



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Produktion

06. Februar 2014

Vertiefungsstudie zur Strategie Stromnetze im Hinblick auf die Erarbeitung einer Vernehmlassungsvorlage

Schlussbericht

Begleitgruppe:

BFE Martin Michel
 Florian Kämpfer
 Wolfgang Elsenbast

Die Autoren danken den Mitgliedern der Begleitgruppe für ihre Beiträge zum vorliegenden Bericht.

Erarbeitet durch

e-netz ag, Industriestrasse 21, CH-5200 Brugg
www.e-netzag.ch / +41 56 460 22 33

Fichtner Management Consulting AG Schweiz, Weberstrasse 10, CH-8004 Zürich
www.fmc.fichtner.ch / +41 43 243 41 80

Autoren

Thomas Ingold, e-netz ag, thomas.ingold@e-netzag.ch
Thomas Marti, e-netz ag, thomas.marti@e-netzag.ch
Charles N. Moser, FMC AG, charles.moser@fmc.fichtner.ch

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Inhaltsverzeichnis

I.	Zusammenfassung	4
1.	Einleitung	5
1.1.	Ausgangslage	5
1.2.	Zielsetzung	5
2.	Vorgehen und Methodik	5
3.	AP-1 Anwendung des Detailkonzeptes auf die unterschiedlichen Netzebenen	6
3.1.	Einleitung Leitlinien (LL)	6
3.2.	Netzebenenspezifische Anwendung der Leitlinien.....	8
3.3.	NOVA-Prinzip (Präzisierung zu LL 14).....	9
4.	AP-2 Ausgestaltung von technischen Netzplanungsgrundsätzen	15
4.1.	Ausgangslage	15
4.2.	Methode.....	15
4.3.	Netzebenenspezifische Abgrenzung der Planungsgrundsätze	15
5.	AP-3 Konkretisierung der Regionalisierung	25
5.1.	Beschreibung Grundprozess	25
5.2.	Erfassung Ist-Zustand: Datenbedarf	26
5.3.	Regionalisierung Zubauprognosen – Anwendung auf Schweizer Verhältnisse	26
5.4.	Alternative Methoden	31
6.	AP-4 Kriterien zur Prüfung der Mehrjahrespläne durch die <i>EICom</i>	32
6.1.	Ausgangslage – Überprüfung der Grundlagen (Schritt 1).....	32
6.2.	Kriterien für den Netzausbau (Schritt 2).....	32
6.3.	Umsetzung der Prüfung	36
7.	Schlussfolgerungen und Ausblick	38
	Anhang AP-1	39
	Anhang AP-2	44
	Abkürzungsverzeichnis	45
	Literatur und ausgewertete Grundlagen.....	46

I. Zusammenfassung

Mit dem ersten Arbeitspaket (AP-1) werden konkrete Empfehlungen aufgezeigt ob und wie die Leitlinien des Detailkonzepts Strategie Stromnetze auf die verschiedenen Netzebenen angewendet werden können. Es zeigt sich, dass immerhin 60% der vorliegenden Leitlinien neben der Übertragungsebene (NE1) auch für die Verteilnetze von Bedeutung sind und zur Anwendung gelangen sollten.

Weiter wird festgestellt, dass mit der postulierten erweiterten Anwendung der Leitlinien auf die Verteilnetze bei ungefähr 50% der betroffenen Leitlinien netzebenenspezifische Anpassungen nötig sind.

AP-2 beinhaltet eine Empfehlung, wie die Netzplanungsgrundsätze unter Berücksichtigung der schweizerischen Verhältnisse netzebenenspezifisch ausgestaltet werden könnten. Die aufgezeigten technischen Kriterien berücksichtigen die individuellen Gegebenheiten pro Netzebene und das reale Umfeld so weit als möglich. So wird u.a. die Umsetzbarkeit in der Praxis miteinbezogen – indem z.B. darauf hingewiesen wird, dass eine Stabilitätsanalyse im Bereich der Verteilnetze nur in beschränktem Mass gefordert werden sollte, da die zu diesem Zweck heute verfügbare Netzdatenlage (und das entsprechende Fachwissen) bei den VNB in vielen Fällen nicht ausreichend sein dürfte.

Mit AP-3 wird die Regionalisierungsmethode mit Hilfe des Strukturklasseansatzes der *dena* beschrieben, diskutiert und auf die Schweizer Verhältnisse adaptiert. Die Anpassung an die Verhältnisse in der Schweiz dürfte keine Probleme verursachen, einzig die Gewichtung der verwendeten Technologien ist unterschiedlich. Die Methode ist mit einem gewissen Aufwand verbunden, erscheint aber plausibel und wird belastbare Resultate produzieren. Vereinfachte Methoden weisen zu grosse Ungenauigkeiten auf und sind nicht zu empfehlen.

AP-4: Die Kriterien zur Überprüfung der Mehrjahrespläne folgt den drei Begriffen Problemanalyse, Wirksamkeit und Angemessenheit. Dieses Konzept ermöglicht eine gleichzeitig vertiefte wie auch umfassende Prüfung der Netzausbauplanung.

Die Umsetzung der Prüfung bietet die Schwierigkeit, dass Daten und Modelle der Netzbetreiber i.d.R. intern und proprietär sind, was eine Prüfung erschwert. Es ist eine unabdingbare Voraussetzung, dass die *EICom* über den nötigen Zugang zu internen Modellen und Daten verfügt um ihrer Verantwortung nachkommen zu können. Ebenso muss die *EICom* sicherstellen, dass sie entweder über genügend interne Ressourcen und Know-how zur Durchführung der Prüfung verfügt, oder unabhängige externe Partner hinzuziehen kann.

1. Einleitung

1.1. Ausgangslage

Mit der vom Schweizer Bundesrat veröffentlichten Energiestrategie 2050, nehmen die Stromnetze, als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch, eine Schlüsselposition ein. Angesichts des stagnierenden Ausbaus des schweizerischen Übertragungsnetzes und der Herausforderungen aufgrund der Integration dezentraler erneuerbarer Energien sind neue energiepolitische Rahmenbedingungen für die Weiterentwicklung der Stromnetze erforderlich.

Zu diesem Zweck soll die Strategie Stromnetze entsprechende Rahmenbedingungen schaffen, die u.a. einen neuen Netzplanungsprozess beinhalten, der gesetzlich verankert sein wird. Weiter soll den Netzbetreibern mit einem Szenariorahmen eine politisch abgestützte Grundlage für die Netzplanung gegeben werden. Das BFE hat dafür ein Detailkonzept erstellt, das u.a. 15 Leitlinien enthält, welche die für den Netzbetreiber verbindlichen Rahmenbedingungen beschreiben.

1.2. Zielsetzung

In dieser Vertiefungsstudie sollen offene Fragen bezüglich der späteren konkreten Umsetzung der Strategie Stromnetze im Hinblick auf die Erarbeitung der Vernehmlassungsvorlage geklärt werden. Die zu lösenden Fragestellungen unterteilen sich dabei in 5 Arbeitspakete wie folgt:

- AP-1: Anwendung des Detailkonzeptes auf die unterschiedlichen Netzebenen
- AP-2: Ausgestaltung von technischen Netzplanungsgrundsätzen
- AP-3: Konkretisierung der Regionalisierung
- AP-4: Kriterien zur Prüfung der Mehrjahrespläne durch die EICom
- AP-5: Darstellung des Gesamtprozesses der Netzplanung

Die Bearbeitung von AP-5 erfolgt losgelöst und ist nicht Teil dieses Berichts.

2. Vorgehen und Methodik

In einem ersten Treffen mit dem BFE wurden die vier Arbeitspakete einzeln betrachtet um die Ergebnisformen sowie –umfang festzulegen. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen wurden im Rahmen von Desktop-Recherchen und einzelnen Interviews externer Branchenvertretern die Fragen der einzelnen Arbeitspakete beantwortet und in einem zweiten Treffen dem BFE vorgestellt und besprochen. Abschliessend wurden die Ergebnisse ausgewertet, finalisiert und im vorliegenden Schlussbericht zusammengefasst.

3. AP-1 Anwendung des Detailkonzeptes auf die unterschiedlichen Netzebenen

3.1. Einleitung | Leitlinien (LL)

Abgeleitet von den Herausforderungen im Bereich der Stromnetze, den Zielkonflikten bei der Netzentwicklung und dem aufgezeigten Bedarf für Verbesserungen der Rahmenbedingungen des Netzaus- und -umbaus sind verbindliche Vorgaben zu den erforderlichen Funktionalitäten der Stromnetze rechtlich zu verankern. Die Leitlinien sind im Prozess der Netzentwicklung von den involvierten Akteuren zu berücksichtigen, wobei hierbei Unterschiede in der Anwendung der Leitlinien auf Übertragungsnetz- und Verteilnetzebene bestehen können. Die folgenden Leitlinien sollen rechtlich verankert werden¹:

1. Inländische Versorgung

Die Netzbetreiber stellen mit ihrer Planung sicher, dass die schweizerischen 50-Hz-Stromnetze die Versorgung der inländischen Endverbraucher jederzeit ausreichend und sicher gewährleisten. Weiter ist der Abtransport der in der Schweiz produzierten Elektrizität bedarfs- und zeitgerecht und unter Berücksichtigung der Verhältnismässigkeit sicherzustellen.

2. Internationale Anbindung

Die nationale Netzgesellschaft stellt sicher, dass das schweizerische Übertragungsnetz international ausreichend vernetzt ist, um die Versorgungs- und Systemsicherheit zu gewährleisten und den grenzüberschreitenden Stromhandel zu ermöglichen.

3. Electricity Highways (Supergrid)

Die nationale Netzgesellschaft stellt, mit Unterstützung durch den Bund, sicher, dass die Interessen der Schweiz in die konzeptionellen Überlegungen und Planung für die paneuropäischen Electricity Highways (Supergrid) eingebracht werden, um langfristig eine möglichst effiziente Anbindung an das europäische Verbundnetz zu gewährleisten.

4. Koordination der Akteure bei der Bedarfsermittlung

Die nationale Netzgesellschaft koordiniert die Planung des Übertragungsnetzes und die damit zusammenhängende Bedarfsermittlung mit der Planung der Verteilnetzbetreiber auf Netzebenen 2 und 3. Die Koordination erfolgt regional zwischen der nationalen Netzgesellschaft, den jeweils betroffenen Verteilnetzbetreibern und Kantonen, den SBB (insbesondere im Zusammenhang mit deren 132-kV-Übertragungsnetz) und den Produzenten.

5. Langfristige und überörtliche Koordination von Stromnetzen und Raum

Die Netzbetreiber sorgen bei ihrer langfristigen Planung der schweizerischen Stromnetze insbesondere für Vorhaben auf den Netzebenen 1 und 3 für eine frühzeitige Berücksichtigung der zu koordinierenden Interessen und initiieren die räumlichen Koordinationsprozesse zwischen Netzbetreibern, Bund, den Kantonen, den Kraftwerksbetreibern, angrenzenden ausländischen Übertragungsnetzbetreibern und wo zweckmässig mit den SBB.

6. Nationale Bedeutung der Stromnetze

Der Bundesrat kann elektrische Anlagen der Netzebenen 1 bis 3 und Anlagen der SBB bezeichnen, welche von nationaler Bedeutung sind und denen ein gleich- oder höherwertiges Interesse im Sinne von Art. 6 Abs. 2 NHG zukommt.

7. Interessenauslegung Projekte Übertragungsnetz (Netzebene 1)

Bei der Beurteilung von Korridorvarianten für Netzebene 1 erfolgt eine umfassende Interessenauslegung, welche die Auswirkungen auf Mensch, Raum und Umwelt, technische Aspekte sowie betriebs- und volkswirtschaftliche Überlegungen berücksichtigt. Die Interessenauslegung bildet die Grundlage für die Interessenabwägung, die schlussendlich für den Korridorentscheid durchgeführt werden muss.

¹ Details im Dokument „Strategie Stromnetze; Detailkonzept im Rahmen der Energiestrategie 2050; http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&dossier_id=05718

8. Verkabelung auf der Hochspannungsebene und darunter

50-Hz-Hochspannungsleitungen auf neuen Trassen und bei Ausbauten auch auf bestehenden Trassen der Netzebene 3 und den Netzebenen 5 und 7 sind sofern technisch möglich grundsätzlich als Erdkabel auszuführen, wenn die Gesamtkosten für Errichtung und Betrieb des Erdkabels die Gesamtkosten einer technisch gleichwertigen Freileitungsvariante nicht um einen bestimmten Faktor überschreiten. Die bewilligende Behörde kann auf Antrag Ausnahmen bewilligen, wenn öffentliche Interessen dies erfordern.

9. Spannungsebenenübergreifende Ausgleichsmassnahmen von Freileitungen

Als Ausgleich für die Erstellung von neuen Freileitungen auf der Netzebene 1 können – sofern technisch machbar – im betrachteten Teilraum Freileitungen auf niedrigeren Spannungsebenen mit der neuen Freileitung auf der Netzebene 1 zusammengelegt, verkabelt oder rückgebaut werden. Die Mehrkosten, die beim jeweiligen Verteilnetzbetreiber durch solche allfälligen Ausgleichsmassnahmen an bestehenden Freileitungen entstehen, werden von der nationalen Netzgesellschaft getragen und sind als Kosten im Übertragungsnetz anrechenbar.

10. Weitere anrechenbare Kosten von Netzprojekten

Die Kosten für Umweltmassnahmen (Wiederherstellungs- oder Ersatzmassnahmen) sowie Dienstbarkeiten im Zusammenhang mit der Realisierung von Netzprojekten gelten als Projektkosten und damit als anrechenbare Kosten im Sinne des StromVG.

11. Angewandte Forschung, Entwicklung und Demonstration im Netzbereich

Die 50-Hz-Netzbetreiber (Nationale Netzgesellschaft und Verteilnetzbetreiber) können Ausgaben für angewandte Forschung, Entwicklung und Demonstration (FE&D) in einer noch zu bestimmenden Höhe (bspw. einem gewissen Anteil der Einnahmen durch Netznutzungsentgelte) als anrechenbare Netzkosten geltend machen. Die Netzbetreiber müssen den Nachweis erbringen, dass sich die entsprechenden Ausgaben auf anwendungsorientierte FE&D-Aktivitäten beziehen.

12. Mitwirkung, Information und Kommunikation

Bei der Planung der schweizerischen Stromnetze ist der Einbezug der Öffentlichkeit sowie eine umfassende Information und Kommunikation durch alle Akteure im Verfahren sicherzustellen. Die erforderlichen Prozesse und Anforderungen werden dokumentiert und transparent kommuniziert.

13. Geographische Gesamtsicht des Elektrizitätsnetzes der Schweiz

Die Netzbetreiber dokumentieren ihre elektrischen Anlagen in Form räumlicher Daten (Geodaten) und stellen diese dem BFE zur Verfügung. Das BFE führt diese Geodaten zu einer Gesamtsicht des Elektrizitätsnetzes der Schweiz zusammen und stellt sie zugangsberechtigten Personen zur Verfügung.

14. Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau

Die Netzbetreiber berücksichtigen beim bedarfsgerechten Netzausbau das sogenannte NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor –verstärkung, vor –ausbau).

15. Technische Netzplanungsgrundsätze

Technische Netzplanungsgrundsätze sind bei der Erstellung der Mehrjahrespläne durch die Netzbetreiber zu berücksichtigen und durch die Netzbetreiber zu veröffentlichen. Bei Bedarf kann die EICom einheitliche Netzplanungsgrundsätze festlegen.

3.2. Netzebenenspezifische Anwendung der Leitlinien

Als übergeordneter Rahmen zur Beurteilung der Fragestellung, ob für eine bestimmte Leitlinie eine netzebenenspezifische Unterscheidung notwendig ist werden nachfolgend drei **Netzebenenklassen** nach technischen Gesichtspunkten definiert:

- NE 1** Netzebene 1 | Übertragungsnetz
- NE (2) 3** Netzebene 3 | Hochspannungsnetz inkl. Transformation (NE2)²
- NE 4 - 7** Netzebene 5,7 | Mittel- und Niederspannungsnetz inkl. Transformation (NE4,6)²

Die gewählte Abgrenzung in drei Gruppen bietet sich mit Blick auf die betrieblichen Verhältnisse in der Praxis³ an. Nachstehende **Abbildung 1** zeigt die Zusammenfassung der gewonnenen Erkenntnisse. Gezeigt werden in der ersten Spalte die einzelnen Leitlinien. In den 3 nachfolgenden Spalten („Relevanz für“) wird aufgezeigt, ob die einzelne Leitlinie für die jeweilige Netzebenenklasse relevant ist oder nicht. Die letzte Spalte weist aus, ob die entsprechende Leitlinie für alle bezeichneten Netzebenen in der bestehenden Form gemäss 3.1 angewendet werden kann oder ob eine netzebenenspezifische Unterscheidung empfohlen wird.

	Relevanz für...			NE-spezifische Unterscheidung
LL 1	NE 1	NE (2) 3	NE 4 - 7	ja
LL 2	NE 1			nein
LL 3	NE 1			nein
LL 4	NE 1	NE (2) 3	NE 4 - 7	ja
LL 5	NE 1	NE (2) 3		ja
LL 6	NE 1	NE (2) 3		nein
LL 7	NE 1			nein
LL 8		NE (2) 3	NE 4 - 7	ja
LL 9	NE 1	NE (2) 3	NE 4 - 7	nein
LL 10	NE 1	NE (2) 3	NE 4 - 7	nein
LL 11	NE 1	NE (2) 3	NE 4 - 7	nein
LL 12	NE 1	NE (2) 3	NE 4 - 7	ja
LL 13	NE 1	NE (2) 3	NE 4 - 7	ja
LL 14	NE 1	NE (2) 3	NE 4 - 7	ja
LL 15	NE 1	NE (2) 3	NE 4 - 7	ja

Abbildung 1: Zusammenfassung Relevanz der Leitlinien pro Netzebene und Unterscheidungsbedarf

Im **Anhang AP-1** ist die detaillierte Auswertung pro Leitlinie angefügt, inkl. weiterführender Information zu den involvierten Akteuren. Beispielhaft wird die verwendete Systematik mit nachfolgender **Abbildung 2** für Leitlinie 1 mit zugehöriger Legende aufgezeigt:

² Anwendung Leitlinienspezifisch mit oder ohne Einbezug der jeweiligen Transformationsebenen (NE 2,4,6)

³ Die Art des Netzbetriebs, der Netzführung und die gängigen Einsatzkonzepte innerhalb der drei Gruppen sind jeweils vergleichbar

Leitlinie 1 – Inländische Versorgung

Relevanz für... NE 1 NE (2) 3 NE 4 - 7 primär involvierte Stellen SG, VNB, KWB

Netzebenen-spezifische Unterscheidung ja

Netzebenen-spezifische Anwendung NE 1 NE (2) 3 Primäres Kriterium: (n-1)-Sicherheit
NE 4 - 7 Primäre Kriterien: **Wahrung der Möglichkeit für Lastumlegungen, Einhaltung der Spannungsqualität, ausreichende Netzkapazitäten für Integration der DEA unter Wahrung der Verhältnismässigkeit**

Legende

Relevanz für... Bezeichnet die Netzebene(n), für welche die entsprechende Leitlinie anzuwenden ist
(NE1, NE(2)3, NE4-7)

Netzebenen-spezifische Unterscheidung (JA/NEIN) Gibt eine Antwort, ob die entsprechende Leitlinie für alle bezeichneten Netzebenen in der bestehenden Form angewendet werden kann oder nicht

Netzebenen-spezifische Anwendung (nein, NE1, NE(2)3, NE4-7) Bezeichnet die netzebenen-spezifische Anpassung, sofern vorhanden

Definition: Bildung von 3 Netzebenenklassen (gem. technischen Gesichtspunkten)

NE 1 Netzebene 1 | Übertragungsnetz
NE (2) 3 Netzebene 3 | Hochspannungsnetz inkl. Transformation (NE2)¹
NE 4 - 7 Netzebene 5,7 | Mittel- und Niederspannungsnetz inkl. Transformation (NE4,6)¹

1) Anwendung Leitlinienspezifisch mit oder ohne Einbezug der Transformationsebenen (NE 2,4,6)

Abbildung 2: Systematik zur detaillierten Auswertung der Leitlinien am Beispiel für LL-1

3.3. NOVA-Prinzip (Präzisierung zu LL 14)

Die Netzbetreiber berücksichtigen beim bedarfsgerechten Netzausbau das sogenannte NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor –verstärkung, vor –ausbau). Das NOVA-Prinzip besagt, dass eine Netzoptimierung grundsätzlich einer Verstärkung vorzuziehen ist, die wiederum Priorität vor dem Netzausbau hat. Ein Ausbau des Stromnetzes soll erst dann stattfinden, wenn absehbar ist, dass ein sicheres und leistungsfähiges Stromnetz mit den Massnahmen der Netzoptimierung und subsidiär der Netzverstärkung nicht gewährleistet werden kann.

Die Anwendung des NOVA-Prinzips ist mittlerweile gängige Praxis im Bereich des Übertragungsnetzes in der Schweiz und im europäischen Umfeld. Auch die Verteilnetzbetreiber (VNB) setzen im Rahmen von Investitionsentscheiden zu spezifischen Netzprojekten verstärkt auf das NOVA-Prinzip. Allerdings herrscht zurzeit noch keine Einigkeit darüber, welche exakten Kriterien zur Abgrenzung zwischen Optimierung, Verstärkung und Ausbau verwendet werden sollten.

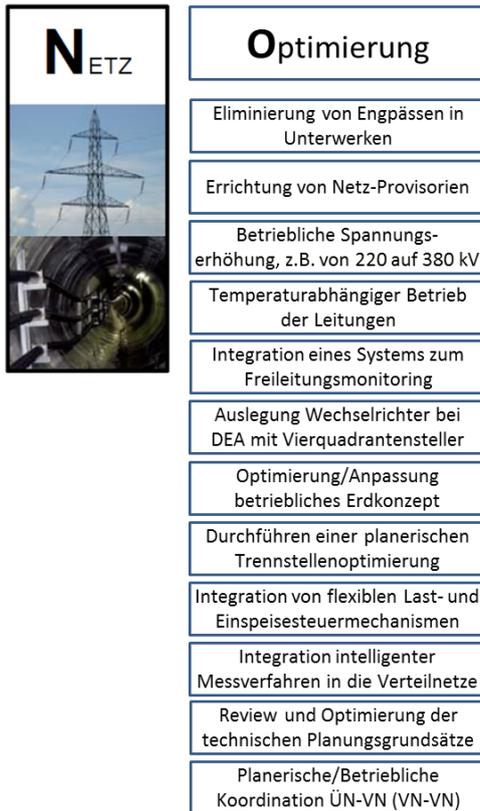
3.3.1. Einführung zur NOVA-Abgrenzung

Es wird nachfolgend eine möglichst transparente Abgrenzung nach wirtschaftlichen⁴ und raumplanerischen Kriterien vorgeschlagen, d.h. Massnahmen im Bereich Optimierung sollen

⁴ Andere Ansätze sind ebenfalls möglich; u.a. Kriterien, welche als Mass den Einfluss auf die notwendigen Genehmigungsverfahren verwenden. Diese sind aus unserer Sicht jedoch weniger transparent und damit schlechter messbar.

i.d.R. kostengünstiger sein als jene im Bereich Verstärkung, diese wiederum sind kostengünstiger als jene im Bereich Ausbau. Insbesondere die Abgrenzung zwischen Verstärkung und Ausbau berücksichtigt zusätzlich das Kriterium eines möglichst haushälterischen Umgangs mit Raum und Boden. Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass die Abgrenzung zum heutigen Zeitpunkt nicht scharf definiert ist; insofern entspricht die nachfolgende Klassierung unserem Vorschlag als Diskussionsgrundlage im weiteren Vernehmlassungsverfahren.

3.3.2. NOVA | Optimierung

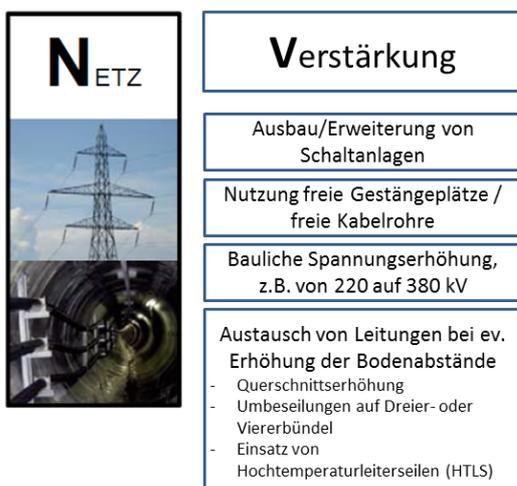


Massnahmen im Bereich der Optimierung sind meist mit keinen oder nur punktuellen baulichen Eingriffen ins bestehende Netz verbunden. Beispielhaft kann u.a. eine betriebliche Spannungserhöhung (z.B. von 220kV auf 380kV) auf bereits umisolierten Streckenzügen oder eine Überprüfung von unternehmensspezifischen Netzplanungsgrundsätzen genannt werden. Eine Aufhebung von bestehenden baulichen Provisorien (=Engpässen) bedingt zwar bauliche Aktivitäten, diese sind jedoch punktuell und zeitlich sowie örtlich begrenzt.

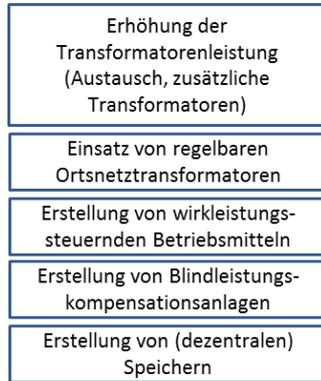
Nebenstehende **Abbildung 3** zeigt die Übersicht der verschiedenen Optimierungsmassnahmen auf.

Abbildung 3: NOVA-Optimierungsmassnahmen

3.3.3. NOVA | Verstärkung



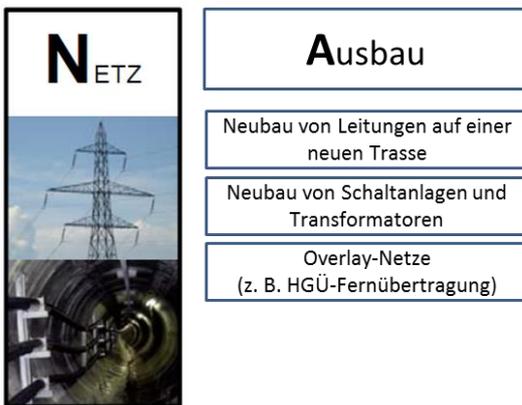
Sind die Massnahmen der Klasse Optimierung ausgeschöpft, werden die Verstärkungsmassnahmen in Erwägung gezogen. Diese zeichnen sich durch mittlere bis starke netzbauliche Eingriffe in die bestehende Netzstruktur aus, schliessen jedoch den Neubau von Trassen oder ganzen Schaltanlagen explizit aus. Nebenstehende **Abbildung 4** zeigt die Übersicht der Verstärkungsmassnahmen.



Es ist anzumerken, **dass die Kriterien teilweise in Konkurrenz zu einander stehen und ggf. nebeneinander zu prüfen sind**. Weiter ist es u.U. auch möglich, dass im Einzelfall die Einleitung von Verstärkungsmassnahmen bereits vor einer vollständigen Ausschöpfung aller Optimierungsmassnahmen sinnvoll sein kann.

Abbildung 4: NOVA-Verstärkungsmassnahmen

3.3.4. NOVA | Ausbau



Der Netzoptimierung und Netzverstärkung kann insbesondere die umweltrelevante Schutzgesetzgebung Grenzen setzen, indem nach einer Optimierung oder Verstärkung vorgeschriebene Grenzwerte nicht mehr eingehalten werden können (insbesondere bezüglich nichtionisierender Strahlung oder Lärm). Erst wenn die Netzoptimierung und subsidiär die Netzverstärkung nicht ausreichen, fällt ein Netzausbau und damit eine der folgenden Massnahmen in Betracht (**Abbildung 5**).

Abbildung 5: NOVA-Ausbaumassnahmen

Diese Massnahmen bedingen einen starken Eingriff in die bestehende Netzstruktur und resultieren i.d.R. auch in einem weiträumig veränderten Betriebsverhalten⁵ des elektrischen Systems.

Markt- und netzbetriebsbezogene Massnahmen wie Schalthandlungen (u.a. In- oder Ausserbetriebnahme von Leitungen oder Transformatoren, Änderung der Sammelschienenkonfiguration in Unterwerken, Änderung von Transformatorenstufen) oder Redispatch von Kraftwerken **werden aufgrund des kurzfristigen Charakters nicht berücksichtigt**, da sie nicht zu einer bedarfsgerechten Netzbemessung beitragen.

Nachfolgend wird mit **Abbildung 6** die Zusammenfassung der vorgeschlagenen Abgrenzung zwischen Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumassnahmen dargestellt.

⁵ U.a. weiträumig veränderte Lastflüsse, veränderte Kurzschlusslevels oder eine veränderte Systemverfügbarkeit

	Optimierung	Verstärkung	Ausbau
	Eliminierung von Engpässen in Unterwerken	Ausbau/Erweiterung von Schaltanlagen	Neubau von Leitungen auf einer neuen Trasse
	Errichtung von Netz-Provisorien	Nutzung freie Gestängeplätze / freie Kabelrohre	Neubau von Schaltanlagen und Transformatoren
	Betriebliche Spannungserhöhung, z.B. von 220 auf 380 kV	Bauliche Spannungserhöhung, z.B. von 220 auf 380 kV	Overlay-Netze (z. B. HGÜ-Fernübertragung)
	Temperaturabhängiger Betrieb der Leitungen	Austausch von Leitungen bei ev. Erhöhung der Bodenabstände - Querschnittserhöhung - Umbeseilungen auf Dreier- oder Viererbündel - Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS)	
	Integration eines Systems zum Freileitungsmonitoring		Erhöhung der Transformatorenleistung (Austausch, zusätzliche Transformatoren)
	Auslegung Wechselrichter bei DEA mit Vierquadrantensteller	Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren	
	Optimierung/Anpassung betriebliches Erdkonzept	Erstellung von wirkleistungssteuernden Betriebsmitteln	
	Durchführen einer planerischen Trennstellenoptimierung	Erstellung von Blindleistungskompensationsanlagen	
	Integration von flexiblen Last- und Einspeisesteuermechanismen	Erstellung von (dezentralen) Speichern	
	Integration intelligenter Messverfahren in die Verteilnetze		
Review und Optimierung der technischen Planungsgrundsätze			
Planerische/Betriebliche Koordination ÜN-VN (VN-VN)			

Abbildung 6: Das NOVA-Prinzip | Summary zur Abgrenzung der Kriterien

3.3.5. NOVA | Anwendung im Bereich der Verteilnetze

Nachfolgend soll aufgezeigt werden, wie das NOVA-Prinzip auf die Verteilnetze⁶ ausgeweitet werden könnte. Wie sich zeigen wird, sind nicht alle Kriterien unisono über die Netzebenen anwendbar: Gewisse Massnahmen gelten über alle Netzebenen, andere finden nur in den Verteil-, resp. nur in den Übertragungsnetzen Anwendung.

Grundsätzlich zeigt sich dabei aus unserer Sicht, dass eine solche Erweiterung Sinn macht und zwingend in die weitere Diskussion einfließen soll. Weiter wird deutlich, dass im Bereich der Verteilnetze wesentlich mehr Möglichkeiten im Bereich der Optimierungsmassnahmen zur Verfügung stehen; dies hängt u.a. damit zusammen, dass smart-Ansätze wie intelligente Messverfahren oder eine flexible Last- oder Einspeisesteuerung eher im Bereich der Verteilnetze zur Anwendung kommen können.

Die gewonnenen Erkenntnisse sind in den nachfolgenden **Abbildung 7** zusammengefasst.

⁶ Die vereinfachte Abgrenzung in **zwei** Gruppen erfolgt gem. Vorgabe und mit Blick auf die gängigen Netzplanungsgrundsätze (⇒ AP-2). Eine gemeinsame Betrachtung der Netzebenen NE1 – 3 scheint zulässig, da mehrheitlich dieselben auslegungsrelevanten Planungskriterien zur Anwendung kommen. Gleiches gilt für die Netzebenen der Mittel- und Niederspannung (NE4 bis NE7).

Optimierung	Relevanz für	
	NE 1-3	NE 4-7
Eliminierung von Engpässen in Unterwerken	JA	JA
Errichtung von Netz-Provisorien	JA	JA
Betriebliche Spannungserhöhung, z.B. von 220 auf 380 kV (auf dafür dimensionierten und zugelassenen Leitungen)	JA	JA
Temperaturabhängiger Betrieb der Leitungen, d.h. Zulassen einer erhöhten Übertragungsfähigkeit bei niedrigen Aussentemperaturen	JA	JA
Integration eines Systems zum Freileitungsmonitoring	JA	NEIN
Auslegung Wechselrichter bei DEA mit Spannungs-Blindleistungsregelung (Vierquadrantensteller)	NEIN	JA
Optimierung/Anpassung betriebliches Erdkonzept	NEIN	JA
Durchführen einer planerischen Trennstellenoptimierung (in Strahlen- und/oder offenen Ringnetzen)	NEIN	JA
Integration von flexiblen Last- und Einspeisesteuermechanismen (SMART-Ansätze)	NEIN	JA
Integration intelligenter Messverfahren in die Verteilnetze (Erhöhung Transparenz im Netzbetrieb und Planungssicherheit)	NEIN	JA
Review und Optimierung der (unternehmensspezifischen) technischen Planungsgrundsätze	JA	JA
Planerische/Betriebliche Koordination ÜN-VN (VN-VN) durchführen (Ebenenübergreifende Analyse zur Prüfung möglicher Optimierungsansätze)	JA	JA

Bemerkung:

Es wird deutlich, dass die Verteilnetze erweiterte Möglichkeiten für Optimierungsmassnahmen bieten. Dies hängt u.a. damit zusammen, dass smart-Ansätze wie intelligente Messverfahren oder eine flexible Last- oder Einspeisesteuerung eher im Bereich der Verteilnetze zur Anwendung kommen, weil die technologische Entwicklung zurzeit mehrheitlich in den tiefen Netzebenen, nahe beim Endkunden (NE 5-7) stattfindet.

Verstärkung	Relevanz für	
	NE 1-3	NE 4-7
Ausbau/Erweiterung von Schaltanlagen (Kurzschlussfestigkeit und Stromtragfähigkeit)	JA	JA
Nutzung von freien Gestängeplätzen / von freien Kabelrohren	JA	JA
Bauliche Spannungserhöhung, z.B. von 220 auf 380 kV (auf dafür NICHT dimensionierten und zugelassenen Leitungen)	JA	JA
Austausch von Leitungen bei eventueller Erhöhung der Bodenabstände (Kurzschlussfestigkeit und Leistungsgrösse) <ul style="list-style-type: none"> • Querschnittserhöhung • Umbeseilungen auf Dreier- oder Viererbündel • Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) 	JA	JA
	JA	JA
	JA	NEIN
	JA	NEIN
Erhöhung der Transformatorenleistung (Austausch, zusätzliche Transformatoren) mit oder ohne Längs- / Querregelung	JA	JA
Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren	NEIN	JA
Erstellung von wirkleistungssteuernden Betriebsmitteln (z.B. Querregeltransformatoren, FACTS)	JA	JA
Erstellung von Blindleistungskompensationsanlagen (i.e. Spulen, Kondensatoren, statische Blindleistungskompensatoren)	JA	JA
Erstellung von (dezentralen) Speichern zur zeitl. Entkopplung DEA-Erzeugung - Verbrauch (Einsatz unter netztechn. Gesichtspunkten)	JA	JA

Bemerkung:

Bei den Massnahmen der Klasse „Verstärkung“ sind die Unterschiede zwischen der Übertragungs- und den Verteilnetzebenen weniger ausgeprägt. Für die Verteilnetze bietet insbesondere die Möglichkeit eines Einsatzes von regelbaren Ortsnetztrafos interessante Möglichkeiten für effiziente Netzverstärkungsmassnahmen.

Ausbau	Relevanz für	
	NE 1-3	NE 4-7
Neubau von Leitungen auf einer neuen Trasse	JA	JA
Neubau von Schaltanlagen und Transformatoren	JA	JA
Overlay-Netze (z. B. HGÜ-Fernübertragung)	JA	NEIN

Bemerkung:

Die Massnahmen innerhalb der Klasse „Ausbau“ sind mit Ausnahme der HGÜ-Fernübertragung (NE1) identisch über alle Netzebenen.

Abbildung 7: Das NOVA-Prinzip | Relevanz pro NE-Gruppe (NE1-3 vs. NE4-7)

3.3.6. NOVA | Einbettung in den übergeordneten Planungsprozess

Die geltenden Rahmenbedingungen müssen vorausschauenden Netzbau ermöglichen. Es kann damit situativ effizienter sein, unmittelbar auszubauen oder zu verstärken (ohne Ausschöpfung *aller* Optimierungsmassnahmen) um den längerfristigen Ausbaubedarf angemessen zu berücksichtigen.

Eine losgelöste Anwendung des NOVA-Prinzips ohne Beachtung der übergeordneten (langfristigen) Netzausbauplanung führt ggf. zu einem zu einseitigen Blickwinkel auf den unmittelbaren Ausbaubedarf. Es kann somit sinnvoll sein, das Prinzip mit Blick auf einen längerfristigen Planungshorizont anzuwenden, um langfristig das effizienteste Massnahmenpaket zu identifizieren (Stichwort: Weitergehende Netzverstärkungen).

Diese Vorgehensweise entspricht auch der Vorgabe an den Netzbetreiber hinsichtlich Effizienz.

In der weiteren Konkretisierung der Rahmenbedingungen (auch seitens EICom) für Netzverstärkungen ist dies zu berücksichtigen.

4. AP-2 Ausgestaltung von technischen Netzplanungsgrundsätzen

4.1. Ausgangslage

Neben den Leitlinien (AP-1) und dem energiewirtschaftlichen Szenariorahmen müssen bei der Netzplanung technische Grundsätze berücksichtigt werden. Diese Planungsgrundsätze beschreiben die Rahmenbedingungen, den Untersuchungsgegenstand, die Untersuchungsmethodik, die netztechnischen Beurteilungskriterien und Massnahmen für den Netzplanungsprozess. Im Rahmen der Grundsatzanalysen der Netzausbauplanung ist zudem eine Auswahl von relevanten Netznutzungsfällen erforderlich, damit das Netz zur Gewährleistung der Netzsicherheit ausreichend bemessen und den Anforderungen nach einem sicheren und effizienten Netzbetrieb Rechnung getragen wird.

Im vorliegenden AP-2 wird untersucht, was und in welcher Form die technischen Planungsgrundsätze unter Berücksichtigung der schweizerischen Verhältnisse enthalten sollen. Parallel dazu wird eine Empfehlung erarbeitet, wie die Planungsgrundsätze spezifisch für die Übertragungs- und Verteilnetze formuliert werden können und auf welche Weise eine Abstimmung / Einbindung im internationalen Kontext erreicht werden kann.

4.2. Methode

Basierend auf einer ausgedehnten Desktop-Recherche wurden Netzplanungsgrundsätze, die im europäischen Kontext zur Anwendung kommen, miteinander verglichen, um spezifische „best practice“-Grundsätze für die Schweiz abzuleiten. Dabei flossen die gesammelten Erfahrungen des Projektteams aus ähnlich gelagerten Projekten ein. Die im Rahmen von AP-2 ausgewerteten Publikationen werden im Literaturverzeichnis detailliert ausgewiesen.

4.3. Netzebenenspezifische Abgrenzung der Planungsgrundsätze

Die Planungskriterien für Übertragungs- und Verteilnetze unterscheiden sich in einzelnen Bereichen stark. Dies ist aus systemtechnischer Sicht absolut plausibel, da sich die Übertragungs- und Verteilnetze auch in der Praxis strukturell und betrieblich stark unterscheiden. Daher wird in den Folgeabschnitten eine separate Empfehlung pro Netzebenenklasse (vgl. 3.2) für die Ausgestaltung der Planungskriterien abgeleitet.

4.3.1. Gliederung

Folgende Aspekte werden pro Netzebenenklasse unterschieden:

- **Rahmenbedingungen und Treiber:**
Weist die für den Netzausbau relevanten verantwortlichen Treiber pro Netzebene aus
- **Untersuchungsgegenstand und Methodik:**
Zeigt die relevanten Beurteilungsmethoden pro Netzebene auf
- **Auslegungsrelevante Netznutzungsfälle:**
Zur effizienten Beurteilung muss eine Auswahl an relevanten Netznutzungsfällen (Eckszenarien⁷) definiert werden
- **Netztechnische Beurteilungskriterien:**
Weist die relevanten technischen Beurteilungskriterien pro Netzebene aus

⁷ Die Definition der relevanten Netznutzungsfälle ist nicht eindeutig und erfolgt ggf. unternehmensspezifisch. Eine vertiefte Analyse und Harmonisierung (unter Einbezug der Verbände und ÜNB/VNB) wird empfohlen.

4.3.2. Planungsgrundsätze Netzebene 1

Im nachfolgenden Abschnitt werden die empfohlenen Planungsgrundsätze zur Netzebene 1 unter Berücksichtigung der Gliederung nach 4.3.1 aufgeführt.

A.) Rahmenbedingungen/Treiber

- KW-Ausbau (inkl. Pumpen)
- Länderübergreifender Transit
- Vertikale Aus (Ein)-speisung aus/in die NE1
- Schaltzustand
[in UW's mit mehrfach-Sammelschienen (SS): bei Kurzschlussrelevanz der SS-Konfiguration]

B.) Untersuchungsgegenstand und Methodik

- Lastfluss und Spannungsqualität im ungestörten Betrieb (n-0) und bei Ausfall (n-1)
- Kurzschluss (nach DIN EN 60909)
- Stabilität (transient und statisch)
- Verfügbarkeit der Anlagen

C.) Auslegungsrelevante Netznutzungsfälle (NNF)

i.) Prüfung anhand von 3 auslegungsrelevanten NNF⁸

- Horizontal hohe Flüsse: Szenarien «Export» und «Import»
 - Horizontal tiefe Flüsse: Szenario «Ausgeglichen»
- (Basis EU-Umfeld: Visionen 1 – 4 aus ENTSO-E | SO&AF)

Skalierungsfaktoren (NE1)			
Netznutzungsfall	Export	Import	Ausgeglichen
	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Länderübergreifender Transit CH	1	1	0.1
Bilanz CH	1	-1	0.1
Verbraucherlast CH	1	0.8	0.6
Einspeisung therm.	1	1	1
Einspeisung Hydro (konv.)	1	0.5	1
Einspeisung Hydro (pump.)	0	1	0
Einspeisung NEE (alle)	0.1	0.1	1

Abbildung 8: Übersicht auslegungsrelevante Szenarien NE1

Mit den drei ausgewiesenen NNF werden prinzipiell die auslegungsrelevanten Eckszenarien gebildet und untersucht. Dabei wird der Ansatz verfolgt, dass mit den drei Szenarien alle anderen betrieblichen Fälle mitabgedeckt sind. Die auslegungsbestimmenden Parameter in der NE1 sind die in **Abbildung 8** dargestellten Grössen wie Bilanz CH, Transit CH und die weiteren Zeileneinträge. Die Werte verstehen sich als per-unit Grössen⁹ [p.u.].

ii.) Stundenscharfe Prüfung (8'760h/a)

- Bedingt vorgängige stundenscharfe Marktsimulation
(Basis EU-Umfeld: Visionen 1 – 4 aus ENTSO-E | SO&AF)

⇒ Datenbasis Netz für **A.)** und **B.):** ENTSO-E-Datenmodell, im Bereich CH präzisiert

⁸ Zur Bemessung des ÜN werden in der Praxis (CH) zurzeit die genannten Netznutzungsfälle angesetzt (Quelle: Swissgrid). Ergänzend oder parallel dazu ist eine stundenscharfe Methode (8'760h/a) anwendbar; diese bedingt jedoch detaillierte vorgängige Marktsimulationen, was mit erheblichem Aufwand verbunden ist.

⁹ Das Per-Unit-System, abgekürzt p.u., stellt in der elektrischen Energietechnik eine Hilfsmasseinheit bezogen auf einen Bezugswert dar. Sie dient dazu elektrische Angaben als relativen und dimensionslosen p.u.-Wert auszudrücken und so leichter Vergleiche von relevanten Parametern zu ermöglichen.

D.) Netztechnische Beurteilungskriterien

- **(n-1)**
 - (i) Die Planung des schweizerischen Übertragungsnetzes erfolgt für planungs- und bemessungsrelevante Übertragungs- und Versorgungsaufgaben jederzeit unter Beachtung des (n-1)-Kriteriums, sofern dies nicht durch schwerwiegende Umstände verwehrt bleibt oder in Ausnahmefällen mit den betroffenen Netznutzern abweichende Vereinbarungen getroffen werden.
 - (ii) Die Erzeugungseinheiten sind bei der (n-1)-Analyse zu berücksichtigen.
 - (iii) Bei der Prüfung des (n-1)-Kriteriums werden die netztechnischen Redundanzen der unterlagerten Verteilnetze und die Verfügbarkeiten der Erzeugungseinheiten in diesen Netzen im Regelfall nicht berücksichtigt. Im Einzelfall (z.B. bei nicht eigensicheren Netzknoten) ist die unterlagerte NE3 bei der Analyse ggf. mit zu berücksichtigen (Bsp. ⇒ **Anhang AP-2**).
- **Thermische Belastungsgrenzen**

Die thermischen Belastungsgrenzen der Betriebsmittel müssen im Normal- und im (n-1)-Fall eingehalten werden. Abweichungen sind im Einzelfall zulässig (i.d.R. möglich bei bestimmten Transformatortypen).
- **Spannungsgrenzen**

Die planerischen Betriebsspannungen aller Netzknoten müssen sich im Normal- und im (n-1)-Fall jederzeit innerhalb der Toleranzgrenzen bewegen (Ansatz: $380 \text{ kV} < U < 420 \text{ kV}$).
- **Schutztechnisch bestimmte Grenzwerte** sind im Normalfall und zur Vermeidung erneuter Schutzanregungen im Fehlerfall (nach der Fehlerklärung) jederzeit einzuhalten.
- **Kurzschluss:**
 - (i) Die Auslegungswerte für den symmetrischen Anfangskurzschlusswechselstrom von Betriebsmitteln dürfen nicht überschritten werden.
 - (ii) Der mit einem Netzanschlusskunden vereinbarte Minimalwert der netzseitig anstehenden Kurzschlussleistung darf nicht unterschritten werden.
 - (iii) Die Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch regenerative Einspeisungen und die damit verbundene Absenkung der Kurzschlussleistung ist bei der Ermittlung der Minimalwerte zu berücksichtigen.
- **Stabilität**
 - (i) Transiente Stabilität: Kraftwerksnahe Kurzschlüsse (ausserhalb des elektrischen Maschinenschutzes) dürfen bei konzeptgemässer Schutzfunktion im gesamten Betriebsbereich des Generators nicht zur Instabilität oder zum Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz führen.
 - (ii) Statische Stabilität: Polrad- bzw. Netzpendelungen (WirkleistungsPendelungen) mit Eigenfrequenzen bis 1.5 Hz dürfen bei Erzeugungseinheiten weder zu einer Trennung vom Netz noch zu einer Leistungsabsenkung führen.
- **Spannungsqualität**

Die gängigen Richtlinien (u.a. VSE Dokument-Nr. 301-004, EN50160) sind bei der Netzausbauplanung zu berücksichtigen.
- **Schutzkonzept**

Es sind grundsätzlich zwei unabhängige Schutzeinrichtungen vorzusehen (Haupt- und Reserveschutz). Die Schutzeinrichtungen der NE1 dürfen nicht als Reserveschutzeinrichtungen für den Transformatorschutz (NE2) mitbenutzt werden.

- **Sternpunktbehandlung**
Das schweizerische Übertragungsnetz wird mit starr geerdetem Sternpunkt betrieben.
- **Nichtverfügbarkeit**
Gängige Zielwerte und Indizes¹⁰ sind einzuhalten und planerisch zu berücksichtigen (Quelle Referenzwerte: Z.B. Benchmarking im europäischen Umfeld).
Im Bereich der Höchstspannung (NE1) ist eine direkte Beurteilung nach üblichen Kenngrössen (SAIDI, SAIFI, CAIDI) oft nicht sinnvoll, da Ausfälle einzelner Betriebsmittel aufgrund der systemeigenen Redundanzen meist nicht zu einem Ausfall von Kunden führt.

E.) Massnahmen zur Einhaltung der Beurteilungskriterien

- (i) Netzbezogene Massnahmen im unveränderten Netz durchführen.
- (ii) Nach Ausschöpfen von (i) kommen die planerischen Massnahmen gemäss NOVA-Prinzip zur Anwendung um die Einhaltung der Beurteilungskriterien unter Beachtung einer technisch und wirtschaftlich optimierten Rangfolge sicherzustellen.

F.) Technologie/Umsetzung

Neue Schlüsseltechnologien sind explizit in die Beurteilung mit einzubeziehen, u.a.

- HGÜ-Technologie
- FACTS-Technologie
- Hochtemperaturleiterseile (HTLS)
- Bündelleiter
- Schaltanlagen mit compact-switching Technologie

¹⁰ Verbreitet zur Anwendung gelangen folgende Quellen: VDN-Verfügbarkeitsstatistik oder Cigré-Kennzahlen (Cigré-Symposium, Paper 5-05)

4.3.3. Planungsgrundsätze Netzebene (2)/3

Nachfolgend werden die empfohlenen Planungsgrundsätze zur Netzebene (2)/3 unter Berücksichtigung der Gliederung nach 4.3.1 aufgeführt.

A.) Rahmenbedingungen/Treiber

- KW-Ausbau (inkl. Pumpen)
- Vertikale Aus (Ein)-speisung aus/in die NE3
- Zubau von Windenergieanlagen (WEA)
- Schaltzustand
[in UW's mit mehrfach-Sammelschienen (SS):
bei Kurzschlussrelevanz der SS-Konfiguration]

B.) Untersuchungsgegenstand und Methodik

- Lastfluss und Spannungsqualität im ungestörten Betrieb (n-0) und bei Ausfall (n-1)
- Kurzschluss (*nach DIN EN 60909*)
- Versorgungszuverlässigkeit
- Im Einzelfall: Stabilität (*transient und statisch*)

C.) Auslegungsrelevante Netznutzungsfälle¹¹

- Starklast: z.B. Wintertag (WT), ggf. Winternacht (WN)
- Schwachlast: z.B. Sommertag (ST)

Skalierungsfaktoren (NE3)			
Netznutzungsfall	A (WT) [p.u.]	B (WN) [p.u.]	C (ST) [p.u.]
Verbraucherlast VN	1	0.8	0.4
Einspeisung therm. (u.a. WKK)	1	1	1
Einspeisung Hydro (konv.)	1	0.8	1
Einspeisung Hydro (pump.)	0	1	0
Einspeisung NEE (alle)	0.1	0.1	1

Abbildung 9: Übersicht auslegungsrelevante Szenarien NE3

Mit den drei ausgewiesenen NNF A, B und C werden die auslegungsrelevanten Eckszenarien gebildet und berechnet. Dabei wird der Ansatz verfolgt, dass mit den drei Szenarien alle anderen betrieblichen Fälle mitabgedeckt sind. Die auslegungsbestimmenden Parameter in der NE3 sind nicht identisch zur NE1; es sind dies die in **Abbildung 9** dargestellten Größen, wie Verbraucherlast im Netzgebiet und die Einspeisungen pro Technologie. Die Werte verstehen sich wiederum als per-unit-Größen [p.u.].

¹¹ Die in der Abbildung gezeigte Parametrierung der Eckszenarien versteht sich als Vorschlag und basiert auf Erfahrungswerten der e-netz ag im Umfeld der CH-VNB.

D.) Netztechnische Beurteilungskriterien

- **(n-1)**
 - (i) Die Planung des überregionalen Verteilnetzes (Netzebene 3) erfolgt für planungs- und bemessungsrelevante Übertragungs- und Versorgungsaufgaben in der Regel unter Beachtung des (n-1)-Kriteriums, sofern dies nicht durch schwerwiegende Umstände verwehrt bleibt oder in Ausnahmefällen mit den betroffenen Netznutzern abweichende Vereinbarungen getroffen werden.
 - (ii) Bei der Prüfung des (n-1)-Kriteriums werden die netztechnischen Redundanzen der unterlagerten Verteilnetze und die Verfügbarkeiten der Erzeugungseinheiten im Regelfall nicht berücksichtigt. Im Einzelfall können Ausnahmefälle geprüft werden.
 - (iii) Für den Fall einer NE3-Netzsituation mit hohem Kabelanteil ist die Notwendigkeit einer Anwendung des (n-2)-Kriteriums zu prüfen.
- **Thermische Belastungsgrenzen**

Die thermischen Belastungsgrenzen der Betriebsmittel müssen im Normal- und im (n-1)-Fall eingehalten werden. Abweichungen sind im Einzelfall zulässig (i.d.R. möglich bei bestimmten Transformatortypen).
- **Spannungsgrenzen**

Die planerischen Betriebsspannungen müssen sich im Normal- und im (n-1)-Fall jederzeit innerhalb der Toleranzgrenzen bewegen (Ansatz: $U_b \pm 5\%$).
- **Schutztechnisch bestimmte Grenzwerte** sind im Normalfall und zur Vermeidung erneuter Schutzanregungen im Fehlerfall (nach der Fehlerklärung) jederzeit einzuhalten.
- **Kurzschluss:**
 - (i) Die Auslegungswerte für den symmetrischen Anfangskurzschlusswechselstrom von Betriebsmitteln dürfen nicht überschritten werden.
 - (ii) Der mit einem Netzanschlusskunden vereinbarte Minimalwert der netzseitig anstehenden Kurzschlussleistung darf nicht unterschritten werden.
 - (iii) Die Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch regenerative Einspeisungen und die damit verbundene Absenkung der Kurzschlussleistung ist bei der Ermittlung der Minimalwerte zu berücksichtigen.
- **Stabilität¹²**
 - (i) Transiente Stabilität: Kraftwerksnahe Kurzschlüsse (ausserhalb des elektrischen Maschinenschutzes) dürfen bei konzeptgemässer Schutzfunktion im gesamten Betriebsbereich des Generators nicht zur Instabilität oder zum Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz führen.
 - (ii) Statische Stabilität: Polrad- bzw. Netzpendelungen (Wirkleistungspendelungen) dürfen bei Erzeugungseinheiten weder zu einer Trennung vom Netz noch zu einer Leistungsabsenkung führen.
- **Spannungsqualität**

Die gängigen Richtlinien (u.a. EN50160, VSE Dokument-Nr. 301-004) sind bei der Netzausbauplanung zu berücksichtigen.
- **Schutzkonzept**
 - (i) Es sind grundsätzlich zwei unabhängige Schutzeinrichtungen vorzusehen (Haupt- und Reserveschutz). Die Schutzeinrichtungen der NE3 dürfen nicht als Reserveschutzeinrichtungen für den Transformatorschutz (NE4) mitbenutzt werden.

¹² Situativ | Allf. Berechnungen werden i.d.R. begrenzt auf Teilnetze durchgeführt.

(ii) Der durch sich verändernde Planungs- und Ausbaugrundsätze erhöhte Kabelein-satz und die verstärkte Einbindung von DEA erfordert ggf. die Überprü-fung/Modifikationen der Schutzkonzepte.

- **Sternpunktbehandlung**
Die Bereitstellung einer adäquaten Sternpunkterdung ist jederzeit sicher zu stellen.
- **Nichtverfügbarkeit**
Gängige Zielwerte und Indizes¹³ für Endverbraucher sind einzuhalten und planerisch zu berücksichtigen.

E.) Massnahmen zur Einhaltung der Beurteilungskriterien

- (i) Netzbezogene Massnahmen im unveränderten Netz durchführen.
- (ii) Nach Ausschöpfen von (i) kommen die planerischen Massnahmen gemäss NOVA-Prinzip zur Anwendung um die Einhaltung der Beurteilungskriterien unter Beachtung einer technisch und wirtschaftlich optimierten Rangfolge sicherzustellen.

F.) Technologie/Umsetzung

Neue Schlüsseltechnologien sind explizit in die Beurteilung mit einzubeziehen, u.a.

- Verkabelung NE3
- FACTS-Technologie
- Hochtemperaturleiterseile (HTLS)
- Bündelleiter
- intelligentes Management von Lasten u. ggf. weitere Smart-Grid-Ansätze
- dezentrale Speicherung (u.a. CAES¹⁴), Batterien, u.a.

¹³ Verbreitet zur Anwendung gelangen folgende Quellen: VDN-Verfügbarkeitsstatistik, Cigré-Kennzahlen (Cigré-Symposium, Paper 5-05) oder für CH Referenzwerte der Kommission Versorgungsverfügbarkeit des VSE.

¹⁴ CAES: Compressed Air Energy Storage, Druckluftspeicher

4.3.4. Planungsgrundsätze Netzebene 4-7

Im vorliegenden Abschnitt werden die empfohlenen Planungsgrundsätze zur Netzebene 4-7 unter Berücksichtigung der Gliederung nach 4.3.1 aufgeführt.

A.) Rahmenbedingungen/Treiber

- Zubau von Windenergieanlagen (WEA)
- Zubau von Photovoltaikanlagen (PVA)
- Vertikale Aus (Ein)-speisung aus/in die NE5/7
- Schaltzustand
[in UW's mit mehrfach-Sammelschienen (SS): bei Kurzschlussrelevanz der SS-Konfiguration]

B.) Untersuchungsgegenstand und Methodik

- Lastfluss und Spannungsqualität im ungestörten Betrieb (n-0) und im Umschaltfall (nach Störungen)
- Kurzschluss (nach DIN EN 60909)
- Versorgungsqualität¹⁵
- Im Einzelfall: Stabilität (transient und statisch)

C.) Auslegungsrelevante Netznutzungsfälle ¹⁶

- Starklastfall: Starklast und wenig Erneuerbare (Winterabend, Werktag, windstill)
- Rückspeisefall: Schwachlast und viel Erneuerbare (Sommer-Sonntag, viel Wind, Sonne)

Skalierungsfaktoren (NE4-7)		
Netznutzungsfall	A	B
	Starklast	Rückspeisung
	[p.u.]	[p.u.]
Verbraucherlast VN	1	0.15
Einspeisung therm. (u.a. WKK)	1	1
Einspeisung Hydro	0.6	1
Einspeisung Wind	0	1
Einspeisung PV	0	0.85
Einspeisung Biomasse	0.5	1
Einspeisung NEE (übrige)	0	1

Abbildung 10: Übersicht auslegungsrelevante Szenarien NE5/7

Mit den beiden ausgewiesenen NNF A und B werden wiederum die wichtigsten Eckszenarien gebildet und berechnet. Dabei wird der Ansatz verfolgt, dass mit den zwei Szenarien alle anderen betrieblichen Fälle ausreichend mitabgedeckt sind. Die auslegungsbestimmenden Parameter in der NE4-7 sind nicht identisch zur NE1 oder NE3; es sind dies die in **Abbildung 10** dargestellten Grössen wie Verbraucherlast im Netzgebiet und die punktuellen Einspeisungen pro Technologie. Die Werte verstehen sich wiederum als per-unit-Grössen [p.u.].

¹⁵ Kenngrössen sind: Unterbrechungshäufigkeit H_u (SAIFI), Unterberechnungsdauer T_u (CAIDI) und Nichtverfügbarkeit Q_u (SAIDI).

¹⁶ Die in der Abbildung gezeigte Parametrierung der Eckszenarien basiert auf Erfahrungswerten der e-netz ag im Umfeld der CH-VNB.

D.) Netztechnische Beurteilungskriterien

- **(n-1)**
 - (i) Die Planung der regionalen oder lokalen Verteilnetze (Netzebene 5 bzw. 7) berücksichtigt die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums nur auf spezifischen Wunsch und auf Kosten eines Netzanschlussnehmers.
 - (ii) Eine Planung ohne Einhaltung des (n-1)-Kriteriums bedingt eine ausreichende Bereitstellung von Netzkapazitäten für allf. Umschaltmassnahmen im Störfall (Lastverlagerung sicherstellen).
 - (iii) Abweichend vom (n-1)-Kriterium kann für die Ausbauplanung das Zollenkopfkriterium¹⁷ angewendet werden (Parameter s. DC – CH, Ausgabe 2011).

Thermische Belastungsgrenzen

Die thermischen Belastungsgrenzen der Betriebsmittel müssen im Normal- und im Störfall eingehalten werden. Abweichungen sind im Einzelfall zulässig (i.d.R. möglich bei bestimmten Transformatortypen).

Spannungsgrenzen

Die planerischen Betriebsspannungen müssen sich im Normal- und Umschaltfall jederzeit innerhalb der Toleranzgrenzen bewegen (Ansatz: $U_b \pm 10\%$; d.h. $\pm 4\%$ MS, $\pm 2\%$ NE6, $\pm 4\%$ NS).

- **Schutztechnisch bestimmte Grenzwerte** sind im Normalfall und zur Vermeidung erneuter Schutzanregungen im Fehlerfall (nach der Fehlerklärung) jederzeit einzuhalten.
- **Kurzschluss:**
 - (i) Die (vom VNB vorgegebenen) symmetrischen Auslegungswerte für den Anfangskurzschlusswechselstrom von Betriebsmitteln dürfen nicht überschritten werden.
 - (ii) Der mit einem Netzanschlusskunden vereinbarte Minimalwert der netzseitig anstehenden Kurzschlussleistung darf nicht unterschritten werden.
 - (iii) Die Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch regenerative Einspeisungen und die damit verbundene Absenkung der Kurzschlussleistung ist bei der Ermittlung der Minimalwerte zu berücksichtigen.
- **Stabilität¹⁸**
 - (i) Transiente Stabilität: Kraftwerksnahe Kurzschlüsse (ausserhalb des elektrischen Maschinenschutzes) dürfen bei konzeptgemässer Schutzfunktion im gesamten Betriebsbereich des Generators nicht zur Instabilität oder zum Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz führen.
 - (ii) Statische Stabilität: Polrad- bzw. Netzpendelungen (Wirkleistungspendelungen) dürfen bei Erzeugungseinheiten weder zu einer Trennung vom Netz noch zu einer Leistungsabsenkung führen.
 - (iii) Ggf. sind Abschaltvereinbarungen mit Verbrauchern u/o EEG-Erzeugern zu Sicherung der Netzstabilität zu prüfen (u.a. frequenzabhängige Netztrennung).
- **Spannungsqualität**
 - (i) Die gängigen Richtlinien (u.a. EN50160, VSE Dokument-Nr. 301-004) sind inner-

¹⁷ Gängige Praxis neben dem (n-1)-Kriterium: Das Zollenkopfkriterium verwendet die Ausfalleistung in Kombination mit Ausfalldauer und Ausfallhäufigkeit: Je kürzer und je seltener ein Ausfall ist, desto grösser ist die erlaubte Ausfalleistung, bzw. je länger und je häufiger ein Ausfall ist, desto kleiner ist die erlaubte Ausfalleistung. Das Zollenkopfkriterium regelt die maximale Leistung und die maximale Zeit pro Ausfall. Die Anzahl der Ausfälle wird nicht berücksichtigt. Es werden dabei nur die ungeplanten Ausfälle erfasst.

¹⁸ Situativ | Allf. Berechnungen werden begrenzt auf Teilnetze u/o Einzelstränge durchgeführt.

halb der Bauzonen einzuhalten. Für Netzanschlüsse ausserhalb der Bauzone wird die Netzqualität an der Grenzstelle vertraglich vereinbart.

(ii) Anschlussrichtlinie für DEA ist das 3%/2%-Spannungskriterium¹⁹.

- **Schutzkonzept**

(i) Die VNB und Netznutzer planen ihre Schutzsysteme nach den einschlägigen Vorschriften und Empfehlungen (u.a. des VSE). Der VNB legt dazu die Grundanforderungen an den Schutz bezüglich des Anschlusses von Anlagen an das Verteilnetz im Netzschutzkonzept fest.

(ii) Der durch sich verändernde Planungs- und Ausbaugrundsätze erhöhte Kabeleinsatz und die verstärkte Einbindung von DEA erfordert ggf. die Überprüfung/Modifikationen der Schutzkonzepte.

- **Sternpunktbehandlung**

Die Bereitstellung einer adäquaten Sternpunkterdung ist sicher zu stellen.

- **Nichtverfügbarkeit**

Gängige Zielwerte und Indizes²⁰ für Endverbraucher sind einzuhalten und planerisch zu berücksichtigen (häufige Basis CH: Referenzwerte der Kommission Versorgungsverfügbarkeit des VSE).

E.) Massnahmen zur Einhaltung der Beurteilungskriterien

- (i) Netzbezogene Massnahmen im unveränderten Netz durchführen.
- (ii) Nach Ausschöpfen von (i) kommen die planerischen Massnahmen gemäss NOVA-Prinzip zur Anwendung um die Einhaltung der Beurteilungskriterien unter Beachtung einer technisch und wirtschaftlich optimierten Rangfolge sicherzustellen.

F.) Technologie/Umsetzung

Neue Schlüsseltechnologien sind explizit in die Beurteilung mit einzubeziehen, u.a.

- Verkabelung NE5/7
- regelbare Ortsnetztransformatoren
- Blindleistungskompensationsanlagen, inkl. DEA-Wechselrichter in 4Q-Technologie
- intelligentes Management von Lasten u. ggf. weitere Smart-Grid-Ansätze
- dezentrale Speicherung (CAES, Batterien, u.a.)

¹⁹ Kriterium zur Überprüfung der Spannungsanhebung im Netz durch Integration von Erzeugungsanlagen: Die relative Spannungsanhebung, die durch die Gesamtheit der Erzeugungsanlagen in einem betrachteten Netz verursacht wird, darf an keinem Verknüpfungspunkt dieses Netzes die erwähnten Grenzwerte überschreiten.

²⁰ Verbreitet zur Anwendung gelangen folgende Quellen: VDN-Verfügbarkeitsstatistik, Cigré-Kennzahlen (Cigré-Symposium, Paper 5-05) oder für CH Referenzwerte der Kommission Versorgungsverfügbarkeit des VSE.

5. AP-3 Konkretisierung der Regionalisierung

5.1. Beschreibung Grundprozess



Abbildung 11: Grundprozess der Regionalisierung

Die Methode des Regionalisierungsprozesses wurde u.a. auf der Basis von vorliegenden Studien der *dena* erstellt, insbesondere wurde die *dena*-Verteilnetzstudie herangezogen. Der Prozess verfolgt einen *top-down*²¹ Ansatz, weil dies den Einbezug national definierter politischer Ziele erleichtert.

- Zunächst wird der Ist-Zustand erfasst um über eine konsistente und einheitliche Ausgangsbasis für die weiteren Schritte zu verfügen.
- Parallel dazu werden die überliegenden Zubauziele gemäss dem aktuell gültigen nationalen Szenariorahmen festgelegt. Damit wird sichergestellt, dass die Regionalisierung konsistent zu den nationalen Zielen ist.
- Anschliessend werden die nationalen Ziele regionalisiert, d.h. auf die lokale Ebene heruntergebrochen. Basierend auf einem übergreifenden Szenariorahmen werden die wichtigsten Treiber des Netzzubaus zunächst auf die regionale Ebene und anschliessend auf die lokale Ebene heruntergebrochen. Da verschiedene Treiber von unterschiedlichen Gegebenheiten abhängen müssen hier spezifische Ansätze verfolgt werden.
- Im letzten Schritt werden Ist-Zustand und Planung zusammengeführt. Dazu gehören die Bildung von regionalen Strukturklassen und die exemplarische Berechnung des Netzausbaubedarfs in repräsentativen Gemeinden, die für eine ganze Strukturklasse stehen. Abschliessend kann daraus der gesamte Netzausbaubedarf hochgerechnet werden. Gleichzeitig wird damit die Regionalisierung *bottom-up* überprüft.

Die einzelnen Teilschritte des Prozesses werden im Folgenden beschrieben.

²¹ Für ergänzende *bottom-up* Ansätze s. Kapitel 5.3.5

5.2. Erfassung Ist-Zustand: Datenbedarf

Der Ist-Zustand wird auf den Ebenen Erzeugung, Verbrauch und Geographische Daten erhoben. Der Datenbedarf und die dafür heranzuziehenden Quellen sind im der folgenden Übersicht dargestellt:

Datentyp	Datenbedarf	Datenquellen
Erzeugung	<ul style="list-style-type: none"> – Bestand an Erzeugungskapazitäten Hydro (inkl. Pumpspeicher), GuD, Kern – Bestand Erzeugungskapazitäten Wind, Photovoltaik, Biomasse, KWK, Kleinwasserkraft und Geothermie 	<ul style="list-style-type: none"> • Swissgrid, VNB, BFE (Elektrizitätsstatistik 201x) • Verzeichnis der KEV Anlagen (Swissgrid) • Verteilnetzbetreiber • Solarkataster
Verbrauch	<ul style="list-style-type: none"> – Last pro Netzebene 	<ul style="list-style-type: none"> • Swissgrid , Verteilnetzbetreiber
Geographische Daten	<ul style="list-style-type: none"> – Fläche der Gemeinden – Fläche Netzgebiete – Anzahl Einwohner pro Gemeinde 	<ul style="list-style-type: none"> • Statistik Schweiz • Verteilnetzbetreiber • Statistik Schweiz

5.3. Regionalisierung Zubauprogosen – Anwendung auf Schweizer Verhältnisse

Die Methode der *dena* schlägt das in Kapitel 5.1 angesprochene mehrstufige Verfahren vor. Dieses ist nachstehend schematisch beschrieben und auf Schweizer Verhältnisse adaptiert. Hauptunterschiede sind unterschiedliche Szenariorahmen (NEP vs. ES 2050) und die Anwendung in den Kantonen. Ggf. können in der Schweiz auch kleinere Kantone zu regionalen Betrachtungen zusammengefasst werden, was in Deutschland aufgrund der grösseren geographischen Verhältnisse nicht möglich sein dürfte. Ein weiterer Unterschied liegt zudem in den unterschiedlichen Technologien für den Ausbau. Dies wird in den nachstehenden Kapiteln erläutert.

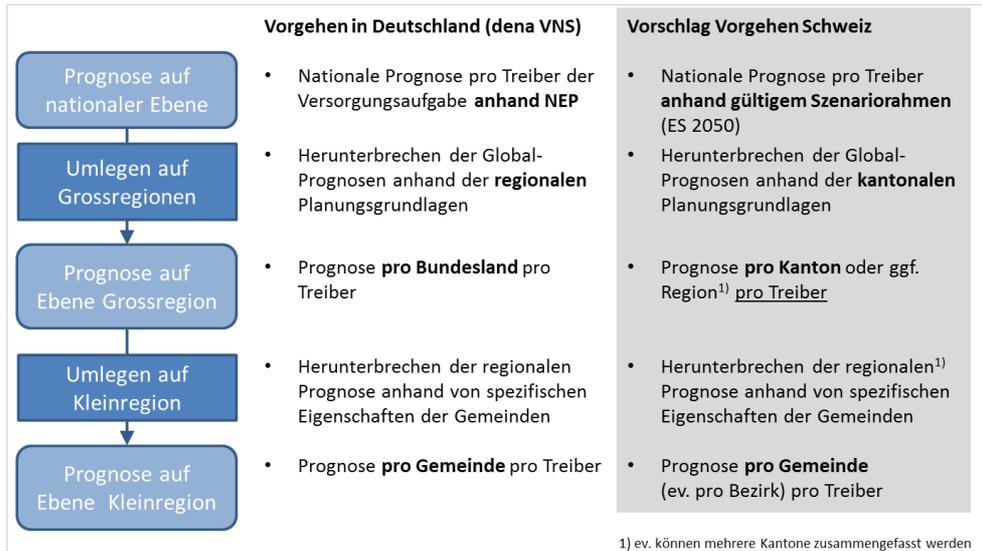


Abbildung 12: Herunterbrechen der Zubauprognosen von der nationalen auf die Gemeindeebene

5.3.1. Treiber der Versorgungsaufgabe

Dena verwendet für Deutschland als primäre Ausbautreiber die Technologien Photovoltaik und Wind, als sekundäre Treiber fungieren Biomasse und KWK-Anlagen. Die Schweiz ist diesbezüglich unterschiedlich zu behandeln, weil Windenergie hierzulande (und gem. ES 2050) auch in Zukunft nur zurückhaltend ausgebaut werden wird. Hingegen nehmen die Wasserkraft, die Geothermie und auch dezentrale Speichermöglichkeiten¹⁾ einen prominenteren Platz ein. Nachstehende **Abbildung 13** zeigt die Übersicht hierzu:

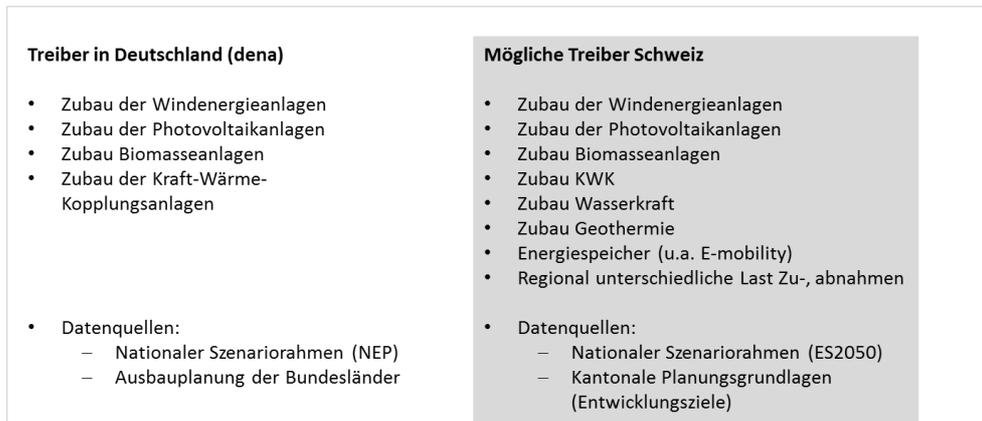


Abbildung 13: Vergleich der Treibergrößen in Deutschland und in der Schweiz

5.3.2. Verteilschlüssel zur Regionalisierung auf Kantonsebene

Analog zum Vorgehen in Deutschland müssen auch in der Schweiz die Ausbauplanungen anhand der politischen, wirtschaftlichen und geographischen Gegebenheiten vorgenommen werden. Im Unterschied zu Deutschland, das die geographisch relativ unspezifischen politischen Ziele der Bundesländer als Grundlage nimmt, müssen insbesondere bei der Windenergie die kantonal definierten Standorte berücksichtigt werden. Photovoltaik-Anlagen können in der Schweiz wie in Deutschland ähnlich behandelt werden, da sie insbesondere von den vorhandenen Dachflächen abhängen. Alle weiteren Technologien werden sowohl in Deutschland

wie in der Schweiz Gemeinde-spezifisch geplant, weil nicht davon ausgegangen wird, dass zurzeit übergreifende Planungen auf regionaler Ebene bestehen. Zudem sind grössere Anlagen (insb. Wasserkraft und Geothermie) Projekt-spezifisch zu betrachten.

Verteilschlüssel Deutschland (dena)	Mögliche kantonale Verteilschlüssel Schweiz
<ul style="list-style-type: none"> • Windenergieanlagen <ul style="list-style-type: none"> – Politische Ziele der Bundesländer • Photovoltaikanlagen <ul style="list-style-type: none"> – Politische Ziele der Bundesländer • Zubau Biomasseanlagen <ul style="list-style-type: none"> – {keine, gemeindespezifisch} • Zubau der KWK-Anlagen <ul style="list-style-type: none"> – {keine, gemeindespezifisch} 	<ul style="list-style-type: none"> • Windenergieanlagen <ul style="list-style-type: none"> – Kantonale Ausbauplanung/Windkataster • Photovoltaikanlagen <ul style="list-style-type: none"> – Kantonale Ausbauplanung • Zubau Biomasseanlagen <ul style="list-style-type: none"> – {keine, gemeindespezifisch} • Zubau der KWK-Anlagen <ul style="list-style-type: none"> – {keine, gemeindespezifisch} • Zubau der Wasserkraft- und Geothermieanlagen <ul style="list-style-type: none"> – {keine, gemeindespezifisch} • Energiespeicher <ul style="list-style-type: none"> – {keine, gemeindespezifisch}

Abbildung 14: Vergleich der Verteilschlüssel auf regionaler Ebene in Deutschland und in der Schweiz

5.3.3. Verteilschlüssel zur Regionalisierung auf Gemeindeebene

Auf Gemeindeebene muss pro Technologie der wichtigste Treiber für den Zubau identifiziert werden. Dieser kann für Deutschland und die Schweiz unterschiedlich sein, wie im vorherigen Kapitel bereits erläutert wurde. Während vor allem stark dezentral zuzubauende Technologien von den verfügbaren Ressourcen (Flächen, Einwohner) und der geografischen Lage (Nebel, Schatten, durchschnittliches Windaufkommen) abhängen, müssen andere Technologien projektspezifisch betrachtet werden (**Abbildung 15**).

Verteilschlüssel Deutschland (dena)	Mögliche Verteilschlüssel Schweiz (Gemeindeebene)
<ul style="list-style-type: none"> • Windenergieanlagen <ul style="list-style-type: none"> – Verfügbare Landwirtschaftsfläche der Gemeinde • Photovoltaikanlagen <ul style="list-style-type: none"> – Gebäude- und Freiflächen der Gemeinde – Einwohnerdichte der Gemeinde • Zubau Biomasseanlagen <ul style="list-style-type: none"> – Land- und Forstwirtschaftliche Flächen • Zubau der KWK-Anlagen <ul style="list-style-type: none"> – Einwohnerzahl der Gemeinde 	<ul style="list-style-type: none"> • Windenergieanlagen <ul style="list-style-type: none"> – Genauer Standort – Zuordnung zu Netzebene und -knoten • Photovoltaikanlagen <ul style="list-style-type: none"> – Gebäude- und Bauzonenflächen der Gemeinde – Einwohnerdichte der Gemeinde • Zubau Biomasseanlagen <ul style="list-style-type: none"> – Land- und Forstwirtschaftliche Flächen • Zubau der KWK-Anlagen <ul style="list-style-type: none"> – Einwohnerzahl der Gemeinde • Zubau der Wasserkraft- und Geothermieanlagen <ul style="list-style-type: none"> – Genauer Standort – Zuordnung zu Netzebene und -knoten • Energiespeicher <ul style="list-style-type: none"> – Einwohnerzahl der Gemeinde

Abbildung 15: Vergleich der Verteilschlüssel auf Gemeindeebene in Deutschland und in der Schweiz

5.3.4. Zusammenfassung: Datenbedarf

Die folgende **Abbildung 16** zeigt noch einmal zusammenfassend den Datenbedarf zur Regionalisierung der Ausbauplanung in der Schweiz auf allen drei Ebenen:

	National	Regional	Gemeinde	
Grosskraftwerke	Spezifische Beschreibung pro Netzknoten			
Wind	Allgemeiner Szenariorahmen (z. B. Energiestrategie 2050)	Kantonale Ausbauplanung/ Windkataster	Genauer Standort Zuordnung zu Netzebene und - knoten	
Photovoltaik		Kantonale Ausbauplanung	Gebäude- und Bauzonenflächen der Gemeinde Einwohnerdichte der Gemeinde	
Biomasse		-	Land- und Forstwirtschaftliche Flächen	
KWK		-	Einwohnerzahl der Gemeinde	
Wasserkraft		-	Genauer Standort Zuordnung zu Netzebene und - knoten	
Geothermie		-	Genauer Standort Zuordnung zu Netzebene und - knoten	
Energiespeicher		-	Einwohnerzahl der Gemeinde	
Lasten		Spezifische Beschreibung pro Netzknoten		

Abbildung 16: Zusammenfassender Datenbedarf der Regionalisierung

5.3.5. Hochrechnung von Resultaten mittels Clusteranalyse

Dena verwendet in den erstellten Gutachten die Methode der Clusteranalyse zur Hochrechnung der jeweiligen Treibergrössen auf den gesamten Netzausbaubedarf. Das Ziel der Clusteranalyse ist die Strukturierung der Vielzahl der betrachteten Objekte, wobei jede Gemeinde ein Objekt ist. Für jede Gemeinde sind die quantitativen Eigenschaften bekannt, d.h. die Methode teilt jede Gemeinde in eine bestimmte Strukturklasse ein, die durch die Grössen Einwohnerdichte, Lastdichte der PV-Einspeisung pro Gemeinde und der Lastdichte der Windeinspeisung gegeben ist. Die Objekte werden auf dieser Basis so klassifiziert, dass innerhalb einer Klasse eine möglichst grosse Ähnlichkeit herrscht und sich die Klassen möglichst voneinander unterscheiden. Für jede Klasse kann ein Zentrum identifiziert werden, welches als repräsentativ für alle enthaltenen Gemeinden angenommen wird. Aus Gründen der Vergleichbarkeit werden alle Kennzahlen auf die Gemeindefläche bezogen, für jedes Merkmal wird deshalb ein Leistungsdichtewert berechnet. Dieser Leistungsdichtewert wird auf den landesweiten Durchschnittswert bezogen.

Jede Gemeinde kann somit einer Netzausbauklasse zugeordnet werden, aufgrund derer der gesamte Netzausbaubedarf hochgerechnet werden kann, ohne dass deshalb jedes einzelne Gemeindefeld detailliert analysiert werden muss. Als zusätzliche Basis dazu dienen die vorhandene Netzstruktur, der Netzausbauzustand und die bereits vorhandene Trafosummenleistung. Hinzugezogen müssen ebenfalls noch zusätzliche Lastanalysen, aktuelle und geplante Netzausbauvorhaben sowie die übergreifenden Langfristplanungen der *entso-e* (TYNDP und SO&AF). Zusätzlich dient die Hochrechnung als *bottom-up* Überprüfung der Regionalisierung.

Clusteranalyse

○ Strukturklassen nach EWD

Strukturklasse	EWD [EW/km ²]	Anzahl Gemeinden	Anteil an Gesamtzahl
A	0 bis 149	7.807	67,8 %
B	150 bis 299	2.045	17,8 %
C	300 bis 499	820	7,1 %
D	500 bis 999	580	5,0 %
E	größer 1000	264	2,3 %

○ Clusteranalyse je Strukturklasse
⇒ Netzgebietsklasse (NGK)

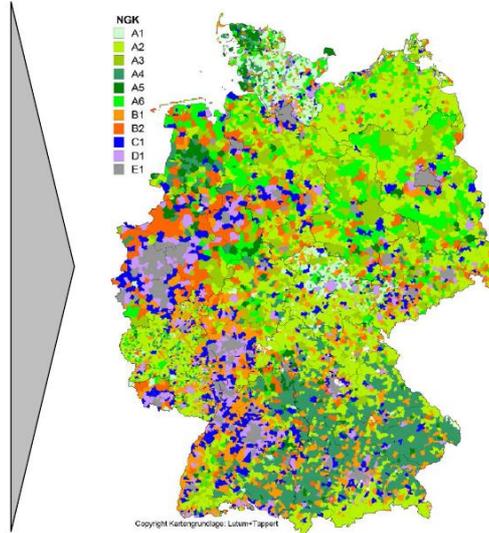
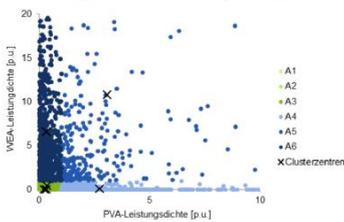


Abbildung 17: Schematische Darstellung der Clusteranalyse für Deutschland (Quelle: dena)

5.3.6. Umsetzung in der Schweiz

Zusammengefasst muss der Prozess der Umsetzung in der Schweiz dem in **Abbildung 18** dargestellten Prozess folgen: Aus dem energiewirtschaftlichen Szenariorahmen und der darauf folgenden Regionalisierung ergibt sich der Netzentwicklungsplan, der schliesslich in einer Mehrjahresplanung etappiert wird. Die Netzebene 1 ist von der Regionalisierung ausgenommen, da sie übergreifend geplant wird.

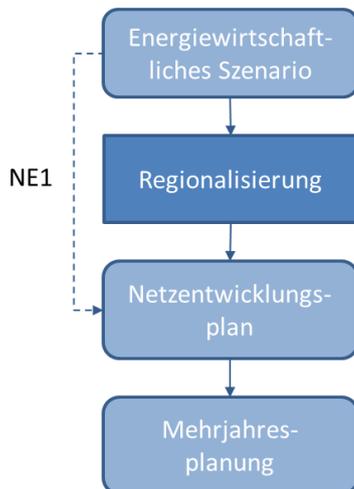


Abbildung 18: Grobes Schema der Umsetzung der koordinierten Netzplanung in der Schweiz

Bei der Umsetzung in der Schweiz soll die Leitlinie 4.4 der Strategie Stromnetze (Detailkonzept im Rahmen der ES 2050) zur Anwendung kommen. Diese besagt folgendes:

„Die nationale Netzgesellschaft koordiniert die Planung des Übertragungsnetzes und die damit zusammenhängende Bedarfsermittlung mit der Planung der Verteilnetzbetreiber auf (den) Netzebenen 2 und 3. Die Koordination erfolgt regional zwischen der nationalen Netzgesell-

schaft, den jeweils betroffenen Verteilnetzbetreibern und Kantonen, den SBB (...) und den Produzenten“.

In den zugehörigen Erläuterungen werden die Punkte weiter ausgeführt. Überliegendes Ziel ist eine schweizweit koordinierte Netzplanung. Die Rollen in diesem Prozess sind wie folgt ange-dacht:

- Der Bund ist nicht direkt in die Prozesse eingebunden, legt jedoch mit den Leitlinien und dem energiewirtschaftlichen Szenariorahmen die Rahmenbedingungen fest
- *Swissgrid* übernimmt als nationale Netzgesellschaft bei der regionalen Koordination die leitende Funktion. Auf Netzebene 1 ist wie oben erwähnt aufgrund der überliegen-den Planung keine Regionalisierung nötig
- Die Planungshoheit für die Netzebenen 2 und 3 bleibt bei den Verteilnetzbetreibern
- Die *EICom* wird durch *Swissgrid* regelmässig über den Stand der Koordination infor-miert

Die benötigten Daten werden wie erwähnt dezentral erhoben:

- Netzbetreiber und SBB stellen ihre Bedarfsprognosen zur Verfügung
- Kantone stellen Ihre kantonalen Energiestrategien, inkl. die voraussichtliche Entwick-lung von Erzeugungskapazitäten und die Gebietsausscheidung in der kantonalen Richtplanung zur Verfügung

Eine genaue Prozessbeschreibung inkl. Datenflüsse steht bislang noch aus. Sinnvollerweise sollte die Ausarbeitung derselben unter Einbezug der Koordinationsstelle, d.h. *Swissgrid* erfol-gen.

5.4. Alternative Methoden

Zusätzlich zum gezeigten Strukturklassenansatz können auch alternative Methoden verwen-det werden. Diese können jedoch u. E. bezüglich Qualität nicht mit der beschriebenen Metho-de verglichen werden, auch wenn der Aufwand bezüglich Datenbeschaffung und -verarbeitung wesentlich geringer ist.

Methode	Bewertung
<ul style="list-style-type: none"> • dena-Ansatz (⇨Vorschlag) 	<ul style="list-style-type: none"> • Ergibt ein regional differenziertes, realistisches Bild; Nachteilig sind der hohe analytische Aufwand und der hohe Datenbedarf
<ul style="list-style-type: none"> • Annahme Gleichverteilung 	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Unrealistisch</u>, ignoriert heutige Planung und stark unterschiedliche regionale Gegebenheiten in der Schweiz
<ul style="list-style-type: none"> • Skalierung des Ist-Zustandes (Fortschreiten bestehender Entwicklungen) 	<ul style="list-style-type: none"> • Einfach umsetzbar, langfristig müssen zwangsläufig resultierende Potenzialüberschreitungen bereinigt werden

6. AP-4 Kriterien zur Prüfung der Mehrjahrespläne durch die *EI-Com*

6.1. Ausgangslage – Überprüfung der Grundlagen (Schritt 1)

Die *EICom* wird in Zukunft die Ausbauplanung der Netzbetreiber auf einer einheitlichen Grundlage überprüfen. Im vorliegenden Kapitel werden die Kriterien dieser Überprüfung und der dahinterliegende Prozess beschrieben.

Bevor mit der eigentlichen Prüfung begonnen werden kann, müssen im Rahmen einer **Vorprüfung** die Grundlagen der Mehrjahrespläne²² überprüft werden. Die folgenden Punkte liegen dabei im Fokus und werden geprüft:

- Der Mehrjahresplan (MJP) basiert auf einem einheitlichen, gültigen Szenariorahmen
- Die geforderten zeitlichen Anforderungen an die Erstellung des MJP werden berücksichtigt (mittlere und lange Frist). Gemäss der Strategie Stromnetze der ES 2050 werden Mehrjahrespläne grundsätzlich für einen Zeithorizont von 10 Jahren erstellt und im Sinne einer rollenden Planung jährlich aktualisiert. Zudem müssen die Netzbetreiber angeben, welche Netzausbaumasnahmen mit hoher Priorität zu realisieren sind. Die nationale Netzgesellschaft muss zudem die Massnahmen ausweisen, die für einen längerfristigen Zeithorizont (z. B. 20 Jahre) geplant sind.
- Der MJP berücksichtigt den internationalen Kontext, insb. die Ergebnisse aus dem TYNDP und SO&AF, u.a.
 - Netzausbauprojekte
 - Prognose der Lasten²³
 - Prognose der Kraftwerksleistungen
 - Entwicklung der länderübergreifenden Transite und der Leistungsbilanz CH
- Die zur Durchführung der MJP verwendeten Modelle sind ausreichend dokumentiert und die Modellierung kann nachvollzogen werden
- Die gültigen Netzplanungsgrundsätze wurden berücksichtigt

6.2. Kriterien für den Netzausbau (Schritt 2)

Die Kriterien für den Netzausbau lassen sich entlang der Begriffe Problemanalyse, Wirksamkeit und Angemessenheit beschreiben. Der folgende Prozess folgt diesen Begriffen.

²² Definition gemäss Strategie Stromnetze; Detailkonzept im Rahmen der Energiestrategie 2050 vom 14. Juni 2013, Kapitel 5.3, 2. Abschnitt

²³ Leistung und Energie

Kriterium	Fragestellung	Prüfung
a. Problemanalyse¹⁾	Was ist die Problemlage?	Prüfung der umfassenden Situation und aufzeigen der erwarteten Probleme in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht
b. Wirksamkeit	Bringt die Massnahme (in der vorgeschlagenen Umsetzungsvariante) eine relevante Verbesserung der Situation?	Prüfung der vorgeschlagenen Massnahmen auf technische und wirtschaftliche Wirksamkeit im Netz
c. Angemessenheit	Ist die Massnahme angemessen (sowohl lokal als auch im übergeordneten Kontext)?	Prüfung der Angemessenheit basierend auf einer Kosten-Wirksamkeits-Analyse (inkl. NOVA-Prinzip) sowie Prüfung der Robustheit und möglicher Alternativen
d. Entscheid	Würdigung und Entscheid	go-Entscheid / Ablehnung

1) sollte i.d.R. integraler Teil der Antrag sein, ausser es geht nicht vom Netzbetreiber aus

Abbildung 19: Schematische Darstellung des Prüfungsprozesses

Der Prozess ist linear und enthält keine Iterationen, was ihn strukturell einfacher und schneller durchführbar macht. Alternativ wäre auch eine iterative Durchführung möglich, wobei nach der Detailprüfung die Ausbauplanung auf globaler Ebene noch einmal in Frage gestellt würde. Erfahrungen aus Deutschland zeigen allerdings,²⁴ dass ein solches Vorgehen leicht zu komplex und praktisch nicht handhabbar wird. Von hoher Bedeutung ist deshalb, dass mögliche Alternativen von Anfang an mit betrachtet und bewertet werden.

6.2.1. Problemanalyse

Die Problemanalyse beinhaltet die **Beschreibung der technischen und wirtschaftlichen Problemstellungen** des Netzausbaus, wobei die Abgrenzung der beiden Kategorien nicht immer eindeutig ist.

Technische Problemstellungen beinhalten²⁵

- Mangelnde (n-1)-Sicherheit
- Unzureichende Netzstabilität²⁶
- Verletzte Spannungsgrenzen
- Engpässe bei der Netzintegration erneuerbarer Energien
- Nicht eingehaltene Kurzschlussgrenzwerte
- Ungewollte physikalische Ringflüsse über das europäische Ausland

²⁴ Information BFE aus einem Treffen mit der BNetzA.

²⁵ Kriterien zur Einhaltung internationaler- und nationaler Normen, Regelwerke und Empfehlungen der ENTSO-E, IEC/EN, Cigré, VSE, u.a.

²⁶ Stabilität kennzeichnet die Fähigkeit der Netze, Generatoren und Motoren sowohl bei kleinen Störungen (u.a. Leistungsschwankungen), als auch bei grossen Störungen (u.a. Kurzschlüsse oder Ausfälle) synchron zu bleiben und die Spannungen innerhalb zulässiger Grenzen zu halten.

Wirtschaftliche Problemstellungen beinhalten

- Unverhältnismässigen Aufwand zur Behebung von Überlastungen (o.a. Problemsituationen) in untergelagerten Netzebenen
- Zu geringe grenzüberschreitende Transportkapazitäten

Die Problemanalyse liefert als Resultate den möglichen Verbesserungsbedarf aus Sicht Ist-Situation in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht für den Ausbauvorschlag und mögliche Alternativen.

6.2.2. Kriterium der Wirksamkeit

Zur Untersuchung der Wirksamkeit einer Massnahme werden u.a. die **technischen und wirtschaftlichen Beurteilungskriterien** (Netzplanungsgrundsätze) vor und nach der Netzausbauplanung, d. h. mit und ohne Massnahme betrachtet.

Ein Projekt kann technisch wirksam sein und kann sodann nachvollzogen werden, wenn

- mit dem Projekt das Netz (n-1)-sicher ist, ohne das Projekt jedoch nicht
- die Netzstabilität ausreichend gewährleistet ist, ohne das Projekt jedoch nicht
- mit dem Projekt keine Spannungsgrenzen verletzt sind, ohne jedoch schon
- mit dem Projekt die Netzintegration erneuerbarer Energien gewährleistet ist, ohne das Projekt jedoch nicht
- die Kurzschlussgrenzwerte eingehalten werden, ohne das Projekt jedoch nicht
- ungewollte Ringflüsse über das europäische Ausland vermieden werden, ohne das Projekt jedoch nicht

Ein Projekt kann wirtschaftlich wirksam sein und kann nachvollzogen werden, wenn

- mit dem Projekt unverhältnismässiger Aufwand zur Behebung von Überlastungen (o.a. Problemsituationen) in unterlagerten Netzebenen vermieden werden kann
- das Projekt zu einer gewollten Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten führt

Ggf. können hierbei mehrere Massnahmen kombiniert beurteilt werden (*clustering*²⁷).

6.2.3. Kriterium der Angemessenheit

Zur Untersuchung der Angemessenheit einer Massnahme sollte eine **Kosten-Wirksamkeits-Analyse** durchgeführt werden und dabei geprüft werden, ob die Massnahme im Einklang mit den relevanten Randbedingungen und ggf. Leitlinien festgelegt wurde.

- Zumindest **einfache Formen einer Wirtschaftlichkeitsanalyse** sind zwingend durchzuführen, um festzustellen, ob die beantragte Massnahme nicht ineffizient, mithin angemessen, ist. Eine **Kosten-Wirksamkeits-Analyse** stellt die technischen und wirtschaftlichen Wirksamkeiten in ein Verhältnis zu den zu erwartenden Kosten der Massnahme und ihrer Alternativen.

²⁷ U.a. bei Massnahmen auf demselben Korridor, oder bei Existenz eines identischen übergeordneten Ziels.

- Eine Kosten-Wirksamkeits-Betrachtung sollte durch eine abschliessende wirtschaftliche Bewertung ergänzt werden. In Deutschland wird hier bspw. im Rahmen der Prüfung der Erforderlichkeit ein Mindestauslastungskriterium verwendet (20% Auslastung). Andere Kriterien sind prinzipiell denkbar. Weitergehend ist insbesondere eine **Kosten-Nutzen-Analyse** von Interesse. Diese stellt dem zu erwartenden Nutzen die zu erwartenden Kosten gegenüber. In Ländern mit schon länger geöffneten Märkten und fortgeschrittener Netzregulierung wurden hierzu bereits detaillierte Konzepte ausgearbeitet (diese betreffen grosse Ausbauprojekte). Als Beispiele seien hierbei Norwegen, Neuseeland und Australien genannt. Ob und inwieweit sich ein etwaiges zukünftiges Konzept für die Schweiz an den Konzepten dieser Länder anlehnen sollte muss Teil von weiterführenden Studien sein. Auch die ENTSO-E empfiehlt eine solche Bewertung - in Ergänzung - zur Bewertung der Wirksamkeiten für bedeutsame grenzüberschreitende Projekte, da hier die Preise mithin auch die Renten von Konsumenten und Produzenten (inkl. Engpassrenten) beeinflusst werden.

Eine mögliche Randbedingung dabei ist das NOVA-Prinzip:

- Ein **Netzoptimierungsprojekt** (gem. NOVA-Abgrenzung) ist angemessen, wenn keine alternativen kostengünstigeren Massnahmen im Bestandesnetz (z.B. Umschaltungen, Kupplungen, Lastverlagerungen) zur Problemlösung ausreichend sind.
- Ein **Netzverstärkungsprojekt** (gem. NOVA-Abgrenzung) ist angemessen, wenn keine alternativen Optimierungsmassnahmen zur Problemlösung ausreichend sind.
- Ein **Netzausbauprojekt** (gem. NOVA-Abgrenzung) ist angemessen, wenn keine alternativen Netzverstärkungs- oder Optimierungsmassnahmen zur Problemlösung ausreichend sind.

Bei der Anwendung des NOVA-Prinzips sind die in Abschnitt 3.3.3 beschriebene Konkurrenzierung der Massnahmen und v.a. die in 3.3.6 beschriebene Einbettung in den übergeordneten Planungsprozess zu berücksichtigen (um zu verhindern, dass langfristig sinnvolle Massnahmen nicht ergriffen werden).

Weitere Randbedingungen sind im Folgenden aufgeführt:

- **Robustheit der Massnahme** für alle zu erwartenden Netznutzungsfälle. Dabei erfolgt eine Prüfung aller relevanten Netznutzungsfälle aus sämtlichen 8760 Stunden des untersuchten Planjahres sowie eine Prüfung aller Szenarien des gültigen Szenariorahmens.
- **Technologie:** Verwendet die Massnahme die aus technischer und wirtschaftlicher Sicht bestmöglichen Mittel? Hier erfolgt eine Prüfung alternativer technischer Konzepte, die ebenfalls zur Anwendung gelangen könnten, z. B. HGÜ-Technologie, Hochtemperatur-Leiteseile, Bündelleiter, intelligentes Management von Lasten, und dezentrale Speicherung.
- **Betrieb:** Hat die Massnahme negative Auswirkungen in anderen Netzbereichen zur Folge? Hier werden die Einflüsse der Massnahme auf die NE3 und die angrenzenden Netze untersucht.
- **Weitere Alternativen:** Gibt es günstigere Alternativen zur vorgeschlagenen Massnahme? Der Nachweis muss erbracht werden, dass der Einbezug der NE3, verstärkte Nutzung von *Redispatch*, geänderte lokale Anforderungen an die Leistungsvorhaltung oder weitere Massnahmen das Problem nicht günstiger lösen könnten.

Ggf. werden unter dem Kriterium der Angemessenheit weitere Leitlinien, u.a. LL 8 (Verkabelung) betrachtet. Dies muss jedoch im Einzelfall entschieden werden.

6.2.4. Entscheid

Die Massnahmen werden noch einmal anhand technischer und wirtschaftlicher Beurteilungskriterien übergreifend gewürdigt und anschliessend freigegeben (**go-Entscheid**).

Der Entscheid stellt den letzten Schritt in der Prozesskette dar. In der abschliessenden Würdigung wird noch einmal begründet, weshalb die zu beurteilende Massnahme genehmigt oder abgelehnt wird.

6.3. Umsetzung der Prüfung

Somit sind die Grundlagen für die Prüfung der Mehrjahrespläne gegeben und können zur Umsetzung gebracht werden. Dazu müssen noch einige Voraussetzungen erfüllt sein, wie die folgende Darstellung der Problematik zeigt:

Die Offenlegung der verwendeten Modelle und Datengrundlagen wird als Basis benötigt, wobei Netzdaten (inkl. Last- und Einspeisedaten) i.d.R. vertraulich und nicht öffentlich sind. Die VNB haben z.T. eigene Modelle entwickelt, um Vertraulichkeit und Konsistenz der eigenen Planungen sicherzustellen. Die Handhabung dieser Modelle ist ggf. nicht ohne Einweisung bzw. Schulung möglich.

Die ECom als verantwortlicher Akteur zur Prüfung benötigt zwingend einen Zugang zu den internen Modellen des Antragstellers oder zu ähnlichen Modellen. Dies kann in zwei Varianten erfolgen.

- Variante 1: Die Führung und Koordination der Berechnungen liegt bei der *ECom*, wobei der Prozess mit Unterstützung Dritter durchgeführt wird
- Variante 2a: Die *ECom* gibt Durchführung und Koordination an Dritte (externe Gutachter) ab
- Variante 2b: Die Swissgrid führt die Berechnungen durch

Das Vorgehen der Prüfung ist in beiden Fällen analog.

6.3.1. Lösungsansatz **Variante 1**: Die *ECom* führt den Prüfungsprozess selber durch, Dritte (externe Gutachter) werden nur aus Gründen der personellen Kapazitäten und zur Ergänzung von benötigtem Spezialistenwissen hinzugezogen.

Die ECom überprüft die Netzplanung mittels Netzberechnungen auf Basis netzknotenpunkt-scharfer Einspeise- und Lastdaten sowie Informationen zu Topologie, Impedanzen und Kapazitäten von Leitungen und Transformatoren.

Die Betrachtung der Teilaspekte erfolgt wie folgt:

- i. Prüfung der Einzelmassnahmen
- ii. Analyse der zugrunde liegenden übergeordneten Konzepte²⁸
- iii. Prüfung alternativer Lösungsansätze
- iv. Verifikation Gesamtkonzept

²⁸ Beinhaltet übergeordnete Ziele, z.B. für Zonen oder Leitungskorridore (*clustering*).

Als Voraussetzung gilt, dass die *EICom* bzw. die beauftragte Drittfirma über den Zugang zu einem geeigneten Modell sowie über Personal und entsprechendes Wissen für die Durchführung der Berechnungen verfügt.

6.3.2. Lösungsansatz Variante 2a: Die *EICom* gibt die Durchführung der Prüfung an Dritte (externe Gutachter) ab.

Bei diesem Vorgehen gibt die *EICom* auf Antrag netzknotenpunktscharfe Einspeise- und Lastdaten sowie Informationen zu Topologie, Impedanzen und Kapazitäten von Leitungen und Transformatoren an ausgewählte Dritte ab, die die Fachkunde zur Überprüfung der Netzplanung und ein berechtigtes Interesse gegenüber der Regulierungsbehörde nachweisen sowie die vertrauliche Behandlung der Informationen zusichern. Die Vergabe erfolgt in einem transparenten Auswahlverfahren nach klaren Kriterien, z. B. Preis, nachgewiesene Fachkompetenz, Referenzen, etc. Ebenso sind vertragliche Bedingungen festzulegen, welche die Ablösung des externen Dienstleisters bei ungenügender Vertragserfüllung (z. B. Prozesseinhaltung, Termineinhaltung) ermöglichen. In Frage kommen unabhängige Netzplanungsexperten oder Hochschulen.

Die Daten sind in einem standardisierten, elektronisch verarbeitbaren Format zur Verfügung zu stellen.

Die Drittpartei erstellt im Auftrag der *EICom* unabhängiges Gutachten auf Basis eigener Modelle und Netzberechnungen, wobei die Teilaspekte wie bei Variante 1 betrachtet werden, und gibt in der Folge eine Empfehlung an die *EICom* ab. *EICom* wird auf Basis der Empfehlung entscheiden, kann jedoch im Zweifel eine Zweitmeinung einholen.

6.3.3. Lösungsansatz Variante 2b: Die *Swissgrid* führt die Berechnungen durch.

Der Grundprozess folgt auch hier den zuvor beschriebenen Varianten. Es kommen jedoch zusätzliche Anforderungen hinzu, da *Swissgrid* als Netzbetreiber nicht neutral ist:

- *EICom* (bzw. ein hinzugezogener Dritter) muss die Details des verwendeten Modells kennen, um die Berechnungen von *Swissgrid* verifizieren zu können
- *EICom* muss Anpassungen an den vorgenommenen Berechnungen veranlassen können
- Für den Fall von Streitigkeiten muss ein Verfahren definiert werden, das zur Schlichtung eingesetzt wird (z. B. ein unabhängiger Dritter entscheidet, oder die *EICom* entscheidet).

7. Schlussfolgerungen und Ausblick

Mit der in AP-1 aufgezeigten Empfehlung zur Anpassung der Leitlinien des Detailkonzepts Strategie Stromnetze auf die verschiedenen Netzebenen liegt eine schlanke Grundlage für die anstehende Ausgestaltung der Vernehmlassungsvorlage vor. Die Tatsache, dass ca. 60% der aufgeführten Leitlinien auch für die Verteilnetze zur Anwendung gelangen sollten und die Erkenntnis, dass mit der postulierten erweiterten Anwendung bei ungefähr 50% der LL netzebenenspezifische Anpassungen nötig sind, gibt einen starken Hinweis, dass die vorgeschlagene Ausdehnung des Ansatzes auf die Verteilnetze sinnvoll und notwendig ist.

AP-2 beinhaltet die Empfehlung, wie die Netzplanungsgrundsätze unter Berücksichtigung der schweizerischen Verhältnisse netzebenenspezifisch ausgestaltet werden könnten. Die exakte technische Ausgestaltung ist dabei keineswegs eindeutig, sondern lässt diverse Ansätze zu. Die bisherig²⁹ geführte Konsultation mit den Akteuren hat gezeigt, dass ein einheitliches Verständnis dazu noch nicht existiert. Insbesondere bei den tiefen Netzebenen (NE5, 7) ist die unternehmensspezifische Vielfalt in Bezug auf die Ausgestaltung der Planungsgrundsätze in der Schweiz gross, was eine Vereinheitlichung erschweren (oder zumindest verlangsamen) wird. Es ist aus unserer Sicht dringend zu empfehlen, dass die Akteure (ÜNB, VNB, VSE, electrosuisse und ggf. weitere) im Rahmen von Arbeitsgruppen in den Prozess der spezifischen Ausgestaltung der Planungsgrundsätze pro Netzebene miteinbezogen werden. Die vorliegende Empfehlung soll dabei als Grundlage, resp. als Startpunkt verwendet werden.

In AP-3 wird aufgezeigt, dass sich die Regionalisierung des Netzausbaus mit Hilfe des Strukturklassenansatzes der *dena*, der für Deutschland entwickelt wurde, gemäss einer ersten Grobanalyse auf Schweizer Verhältnisse adaptieren lässt. Die Vorgehensweise kann dabei im Grundsatz übernommen werden, Differenzen ergeben sich bei einzelnen Technologien, deren Einsatz in der Schweiz unterschiedlich erfolgt. Die erforderlichen Daten dürften verfügbar sein. Wir empfehlen, im nächsten Schritt die Methode zumindest für eine Region der Schweiz praktisch durchzuführen, um die Anwendbarkeit zu verifizieren.

AP-4 beschreibt die Vorgehensweise der Prüfkriterien für Mehrjahrespläne der ÜNB/VNB durch die *EICom*. Diese folgt den Begriffen Problemanalyse, Wirksamkeit und Angemessenheit, welche eine umfassende Prüfung auf allen Ebenen zulassen. Ebenso werden drei Varianten zur praktischen Umsetzung der Prüfung beschrieben, wobei die *EICom* den Prozess entweder selbst führen oder dies an unabhängige externe Fachkräfte delegieren kann. Wir empfehlen, die Prüfungsunterlagen weiter zu detaillieren und anhand eines praktischen Beispiels zu überprüfen.

²⁹ BFE-seitig im Vorfeld zur Studie sowie im Rahmen der Studie

Anhang AP-1

1a. Leitlinien 1 - 15

Legende

Relevanz für... Bezeichnet die Netzebene(n), für welche die entsprechende Leitlinie anzuwenden ist
(NE1, NE(2)3, NE4-7)

Netzebenen-spezifische Unterscheidung (JA/NEIN) Gibt eine Antwort, ob die entsprechende Leitlinie für alle bezeichneten Netzebenen in der bestehenden Form angewendet werden kann oder nicht

Netzebenen-spezifische Anwendung (nein, NE1, NE(2)3, NE4-7) Bezeichnet die netzebenen-spezifische Anpassung, sofern vorhanden

Definition: Bildung von 3 Netzebenenklassen (gem. technischen Gesichtspunkten)

- NE 1** Netzebene 1 | Übertragungsnetz
- NE (2) 3** Netzebene 3 | Hochspannungsnetz inkl. Transformation (NE2)¹
- NE 4 - 7** Netzebene 5,7 | Mittel- und Niederspannungsnetz inkl. Transformation (NE4,6)¹

1) Anwendung Leitlinienspezifisch mit oder ohne Einbezug der Transformationsebenen (NE 2,4,6)

1a. Leitlinien 1 - 15

Leitlinie 1 – Inländische Versorgung

Relevanz für... primär involvierte Stellen

NE 1 **NE (2) 3** **NE 4 - 7** **SG, VNB, KWB**

Netzebenen-spezifische Unterscheidung

ja

Netzebenen-spezifische Anwendung

NE 1 **NE (2) 3** Primäres Kriterium: **(n-1)-Sicherheit**
NE 4 - 7 Primäre Kriterien: **Wahrung der Möglichkeit für Lastumlegungen, Einhaltung der Spannungsqualität, ausreichende Netzkapazitäten für Integration der DEA unter Wahrung der Verhältnismässigkeit**

Leitlinie 2 – Internationale Anbindung

Relevanz für... primär involvierte Stellen

NE 1 **ÜNB, EICom, ENTSO-E, ACER**

Netzebenen-spezifische Unterscheidung

nein

Netzebenen-spezifische Anwendung

nein

Legende

SG: Swissgrid (CH-ÜNE)
 DEA: Dezentrale Erzeugungsanlage
 ÜNE: Übertragungsnetzeigentümer (SG und weitere)
 KWB: Kraftwerksbetreiber
 ACER: Agency for the Cooperation of Energy Regulators
 ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity

1a. Leitlinien 1 - 15

Leitlinie 3 – Electricity Highways (Supergrid)

Relevanz für... primär involvierte Stellen
 NE 1 *SG, BFE, ElCom, ENTSO-E WG's, Cigré WG's, EU-Forschungsgremien (u.a. FP7)*

Netzebenen-spezifische Unterscheidung
 nein

Netzebenen-spezifische Anwendung
 nein

Leitlinie 4 – Koordination der Akteure bei der Bedarfsermittlung

Relevanz für... primär involvierte Stellen
 NE 1 NE (2) 3 NE 4 - 7 *SG¹⁾, spezifische VNB, KWB, SBB, Kantone, (ElCom, BFE)*

Netzebenen-spezifische Unterscheidung
 ja

Netzebenen-spezifische Anwendung
 NE 1 NE (2) 3 Abgleich NE1 ⇔ NE3 | lead bei ÜNB
 NE (2) 3 NE 4 - 7 Abgleich NE3 ⇔ NE 5-7 | lead bei NE3-VNB

1) Koord. NE1 – NE3: AG Regionale Koordination der Netzentwicklung

Legende
WG: Working Group

1a. Leitlinien 1 - 15

Leitlinie 5 – Langfristige/überörtliche Koordination von Stromnetzen und Raum

Relevanz für... primär involvierte Stellen
 NE 1 NE (2) 3 *SG, VNB, SBB, KWB, Kantone, Bund*

Netzebenen-spezifische Unterscheidung
 ja

Netzebenen-spezifische Anwendung
 NE 1 ⇒ Richtpläne der Kantone koordiniert mit dem Sachplan Energienetze (SEN)
 NE (2) 3 ⇒ Richtpläne der Kantone

Leitlinie 6 – Nationale Bedeutung der Stromnetze

Relevanz für... primär involvierte Stellen
 NE 1 NE (2) 3 *Bund (BR), ElCom, SG, VNB, SBB, KWB*

Netzebenen-spezifische Unterscheidung
 nein

Netzebenen-spezifische Anwendung
 nein

Legende
BR: Bundesrat

1a. Leitlinien 1 - 15

Leitlinie 7 – Interessenauslegung Projekte Übertragungsnetz

Relevanz für... primär involvierte Stellen

NE 1 SG + diverse | *Interessengruppen gem. Sachplanverfahren*

Netzebenen-spezifische Unterscheidung

nein

Netzebenen-spezifische Anwendung

nein

Leitlinie 8 – Verkabelung auf der Hochspannungsebene und darunter

Relevanz für... primär involvierte Stellen

NE (2) 3 NE 4 - 7 VNB, BFE

Netzebenen-spezifische Unterscheidung

ja

Netzebenen-spezifische Anwendung

NE (2) 3 Mehrkostenfaktor für NE3 {Bandbreite = 1 - 3 gem. Consentec-Studie im Auftrag des BFE}

NE 4 - 7 Mehrkostenfaktor >1 für NE5 (+7) nur bei felsigen/versiegelten Böden (Quelle: Consentec-Studie)

1a. Leitlinien 1 - 15

Leitlinie 9 – Spannungsebenen-übergreifende Ausgleichsmassnahmen von Freileitungen

Relevanz für... primär involvierte Stellen

NE 1 NE (2) 3 NE 4 - 7 SG, spezifische VNB, Kantone, Gemeinden, Interessengruppen

Netzebenen-spezifische Unterscheidung

nein

Netzebenen-spezifische Anwendung

nein

Leitlinie 10 – Weitere anrechenbare Kosten von Netzprojekte

Relevanz für... primär involvierte Stellen

NE 1 NE (2) 3 NE 4 - 7 SG, VNB, ElCom, Interessengruppen

Netzebenen-spezifische Unterscheidung

nein

Netzebenen-spezifische Anwendung

nein

1a. Leitlinien 1 - 15

Leitlinie 11 – Angewandte Forschung, Entwicklung und Demonstration im Netzbereich

Relevanz für...

NE 1 NE (2) 3 NE 4 - 7

primär involvierte Stellen

SG, VNB, FE&D-Partner, BFE, ElCom, Kantone, Bund

Netzebenen-spezifische Unterscheidung

nein

Netzebenen-spezifische Anwendung

nein

Leitlinie 12 – Mitwirkung, Information und Kommunikation

Relevanz für...

NE 1 NE (2) 3 NE 4 - 7

primär involvierte Stellen

alle relevanten Akteure (Fachleute, Behörden, u.a.)

Netzebenen-spezifische Unterscheidung

ja

Netzebenen-spezifische Anwendung

NE 1 NE (2) 3 NE 4 - 7
⇒ Gewichtung pro NE unterschiedlich, SEN und PGV nicht auf allen NE

Legende

FE&D: Forschung, Entwicklung und Demonstration

1a. Leitlinien 1 - 15

Leitlinie 13 – Geographische Gesamtsicht des Elektrizitätsnetzes der Schweiz

Relevanz für...

NE 1 NE (2) 3 NE 4 - 7

primär involvierte Stellen

SG, VNB, BFE

Netzebenen-spezifische Unterscheidung

ja

Netzebenen-spezifische Anwendung

NE 1 NE (2) 3 NE 4 - 7
Minimale Geodatenmodelle (MGDM) gem. GeoIG / GeoIV (voraussichtlich ab 2018 verfügbar)
ev. als «lightversion» (zu diskutieren)

Leitlinie 14 – Netzo~~ptimierung~~ vor Netz~~er~~stärkung vor Netz~~a~~usbau (NOVA-Prinzip)

Relevanz für...

NE 1 NE (2) 3 NE 4 - 7

primär involvierte Stellen

SG, VNB, BFE, ElCom

Netzebenen-spezifische Unterscheidung

ja

Netzebenen-spezifische Anwendung

NE 1 NE (2) 3 NE 4 - 7
⇒ AP-1b
⇒ AP-1b

1a. Leitlinien 1 - 15

Leitlinie 15 – Technische Netzplanungsgrundsätze

Relevanz für...

NE 1 **NE (2) 3** **NE 4 - 7**

primär involvierte Stellen

SG, VNB, ElCom

Netzebenen-spezifische Unterscheidung

ja

Netzebenen-spezifische Anwendung

NE 1 ⇒ AP-2

NE (2) 3 ⇒ AP-2

NE 4 - 7 ⇒ AP-2 (ohne Relevanz bzgl. Mehrjahrespläne)

Anhang AP-2

Integrierte Planung der Netzebenen 1 und 3
Anonymisiertes Beispiel 1

(n-0)-Normalbetrieb

Ausfallsituation (common-mode)

NE-1-Netzausschnitt
(Annahme: Strang ist stark transitbelastet!)

Ausfall NE-1 | Szenario 1
Unterlagertes NE3-Teilnetzgebiet ist unzulässig überbelastet (Transit) und **nicht** konform **betreibbar** bei NE1-Doppel-Leitungsausfall

Ausfall NE-1 | Szenario 2
Unterlagertes NE3-Teilnetzgebiet ist tolerierbar belastet (Transit) und konform **betreibbar** bei NE1-Doppel-Leitungsausfall

Beurteilung

- Einbezug der NE3 **notwendig**
- **Massnahmen NE1 oder NE3 notwendig** (NOVA-Ansatz!)

Beurteilung

- Einbezug der NE3 **notwendig**
- **Keine** Massnahmen NE1 oder NE3 nötig

Legende: → Lastflussrichtung
○ Unterstation
⚡ Leitung über gemeinsames Gestänge

Integrierte Planung der Netzebenen 1 und 3
Anonymisiertes Beispiel 2

(n-0)-Normalbetrieb

Ausfallsituation (common-mode)

NE-1-Netzausschnitt
2 Unterstationen, davon 1 nicht eigensicher (UW1)

Ausfall NE-1 | Szenario 1
Unterlagertes NE3-Teilnetzgebiet ist **nicht betreibbar** bei Ausfall von UW1

Ausfall NE-1 | Szenario 2
Unterlagertes NE3-Teilnetzgebiet ist **betreibbar** bei Ausfall von UW1

Beurteilung

- Einbezug der NE3 **notwendig**
- **Massnahmen NE1 oder NE3 notwendig** (NOVA-Ansatz!)

Beurteilung

- Einbezug der NE3 **notwendig**
- **Keine** Massnahmen NE1 oder NE3 nötig

Legende: ○ Unterstation
⚡ Leitung über gemeinsames Gestänge

Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AP	Arbeitspaket
BFE	Bundesamt für Energie
BR	Bundesrat
CAES	Compressed Air Energy Storage, Druckluftspeicher
Cigré	Conseil International des Grands Reseaux Électriques
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
GuD-Kraftwerk	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk oder Gaskombikraftwerk
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HTLS	Hochtemperaturleiterseile
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KS	Kurzschluss
KW	Kraftwerk
KWB	Kraftwerksbetreiber
LL	Leitlinie
MJP	Mehrjahresplan
MS	Mittelspannung
NE	Netzebene
NNF	Netznutzungsfall
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NS	Niederspannung
NTC	Net Transfer Capacity
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
SBB	Schweizerische Bundesbahnen
SG	Swissgrid
SO&AF	Scenario Outlook & Adequacy Forecast (ENTSO-E)
SS	Sammelschiene
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan (ENTSO-E)
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Unterwerk, Schaltstation
VNB	Verteilnetzbetreiber
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WG	Working Group

Literatur und ausgewertete Grundlagen

ACER	Framework Guidelines On Electricity Grid Connections
Amprion GmbH u. a.	Grundsätze für die Planung des Deutschen Übertragungsnetzes
bdew	Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz
BFE	Handbuch zum Bewertungsschema Übertragungsleitungen
BNetzA	Netzentwicklungsplan Strom 2013 (zweiter Entwurf)
BNetzA	Überprüfung des Netzentwicklungsplans, Referat Dr. Jochen Patt
Bundesrat	Strategie Stromnetze; Detailkonzept im Rahmen der Energiestrategie 2050
Cigré	div. Guidelines aus unterschiedlichen Study Committees / Working Groups
Consentec, 2013	Grundlagen für eine Berechnungsmethode zum Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie zur Festlegung eines Mehrkostenfaktors
dena	Anforderungen an einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen für die Netzplanung in der Schweiz
dena	Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025
dena	Verteilnetzstudie
Ecofys, 2013	Impacts of restricted transmission grid expansion in a 2030 perspective in Germany
EICom	Weisung 4/2012; Netzverstärkungen
EICom	Referat C. Schmid-Sutter: Die Aufgabe der EICom bei der Umsetzung der Energiestrategie 2050
EN 50160	Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
ENTSO-E	Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators
ENTSO-E	Network Code on Demand Connection
ENTSO-E	Network Code on Operational Planning and Scheduling
ENTSO-E	10-Year Network Development Plan 2012
ENTSO-E	Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SO&AF) 2012
ETH Diss. Klobasa	Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz
Oeding	Elektrische Kraftwerke und Netze
VDN, VSE, u.a.	D-A-CH-CZ Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen
VSE	Distribution Code Schweiz
VSE	NA/RR – CH, Ausgabe 2013
VSE	Transmission Code Schweiz
	Relevante Gesetzestexte CH und EU
	Eigene Erfahrungen aus CH-Projekten (NE 1 - 7)