldegg
Federführung:	EWZ
Status:	Detailprojekt/Plangenehmigungsverfahren
geplante IBS:	2015
Begründung:	Versorgung
Technische Informationen:	
Bauart:	<p>a) Spannungsumstellung der beiden 150 kV Stränge Samstagern bis Gattikon (Langnau a. A.) (Vorprojekt)</p> <p>b) Auflegen eines dritten 220-kV-Stranges für NOK zur Sicherstellung der redundanten Anspeisung von Thalwil (Plangenehmigungsverfahren)</p> <p>c) Neubau Freileitung mit 2 Strängen Gattikon - Kilchberg (isoliert für 380 kV); geplante IBS 150 kV im Jahr 2010; Spannungsumstellung auf 220 kV geplant im Jahr 2015 (Plangenehmigungsverfahren)</p> <p>d) Neubau 2 Kabel Kilchberg - Zürich Waldegg (isoliert für 380 kV) (Vorprojekt)</p>
Material:	2[600 AD]
Länge:	<p>a)+b) Samstagern-Gattikon (Thalwil): 15.2 km</p> <p>b) Gattikon-Kilchberg: 3.6 km</p> <p>c) Kilchberg-Zürich-Waldegg: 11.0 km</p>

(26) Obfelden – Thalwil

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Obfelden - Thalwil
Federführung:	NOK
Status:	Plangenehmigungsverfahren
geplante IBS:	Offen (kaum vor 2010)
Begründung:	Versorgung, (n-1)-Sicherheit
Technische Informationen:	
Bauart:	Neubau einer einsträngigen 220-kV-Freileitung an Stelle der heutigen 150/50-kV-Freileitung
Material:	2[600 AD]
Länge:	ca. 10 km (bezogen auf Stromkreise)

(27) Unterstation Rüthi

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Unterstation Rüthi (Rheintal)
Federführung:	NOK/SBB
Status:	Vorprojekt
geplante IBS:	ca. 2010-12
Begründung:	Netzengpass, Netzanschluss (Abtransport)
Technische Informationen:	
Bauart:	220-kV-Unterwerk (NOK) / Bahnnetzkopplung SBB/ÖBB

(28) Transformierung Ova Spin

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Transformierung Ova Spin
Federführung:	EKW, Datenlieferant EGL
Status:	Vorprojekt
geplante IBS:	ca. Okt 2008
Begründung:	Netzanschluss (Abtransport), mit Projekt 8 gekoppelt
Technische Informationen:	
Bauart:	
Ova Spin	- noch offen ob 380/220 oder 380/ 110 kV, siehe (8)

(29) Mühleberg – Galmiz

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Mühleberg – Galmiz
Federführung:	BKW
Status:	Vorprojekt
geplante IBS:	2012
Begründung:	(n-1)-Sicherheit, Versorgung, Europäischer Verbund
Technische Informationen:	
Bauart:	2 Varianten : A: Umbau der Leitung 220 kV Mühleberg-Galmiz auf 380 kV B: Nutzung Teil der Mosses-Leitung Mühleberg-Hauterive 220 kV für einen Umbau auf 380 kV und Abzweig Schiffenen-Galmiz mit einer Doppelleitung 380 kV.
Material:	
Länge:	Galmiz – Kerzers : 4.6 km Kerzers – Mühleberg : 7.6 km

(30) Galmiz – Method

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Galmiz - Method (Yverdon)
Federführung:	EOS
Status:	Plangenehmigungsverfahren & Realisierungsprojekt
geplante IBS:	2012
Begründung:	- mit Projekt 29 gekoppelt - Netzengpass (125 kV Netz) - Versorgung (Lausanne – Muehleberg) - Europäischer Verbund
Technische Informationen:	
Bauart:	Neubau einer 380kV-Doppelleitung (Yverdon - Villarepos) – Tripelleitung (Villarepos – Abzweigung Schiffenen) – Viererleitung (Salvenach – Galmiz) 1x380kV, 1x380 kV betrieben durch 220 kV, 2x220kV (Villarepos – Salvenach - Galmiz). 1x132 kV SBB Abbau 2x125 kV Doppelleitung zwischen Villarepos - Galmiz. Neue Station Romanel 380kV, neue Transformierung in Romanel 380/220kV
Material:	Stränge 380 und (380)220 kV :2[748AL+97FE], 220kV 1[748AL+97FE]
Länge:	4.5 km Galmiz – Salvenach 5.5 km Salvenach - Villarepos 49 km Villarepos - Yverdon (bezogen auf Trasse)

(31) Galmiz - Schiffenen

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Galmiz (Salvenach) – Schiffenen
Federführung:	EOS
Status:	SÜL-Verfahren
geplante IBS:	2014
Begründung:	- Versorgung (Mathod, Galmiz, Chiètres, Hauterive, Schiffenen) - Trasseebereinigung
Technische Informationen:	
Bauart:	Neubau einer 220kV und 65 kV Doppelleitung zwischen Salvenach – UW Schiffenen
Material:	1[748AL+97FE]
Länge:	7 km Salvenach – UW Schiffenen

(32) Abzweig Schiffenen

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Abzweigung Schiffenen 220/65 kV (Mosses Leitung)
Federführung:	EOS
Status:	SÜL-Verfahren
geplante IBS:	2015
Begründung:	- Versorgung Groupe E - Netzanschluss (Abtransport) Schiffenen
Technische Informationen:	
Bauart:	Neubau einer 220kV und 65 kV Viererleitung (Mosses Leitung (Litzistorf)– UW Schiffenen)
Material:	220 kV 1[748AL+97FE], 65 kV 1[349AL+79FE] Abbau 2x65 kV Doppelleitung zwischen Litzistorf – UW Schiffenen.
Länge:	2.1 km

(33) Mathod – Travers

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Mathod - Travers
Federführung:	EOS
Status:	Vorprojekt
geplante IBS:	2013
Begründung:	- (n-1)-Sicherheit (CCG Cornaux) - Trasseebereinigung - Versorgung (Nord Lac Neuchâtel)
Technische Informationen:	
Bauart:	Neubau einer neuen Tripelleitung 2x220 kV + 1x125 kV (Mathod – Onnens). Neubau 220 kV Doppelleitung Onnens-Travers. Abbruch der bestehenden 125 kV-EOS-Doppelleitung (Mathod – Travers).
Material:	Noch nicht bestimmt
Länge:	ca. 28 km

(34) Travers – Planchamps

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Travers - Planchamps
Federführung:	EOS
Status:	Vorprojekt
geplante IBS:	2015
Begründung:	- (n-1)-Sicherheit (CCG Cornaux) - Versorgung (Nord Lac Neuchâtel)
Technische Informationen:	
Bauart:	Neubau einer neuen Doppelleitung 2x220 kV (1 Strang 125 kV betrieben). Abbruch der bestehenden 125 kV-Doppelleitung.
Material:	Noch nicht bestimmt
Länge:	ca. 13 km

(35) Planchamps – Cornaux

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Planchamps - Cornaux
Federführung:	EOS
Status:	Vorprojekt
geplante IBS:	2014
Begründung:	- (n-1)-Sicherheit (CCG Cornaux) - Versorgung (Nord Lac Neuchâtel)
Technische Informationen:	
Bauart:	Neubau einer neuen Doppelleitung 2x220 kV (1 Strang 125 kV betrieben). Abbruch der bestehenden 125 kV-Doppelleitung.
Material:	Noch nicht bestimmt
Länge:	ca. 20 km

(36) Bassecourt – Mühleberg

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Bassecourt – Mühleberg
Federführung:	BKW
Status:	Vorprojekt
geplante IBS:	2012
Begründung:	Versorgung, (n-1)-Sicherheit, Europäischer Verbund
Technische Informationen:	
Bauart:	Umstellung der bestehende Leitung Bassecourt-Pieterlen-Mühleberg 220 kV auf 380 kV
Material:	Wie bisher
Länge:	Wie bisher

(37) Riddes – Chamoson

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Riddes - Chamoson
Federführung:	EOS
Status:	Vorprojekt
geplante IBS:	2010
Begründung:	Trasseebereinigung
Technische Informationen:	
Bauart:	Umbau der bestehenden 220kV-Doppelleitung "Chamoson-Riddes" (neue Beseilung ca. 500MVA pro Stromkreis)
Material:	Noch nicht bestimmt
Länge:	Wie bisher

(38) Abzweig Chavalon

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Abzweig Chavalon
Federführung:	EOS
Status:	Vorprojekt
geplante IBS:	2010
Begründung:	- Netzengpass Abzweig 220 kV Chavalon. - Netzanschluss (Abtransport) Chavalon
Technische Informationen:	
Bauart:	Umbau der bestehenden 220 kV-Doppelleitung auf eine neue Doppelleitung 2x380 kV
Material:	Noch nicht bestimmt
Länge:	ca. 7 km

(39) Innertkirchen – Peccia – Robiei – Ulrichen

Allgemeine Informationen:	
Bezeichnung:	Verstärkung der Maggia-Leitungen und Innertkirchen-Peccia/Robiei
Federführung:	BKW
Status:	Projektidee
geplante IBS:	2010
Begründung:	Beseitigung der bestehenden Netzengpässe und Netzanschluss (Abtransport)
Technische Informationen:	
Bauart:	Neue Beseilung der 220 kV Leitungen und/oder neue 380 kV Leitung
Material:	Noch nicht bestimmt
Länge:	Peccia – Ulrichen : Robiei – Ulrichen : Handeck – Ulrichen :

Anhang A

Begründungen Verbundnetzausbau (Projektauslöser)

Aus-/Umbaugründe	
Projektauslöser	Erläuterungen
<ul style="list-style-type: none"> • Netzengpass 	<ul style="list-style-type: none"> - Behebung von bestehenden Netzengpässen - Entlastung von kritischen Netzelementen
<ul style="list-style-type: none"> • (n-1)-Sicherheit 	<ul style="list-style-type: none"> - Redundante Versorgung sicherstellen - Leitungsfreischaltung für Instandhaltung und Komponentenersatz - Netzbetrieb/Versorgung bei Störungen sicherstellen
<ul style="list-style-type: none"> • Versorgung 	<ul style="list-style-type: none"> - Anpassung an stetig zunehmenden Energieverbrauch, resp. an die daraus resultierende Netzlast - keine Überlastung im Normalbetrieb, wie auch Störfall - Sicherstellung der Versorgung durch Entlastung und gezielte Ergänzung des 220-kV-Netzes - Spannungsprobleme / Verbesserung Blindleistungshaushalt
<ul style="list-style-type: none"> • Netzanschluss (Abtransport) 	<ul style="list-style-type: none"> - Neubau Kraftwerk - Ausbau, Leistungserhöhung Kraftwerk - Verbesserung Netzanschluss Kraftwerk
<ul style="list-style-type: none"> • Trasseebereinigung 	<ul style="list-style-type: none"> - Bereinigung und, wo möglich, Zusammenlegung von Leitungstrasse, sowie Ersatz von teilweise über 50-jährigen Leitungen
<ul style="list-style-type: none"> • Europäischer Verbund 	<ul style="list-style-type: none"> - Verbindung europäischer Verbraucher- und Produktionszentren

Anhang B

Zuordnung der Begründungen auf Projekte

Region	Projekt Nr.	geplante IBS (Inbetriebsetzung)	Kriterienkatalog 1 (Etrans/ÜLW)	Versorgung	Netzanschluss (Abtransport)	Netzengpass	n-1-Sicherheit	Europ. Verbund	Trasseebereinigung
West-schweiz	4	2006 2007	Bickigen-Flumenthal	1			1		
	6	2010	Foretaille-Verbois	1		1	1		
	7	2008	Wattenwil-Mühleberg	1			1		
	9	2009 2012	Transformierung Bickigen / Mühleberg	1			1		
	21	2016	Flumenthal-Froloo	1			1		
	29	2012	Mühleberg-Galmiz	1			1	1	
	30	2012	Galmiz -Method (Yverdon)	1		1		1	
	31	2014	Galmiz (Salvenach)-Schiffenen	1					1
	32	2015	Abzweig Schiffenen	1	1				
	33	2013	Method-Travers	1			1		1
	34	2015	Travers-Planchamps	1			1		
Wallis und Bern	35	2014	Planchamps-Cornaux	1			1		
	36	2012	Bassecourt-Mühleberg	1			1	1	
	3	2009	Bickigen-Chippis	1	1		1	1	
	5	2009	Chamoson-Chippis	1	1	1	1		1
	11	2012	Unterstation Ulrichen		1	1			
	14	2012	Chippis-Mörel	1		1	1		
	15	2011	Mörel-Fiesch-Ulrichen-Airolo		1	1			1
	16	2009	Chippis-Stalden		1				
	20	2014	Bätiaz-Vallorcine		1				
	37	2010	Riddes-Chamoson						1
	38	2010	Abzweig Chavalon		1	1			
Tessin	39	2010	Innertkirchen-Peccia-Robbiei-Ulrichen		1	1			
	18	2014	Airolo-Lavorgo				1	1	
	19	2014	Transformierung Airolo		1				
	22	2016-2020	Lavorgo-Morbegno (I)				1	1	

Region	Projekt Nr.	geplante IBS (Inbetriebsetzung)	Kriterienkatalog 1 (Etrans/üLW)	Versorgung	Netzan schluss (Abtransport)	Netz engpass	n-1-Sicherheit	Europ. Verbund	Trasseebereini gung
Ost- und Zentral schweiz	1	2015	Auwiesen-Fällanden	1					
	2	2006 2007	Beznau-Obfelden-Mettlen	1		1			
	10	2015	Breite-Tavanasa		1				
	12	2009	Siebnen (Feldhof) - Grynau	1			1		
	13	2006	Bonaduz-Winkeln			1			
	17	2014	Mettlen-Airolo				1	1	
	23	2015	Unterstation Waldegg	1					
	24	2015	Obfelden-Waldegg	1					
	25	2015	Samstagern-Thalwil-Waldegg	1					
	26	2010?	Obfelden-Thalwil	1			1		
	27	2010-2012	Unterstation Rüthi			1	1		
Unter- engadin	8	2009	Pradella-La Punt / T-Ova Spin		1			1	
	28	2008	Transformierung Ova Spin		1				
			Auswertung		Netzan schluss (Abtransport)	Netz engpass	n-1-Sicherheit	Europ. Verbund	Trasseebereini gung
			39 Projekte	Versorgung 23	14	11	18	8	5