

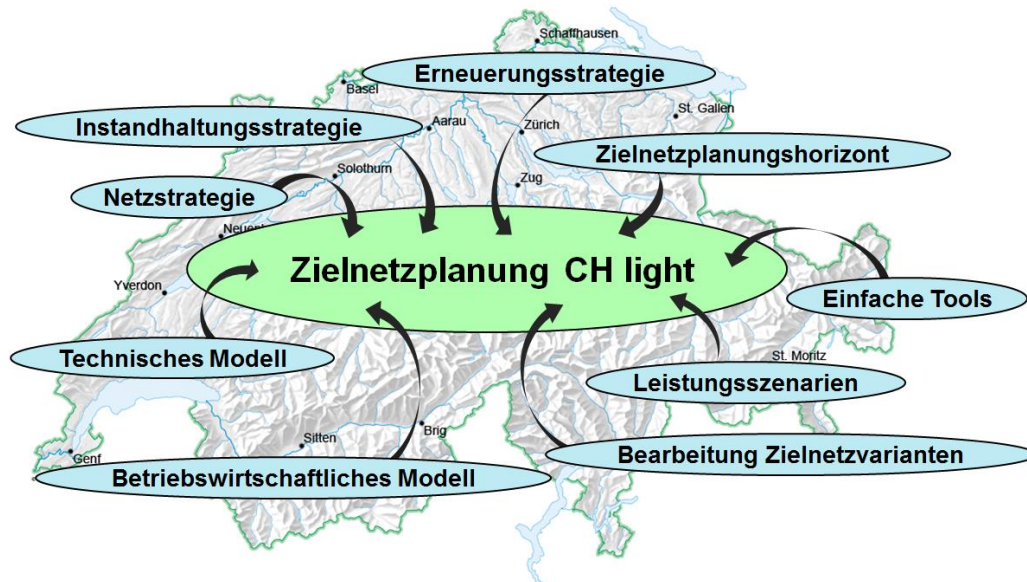


Berner
Fachhochschule



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE



Zielnetzplanung CH light

Schlussbericht

Autor: Stefan Schori
Co-Autoren: Michael Höckel, Karl Imhof, Andreas Gut, Michel Neuhaus
Auftraggeber: Bundesamt für Energie BFE
Projektpartner: AKonsult, Energie Thun AG, Energie Service Biel/Bienne, IB-Murten
Unterstützt durch: SCCER FURIES (Kommission für Technologie und Innovation KTI)
Version: 1.9
Ort: Nidau
Datum: 28.02.2017 (angepasst am 27.04.2022)

Berner Fachhochschule
BFH-Zentrum Energiespeicherung
Labor für Elektrizitätsnetze
Aarbergstrasse 5
CH-2560 Nidau

1 Abstract

Deutsche Version

Zielnetzplanung (ZNP) ist ein wichtiges Hilfsmittel für die kosteneffiziente Weiterentwicklung der Verteilnetze im Zeithorizont der Nutzungsdauer der Betriebsmittel. Insbesondere für die Integration von dezentralen, erneuerbaren Energien, Speichertechnologien und der Elektromobilität in Verteilnetzen wird die ZNP ein wichtiger Baustein für die Umsetzung der Energiewende sein.

Die derzeit bei grösseren Netzbetreibern angewendete ZNP-Methodik benötigt Grundlagendaten und Berechnungstools, welche für kleinere und mittlere Verteilnetzbetreiber (VNB) zu aufwendig sind. Im Projekt «Zielnetzplanung CH light» wurden Hilfsmittel für die Zielnetzplanung auf den Netzebenen 5 bis 7 entwickelt. Sie stehen allen Verteilnetzbetreibern unentgeltlich zur Verfügung.

Ein wesentlicher Output des Projektes ist das anwenderfreundliche, auf Excel basierte Software-Tool «ZNP light». Es erlaubt anhand der beschriebenen Methodiken eine einfache technische und betriebswirtschaftliche Bewertung verschiedener Zielnetzvarianten. Ein zweites Excel-Tool namens «ZNP-Profile» liefert, basierend auf vordefinierten Szenarien, Leistungsprofile für die Lastflussberechnungen. Die bei Projektende vorhandenen Anleitungen und Werkzeuge bieten eine wertvolle Grundlage zur Durchführung einer effizienten und effektiven Zielnetzplanung bei kleinen und mittelgrossen Verteilnetzbetreibern.

Version française

Le plan directeur est un outil important pour un développement efficient et durable des réseaux de distribution, ainsi que pour la durée d'utilisation de l'équipement. En particulier, pour l'intégration des technologies décentralisées, renouvelables, du stockage d'énergie et de la mobilité électrique. Dans les réseaux de distribution, le plan directeur est un élément important pour la mise en œuvre de la transition énergétique.

La méthodologie qui est appliquée par les grands opérateurs exige des données de base et des outils de calcul qui sont malheureusement trop coûteux pour des petits et moyens opérateurs de réseaux de distribution. Le projet «Zielnetzplanung CH light» a permis de développer des outils pour la planification à des niveaux de réseau 5 à 7. Ces outils sont gratuitement disponibles pour tous les opérateurs de réseaux de distribution.

Un des outputs clé est l'outil logiciel «ZNP light». Avec la méthodologie décrite, il permet d'appliquer une évaluation technique et économique simple pour différents réseaux. Basé sur des scénarios prédéfinis, un second outil logiciel avec le nom «ZNP-Profile» fournit des profils de puissance pour les calculs de flux de charge. Les instructions et outils qui sont disponibles à la fin du projet forment une base précieuse pour la mise en œuvre d'un plan directeur efficace et effectif chez des petits et moyens opérateurs de réseaux de distribution.

English version

Target grid planning is an important concept for a cost-efficient development of distribution grids within the time horizon of the equipment life time. Taking into account the integration of distributed renewables, storage technology and e-mobility into the future distribution grids, target grid planning will be an important element for an efficient implementation of the Swiss energy strategy 2050 on the lower voltage levels.

The methods used by large grid companies for target grid planning today require data sets and calculation tools, which are too costly and not adequate for small- and medium-sized distribution grid operators. During the project «Target grid planning CH light», different aids for the target grid planning on the grid levels 5 to 7 were developed. They are available free of charge for all distribution grid operators.

A key output of the project is the user-friendly, Excel-based software tool «ZNP light». Using the methods described, it allows a simple technical and economic evaluation of different target grid variants. Based on predefined scenarios, a second Excel tool named «ZNP-Profile» provides power profiles for the load flow calculations. The manuals and tools established during the project are a valuable basis for efficient and effective target grid planning for small and medium-sized distribution grid operators.

Inhaltsverzeichnis

1	Abstract	1
2	Projekt-Setup	1
2.1	Die Projektpartner	1
2.2	Problemstellung	2
2.3	Ziele	2
3	Methodik und gewählte Lösungsansätze	3
3.1	Zielnetzplanungssystematik	3
3.2	Zielnetzplanungshorizont.....	4
3.2.1	Erklärung des Begriffs	4
3.2.2	Mehrjahresplan.....	5
3.2.3	Erneuerungsstrategie	5
3.3	Netz- und Instandhaltungsstrategie.....	6
3.3.1	Netzstrategie.....	6
3.3.2	Instandhaltungsstrategie.....	7
3.3.3	Erarbeiten von Zielnetzvarianten	7
3.3.4	Sollnetzregeln	9
3.4	Szenarien	10
3.5	Bearbeitung von Zielnetzvarianten.....	11
3.5.1	Erklärung des Begriffs	11
3.5.2	Technische und betriebswirtschaftliche Indikatoren	12
3.6	Technische Modellierung	12
3.7	Betriebswirtschaftliche Modellierung	13
3.8	Zusammenfassung: Methodik und gewählte Lösungsansätze	14
4	Tools und deren Möglichkeiten	15
4.1	Topologieerkennung	15
4.2	Erstellen von Leistungsprofilen.....	16
4.3	Technische Modellierung mit den Tools	16
4.4	Betriebswirtschaftliche Modellierung mit dem Tool	17
4.5	Zusammenfassung: Tools und deren Möglichkeiten	17
5	Nutzen für den Verteilnetzbetreiber	18
5.1	Überblick.....	18
5.2	Nutzen der beschriebenen Methodiken	18
5.3	Nutzen der entwickelten Tools	18
5.4	Fazit	18
6	Voraussetzungen beim Verteilnetzbetreiber	19
6.1	Know-how und Datengrundlage.....	19
6.2	Benötigte Software	19
7	Zusammenfassung der Ergebnisse	20

7.1	Beschreibung der Methodiken	20
7.2	Entwickelte Tools.....	20
7.3	Fazit	20
8	Ausblick und Entwicklungsmöglichkeiten.....	21
8.1	Ausblick	21
8.2	Entwicklungsmöglichkeiten	21
8.3	Schlussbemerkung	21
9	Glossar	22
10	Abbildungsverzeichnis	23
11	Bibliographie.....	26
12	Versionskontrolle.....	27
13	Anhang	28

2 Projekt-Setup

2.1 Die Projektpartner

Das Projektteam besteht aus einem vielfältigen Mix mit einer Fachhochschule, drei Verteilnetzbetreibern und einem auf dem Gebiet der Zielnetzplanung erfahrenen Berater aus der Energiebranche, was die entsprechenden Ressourcen und das Know-how für das Projekt garantierte. Allen unten aufgeführten Partnern gilt ein spezieller Dank für die eingebrachte Unterstützung, welche die vorliegenden Projektergebnisse erst ermöglichte. Die beteiligten Projektpartner sind:

Berner Fachhochschule, Technik und Informatik, Biel:

Stefan Schori, stefan.schori@bfh.ch
 Prof. Michael Höckel, michael.hoeckel@bfh.ch
 Andreas Gut

AKonsult, Rheinfelden:

Dr. Karl Imhof, Projektleitung, imhof@akonsult.com

Energie Service Biel/Bienne:

Roger Gloor
 Sébastien Strambini

Energie Thun AG:

Roland Schindler

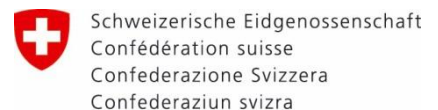
IB-Murten:

Charles Nicolas Moser
 Michel Neuhaus

Bundesamt für Energie (BFE):

Dr. Michael Moser

Weiter bedanken wir uns für die Unterstützung der Kommission für Technologie und Innovation KTI im Rahmen des SCCER FURIES.



Bundesamt für Energie BFE



In cooperation with the CTI



2.2 Problemstellung

Die Zielnetzplanung dient als zentrales Hilfsmittel zur kosteneffizienten Entwicklung der Verteilnetze. Das Ergebnis einer kompletten Zielnetzplanung ist der Plan des Zielnetzes, für welches die folgenden übergeordneten Anforderungen gelten:

- Erfüllung der langfristigen technisch-betrieblichen Anforderungen
- Möglichst niedrige Investitions- und Netzkosten über den gesamten Zeithorizont

Das Verständnis der wichtigsten Prozesse und das Erkennen der wesentlichen Zusammenhänge sind essentiell, um eine Zielnetzplanung effizient und vor allem effektiv umzusetzen. Sind die Prozesse und Zusammenhänge einmal bekannt, fehlen in der Regel geeignete und kostengünstige Tools, die den Planer bei der Umsetzung unterstützen. Genau hier setzt das vorliegende Projekt an. Es soll nicht nur die relevanten Punkte der Zielnetzplanung in ausführlicher Art und Weise beschreiben, sondern auch ein Software-Tool zur Verfügung stellen, um technische und betriebswirtschaftliche Indikatoren von Zielnetzvarianten zu berechnen und übersichtlich darzustellen.

Heutige und zukünftige Herausforderungen sind:

- Grosser Umfang der Elemente (vor allem im Verteilnetz)
- Langer Zeithorizont (Nutzungsdauer der Betriebsmittel)
- Neue Technologien (Smart Grid, E-Mobilität etc.)
- Integration von dezentraler Produktion und Speichern

Aufgrund der komplexen Zusammenhänge ist eine Zielnetzplanung ohne geeignete Hilfsmittel nicht durchführbar. Deshalb verwenden die grossen Verteilnetzbetreiber bereits heute Softwarelösungen, um eine systematische Planung zu verfolgen. Zudem verfügen sie über die benötigten Datengrundlagen und das erforderliche Know-how. Die ZNP-Methodik der grossen VNB ist jedoch für kleine und mittelgrosse Netzbetreiber zu aufwendig, und zwar aus nachfolgenden Gründen:

- Grundlagendaten sind nicht komplett und müssen zuerst erarbeitet werden
- Berechnungstools sind kostspielig
- Personalaufwand ist hoch

Basierend auf der geschilderten Problemstellung sind die Ziele gemäss Kapitel 2.3 formuliert worden.

2.3 Ziele

Das Projektziel ist das Erarbeiten von ZNP-Hilfsmitteln für kleine und mittelgrosse Verteilnetzbetreiber. Dabei sind die grundlegenden Zusammenhänge zu beschreiben und Methodiken zu erarbeiten, welche in einem benutzerfreundlichen Software-Tool zur Unterstützung des Planungsprozesses abgebildet werden. Die Etappenziele des Projekts sind:

- Identifikation und Beschreibung der wesentlichen Themen und Indikatoren
- Darstellen der Einflüsse und Zusammenhänge
- Dokumentation von Methodiken
- Entwickeln eines Software-Tools zur Beurteilung von Zielnetzvarianten

Das Software-Tool soll eine Bewertung von Zielnetzvarianten in technisch-betrieblicher Hinsicht ermöglichen. Zudem muss es betriebswirtschaftliche Kenngrössen, wie die Investitions- und Netzkosten sowie Zuverlässigkeitskennzahlen über den gesamten Zielnetzplanungshorizont abbilden. Das Projektteam hat entschieden, das Tool aufgrund seiner grossen Verbreitung mit Microsoft Excel umzusetzen und dafür die untenstehenden Ziele formuliert:

- Technische und betriebswirtschaftliche Bewertung von Zielnetzvarianten
- Einfache Schnittstellen für den Datenimport
- Benutzerfreundliche Bedienbarkeit
- Berechnung und übersichtliche Darstellung der wichtigsten Indikatoren
- Erweiterbarkeit

Mit den genannten Hilfsmitteln soll ein nützlicher Werkzeugkasten zur Umsetzung der Zielnetzplanung zusammengestellt werden, der bei Projektende allen Verteilnetzbetreibern zur Verfügung steht.

3 Methodik und gewählte Lösungsansätze

3.1 Zielnetzplanungssystematik

Zu Beginn des Projekts hat das Projektteam sechs Hauptthemen definiert. Diese sind in Fig. 1 mit Verweis auf das entsprechende Kapitel des Schlussberichts beschrieben.

Für alle sechs Hauptthemen war es während der Projektdauer möglich, zumindest ein gewisses Fundament aufzubauen und zu dokumentieren. Zusätzlich zu den sechs Hauptthemen könnte eigentlich auch das Erarbeiten von Netzvarianten als weiteres Hauptthema hinzugefügt werden. Da aber die verschiedenen möglichen Netzvarianten stark von der gewählten Netzstrategie abhängen, wird das Thema «Erarbeiten von Netzvarianten» dem Hauptthema «Netz- und Instandhaltungsstrategie» zugeordnet und auch dort beschrieben (Kapitel 3.3.3).

Zielnetzplanungshorizont	Kapitel 3.2
Aufstellen eines geeigneten Zeithorizonts für die Zielnetzplanung unter Berücksichtigung der Lebensdauer der Betriebsmittel. Auf dessen Basis wird eine konkrete Mehrjahresplanung für die kurz- und mittelfristigen Investitionen sowie eine Leitplanung für Investitionen, die langfristig zu tätigen sind, aufgebaut.	
Netz- und Instandhaltungsstrategie	Kapitel 3.3
Festlegung der Art und Weise, wie ein Netz gebaut (Betriebsmittel und Netzstruktur) und unterhalten werden soll. Sollnetzregeln als wesentliche Stellschrauben für die Erarbeitung von Netzvarianten werden definiert. Prozessablaufdiagramme unterstützen die Findung von Netzvarianten.	
Szenarien	Kapitel 3.4
Definition eines Szenariorahmens für das zukünftige Verteilnetz. In diesem Zusammenhang sind hier, wenn nicht anders erwähnt, Leistungsszenarien gemeint. Darunter wird verstanden, in welcher Form sich die Leistungen der Einspeisungen, Lasten und Speicher über den Zielnetzplanungshorizont entwickeln. Das Software-Tool «ZNP-Profile» generiert abgeschätzte Leistungsprofile für alle Anschlusspunkte des Verteilnetzes.	
Bearbeitung von Zielnetzvarianten	Kapitel 3.5
Festlegen der wesentlichen technischen und betriebswirtschaftlichen Indikatoren zur Bewertung der Netzvarianten. Aufzeigen der Prozesse bei der Bearbeitung von verschiedenen Zielnetzvarianten.	
Technisches Modell	Kapitel 3.6
Technische Beurteilung von Netzvarianten. Das im Projekt entwickelte Software-Tool «ZNP light» erlaubt Berechnungen von Lastflüssen und Erdschlüssen und ermöglicht so eine Prüfung der technisch-betrieblichen Kriterien.	
Betriebswirtschaftliches Modell	Kapitel 3.7
Betriebswirtschaftliche Bewertung von Netzvarianten. Das dafür entwickelte Software-Tool «ZNP light» berechnet Investitionskosten, Netzkosten sowie andere wichtige Netzkennzahlen wie die Versorgungszuverlässigkeit.	

Fig. 1: Die definierten Hauptthemen des Projekts

Alle Hauptthemen beinhalten wichtige Bausteine der Zielnetzplanung. Diese müssen korrekt zusammengefügt werden, damit schliesslich aus dem aktuellen Ist-Netz das zukünftige Zielnetz ausgearbeitet und realisiert werden kann. Hierzu war es notwendig, eine Zielnetzplanungssystematik zu definieren, die verständlich und einfach umsetzbar ist. In Fig. 2 ist das Prozessablaufdiagramm der Zielnetzplanungssystematik abgebildet.

Dabei gilt als Ausgangspunkt das Ist-Netz. Auf der Basis der aktuellen Konzepte, der eingesetzten Betriebsmittel und der bisher gewählten Netzstruktur müssen neue Netzvarianten erarbeitet werden. Um dies zu tun, ist es nötig, eine Netz- und Instandhaltungsstrategie zu definieren, den Zielnetzplanungshorizont (ZNP-Horizont) abzustecken und verschiedene Leistungsszenarien abzuschätzen. Sobald klar ist, welche Anforderungen das zukünftige Netz erfüllen muss, kann der entsprechende Bedarf ermittelt und mögliche Massnahmen definiert werden. Verschiedene Massnahmen führen zu mehreren Zielnetzvarianten, in der Folge auch als Netzvarianten bezeichnet, die es zu bewerten und vergleichen gilt.

Bei der Beurteilung von Netzvarianten sind sowohl technische als auch betriebswirtschaftliche Indikatoren (Kapitel 3.5.2) zu berechnen und verständlich darzustellen. Werden bei den Simulationsresultaten einer oder mehrerer Netzvariante(n) Mängel festgestellt, so ist allenfalls eine Überarbeitung und nochmalige Berechnung notwendig. Die Ergebnisse der Netzvarianten werden miteinander verglichen. Wird dabei Verbesserungspotenzial erkannt, sind die betroffenen Netzvarianten wieder zu überarbeiten, neu zu berechnen und nochmals zu vergleichen.

Schlussendlich fällt die Wahl auf jene Zielnetzvariante, die in der Simulation die optimalsten technischen¹ und betriebswirtschaftlichen² Ergebnisse erzielt hat.

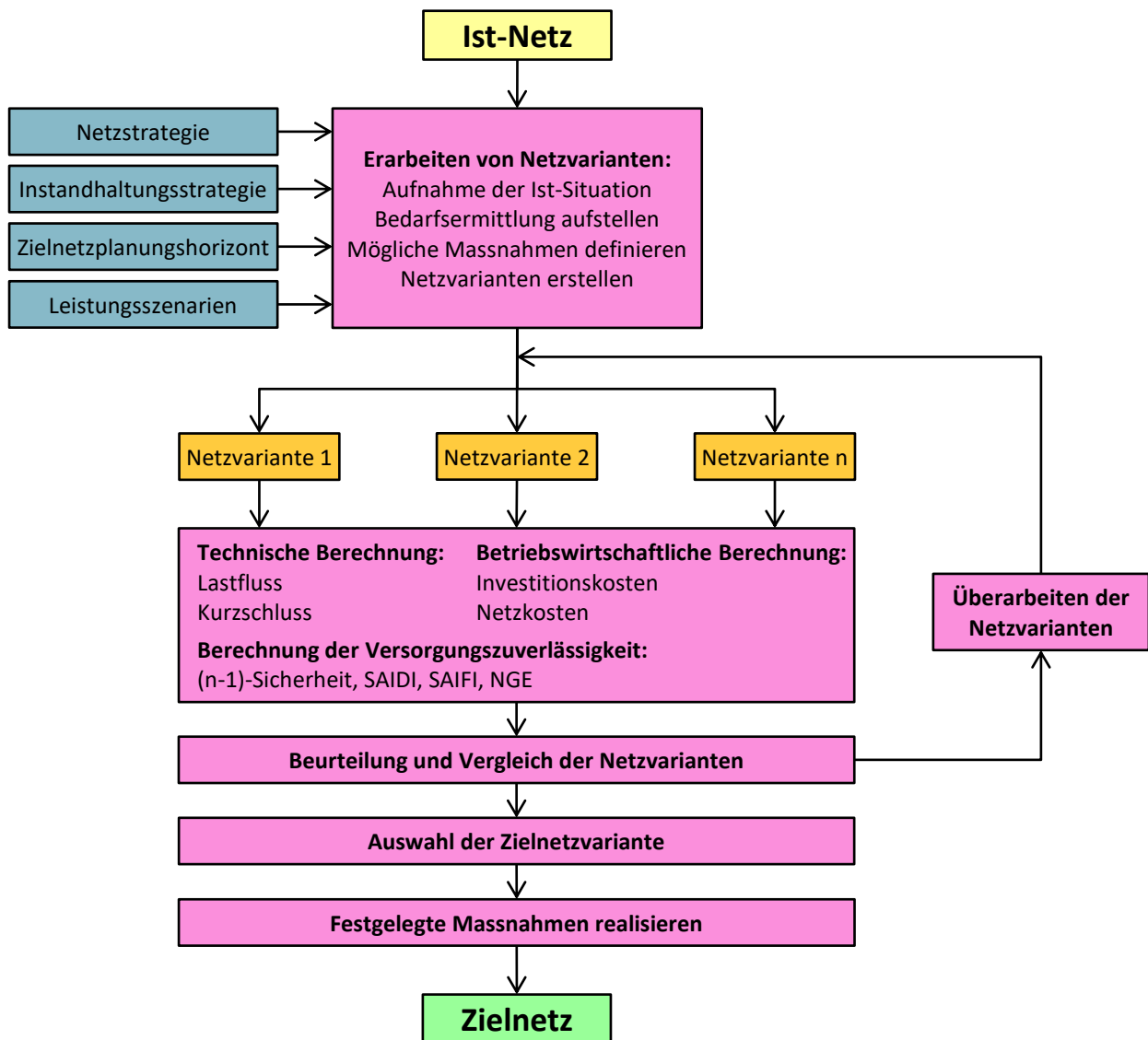


Fig. 2: Die Zielnetzplanungssystematik als Prozessablaufdiagramm

3.2 Zielnetzplanungshorizont

3.2.1 Erklärung des Begriffs

Der Betrachtungszeitraum für eine Zielnetzplanung (ZNP-Horizont) soll theoretisch so gewählt werden, dass er über die Restnutzungsdauer der aktuell eingebauten Elemente hinausgeht. Damit kann eine vom bestehenden Netz möglichst unabhängige kosteneffiziente Netzstruktur geplant werden [1]. Dazu ist es notwendig, vorgängig eine Erneuerungsstrategie (Kapitel 3.2.3) zu definieren, damit bekannt ist, nach welchem Zeitintervall ein Ersatz der Bauelemente notwendig ist. Nach der Festlegung der Erneuerungsstrategie und des ZNP-Horizonts gilt es, für den gesamten ZNP-Horizont aussagekräftige und wahrscheinliche Entwicklungsszenarien auszuarbeiten (Kapitel 3.4). Diese orientieren sich in der Schweiz sinnvollerweise an den Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 [2] (Anhang D.1). Auf Basis der Strategien und Entwicklungsszenarien muss eine Zielnetzvariante ausgearbeitet werden, die als Leitfaden für einen Mehrjahresplan (Kapitel 3.2.2) dient.

¹ Der Begriff «technisch» heisst hier, dass die vorgeschlagene Zielnetzvariante die technisch-betrieblichen Anforderungen erfüllt.

² Der Begriff «betriebswirtschaftlich» bezieht sich hier auf verschiedene Indikatoren der Kosten sowie der Versorgungszuverlässigkeit.

Von Artikel 22 der EU-Richtlinie 2009/72/EG zum Elektrizitätsbinnenmarkt [3], der sich auf die Übertragungsnetze bezieht, können folgende Punkte für Verteilnetze abgeleitet werden: Zweck der Festlegung des Zeithorizonts und einer entsprechenden Planung ist,

- dass der Verteilnetzbetreiber für einen bestimmten Zeitraum einen Überblick hat, welche wichtigen Verteilnetzinfrastrukturen in den nächsten Jahren errichtet oder ausgebaut werden müssen.
- bereits beschlossene Investitionen aufzulisten und neue Investitionen zu bestimmen, die in den nächsten z.B. drei bis fünf Jahren durchgeführt werden müssen.
- einen Zeitplan für alle Investitionsprojekte vorzugeben.

Bei der Festlegung des ZNP-Horizonts dient die Altersstruktur des bestehenden Netzes als Basis. Als Anhaltspunkt gilt, dass der ZNP-Horizont mindestens die technische Nutzungsdauer der aktuell eingebauten Elemente umfasst. Dieser Zeitraum ist im Tool «ZNP light» einstellbar.

Da oft nicht alle Altersdaten der Netzelemente vorhanden sind, müssen diese geschätzt werden (Anhang F). Anhand der aktuellen Altersstruktur und der Erneuerungsstrategie können in der Folge die Erneuerungen so geplant werden, dass sie in einer betriebswirtschaftlich optimalen Weise über die Jahre verteilt werden können. Hierbei gilt es speziell auch Altlastenbereinigungen, Sanierungen und Optimierungen zu berücksichtigen.

3.2.2 Mehrjahresplan

Die Vorteile einer Mehrjahresplanung wurden im vorherigen Kapitel 3.2.1 aufgelistet. Die ausgearbeitete Zielnetzvariante dient hier als Leitlinie. Dabei erstellt der Planer eine Mehrjahresplanung für die nächsten 10 Jahre. Für die Jahre 1 bis 3 erfolgt eine kurzfristige Planung für das Budget. Um mögliche politische und technologische Veränderungen zu berücksichtigen, ist eine regelmässige Überarbeitung der Zielnetzplanung, des Mehrjahresplans und des Budgets entsprechend eines vom Unternehmen zu definierenden Aktualisierungszyklus notwendig.

Beim Mehrjahresplan ist eine gewisse Vorsicht geboten. Denn je weiter in die Zukunft geplant wird, desto grösser ist die Unsicherheit der Prognosen. Insbesondere politische, aber auch technologische Voraussetzungen können sich unter Umständen schnell ändern. Hier gilt es, als Netzplaner die entsprechenden Entwicklungen früh genug zu antizipieren oder durch sinnvoll gewählte Aktualisierungszyklen möglichst zeitnah abzufangen.

Mittels Mehrjahresplänen werden Investitionen auf einer Zeitskala eingeordnet. Eine Mehrjahresplanung (z.B. von heute bis in zehn Jahren) sowie eine kurzfristige Planung (z.B. von heute bis in drei Jahren) für das Budget helfen dabei, den kurz- und mittelfristigen Zielnetzplanungshorizont mitsamt der festgelegten Erneuerungsstrategie für das Unternehmen verständlich zu visualisieren. Eine wichtige Absicht hinter dem Mehrjahresplan ist unter anderem die Schätzung der benötigten personellen, finanziellen und infrastrukturellen Ressourcen über den Zeithorizont, um so eine qualitativ hochstehende Umsetzung der in der Zielnetzplanung beschlossenen Massnahmen zu garantieren.

3.2.3 Erneuerungsstrategie

Die Erneuerungsstrategie bestimmt, nach welchen Kriterien und nach welchem Intervall die verschiedenen Netzkomponenten zu ersetzen sind.

Erneuerung kann zum Beispiel solange hinausgeschoben werden, bis das Element defekt ist. Durch die Alterung der Elemente sinkt jedoch die Zuverlässigkeit des Netzes, was allenfalls zu verhindern ist, um das Risiko eines Ausfalls zu minimieren. Eine Untersuchung der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (Deutschland) hat gezeigt, dass die Verlängerung der Erneuerungsintervalle einen erheblichen negativen Einfluss auf die kundenbezogene Ausfallhäufigkeit und Nichtverfügbarkeit haben kann [4].

Wie in Kapitel 3.2.1 beschrieben ist, soll der in der Zielnetzplanung betrachtete Zeithorizont der Erneuerungsstrategie angepasst werden, so dass die Planungsperiode einen gesamten Erneuerungszyklus der Anlagen abdeckt. Die Erneuerungsstrategie, die festlegt, wann die Bauelemente ersetzt werden, hat folglich einen direkten Einfluss auf die Netzstrategie (Kapitel 3.3.1), in der bestimmt wird, welche Bauelemente verwendet und wie diese verbunden werden. Denn die Art der zu verwendenden Bauelemente und auch die in einem Gebiet möglichen Netzstrukturen hängen sowohl von der technologischen als auch von der demografischen Entwicklung der nächsten Jahrzehnte ab. Starke Veränderungen sind insbesondere beim Einsatz von Smart-Grid-Komponenten zu erwarten.

Bei der Festlegung der Erneuerungsintervalle für verschiedene Anlage gibt es die zwei Begriffe betriebswirtschaftliche und technische Nutzungsdauer zu unterscheiden.

Die **betriebswirtschaftliche Nutzungsdauer**, auch Abschreibungsdauer genannt, entspricht einer geschätzten theoretischen Lebensdauer, während der eine Anlage linear abgeschrieben wird, bis sie einen Restwert von 0 CHF besitzt. Die betriebswirtschaftliche Nutzungsdauer ist für Anlagen desselben Typs immer dieselbe. Bei der Zielnetzplanung gilt es die betriebswirtschaftliche Nutzungsdauer, beispielsweise anhand von eigenen Tabellen oder entspre-

chend des Kostenrechnungsschemas für Verteilnetzbetreiber [5], zu berücksichtigen. Eine solche Tabelle mit Standardwerten ist in Fig. 30 im Anhang B.1 aufgeführt.

Laut Art. 13. Abs. 1 StromVV [6] müssen die Nutzungsdauern gemäss transparenten und diskriminierungsfreien Richtlinien einheitlich für die verschiedenen Anlagen und Anlagenteile festgelegt werden.

Im Gegensatz zur betriebswirtschaftlichen Nutzungsdauer bezeichnet die **technische Nutzungsdauer** den Zeitraum, während dem eine Anlage in der Realität technisch funktionsfähig ist. Die technische Nutzungsdauer kann für einzelne Elemente vom selben Typ je nach Anwendung und Auslastungsgrad unterschiedlich sein.

Da in der Regel davon auszugehen ist, dass die technische Nutzungsdauer länger ist als die betriebswirtschaftliche, kann eine Anlage also durchaus noch weitere Jahre verwendet werden, nachdem die betriebswirtschaftliche Nutzungsdauer bereits abgelaufen ist.

In Bezug auf die Zielnetzplanung ist es sinnvoll, durchschnittliche technische Nutzungsdauern für die Anlagentypen festzulegen, um daraus geeignete Erneuerungsintervalle abzuleiten. Der Verteilnetzbetreiber kann hierzu aus der eigenen Erfahrung und aus Statistiken Werte ableiten. Die Betriebselemente werden schliesslich mit diesen Durchschnittswerten verglichen, um zu beurteilen, ob die durchschnittliche technische Lebensdauer überschritten wurde.

Es gilt auch zu berücksichtigen, dass jährlich ein bestimmtes Budget für Erneuerungen zur Verfügung steht und dieses in den meisten Fällen nicht völlig kompatibel mit den modellierten (theoretischen) Erneuerungsintervallen sein wird. Bauelemente, welche heute die durchschnittliche technische Lebensdauer überschritten haben, können also unter Umständen aus finanziellen Gründen erst in einigen Jahren erneuert werden. Hierbei sind diejenigen Elemente mit einer hohen potentiellen Ausfallenergie zuerst zu ersetzen.

Am Ende des Tages muss eine auf die Netzsituation zugeschnittene, pragmatische Lösung gewählt werden, welche zur Historie und Unternehmenskultur passt.

Ist der Verteilnetzbetreiber bereit, das durch gealterte Assets gestiegene Ausfallrisiko zu tragen, ist eine Erneuerungsstrategie zu wählen, bei der ein Ersatz der Elemente erst bei einem Defekt erfolgt. Will der VNB das Risiko nicht eingehen, so ist eine Strategie vorzusehen, bei der ein möglichst umgehender Ersatz der Elemente nach Ablauf der technischen Nutzungsdauer durchgeführt wird. Dabei ist für jeden Anlagentypen eine eigene Strategie zu wählen.

3.3 Netz- und Instandhaltungsstrategie

Um festzulegen, mit welchen Betriebsmitteln und welcher Netzstruktur ein Netzbetreiber zukünftig seine Kunden mit elektrischer Energie versorgen will, muss idealerweise zuerst eine Netzstrategie definiert werden. Die nachfolgenden Unterkapitel erklären, was eine Netz- und Instandhaltungsstrategie bedeuten, wie sie mit der Hilfe von Sollnetzregeln (Kapitel 3.3.4) zu formulieren sind und wie daraus eine Anzahl verschiedener Netzvarianten entwickelt sowie schliesslich das Zielnetz realisiert werden kann. Bei der Erarbeitung der Themen ist ein Schwerpunkt auf die Netzstrategie (Kapitel 3.3.1), das Erarbeiten von Netzvarianten (Kapitel 3.3.3) und die Sollnetzregeln (Kapitel 3.3.4) gelegt worden, da sie einen starken Einfluss auf das Zielnetz haben. Im Gegenzug wirkt sich die Instandhaltungsstrategie (Kapitel 3.3.2) nur bedingt auf die Netzvarianten aus, weil es gemäss den Gesprächen mit unseren Projektpartnern kaum möglich ist, die Lebensdauer von Bauelementen durch Wartung speziell zu verlängern. Daher beeinflusst die Instandhaltungsstrategie die Investitionszeitpunkte weniger stark als die Netzstrategie.

3.3.1 Netzstrategie

Die Netzstrategie legt fest, welche Betriebsmittel verwendet, nach welchen Verfahren sie betrieben und wie sie miteinander verbunden werden (Netzstruktur). Das Ziel ist, die Versorgungssicherheit, gemessen als nicht zeitgerecht gelieferte Energie (NGE), SAIDI und SAIFI, mit möglichst geringen Kosten zu garantieren. Bei der Auswahl der Betriebsmittel können konventionelle und intelligente (Smart Grid) Komponenten berücksichtigt werden. Unter Umständen fördert der Regulator intelligente Komponenten, weshalb die regulatorischen Voraussetzungen zu berücksichtigen sind. Fig. 3 gibt einen schematischen Überblick zur Netzstrategie.

In Anhang C.1 sind die Netzstrukturen mit je einem Schema und ihren spezifischen Charakteristiken beschrieben. Die Netzstrategie wird niedergeschrieben und gibt klare Vorgaben in Bezug auf die Betriebsmittel und Netzstruktur, beispielsweise in der Form von Sollnetzregeln (Kapitel 3.3.4). Sie äussert sich auch in gewissem Umfang zu den Themen Altlastenbereinigung, Sanierung und Optimierung. Denn die Netzstrategie hat einen direkten Einfluss auf die Erneuerungsstrategie (Kapitel 3.2.3), die Kriterien und Intervalle für die Erneuerung der Betriebsmittel festlegt.

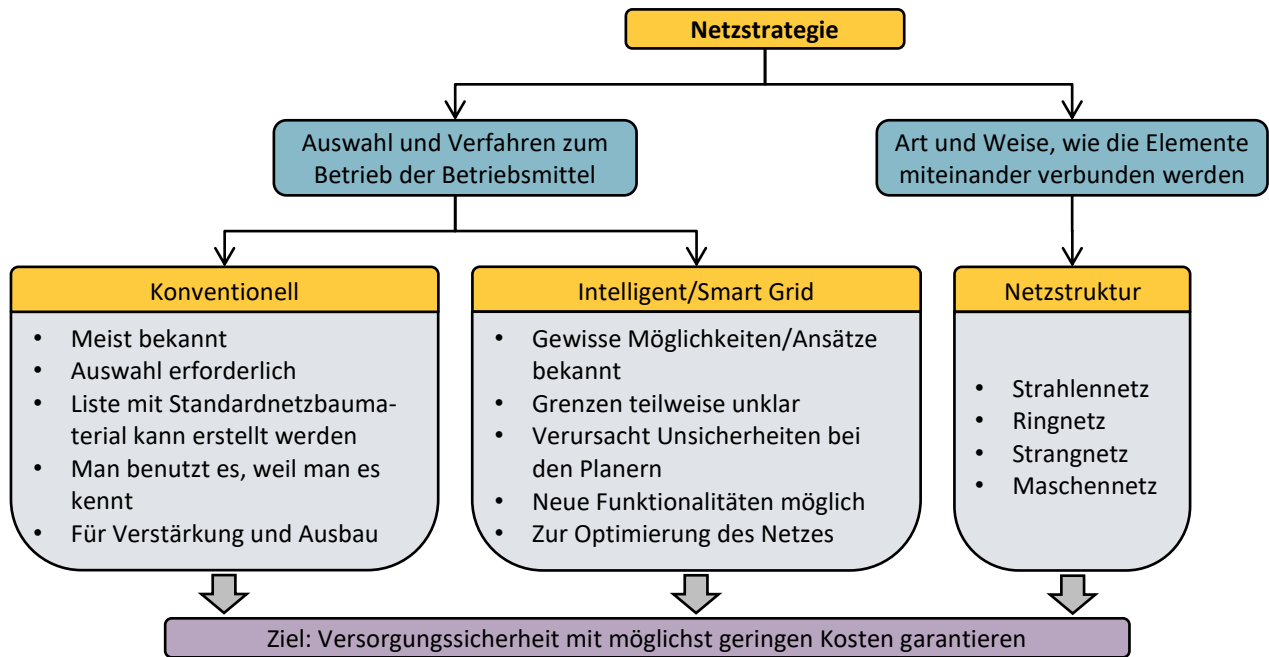


Fig. 3: Aufteilung der Netzstrategie in Betriebsmittel und Netzstruktur

3.3.2 Instandhaltungsstrategie

Die Instandhaltungsstrategie beschreibt, in welcher Art und Weise und in welchen Zeitintervallen die verschiedenen Bauelemente Instand gehalten werden. Hierbei ist es empfehlenswert, für gleiche Anlagentypen auch dieselben Strategien zu definieren. Beispielsweise kann eine Tabelle erarbeitet werden, die für jeden Typ festlegt, wieviel Personal in welchem Zeitintervall welche Instandhaltungsarbeiten durchzuführen hat. Weil dieser Themenpunkt im Projekt nur am Rande diskutiert wurde, wird er in dieser Dokumentation nicht ausführlicher behandelt. Das Dokument [7] liefert bei Bedarf mögliche Ansätze zur Ausarbeitung einer Instandhaltungsstrategie.

3.3.3 Erarbeiten von Zielnetzvarianten

Auf der Basis der Ist-Konzepte, der aktuellen Netzsituation, der festgelegten Netzstrategie (Sollnetzregeln) und eines zu definierenden Szenariorahmens gilt es, verschiedene Netzvarianten zu erstellen.

Dazu werden in einem ersten Prozess Verbesserungsvorschläge und eine Bedarfsermittlung aufgestellt (Fig. 4). Zu Beginn dieses Prozesses muss der Verteilnetzbetreiber seine bisherigen Ist-Konzepte des Netzausbaus aller betroffenen Netzebenen formulieren. Oftmals ist jedoch gar nicht klar, warum etwas gebaut wurde, da keine Ist-Konzepte dokumentiert sind. Als Folge müssen bei einem Fehlen derselben zuerst die möglichen Ist-Konzepte definiert werden.

Ausserdem ist die Aufnahme der momentanen Netzsituation essentiell. Dazu sollen Gespräche mit dem Personal, Begehungen vor Ort und das Studium von relevanten Plänen und anderen Dokumenten erfolgen.

Sind die Ist-Konzepte und die aktuelle Netzsituation aufgenommen, muss ein Szenariorahmen festgelegt werden, der verschiedene Szenarien in Bezug auf Leistungen von Verbrauchern, Einspeisungen und Speichern definiert.

Im Rahmen der Netzstrategie sind Sollnetzregeln zu bestimmen und daraus Konzepte für die Zielnetzplanung abzuleiten. Eine Analyse der momentanen Netzsituation anhand der definierten ZNP-Konzepte führt zu einer Liste von Verbesserungsvorschlägen und einer Bedarfsermittlung.

Die Prüfung der Verbesserungsvorschläge und der Bedarfsermittlung soll deren Sinn und Machbarkeit aufzeigen. Werden bei dieser Prüfung Mängel festgestellt, so ist eine Überarbeitung der Sollnetzregeln und eine Wiederholung der Schritte nach Fig. 4 notwendig, bis schliesslich brauchbare Verbesserungsvorschläge und eine Bedarfsermittlung vorliegen, die ein Ableiten von geeigneten Massnahmen erlauben.

Wichtig ist während des gesamten Prozesses, dass zwischen oder auch während der einzelnen Prozessschritte regelmässig Gespräche zum Abgleich der involvierten Parteien geführt werden.

Die Tabelle in Fig. 41 im Anhang C.2 beschreibt die Prozessschritte aus der nachfolgenden Fig. 4 ausführlich und gibt den Ort der Durchführung des Prozessschrittes an.

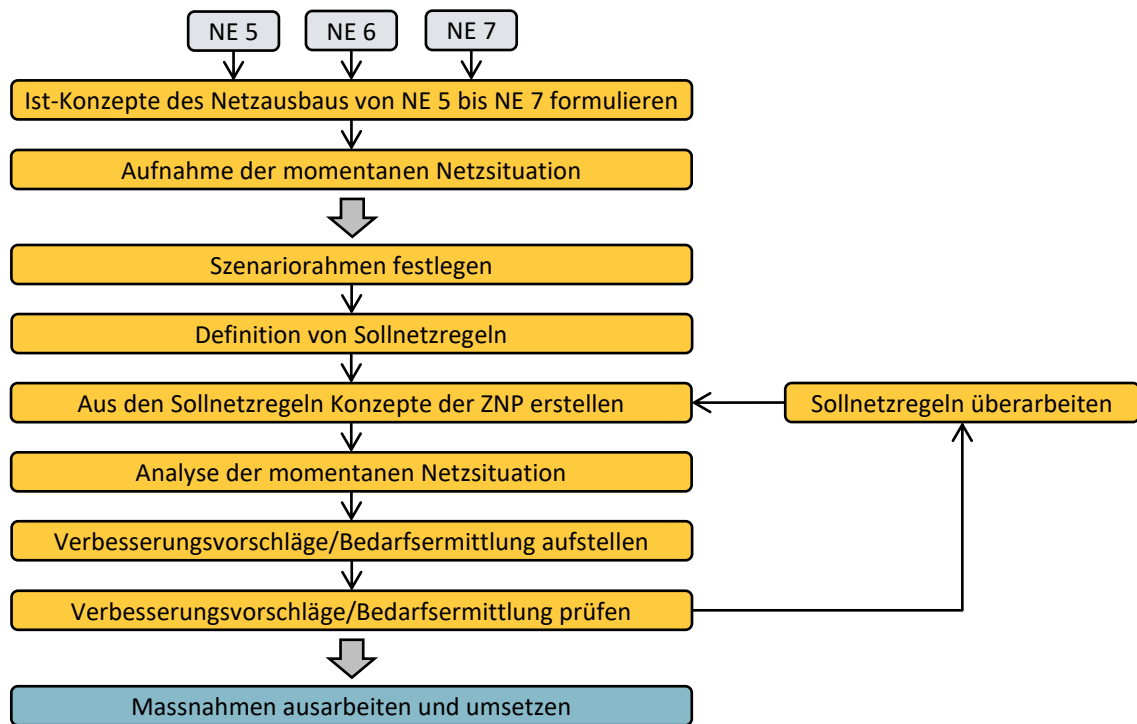


Fig. 4: Prozessdiagramm zur Erarbeitung der Verbesserungsvorschläge/Bedarfsermittlung

Sind die Verbesserungsvorschläge und Bedarfsermittlung aufgestellt, beginnt der Prozess zur Definition, Bewertung, Überarbeitung und Auswahl der Netzvarianten (Fig. 5). Obwohl dieses Kapitel den Titel «Erarbeiten von Netzvarianten» trägt, sind in Fig. 5 auch die Prozessschritte der Berechnung, Beurteilung, des Vergleichs, der Überarbeitung und der Auswahl von Zielnetzvarianten aufgeführt. Sie werden in Kapitel 3.5 anhand von Fig. 12 ausführlich erklärt. Eine weitere Erwähnung in einer vereinfachten Form ist an dieser Stelle sinnvoll, um den Gesamtprozess von der Erstellung bis zur Auswahl der Zielnetzvariante zu verstehen.

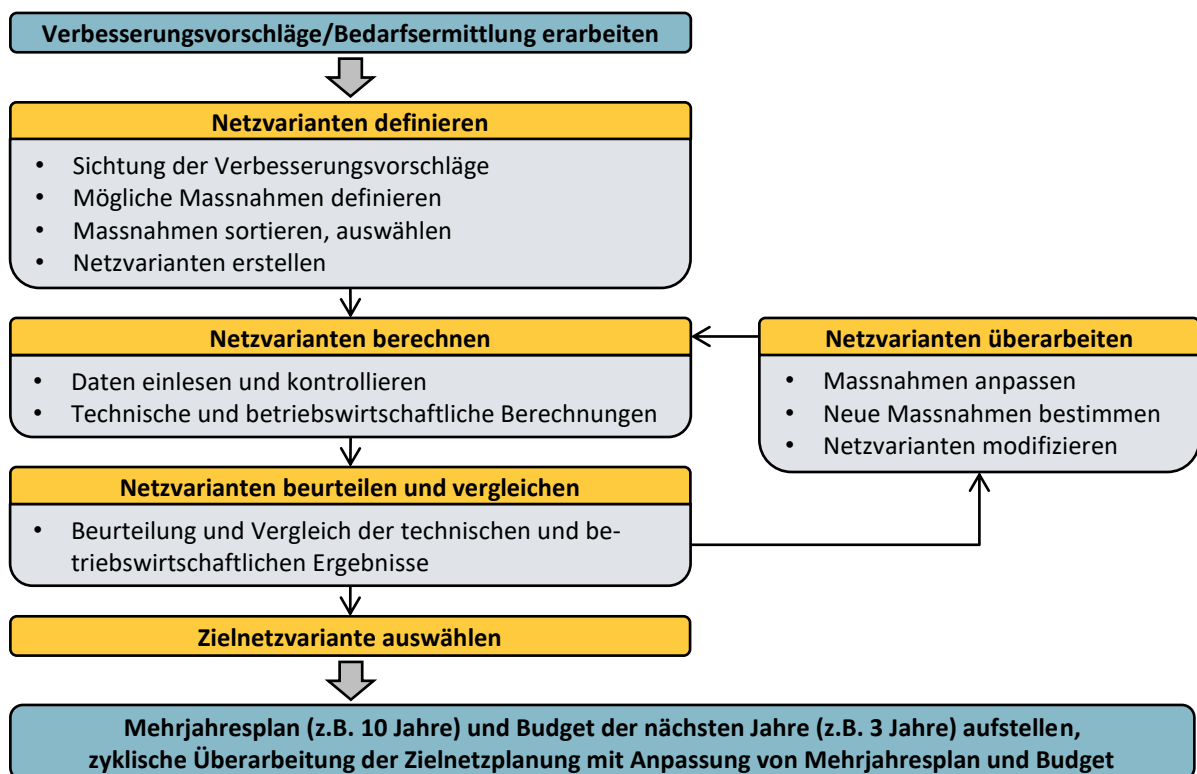


Fig. 5: Prozessdiagramm zur Definition, Bewertung, Überarbeitung und Auswahl von Netzvarianten

Anhand der Verbesserungsvorschläge und der Bedarfsermittlung werden mögliche Massnahmen definiert, sortiert und ausgewählt. Verschiedene Massnahmen(-pakete) führen zu unterschiedlichen Netzvarianten, die technisch und betriebswirtschaftlich zu berechnen und beurteilen sind, bevor ein Vergleich stattfindet. Werden dabei Mängel oder Verbesserungspotenzial festgestellt, so sind die betroffenen Netzvarianten zu überarbeiten und die Bewertung und der Vergleich zu wiederholen.

Am Ende wird aus den Netzvarianten, welche die technisch-betrieblichen Anforderungen erfüllen, diejenige Netzvariante als Zielnetz ausgewählt, welche die günstigsten betriebswirtschaftlichen Ergebnisse aufweist.

In Fig. 42 im Anhang C.2 sind die Prozessschritte gemäss Fig. 5 erklärt und es ist dokumentiert, wo diese Schritte durchgeführt werden.

Die ausgewählte Zielnetzvariante dient als Leitlinie für eine Mehrjahresplanung und für das Budget. Die Zielnetzplanung, der Mehrjahresplan und das Budget werden zyklisch überarbeitet. Informationen zum Mehrjahresplan und auch zum ZNP-Horizont sind im Kapitel 3.2 zu finden.

Speziell zu erwähnen ist die Wichtigkeit, das bereits verfügbare Know-how des Netzbetreibers in die Prozesse aufzunehmen. Dies bedeutet auch, dass Mitarbeiter, die den Aufbau und die Konzepte des Ist-Netzes kennen, gezielt in den Prozess der Zielnetzplanung miteinzubeziehen sind. Zielnetzplanung ist ein Geschäftsprozess, der im Unternehmen verankert werden muss. Für die Erarbeitung des Know-hows kann externe Unterstützung sinnvoll sein, schlussendlich muss der Prozess aber im Unternehmen gelebt werden.

3.3.4 Sollnetzregeln

Sollnetzregeln geben Vorgaben und Anhaltspunkte, die bei der Erarbeitung von Netzvarianten zu berücksichtigen sind. Sie können einerseits selber Bestandteil der Netzstrategie oder aber ein Hilfsmittel zu deren Umsetzung sein.

Die Freiheitsgrade bei der Auswahl der Betriebselemente und Netzstruktur auf NE 5 bis NE 7 sind grösser als jene auf den höheren Netzebenen. Sollnetzregeln können dabei helfen, diese einzuschränken.

Wie in Fig. 4 dargestellt, gilt es, aus den Sollnetzregeln ZNP-Konzepte abzuleiten, die der Gestaltung neuer Netzvarianten dienen. Um Sollnetzregeln in der Realität umsetzen zu können, müssen sie folgende Kriterien einhalten:

- Gewährleistung sowohl der Versorgungssicherheit als auch der Netzsicherheit
- Praxistauglichkeit, was bedeutet, Lösungen vorzuschlagen, deren Umsetzung und Betrieb garantiert ist
- Kostengünstiger Betrieb

Die Sollnetzregeln sind als Richtlinie zu verstehen. Das Ziel ist es, einige wesentliche, auf den VNB und dessen aktuelle Netzsituation zugeschnittene Regeln festzulegen, die durch das Unternehmen, aber vor allem durch die Mitarbeitenden, einfach umsetzbar sind.

Ein Katalog mit Sollnetzregeln, die im Laufe des Projekts gesammelt wurden, wird in Fig. 6 bis Fig. 10 gezeigt. Beim Aufstellen von Regeln für einen spezifischen Verteilnetzbetreiber ist es sinnvoll, die Regeln in die Kategorien «light» (Grundbedürfnisse: Was braucht es unbedingt?) und «advanced» (was ist zusätzlich noch möglich?) aufzuteilen. Ausserdem sollen die Sollnetzregeln charakterisiert werden, ob sie vorwiegend technischen, betriebswirtschaftlichen oder ökologischen Charakter aufweisen.

Beim Befolgen der Sollnetzregeln soll zuerst mit jenen aus der Kategorie «light» begonnen werden, da sie einen Einfluss auf die Topologie und die technischen Funktionen haben. Denn als erster Schritt ist es wichtig, eine technisch starke Lösung zu erarbeiten. Darauf aufbauend sollen die betriebswirtschaftlichen und ökologischen Regeln so eingearbeitet werden, dass eine kosteneffiziente und umweltverträgliche Lösung erreicht werden kann.

Einfache Netzstruktur
<ul style="list-style-type: none"> • Querverbindungen/Maschen sind wo immer möglich zu vermeiden • NE 5: Ringleitungen. Falls nicht anders möglich, Stich • NE 5: Ringleitungen werden offen betrieben • NE 5: Nicht-unterbruchsfreie (n-1)-Sicherheit und nicht (n-2, 3) • NE 7: Nicht-unterbruchsfreie (n-1)-Sicherheit nur bei kritischen Verbrauchern • NE 6: Maximal zwei Leitungen pro TS auf MS-Seite

Fig. 6: Sollnetzregeln zur Netzstruktur

Standard-Netzbaumaterial
<ul style="list-style-type: none"> • 16 kV Normkabel, zum Beispiel XKDT 3x1x150mm² Al • Norm-Transformatoren 250, 400, 630 kVA • MS-Anlage (kompakt / SF₆) • NS-Schrank (Norm EN 61439-5) • VK, HAK, Montagematerial, etc.

Fig. 7: Sollnetzregeln zum Standard-Netzbaumaterial

Netzdesign
<ul style="list-style-type: none"> • Netzschutz reduzieren und richtig positionieren • Automatisierung nur wo es Sinn macht und nötig ist • Messdatenerfassung flächendeckend • Hausanschlüsse nicht mehr über Muffen an Hauptkabel anschliessen, sondern über VK gehen • Schwach ausgelastete, benachbarte TS werden zusammengelegt • Maximal zulässige Belastung für Kabel und TS in % (bei Normalbetrieb und bei Ausfällen anderer Elemente) • Einbau von Leerrohren bei Tiefbauarbeiten, wenn im ZNP-Horizont deren Nutzung geplant ist • Nicht (n-1)-sichere Versorgungen dürfen eine bestimmte Nennleistung nicht überschreiten, damit ein Betrieb mit einem Notstromaggregat möglich ist

Fig. 8: Sollnetzregeln zum Netzdesign

Netzuverlässigkeit
<ul style="list-style-type: none"> • Definition einer Grenze für Zollenkopf, Kosten durch NGE • Maximale Ausfallzeit als Ziel (Service-Qualität)

Fig. 9: Sollnetzregeln zur Netzuverlässigkeit

Green Technology
<ul style="list-style-type: none"> • SF6-frei • Energieeffiziente Trafos

Fig. 10: Sollnetzregeln zu Green Technology

Der obige Katalog gibt eine Übersicht von möglichen Regeln, die bei der Erarbeitung von Netzvarianten wo immer möglich eingehalten werden sollen. Jedoch ist ein pragmatischer Einsatz von Sollnetzregeln vorzusehen. Ist eine Sollnetzregel in einem spezifischen Fall nur mit hohem Aufwand umsetzbar, sind auch Abweichungen von den Sollnetzregeln denkbar und sogar sinnvoll.

Weitere Sollnetzregeln können während des Projekts nach Bedarf festgelegt, andere verworfen werden. Einige zusätzliche Sollnetzregeln werden in [8] dargestellt.

3.4 Szenarien

Um während der Zielnetzplanung die technisch-betrieblichen Anforderungen verschiedener Netzvarianten zu testen, ist es nötig, ausgehend von der heutigen Situation verschiedene Leistungsszenarien aufzustellen. Diese stellen dar, in welcher Art und Weise sich die Lasten, Einspeisungen und Speichermöglichkeiten an verschiedenen Anschlusspunkten des Netzes entwickeln.

Im Projekt wurde festgelegt, dass im technischen Modell die Last- und Einspeiseleistungen jeweils für spezifische Anschlusspunkte aggregiert abgebildet werden. Der Anschlusspunkt ist bei der aktuellen Systematik entweder eine Schaltanlage, ein Transformator, eine Verteilkabine oder eine Muffe. Auf die Modellierung der einzelnen Hausanschlussleitungen und somit der Hausanschlusskasten wurde im Projekt verzichtet, um die Datenmenge zu reduzieren.

Bei der Festlegung der Leistungen an einem Anschlusspunkt ist es in einem ersten Schritt wichtig, ein Bild davon zu haben, welche Lasten, Einspeisungen und Speicher am Anschlusspunkt vorhanden sind. Das Schema aus Fig. 11 dient als Grundlage. Dabei sind die wesentlichen Typen von Einspeisungen (gelb), Speichern (gelb/rot gemischt) und Lasten (rot) berücksichtigt. Die Pfeilrichtungen in Fig. 11 geben die Richtung des Leistungsflusses (Wirkleistung) an.

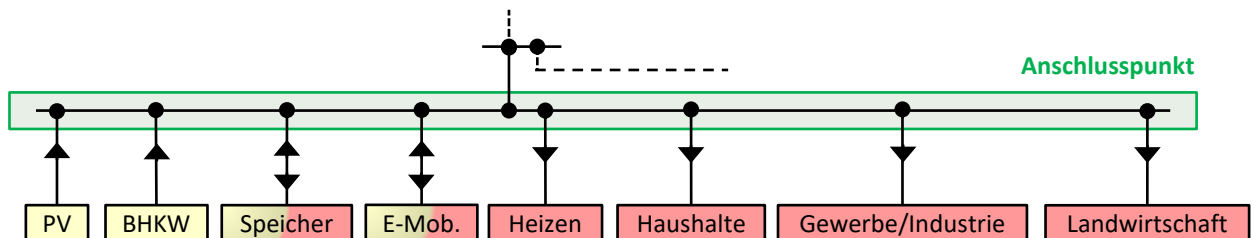


Fig. 11: Anschlusspunkt mit verschiedenen angeschlossenen Lasten, Einspeisungen und Speichern

Für alle diese Typen gilt es, Leistungen festzulegen, was bei fehlender Messung nur mittels Schätzung möglich ist. Um Leistungsprofile an allen Anschlusspunkten des Verteilnetzes abzuschätzen, wurde im Projekt das Tool «ZNP-Profil» programmiert (Kapitel 4.2).

Zur Abschätzung, in welcher Form sich die Verbraucher und Einspeisungen in den nächsten Jahren und Jahrzehnten entwickeln, sind geeignete Entwicklungsszenarien als Basis notwendig. Die Energieperspektiven für die Schweiz bis

2050 [9] definieren die drei Szenarien «Weiter wie bisher» (WWB), «Neue Energiepolitik» (NEP) und «Politisches Massnahmenpaket» (POM) für die Entwicklung der Energienachfrage und des Energieangebots in der Schweiz.

In Anhang D.1 sind Tabellen und Diagramme der drei Szenarien für verschiedene Verbrauchergruppen in Bezug auf die Elektrizität abgebildet. Weitere Datengrundlagen, sowohl zur Energienachfrage wie auch zum Energieangebot, liefert der Anhang III zu den Energieperspektiven 2050 [2].

Ob die Szenarien der Energieperspektive 2050 eins zu eins auf Verteilnetzbetreiber übertragbar sind, bleibt zumindest fraglich. Sie können als Anhaltspunkte dienen, wenn keine Datenbasis für das Versorgungsgebiet zur Verfügung steht. Effektiver ist allemal eine Betrachtung der lokalen Entwicklung in den verschiedenen Netzteilen. Hierzu sind die Entwicklungsstrategie sowie die kurz- und mittelfristigen Ausbaupläne der Gemeinde zu konsultieren.

3.5 Bearbeitung von Zielnetzvarianten

3.5.1 Erklärung des Begriffs

Unter der Bearbeitung von Zielnetzvarianten wird verstanden, dass die unterschiedlichen, vom Netzplaner erstellten Netzvarianten (Kapitel 3.3.3) technisch und betriebswirtschaftlich berechnet, beurteilt und verglichen werden. Dazu sind klare technische und betriebswirtschaftliche Indikatoren (Kapitel 3.5.2) notwendig. Insbesondere sind Betriebsmittel wie Leitungen, Transformatoren, Schalt- und Verteilanlagen zu bewerten.

Das Prozessablaufdiagramm in Fig. 12 stellt die wesentlichen Schritte bei der Bearbeitung von Zielnetzvarianten übersichtlich dar.

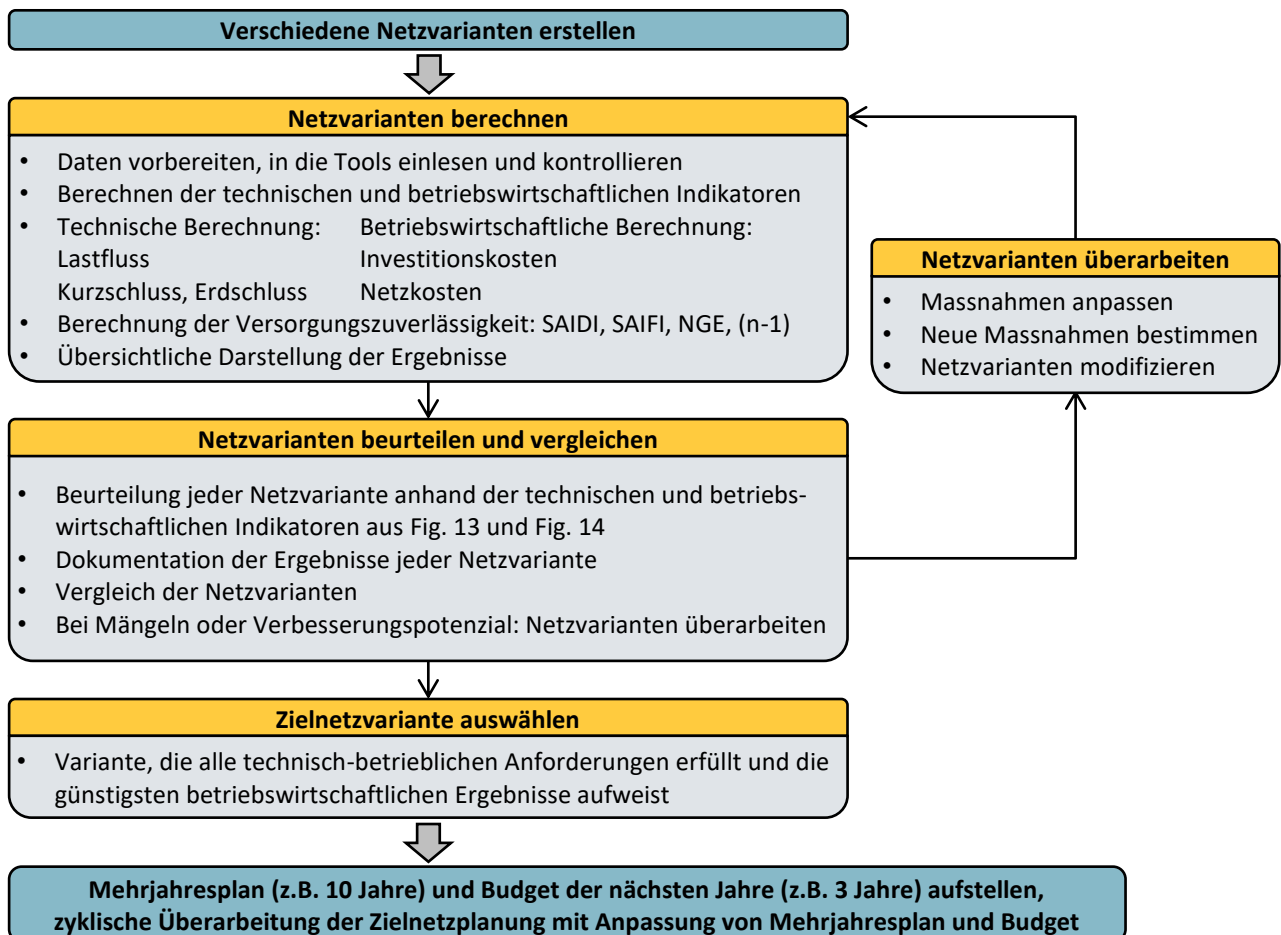


Fig. 12: Prozessablaufdiagramm zur Bearbeitung von Zielnetzvarianten

Bei der Bearbeitung von mehreren während der Zielnetzplanung erstellten Netzvarianten ist zuerst mit der Berechnung der wesentlichen technischen und betriebswirtschaftlichen Indikatoren zu starten. Dies geschieht beispielsweise mit dem während dieses Projekts programmierten Tools «ZNP light». Für jede Netzvariante findet eine Beurteilung und Dokumentation der Ergebnisse statt, anhand derer ein Vergleich der Varianten erfolgt. Werden dabei Mängel oder Verbesserungspotenzial festgestellt, so ist eine Überarbeitung und erneute Berechnung inklusive Beurteilung der betroffenen Netzvarianten vonnöten. Schliesslich wird durch den Vergleich der Netzvarianten festgestellt,

welche der Varianten, die den technisch-betrieblichen Anforderungen genügen, die günstigsten betriebswirtschaftlichen Resultate erzielt. Dementsprechend erfolgt die Auswahl der Zielnetzvariante.

3.5.2 Technische und betriebswirtschaftliche Indikatoren

In diesem Kapitel ist eine Auswahl von Indikatoren, die bei der technischen und betriebswirtschaftlichen Modellierung zu berücksichtigen ist, beschrieben. Die Kapitel 4.3 (Technisches Modell) und 4.4 (Betriebswirtschaftliches Modell) dokumentieren den Ablauf, wie diese Indikatoren mithilfe der Tools berechnet werden.

Die Indikatoren werden wie erwähnt in technische und betriebswirtschaftliche Indikatoren aufgeteilt. Dabei gibt es gerade bei der Versorgungszuverlässigkeit durchaus Indikatoren, die sowohl technische als auch betriebswirtschaftliche Aussagen enthalten. Weil die Indikatoren der Versorgungszuverlässigkeit jedoch einen wesentlichen Einfluss auf betriebswirtschaftliche Entscheide haben können, werden sie in diesem Bericht, mit Ausnahme der (n-1)-Sicherheit, dem betriebswirtschaftlichen Bereich zugeordnet. Folgende technische Indikatoren sind zu berücksichtigen (Fig. 13):

Technische Indikatoren
<p>Betriebsmittelbelastung</p> <ul style="list-style-type: none"> • Maximal zulässiger Strom • Maximal zulässige Leistung (Transformatoren) <p>Betriebsspannungen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Spannungsgrenzen (z.B. gemäss EN 50160) <p>Kurzschlussströme</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kurzschlussfestigkeit • Nullungsbedingungen <p>Versorgungszuverlässigkeit</p> <ul style="list-style-type: none"> • (n-1)-Sicherheit (oder höher)

Fig. 13: Technische Indikatoren

Fig. 14 zeigt eine Liste mit den wesentlichen betriebswirtschaftlichen Indikatoren, die in dieser Form grösstenteils auch im Tool «ZNP light» abgebildet sind.

Betriebswirtschaftliche Indikatoren
<p>Kosten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Netzkosten: Netzebene 5 in CHF/km • Netzkosten: Netzebene 6 in CHF/kVA • Netzkosten: Netzebene 7 in CHF/km • Investitionskosten • Jahresbudget <p>Altersstruktur</p> <ul style="list-style-type: none"> • Für das Gesamtnetz absolut und in Prozent der technischen Lebensdauer der Elemente <p>Mengengerüst</p> <ul style="list-style-type: none"> • Für spezifische Anlagentypen pro Netzebene <p>Erneuerungsrate</p> <ul style="list-style-type: none"> • Für spezifische Anlagentypen pro Netzebene <p>Versorgungszuverlässigkeit</p> <ul style="list-style-type: none"> • SAIDI (System Average Interruption Duration Index) • SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) • NGE (Nicht zeitgerecht gelieferte Energie) • Zollenkopfkriterium (einfaches und erweitertes Kriterium)

Fig. 14: Betriebswirtschaftliche Indikatoren

Die Indikatoren aus Fig. 14 sind im Anhang G beschrieben.

3.6 Technische Modellierung

Das aktuelle und zukünftige Verteilnetz muss den gestellten technisch-betrieblichen Anforderungen genügen. Die gewünschten Leistungen müssen transportiert werden können ohne dass eine Überlastung der Betriebsmittel oder Verletzungen von Spannungsgrenzwerten auftreten. Dazu ist die Prüfung der Netzvarianten mit verschiedenen Leis-

tungsszenarien notwendig. Im Projekt sind zwei Excel-Tools entwickelt worden. Einerseits erlaubt das Tool «ZNP-Profil», basierend auf festgelegten Szenarien, Leistungsprofile für ein Versorgungsgebiet aufzustellen, andererseits kann das Tool mit dem Namen «ZNP light» eine Netztopologie aufgrund der geografischen Koordinaten der Betriebsmittel automatisch erkennen sowie Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen an Verteilnetzen durchführen. Dabei ist im vorliegenden Bericht immer von den Netzebenen 5 bis 7 die Rede.

Bei einer ZNP ist es relevant, geeignete Leistungsszenarien vorzubereiten und diese in eine Lastflussberechnung einfließen zu lassen. Dabei ist zu testen, ob die Auslastungs- und Spannungsgrenzen eingehalten werden. Für die relevanten Netzknoten ist zu untersuchen, ob die Kurzschlussleistung genügend hoch ist.

Die Funktionen der Tools zur technischen Modellierung und Simulation sind in Fig. 15 und Fig. 16 aufgelistet.

Eingabe der Netzdaten	
<ul style="list-style-type: none"> • Eingabe einer Liste mit allen zu betrachtenden Betriebsmitteln • Eingabe der technischen Datenbank mit den Eigenschaften der Betriebsmittel 	
Topologieerkennung	Kapitel 4.1
<ul style="list-style-type: none"> • Erkennen von beliebigen Netztopologien • Als Ergebnis gibt das Tool eine Liste mit den Elementen und allen Knoten aus • Zuordnen der Betriebsmitteleigenschaften • Manuelles Anpassen der Übersetzungsverhältnisse von Transformatoren 	
Grafische Darstellung der Topologie	Kapitel 4.1
<ul style="list-style-type: none"> • Schematische Darstellung der Topologie anhand der geografischen Koordinaten • Manuelles Hinterlegen eines geografischen Plans zur besseren Orientierung • Vereinfacht die Validierung der Topologieerkennung 	
Berechnung des Lastflusses	Anhang E.1
<ul style="list-style-type: none"> • Manuelles oder automatisches Einlesen von Leistungsdaten oder Leistungsprofilen • Berechnung des Lastflusses im gesamten Verteilnetz • Berechnung von Knotenspannungen, Knoten- und Zweigströmen mit den Winkeln 	
Berechnung des dreiphasigen Kurzschlusses	Anhang E.2
<ul style="list-style-type: none"> • Berechnung eines dreiphasigen, symmetrischen Kurzschlusses an beliebigen Knoten des Netzes • Berechnung von Knotenspannungen, Knoten- und Zweigströmen mit den Winkeln 	
Berechnung der Kurzschlussimpedanz	Anhang E.3
<ul style="list-style-type: none"> • Berechnung der Kurzschlussimpedanz des davorliegenden Netzteils, wenn die Kurzschlussleistung am entsprechenden Netzknoten bekannt ist • Die Kurzschlussimpedanz wird für die Berechnung des dreiphasigen Kurzschlusses benötigt 	
Berechnung des einphasigen Erdschlusses	Anhang E.4
<ul style="list-style-type: none"> • Berechnung der Fehlerströme und der Fehlerspannung im Falle eines einphasigen Erdschlusses 	

Fig. 15: Technische Modellierungsfunktionen des Tools «ZNP light»

Erstellen von Leistungsprofilen (separates Excel-Tool)	
<ul style="list-style-type: none"> • Festlegen von Szenarien und Erstellen von Leistungsprofile in einem Verteilnetz • Berücksichtigung von Einspeisung, Last und Speicher • Einfache Schnittstelle, um Leistungsprofile als csv-Datei für die Lastflussberechnung zu verwenden 	

Fig. 16: Funktionen des Tools «ZNP-Profil»

Weitere Informationen zur technischen Modellierung befinden sich im Anhang E.

3.7 Betriebswirtschaftliche Modellierung

Mit Inkrafttreten des StromVG [10] müssen die Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit haben, ihre Netzanlagen einmalig neu zu bewerten. Dadurch werden vergleichbare, initiale Rahmenbedingungen für die Netzbewertung geschaffen [11]. Grundlage der Bewertung ist die Altersstruktur des Netzes, die jedoch oft nicht bekannt ist. Deshalb müssen Anlagen, die vor dem Bewertungszeitpunkt erstellt wurden, mittels synthetischer Anschaffungswerte bewertet

werden. Die StromVV [6] definiert das zu verwendende Datum. Für Anlagen, die nach dem Stichtag erstellt werden, sind die effektiven Anschaffungswerte zu verwenden [11].

Dieselbe Methodik gilt es auch für die Zielnetzplanung zu benutzen. In den folgenden Kapiteln sind die wesentlichen, bei einer betriebswirtschaftlichen Bewertung zu berücksichtigenden Kostenpunkte aufgeführt und beschrieben.

Neben den Kosten ist die Versorgungszuverlässigkeit ein wesentlicher Indikator für die Qualität eines Verteilnetzes. Eine Netzplanung hat das Ziel, die Versorgungszuverlässigkeit über den gesamten Zielnetzplanungshorizont so hoch zu halten, dass das Ausfallrisiko einen geforderten Grenzwert nicht überschreitet. Die gängigsten Indikatoren dazu werden im Anhang G.7 erklärt.

Fig. 17 stellt die betriebswirtschaftlichen Indikatoren zur Bewertung einer Netzvariante übersichtlich dar. Alle Hauptindikatoren (fettgedruckt und orange hinterlegt) können im Excel-Tool «ZNP light» berechnet werden. Die in Fig. 17 bezeichneten Anhänge geben Angaben dazu, wie die Software die Indikatoren berücksichtigt und berechnet.

In der Bedienungsanleitung des Tools «ZNP light» (separates Dokument) befindet sich eine genaue Anleitung zur betriebswirtschaftlichen Modellierung mit dem Software-Tool.

Altersstruktur und Mengengerüst	Anhang G.1
<ul style="list-style-type: none"> • Erstellungsjahre aller Betriebsmittel • Angabe der Anzahl Anlagen pro Typ und Netzebene pro Jahr 	
Netzkosten	Anhang G.2
<ul style="list-style-type: none"> • Kalkulatorische Kapitalkosten <ul style="list-style-type: none"> • Kalkulatorische Abschreibungen • Kalkulatorische Zinsen • Betriebskosten <ul style="list-style-type: none"> • Instandhaltung • Wirkverluste des eigenen Netzes (Verlustkosten) <p>Anmerkung: Anhang G.2 beschreibt weitere Kostenpunkte, die im Modell aber vernachlässigt sind.</p>	
Investitionskosten	Anhang G.3
<ul style="list-style-type: none"> • Jährliche Investitionen in neue Betriebsmittel 	
Discounted-Cash-Flow (DCF)	Anhang G.4
<ul style="list-style-type: none"> • Methode zur Diskontierung von Geldflüssen, die in der Zukunft liegen 	
Jahresbudget	Anhang G.5
<ul style="list-style-type: none"> • Summe der jährlichen Netz- und Investitionskosten (mit oder ohne Diskontierung) 	
Erneuerungsrate	Anhang G.6
<ul style="list-style-type: none"> • Prozentuale Erneuerungsrate von spezifischen Anlagentypen pro Netzebene 	
Versorgungszuverlässigkeit	Anhang G.7
<ul style="list-style-type: none"> • NGE und Zollenkopf • SAIDI und SAIFI 	

Fig. 17: Die wesentlichen betriebswirtschaftlichen Indikatoren

Weitere Informationen zur betriebswirtschaftlichen Modellierung befinden sich im Anhang G.

3.8 Zusammenfassung: Methodik und gewählte Lösungsansätze

Die vorangegangenen Kapitel 3.1 bis 3.7 beschreiben eine Zielnetzplanungssystematik und welches die wesentlichen Themen, Einflüsse sowie Zusammenhänge sind. Eine Methodik zur Erarbeitung von Zielnetzvarianten wurde vorgestellt. Um verschiedene Zielnetzvarianten technisch-betrieblich und betriebswirtschaftlich zu bewerten, sind aussagekräftige Indikatoren definiert worden.

Zur Unterstützung der Zielnetzplanung sind Software-Tools notwendig, welche die genannten technischen und betriebswirtschaftlichen Indikatoren von verschiedenen Zielnetzvarianten berechnen und übersichtlich darstellen. Solche Tools sind während des Projekts entwickelt worden. Das Kapitel 4 erklärt das Tool «ZNP light» zur technischen und betriebswirtschaftlichen Modellierung sowie das Tool «ZNP-Profile» zur Erstellung von Leistungsprofilen.

4 Tools und deren Möglichkeiten

4.1 Topologieerkennung

Im Tool «ZNP light» ist eine automatische Topologieerkennung implementiert. Dazu ist ein Algorithmus hinterlegt, der aufgrund der geografischen Koordinaten aus dem Geoinformationssystem (GIS) erkennt, welche Elemente miteinander verbunden sind. Dieser Algorithmus startet eine Breitensuche [12] beim Anschlusspunkt des Elements «Netz» (Fig. 18) und verbindet automatisch alle Punkte mit diesem Anschlusspunkt, welche sich in einem bestimmten geografischen Radius r davon entfernt befinden. Sind alle Anschlusspunkte, welche zum Knoten 1 gehören, virtuell miteinander verbunden, so wird dasselbe Vorgehen beim Knoten 2 durchgeführt usw. bis alle Anschlusspunkte der Elemente einem Knoten zugeordnet und in einer Tabelle (Fig. 19) aufgelistet sind.

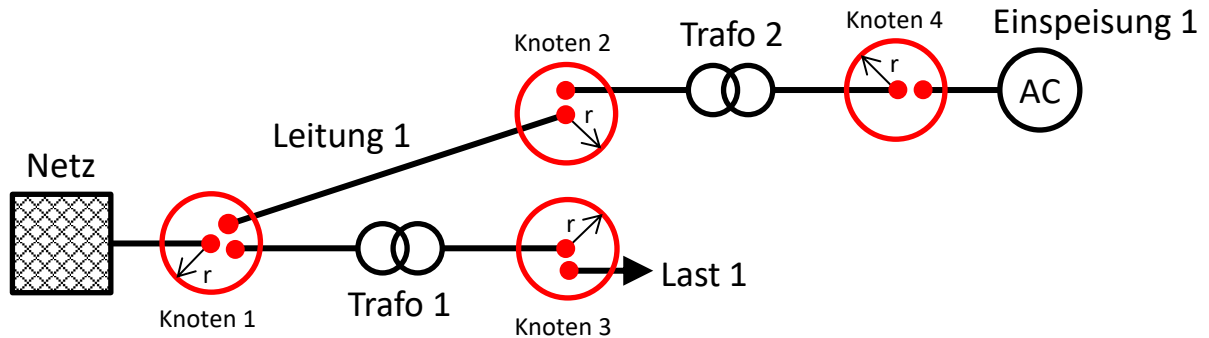


Fig. 18: Automatische Erkennung der Topologie

Elementname	Startknoten	Endknoten
Netz	Knoten 1	Knoten 1
Leitung 1	Knoten 1	Knoten 2
Trafo 1	Knoten 1	Knoten 3
Trafo 2	Knoten 2	Knoten 4
Last 1	Knoten 3	Knoten 3
Einspeisung 1	Knoten 4	Knoten 4

Fig. 19: Tabelle mit der erkannten Topologie

Sobald die Topologie erkannt wurde und daher eine Liste mit den Elementen und allen Knoten verfügbar ist, muss der Planer in der Lage sein, zu kontrollieren, ob die Topologieerkennung korrekt funktioniert hat. Um diesen Schritt zu vereinfachen, steht im Tool «ZNP light» eine grafische Darstellung der erkannten Topologie zur Verfügung (Fig. 20).



Fig. 20: Schema einer erkannten Topologie

Dabei sind im obigen Beispiel die Betriebsmittel auf der MS-Ebene rot und solche auf der NS-Ebene blau eingefärbt. Die Transformatoren der Netzebene 6 werden als blaue Punkte mit roter Umrandung gezeichnet. Blaue Quadrate stellen Verteilnkabine dar. Die Zahlen bezeichnen jeweils den Knotenpunkt eindeutig. Gemeinsam mit einer Elementliste kann nun die von der Software gezeichnete Topologie einfacher nachvollzogen und mit einem Netzplan des Netzbetreibers verglichen werden. Sollte die Topologie des Excel-Tools nicht mit der realen Topologie übereinstimmen, müssen die Eingabedaten kontrolliert und angepasst werden.

4.2 Erstellen von Leistungsprofilen

Im Projekt wurde ein weiteres Excel-Tool mit dem Namen «ZNP-Profil» programmiert. Es dient der Erstellung von Last- und Einspeiseprofilen für die Anschlusspunkte des Netzes. Als Grundlage dient Fig. 11 aus Kapitel 3.4. Das Tool berechnet für alle gewünschten Anschlusspunkte des Verteilnetzes einzelne Leistungsprofile, sowohl für die Wirkleistung als auch für die Blindleistung. Diese können direkt in das Tool «ZNP light» zur technischen Modellierung übernommen werden (Kapitel 4.3). Fig. 21 zeigt ein Beispiel mit Wirkleistungsprofilen für alle Anschlusspunkte.

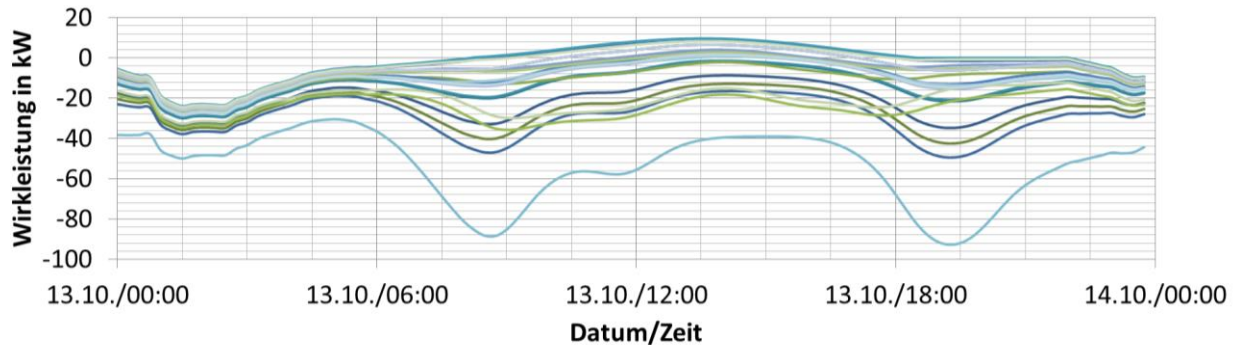


Fig. 21: Von der Software erstellte Wirkleistungsprofile für alle Anschlusspunkte des Netzes

Ziel des Tools ist es, das Aufstellen von Leistungsszenarien wesentlich zu vereinfachen. Damit die mit dem Tool erstellten Leistungsprofile als Grundlage für Lastflussberechnungen dienen können, muss eine Schnittstelle zum Tool «ZNP light» zur technischen Modellierung vorhanden sein. Diese Anforderung wird befriedigt, indem das Tool «ZNP-Profil» die generierten Profile in einer csv-Datei speichert, die das Tool «ZNP light» einfach per Knopfdruck in das technische Modell einlesen kann.

Eine Bedienungsanleitung für das Tool «ZNP-Profil» ist als separates Dokument erhältlich.

4.3 Technische Modellierung mit den Tools

Die Excel-Tools «ZNP light» und «ZNP-Profil» stellen umfassende Funktionalitäten zur technischen Modellierung und Simulation von Zielnetzvarianten zur Verfügung. Für die technische Bewertung einer Zielnetzvariante mit den Tools soll der Ablauf gemäss Fig. 22 als Leitfaden dienen.

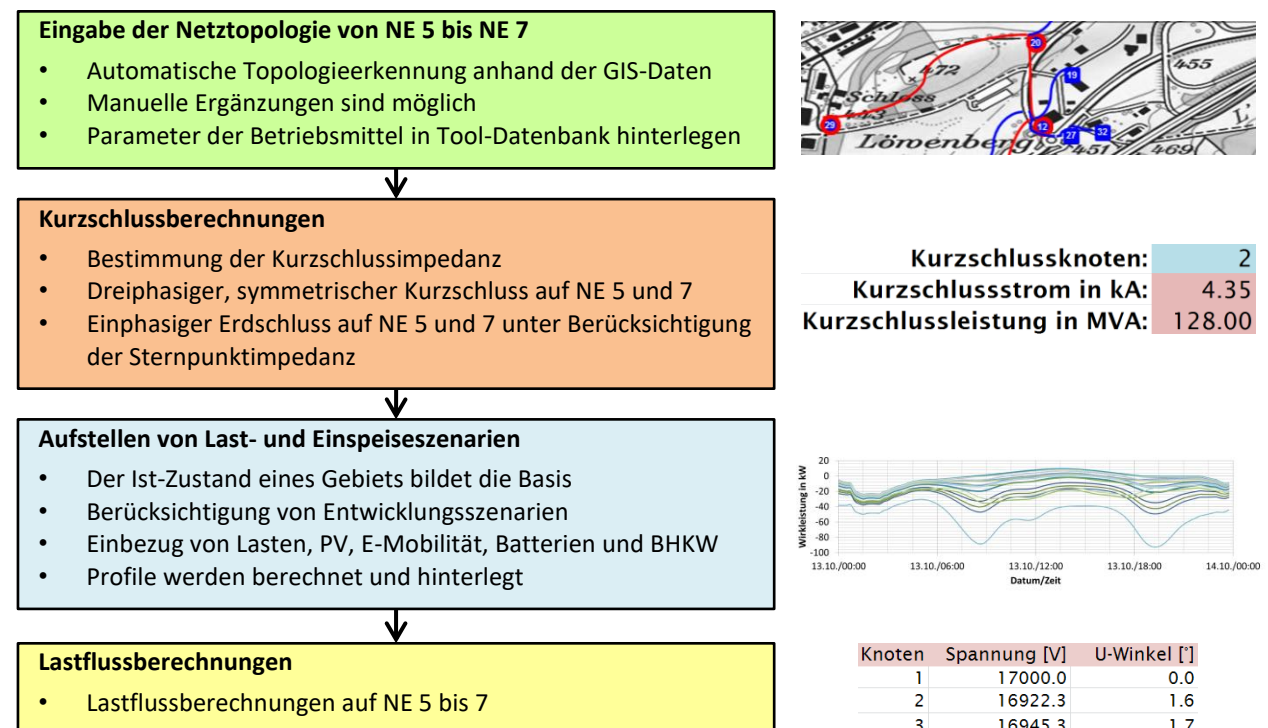


Fig. 22: Ablauf der technischen Modellierung mithilfe der Tools

In den separaten Bedienungsanleitungen der Tools «ZNP light» und «ZNP-Profil» ist die Vorgehensweise zur Benutzung dieser Softwarelösungen dokumentiert. Weiterführende Angaben zur Umsetzung der technischen Modellierung sind in Anhang E und in [12] dokumentiert.

4.4 Betriebswirtschaftliche Modellierung mit dem Tool

Diejenigen Elemente, die bereits für die technische Modellierung eingegeben wurden, berücksichtigt das Tool automatisch für die betriebswirtschaftliche Modellierung und Simulation. Dazu sind den Elementen die benötigten betriebswirtschaftlichen Grundlagendaten zu hinterlegen. Im Tool «ZNP light» erfolgt die betriebswirtschaftliche Modellierung nach der in Fig. 23 beschriebenen Vorgehensweise.

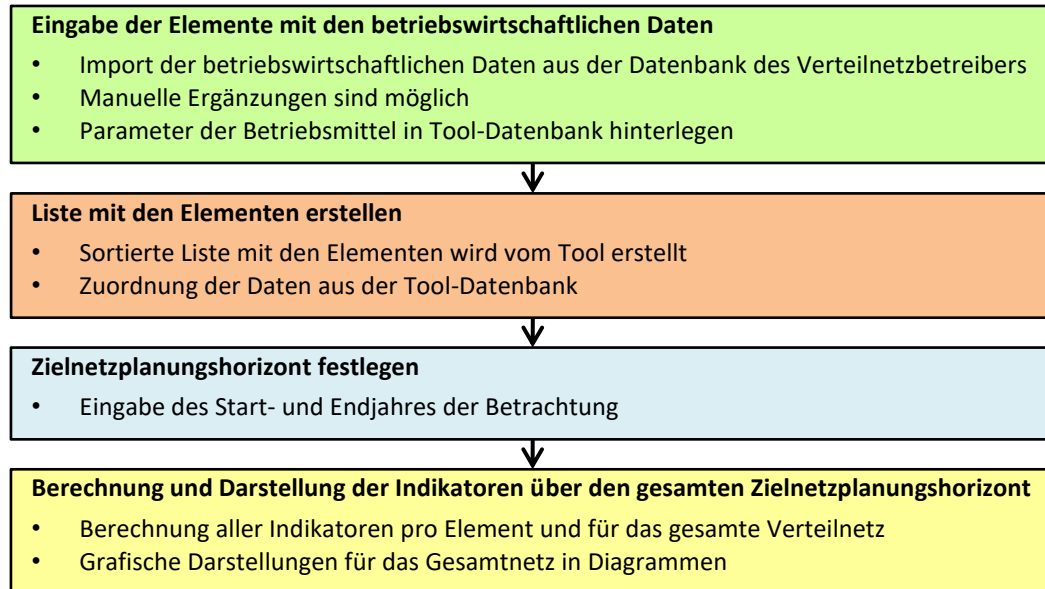


Fig. 23: Ablauf der betriebswirtschaftlichen Modellierung mithilfe des Tools

Weitere Informationen zur betriebswirtschaftlichen Modellierung sind in Anhang G zu finden.

4.5 Zusammenfassung: Tools und deren Möglichkeiten

Die zur Verfügung gestellten Excel-Tools ermöglichen kleinen und mittelgrossen Verteilnetzbetreibern eine technisch-betriebliche und betriebswirtschaftliche Bewertung von verschiedenen Zielnetzvarianten mit allgemein vorhandenen Software-Tools. Natürlich können auch grössere VNB die Tools benutzen. Dabei muss aber berücksichtigt werden, dass die Menge der Anlagen unter Umständen zu gross ist, um sie «an einem Stück» zu verarbeiten.

Bei der Erstellung von technischen und betriebswirtschaftlichen Modellen der aktuellen Netzsituation und von verschiedenen Zielnetzvarianten wird bewusst auf die wesentlichen Indikatoren fokussiert, um die dafür benötigte Datengrundlage so gering wie möglich, aber so gross wie nötig, zu halten.

Mit der Möglichkeit, Lastflussberechnungen anhand von vorbereiteten Leistungsprofilen für jeden Netzanschlusspunkt durchzuführen, kann einfach überprüft werden, ob die maximal zulässigen Auslastungen der Netzelemente eingehalten werden. Durch die Darstellung des Spannungsverlaufs an jedem Netzknoten ist es zudem leicht zu erkennen, ob für gegebene Produktions- und Lastszenarien die von der Norm geforderten Spannungsgrenzen eingehalten werden oder nicht. Ein- und dreiphasige Kurzschlussstromberechnungen vervollständigen die technische Analyse.

Betriebswirtschaftliche Indikatoren dienen der Bewertung der Ergebnisse aus der betriebswirtschaftlichen Modellierung. Speziell die betriebswirtschaftlichen Resultate, die in der Regel der Geschäftsleitung vorgelegt werden müssen, haben einen wesentlichen Einfluss auf Investitionsentscheide und folglich auf die gesamte Netzplanung. Es ist deshalb ein spezielles Augenmerk darauf gelegt worden, diese Resultate in einer sehr übersichtlichen und verständlichen Art und Weise zu präsentieren.

Gerade mit den Netzkosten pro Netzebene, SAIDI und SAIFI werden Indikatoren verwendet, wie sie von den Verteilnetzbetreibern (abhängig von der Absatzmenge) an die ECom abgeliefert werden müssen. Die ECom wiederum erstellt Statistiken, mit denen sich die VNB vergleichen können.

Vor der Erstellung der Tools fanden intensive Gespräche und Workshops mit den beteiligten Verteilnetzbetreibern statt, so dass die praxisrelevanten Indikatoren in die Tools integriert werden konnten.

5 Nutzen für den Verteilnetzbetreiber

5.1 Überblick

Das Projekt «Zielnetzplanung CH light» stellt Methoden und Werkzeuge zur Verfügung, die von kleinen und mittelgrossen Netzbetreibern ohne hohen Bedarf an finanziellen und personellen Ressourcen leicht verwendbar sind. Die verschiedenen Methodiken, die Tools «ZNP-light» und «ZNP-Profile» ermöglichen dem Netzbetreiber, sowohl aus technisch-betrieblicher als auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht eine optimierte Zielnetzvariante auszuwählen. Der konkrete Nutzen der Projektergebnisse ist in den Kapiteln 5.2 und 5.3 erklärt.

5.2 Nutzen der beschriebenen Methodiken

Beschreibung der wichtigsten technischen und betriebswirtschaftlichen Indikatoren: Die wichtigsten Parameter für eine effektive Zielnetzplanung wurden identifiziert und beschrieben. Dadurch weiss der Verteilnetzbetreiber, welche Indikatoren bei der Bewertung und beim Vergleich von Zielnetzvarianten ausschlaggebend sind.

Beschreibung der Einflüsse und Zusammenhänge: Die Erklärung der wichtigsten Einflussgrössen erhöht die Effizienz einer bevorstehenden Zielnetzplanung, weil damit vermieden wird, durch die Berücksichtigung von nicht relevanten Grössen Ressourcen zu verschwenden.

Vorstellen einer Zielnetzplanungssystematik: Durch den Beschrieb und die grafische Darstellung als Prozessablaufdiagramme wird der gesamte ZNP-Prozess besser verstanden und kann in das Unternehmen übernommen werden.

Erklärung eines Vorgehens zur Erstellung von Zielnetzvarianten: Basierend auf dem heutigen Netz ist es dank der übersichtlichen Anleitung möglich, neue Zielnetzvarianten unter Berücksichtigung zukünftiger Entwicklungen zu erstellen.

Erklärung der Voraussetzungen: Durch die genaue Auflistung der Daten, die eine Modellierung voraussetzt, ist sofort ersichtlich, wo bei der Erarbeitung der Datengrundlage des Verteilnetzbetreibers noch Nachholbedarf besteht.

5.3 Nutzen der entwickelten Tools

Einfacher Datentransfer aus den Datenbanken des Verteilnetzbetreibers: Die Softwarelösung zur Erfassung der Netztopologie sowie zur Durchführung technischer und betriebswirtschaftlicher Berechnungen sind sehr anwenderfreundlich und erlauben einen Datenimport, der unabhängig von den Datenbanken der verschiedenen Netzbetreiber ist (z.B. verschiedene GIS-Software, SAP etc.). Die Tools können die benötigten Daten einfach aus csv-Dateien importieren.

Erstellen von Leistungsprofilen: Zusätzlich unterstützt das Tool «ZNP-Profile» die Erstellung aktueller und zukünftiger Last- und Produktionsszenarien. Das Tool erzeugt Leistungsprofile (Wirk- und Blindleistung) für jeden definierten Anschlusspunkt eines Verteilnetzes. Dies ermöglicht eine Lastflussberechnung mit dem Excel-Tool «ZNP light», um zu prüfen, ob alle modellierten Betriebselemente innerhalb ihrer Betriebsgrenzen betrieben und ob die Spannungsgrenzen verletzt werden.

Technische und betriebswirtschaftliche Beurteilung von Netzvarianten: Das Excel-Tool «ZNP light» ist in der Lage, die Netztopologie anhand der Daten aus dem GIS zu erkennen. Somit erzeugt das Tool ein Modell, für das über den gesamten Planungshorizont (z.B. 2016 bis 2050) eine technisch-betriebliche (Lastfluss, Kurzschluss) und betriebswirtschaftliche (Kosten, Zuverlässigkeit) Bewertung möglich ist. Die wichtigsten Indikatoren werden von der Software berechnet.

5.4 Fazit

Mit den zur Verfügung gestellten Hilfsmitteln ist der Verteilnetzbetreiber in der Lage, eine Zielnetzplanung zu starten, auf Basis des heutigen Netzes verschiedene Zielnetzvarianten zu erstellen und diese sowohl technisch als auch betriebswirtschaftlich zu bewerten. Das Tool «ZNP light» stellt die ausschlaggebenden Indikatoren zum Vergleich von Zielnetzvarianten dar und erlaubt somit die Auswahl derjenigen Variante, die unter den gegebenen technisch-betrieblichen Randbedingungen die besten betriebswirtschaftlichen Ergebnisse aufweist. Die Tools sind kostenlos verfügbar.

6 Voraussetzungen beim Verteilnetzbetreiber

6.1 Know-how und Datengrundlage

Das Know-how und die Datengrundlage der heutigen Situation im Netz bilden den Ausgangspunkt für die Zielnetzplanung. Die Daten der aktuellen Netzsituation sind deshalb so wichtig, weil nur mit diesen eine technische und betriebswirtschaftliche Modellierung der Ausgangssituation vorgenommen werden kann. Mit der Ist-Situation als Ausgangspunkt sind danach Zielnetzvarianten zu erstellen, zu modellieren und zu simulieren.

In Fig. 24 bis Fig. 26 wird dargestellt, welche Daten für eine Modellierung mit dem entwickelten Tool «ZNP light» verfügbar sein müssen.

Basisdaten
<ul style="list-style-type: none"> • Name des Elements • Art des Elements (Transformator, Leitung etc.) • Typ des Elements (630 kVA, GKN 3 X 150/150 Curm etc.)

Fig. 24: Datengrundlage: Basisdaten

Technische Daten
<ul style="list-style-type: none"> • Koordinaten des Elements • Präzisierung, falls am selben Koordinatenpunkt nicht alle Elemente verbunden sind • Einspeisung oder Last, falls es sich um einen Netzknoten handelt • Spannungsebene in kV • Länge von Leitungen in m • Status (ein/aus)

Fig. 25: Datengrundlage: Technische Daten

Betriebswirtschaftliche Daten
<ul style="list-style-type: none"> • Einbaujahr • Ausbaujahr • Betroffene Kunden bei Ausfall • Ausfalldauer in % der durchschn. Ausfalldauer • Ausfallleistung in % der Nennleistung

Fig. 26: Datengrundlage: Betriebswirtschaftliche Daten

In der Bedienungsanleitung für das Tool «ZNP light» sind die Eingabedaten ausführlich erklärt.

Für jeden Netzknoten können Einspeisungen und Lasten beliebig kombiniert werden. Oftmals ist hierzu keine komplette Datengrundlage vorhanden. Um Leistungsprofile für alle Anschlusspunkte des Verteilnetzes einfach vorzugeben, steht das Tool «ZNP-Profil» zur Verfügung. Als Eingabe in das Tool sind für die vorhandenen Lasten und Produktionsanlagen die Definitionen anhand von Fig. 27 vorzunehmen.

Daten zum Erstellen von Leistungsprofilen
<ul style="list-style-type: none"> • Jahresverbräuche in kWh pro Anschlusspunkt und Lasttyp • Verfügbare Fläche zur PV-Produktion • Betriebszeitpunkte und Leistungen von Elektromobilität, Batterien und Blockheizkraftwerken <p>Anmerkung: Wo vorhanden, können an den einzelnen Anschlusspunkten gemessene Profile hinterlegt werden.</p>

Fig. 27: Datengrundlage zum Erstellen von Leistungsprofilen

Genauere Informationen zu den Daten aus Fig. 27 sind in der Bedienungsanleitung des Tools «ZNP-Profil» aufgeführt.

6.2 Benötigte Software

Die Tools «ZNP-Profil» und «ZNP light» benötigen die Installation von Excel 2010 oder höher.

7 Zusammenfassung der Ergebnisse

Klare Methodiken und benutzerfreundliche Tools, wie sie als Ergebnis des Projekts vorliegen, erleichtern die Zielnetzplanung im Vergleich mit den Lösungen, die derzeit bei grossen Verteilnetzbetreibern Anwendung finden, erheblich. Die Kapitel 7.1 und 7.2 geben eine umfängliche Übersicht der Projektergebnisse.

7.1 Beschreibung der Methodiken

Die Inhalte zu den erarbeiteten Methodiken sind im Wesentlichen:

- Beschreibung der wesentlichen technischen und betriebswirtschaftlichen Indikatoren
- Darstellen der Einflüsse und Zusammenhänge
- Vorstellen einer Zielnetzplanungssystematik
- Erklärung eines Vorgehens zur Erstellung von Zielnetzvarianten
- Aufzeigen des Nutzens für den Verteilnetzbetreiber
- Beschreibung, welche Voraussetzungen der Verteilnetzbetreiber erfüllen muss, um die Projektergebnisse nutzen zu können

Die Informationen in diesem Schlussbericht sollen den Verteilnetzbetreiber befähigen, eine Zielnetzplanung systematisch anzugehen und schliesslich auch durchzuführen.

7.2 Entwickelte Tools

Am Ende des Projekts stehen folgende Software-Tools zur Verfügung:

- ZNP-Tool mit dem Namen «ZNP light» zur technischen und betriebswirtschaftlichen Modellierung
- Tool «ZNP-Profile» zur Generierung von Leistungsprofilen

Bedienungsanleitungen für beide Tools werden den Einstieg und die Benutzung so einfach wie möglich gestalten.

Das Excel-Tool «ZNP light» zur technischen und betriebswirtschaftlichen Modellierung umfasst zusammengefasst folgende Funktionalitäten:

- Erkennen der Netztopologie anhand der GIS-Daten
- Berechnung von Lastfluss, dreiphasigem, symmetrischem Kurzschluss und einphasigem Erdschluss
- Berechnung und Darstellung des zeitlichen Verlaufs der Auslastungen und der Knotenspannungen
- Berechnung der Investitionskosten und Netzkosten während des Zielnetzplanungshorizonts
- Berechnung der Zuverlässigkeit (SAIDI, SAIF, NGE, Zollenkopf) über den Zielnetzplanungshorizont
- Grafische Darstellung der Ergebnisse

Weiter erlaubt das Excel-Tool «ZNP-Profile», für jeden Anschlusspunkt des Netzes Leistungsprofile unter Berücksichtigung von:

- Lasten (Haushalt, Gewerbe/Industrie, Landwirtschaft, Heizen),
- Photovoltaik,
- Elektromobilität, Speichern (Batterien) und
- Blockheizkraftwerken

zu erstellen. Bereits vorhandene Messprofile können hierbei mit den Schätzungen des Tools kombiniert werden.

7.3 Fazit

Ein Vergleich der hier zusammengefassten Resultate mit den gesteckten Zielen aus Kapitel 2.3 zeigt folgende Punkte auf:

- Die entwickelten Tools erlauben eine technische und betriebswirtschaftliche Bewertung von Zielnetzvarianten, verfügen über einfache Schnittstellen für den Datenimport, sind benutzerfreundlich und stellen die wichtigsten der berechneten Indikatoren übersichtlich dar
- Die wesentlichen Themen und Indikatoren sind identifiziert und in diesem Schlussbericht beschrieben. Darstellungen der Einflüsse und Zusammenhänge sind ebenso erstellt worden wie die Dokumentation von Methodiken für die Zielnetzplanung

Somit wurden die gesteckten Ziele erreicht. Nichtsdestotrotz existieren Weiterentwicklungsmöglichkeiten, die in den Kapiteln 8.1 und 8.2 geschildert werden.

8 Ausblick und Entwicklungsmöglichkeiten

8.1 Ausblick

In einem ersten Schritt sollen die Projektergebnisse in die am Projekt beteiligten Unternehmen getragen werden. Dafür werden in den Wochen nach Projektabschluss entsprechende Veranstaltungen direkt bei den Verteilnetzbetreibern organisiert. Falls die Unternehmen dies wünschen, werden sie durch die BFH bei der Einführung und Verwendung der Projektergebnisse nach Projektende fachmännisch unterstützt.

Weitere externe Anfragen für die Präsentation und Diskussion der Projektergebnisse und vor allem des Tools «ZNP light» sind beim Projektteam eingetroffen und werden auch in Zukunft gerne entgegengenommen.

Im April 2017 wird das Projekt in einem Artikel des Bulletin SEV/VSE veröffentlicht. Damit erhält ein breites Fachpublikum Zugang zu den Projektergebnissen. Mit der Hilfe von Tagungsbeiträgen, zum Beispiel beim Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), sollen im Jahr 2017 zusätzliche Verteilnetzbetreiber erreicht werden.

Weiter ist geplant, mittelfristig ein Folgeprojekt in Angriff zu nehmen. Die aktuell beteiligten Projektpartner haben Interesse signalisiert, unter gewissen Bedingungen daran teilzunehmen. Das Projektteam hat bestimmt, dass weitere Partner von der Mitarbeit an einem Folgeprojekt zu überzeugen sind und dass bei einer gemeinsamen Veranstaltung mit potentiellen Projektpartnern passende Forschungsthemen gefunden werden sollen.

8.2 Entwicklungsmöglichkeiten

Im Rahmen einer Masterarbeit wird das Tool «ZNP light» mit einer Erweiterung ausgestattet, die mittels Optimierungsalgorithmen Netzvarianten mit optimierter Netzstruktur (Ring, Strahl oder Strang) generiert. Diese Netzstruktur wird vom Tool automatisch erkannt, was eine technische und betriebswirtschaftliche Bewertung erlaubt. Ein Beispiel für einen günstigsten Strang ist in Fig. 28 abgebildet (grüne Linien = alle möglichen Verbindungen, rot = günstigster Strang).

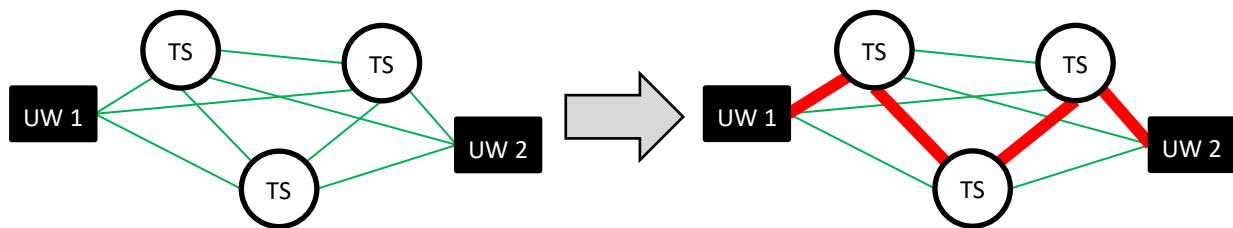


Fig. 28: Algorithmus zur Findung des günstigsten Strangs zwischen UW 1 und UW 2

Zudem wird in derselben Masterarbeit die Systematik zur Erstellung von Leistungsprofilen überarbeitet. Das Ziel dabei ist es, vereinfachte und in der Datenmenge stark reduzierte Leistungsprofile zu erzeugen, mit denen schliesslich anhand von Lastflussberechnungen überprüft werden kann, ob die entwickelte Zielnetzvariante die technisch-betrieblichen Anforderungen erfüllt. Die Resultate werden in das Tool «ZNP-Profil» eingebaut.

Im Mai 2017 startet ein vom Bundesamt für Energie und der Kommission für Technologie und Innovation KTI (SCCER FURIES) gefördertes Projekt mit der Bezeichnung «Optimierung von Planung und Betrieb der Verteilnetze unter Berücksichtigung der Spannungsqualität». Es dauert bis im April 2020. Ein Arbeitspaket dieses Projekts zielt auf die Einbindung von Indikatoren zur Spannungsqualität in das Tool «ZNP light» ab. Falls eine Integration sinnvoll und bedienbar ist, wird das Tool entsprechend erweitert werden.

8.3 Schlussbemerkung

Die im Schlussbericht beschriebenen Methodiken und die entwickelten Tools sollen bei Verteilnetzbetreibern und anderen relevanten Unternehmen präsentiert werden, so dass diese in der Praxis für die Zielnetzplanung eingesetzt werden können. Rückmeldungen zu den Projektergebnissen sind im Hinblick auf Erweiterungen zu dokumentieren.

Die Tools «ZNP light» und «ZNP-Profil» stellen eine starke Basis für Weiterentwicklungen dar. Neue und überarbeitete Funktionalitäten sind entsprechend der Bedürfnisse seitens der Verteilnetzbetreiber in zukünftigen Arbeiten zu entwickeln und in die Tools zu integrieren.

Die Pflege der Tools übernimmt bis auf Weiteres das Labor für Elektrizitätsnetze der BFH. Entsprechende Anfragen sind an Stefan Schori (sos1@bfh.ch) beziehungsweise Prof. Michael Höckel (hkm1@bfh.ch) zu richten.

9 Glossar

AiF/IGF	Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen/Industrielle Gemeinschaftsforschung (Deutschland)
BFE	Bundesamt für Energie
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission, Schweiz
ESB	Energie Service Biel/Bienne
FGH	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (Deutschland)
GIS	Geoinformationssystem
IB-Murten	Industrielle Betriebe Murten
KRSV	Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz [5]
MS	Mittelspannung
NE	Netzebene
NEP	Szenario «Neue Energiepolitik» gemäss den Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 [9]
NGE	Nicht zeitgerecht gelieferte Energie
NS	Niederspannung
POM	Szenario «Politisches Massnahmenpaket» gemäss den Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 [9]
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (Deutsch: Durchschnittliche Nichtverfügbarkeit (Dauer) je beliefertem Endkunden pro Jahr)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index (Deutsch: Durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit je beliefertem Endkunden pro Jahr)
SCCER FURIES	Swiss Competence Centers for Energy Research – Future Swiss Electrical Infrastructure
Slack-Knoten	Referenz- oder Bilanzknoten
TS	Trafostation
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
VBA	Visual Basic for Applications
VK	Verteilkabine
VNB	Verteilnetzbetreiber
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WACC	Weighted Average Cost of Capital (Deutsch: Gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz)
WP	Work Package = Arbeitspaket
WWB	Szenario «Weiter wie bisher» gemäss den Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 [9]
ZNP	Zielnetzplanung

10 Abbildungsverzeichnis

Fig. 1: Die definierten Hauptthemen des Projekts 3

Fig. 2: Die Zielnetzplanungssystematik als Prozessablaufdiagramm 4

Fig. 3: Aufteilung der Netzstrategie in Betriebsmittel und Netzstruktur 7

Fig. 4: Prozessdiagramm zur Erarbeitung der Verbesserungsvorschläge/Bedarfsermittlung 8

Fig. 5: Prozessdiagramm zur Definition, Bewertung, Überarbeitung und Auswahl von Netzvarianten 8

Fig. 6: Sollnetzregeln zur Netzstruktur 9

Fig. 7: Sollnetzregeln zum Standard-Netzbaumaterial 9

Fig. 8: Sollnetzregeln zum Netzdesign 10

Fig. 9: Sollnetzregeln zur Netzzuverlässigkeit 10

Fig. 10: Sollnetzregeln zu Green Technology 10

Fig. 11: Anschlusspunkt mit verschiedenen angeschlossenen Lasten, Einspeisungen und Speichern 10

Fig. 12: Prozessablaufdiagramm zur Bearbeitung von Zielnetzvarianten 11

Fig. 13: Technische Indikatoren 12

Fig. 14: Betriebswirtschaftliche Indikatoren 12

Fig. 15: Technische Modellierungsfunktionen des Tools «ZNP light» 13

Fig. 16: Funktionen des Tools «ZNP-Profile» 13

Fig. 17: Die wesentlichen betriebswirtschaftlichen Indikatoren 14

Fig. 18: Automatische Erkennung der Topologie 15

Fig. 19: Tabelle mit der erkannten Topologie 15

Fig. 20: Schema einer erkannten Topologie 15

Fig. 21: Von der Software erstellte Wirkleistungsprofile für alle Anschlusspunkte des Netzes 16

Fig. 22: Ablauf der technischen Modellierung mithilfe der Tools 16

Fig. 23: Ablauf der betriebswirtschaftlichen Modellierung mithilfe des Tools 17

Fig. 24: Datengrundlage: Basisdaten 19

Fig. 25: Datengrundlage: Technische Daten 19

Fig. 26: Datengrundlage: Betriebswirtschaftliche Daten 19

Fig. 27: Datengrundlage zum Erstellen von Leistungsprofilen 19

Fig. 28: Algorithmus zur Findung des günstigsten Strangs zwischen UW 1 und UW 2 21

Fig. 29: Der ZNP-Baum (Bildquelle Baum: [13]) 30

Fig. 30: Abschreibungsdauer nach Anlagenklasse (Quelle: [5]) 31

Fig. 31: Investitionen je Betriebsmittel für verschiedene Versorgungsaufgaben (Quelle [14]) 32

Fig. 32: Errichtungskosten für Elemente der NE 4 und NE 5 (Quelle [1]) 32

Fig. 33: Geplante Betriebskosten der Betriebsmittel (Quelle [14]) 33

Fig. 34: Ungeplante Betriebskosten der Betriebsmittel (Quelle [14]) 33

Fig. 35: Betriebskosten für Elemente der NE 4 und NE 5 (Quelle [1]) 33

Fig. 36: Spezifische Kosten für Kabel der Netzebene 5 (Quelle [15]) 34

Fig. 37: Bodentyp-Indizes (Quelle [15]) 34

Fig. 38: Zeitbedarf für Wiederversorgungsprozesse in NS-Netzen (Quelle [14]) 34

Fig. 39: Kosten für Komponentenschäden mit und ohne Störung in Euro (Bildquelle: [4]) 35

Fig. 40: Mögliche Netzstrukturen gemäss [14] 36

Fig. 41: Beschrieb der Schritte zum Erarbeiten von Verbesserungsvorschlägen und der Bedarfsermittlung 37

Fig. 42: Beschrieb der Schritte zur Definition, Bewertung und Auswahl von Netzvarianten 38

Fig. 43: Nachfrage nach Elektrizität, Szenario: Weiter wie bisher 39

Fig. 44: Datensatz zur Nachfrage nach Elektrizität, Szenario: Weiter wie bisher 39

Fig. 45: Nachfrage nach Elektrizität, Szenario: Neue Energiepolitik 40

Fig. 46: Datensatz zur Nachfrage nach Elektrizität, Szenario: Neue Energiepolitik 40

Fig. 47: Nachfrage nach Elektrizität, Szenario: Politisches Massnahmenpaket 40

Fig. 48: Datensatz zur Nachfrage nach Elektrizität, Szenario: Politisches Massnahmenpaket 41

Fig. 49: Privathaushalte: Nachfrage nach Elektrizität, Vergleich der Szenarien 41

Fig. 50: Datensatz zur Nachfrage nach Elektrizität (Privathaushalte), Vergleich der Szenarien 41

Fig. 51: Endenergienachfrage nach Elektrizität, Vergleich der Szenarien 42

Fig. 52: Datensatz zur Endenergienachfrage nach Elektrizität, Vergleich der Szenarien 42

Fig. 53: Knotenspannungen und Spannungswinkel (Lastflussberechnung) 43

Fig. 54: Knotenströme und Stromwinkel (Lastflussberechnung) 43

Fig. 55: Zweigströme und Stromwinkel (Lastflussberechnung) 43

Fig. 56: Zwei VKs (Knoten 36 und 41) mit PV-Anlagen werden über einen Transformator (Knoten 19) versorgt 43

Fig. 57: Knotenspannungen bei hoher PV-Einspeisung und einem Übersetzungsverhältnis von 17/0.42 43

Fig. 58: Knotenspannungen bei hoher PV-Einspeisung und einem Übersetzungsverhältnis von 17/0.4 44

Fig. 59: Wahl und Resultate des Kurzschlussknotens 44

Fig. 60: Knotenspannungen und Spannungswinkel (Kurzschlussfall) 44

Fig. 61: Knotenströme und Stromwinkel (Kurzschlussfall) 44

Fig. 62: Zweigströme und Stromwinkel (Kurzschlussfall) 44

Fig. 63: Virtuelle Leitung als Kurzschlussimpedanz zwischen Knoten 1 und 2 45

Fig. 64: R- und X-Anteil der Kurzschlussimpedanz als Ergebnis im Tool 45

Fig. 65: Schema des einphasigen Erdschlusses auf der Mittelspannungsebene 46

Fig. 66: Vereinfachtes Schema des einphasigen Erdschlusses aus Fig. 65 mit Maschen 47

Fig. 67: Datenblatt von Transformatoren (Rauscher Stoecklin: Verteiltransformatoren freiatmend) 49

Fig. 68: Vereinfachtes Ersatzschaltbild eines Transformators 49

Fig. 69: Quellen zur Ermittlung des Erstellungsjahres (Quelle: [11]) 51

Fig. 70: Schema zur Bestimmung des Erstellungsjahres einer Trafostation (Gebäude) auf NE 6 52

Fig. 71: Ablauf zur Bestimmung des Einbaujahres einer Trafostation (Gebäude) auf NE 6 52

Fig. 72: Schema zur Bestimmung des Einbaujahres eines Transformators auf NE 6 53

Fig. 73: Ablauf zur Bestimmung des Einbaujahres eines Transformators auf NE 6 53

Fig. 74: Schema zur Bestimmung des Einbaujahres einer Verteilkabine 54

Fig. 75: Ablauf zur Bestimmung des Einbaujahres einer Verteilkabine 54

Fig. 76: Schema zur Bestimmung des Einbaujahres eines Kabels 54

Fig. 77: Ablauf zur Bestimmung des Einbaujahres eines Kabels 55

Fig. 78: Altersstruktur eines Verteilnetzes (NE 5 bis NE 7)..... 56

Fig. 79: Diagramm mit Altersstruktur und Mengengerüst (Bildquelle: [4]) 56

Fig. 80: Vom Wiederbeschaffungspreis zum synthetischen Anschaffungswert (Quelle: [11]) 58

Fig. 81: Vorgabe der maximalen Ausfalldauern gemäss Distribution Code [19]..... 61

Fig. 82: Zollenkopfdiagramm für das einfache und erweiterte Zollenkopfkriterium 61

Fig. 83: Darstellung von SAIDI und SAIFI im Excel-Tool..... 62

Fig. 84: Intervall der Standardkennzahlen für ungeplante Versorgungsunterbrechungen (Quelle: [19]) 62

11 Bibliographie

- [1] N. Roterling, Zielnetzplanung von Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung von dezentralen Einspeisungen und steuerbaren Lasten, Aachen: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser, 2013, p. 10.
- [2] Prognos, «Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, Anhang III,» Schweizerische Eidgenossenschaft, Bundesamt für Energie, Basel, 2012.
- [3] E. Union, «RICHTLINIE 2009/72/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES,» Europäische Union, vom 13. Juli 2009.
- [4] FGH, «AiF/IGF-Vorhaben 16391N: Entwicklung typspezifischer Prognosemodelle zur Beschreibung der Zuverlässigkeit von Betriebsmitteln im Rahmen des Asset Managements in elektrischen Verteilungsnetzen,» Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., 2013.
- [5] VSE, «Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz,» VSE, Aarau, 2015.
- [6] S. Eidgenossenschaft, «Stromversorgungsverordnung, StromVV,» Schweizerische Eidgenossenschaft, vom 14. März 2008 (Stand am 1. Januar 2016).
- [7] Accenture, «tu-dresden.de,» 2005. [Online]. Available: https://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_wirtschaftswissenschaften/bwl/ee2/lehrstuhlseiten/ordner_lehre/ordner_ss_06/ordner_energiemwirtsch_2_ss_06/ordner_save_ew2_ss06/Instandhaltung%20im%20Netz.pdf. [Zugriff am 22.07.2016].
- [8] D. M. Sturm, E.ON, 23 May 2007. [Online]. Available: [http://www02.abb.com/global/deabb/deabb207.nsf/0/0540ffc1047270a1c125730e004f50b7/\\$file/netz-im-kostendruck-EON.pdf](http://www02.abb.com/global/deabb/deabb207.nsf/0/0540ffc1047270a1c125730e004f50b7/$file/netz-im-kostendruck-EON.pdf). [Zugriff am 8.10.2015].
- [9] Prognos, «Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050,» Bundesamt für Energie, Basel, 2012.
- [10] S. Eidgenossenschaft, «Stromversorgungsgesetz, StromVG,» Schweizerische Eidgenossenschaft, vom 23. März 2007 (Stand 1. Juni 2015).
- [11] VSE, «Netzbewertung von Verteilnetzen der Schweiz,» Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE, Aarau, 2007.
- [12] S. Schori, «Projektarbeit 1: ZNP CH light WP1 - Erarbeiten und Dokumentieren der Systematik,» Biel, 2016.
- [13] «Pinterest,» [Online]. Available: <https://www.pinterest.com/pin/318911217339435997/>. [Zugriff am 18.01.2016].
- [14] J. Feldmann, Planungsgrundsätze für Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung von Versorgungsqualität und Kosten, Aachen: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen Haubrich, 2010.
- [15] Consentec, «Grundlagen für eine Berechnungsmethode zum Kostenvergleich zwischen Kabeln und Freileitungen sowie zur Festlegung eines Mehrkostenfaktors,» Bundesamt für Energie, Bern, 2013.
- [16] A. Gabbauer, «Ein Beitrag zur rechnerischen Bestimmung von Erdungsimpedanzen, Erdungsströmen und Erdungsspannungen von elektr. Anlagen in Netzen mit niederohmiger Sternpunktserdung,» TU-Graz, Graz, 2001.
- [17] F. Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, «Sunshine-Regulierung: Dokumentation 2. Testrunde,» Schweizerische Eidgenossenschaft, Bern, 2016.
- [18] VSE, «Branchenempfehlung Messkosten,» VSE, Aarau, 2014.
- [19] VSE, «Distribution Code Schweiz,» VSE, Aarau, 2014.
- [20] VSE, «Branchenempfehlung, Versorgungs-Verfügbarkeits-Tool "NeDisp",» VSE, Aarau, 2012.

12 Versionskontrolle

Version	Datum	Beschreibung	Autor
0.0	10.02.2017 bis 15.02.2017	Dokumentstruktur vorbereitet. Bereits geschriebene Texte integriert. Hauptteil geschrieben. Anhänge ergänzt.	Stefan Schori
0.1	16.02.2017 bis 17.02.2017	Hauptteil komplettiert. Dokument zur Korrektur an Partner verteilt.	Stefan Schori
0.2	17.02.2017 bis 21.02.2017	Dokumentgrösse verkleinert und Dokument an Partner verteilt. Dokument überarbeitet.	Stefan Schori
0.3	24.02.2017	Anhang korrigiert und überarbeitet. Rückmeldungen eingearbeitet.	Stefan Schori
0.4	27.02.2017 bis 28.02.2017	Rückmeldungen eingearbeitet. Dokument überarbeitet.	Stefan Schori
1.0	28.02.2017	Dokument freigegeben und verteilt.	Stefan Schori
1.1	01.03.2017	Dokument ergänzt und verteilt.	Stefan Schori
1.2	06.03.2017	Dokument ergänzt und auf Plattform geladen.	Stefan Schori
1.3	13.03.2017	Anhang angepasst. Dokument verteilt und auf Plattform geladen.	Stefan Schori
1.4	15.03.2017	Diverse Bilder ersetzt. Dokument auf Plattform geladen.	Stefan Schori
1.5	04.05.2017	Korrektur in Anhang E.5.	Stefan Schori
1.6	23.06.2017	Verweis in Kapitel 3.5.2 korrigiert.	Stefan Schori
1.7	13.02.2018	Angaben zu Python entfernt. Korrektur.	Stefan Schori
1.8	04.05.2018	Adresse auf Titelfolie ersetzt. Kopfzeile angepasst. Verweise in der Tabelle von Fig. 17, im Kapitel 4.3 und 4.4 angepasst. Kapitel 4.5: Info zu gratis verfügbaren Tools (Python) entfernt.	Stefan Schori
1.9	27.04.2022	Verweise korrigiert.	Stefan Schori

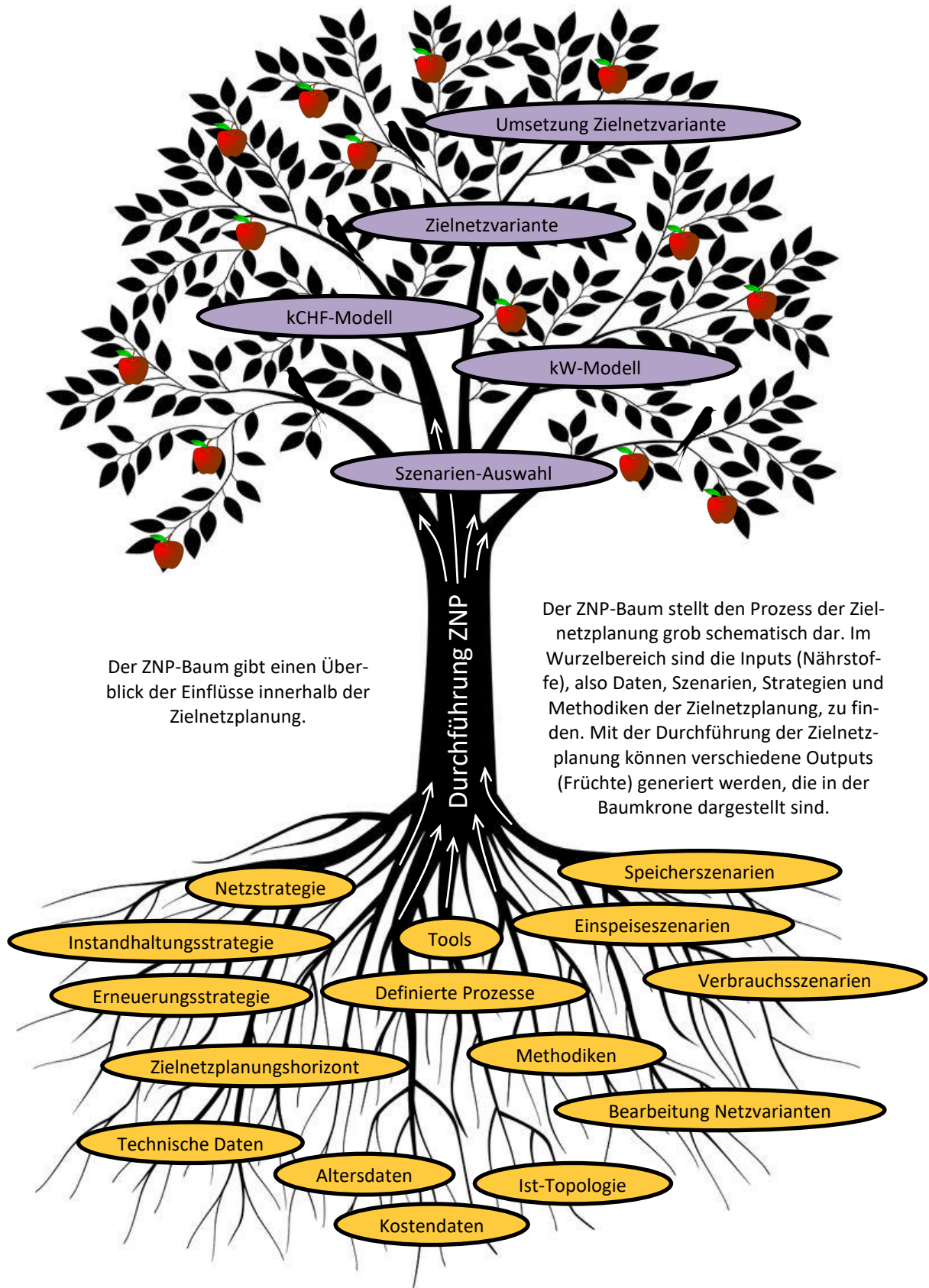
13 Anhang

A	Einflüsse innerhalb der Zielnetzplanung	30
A.1	Übersicht	30
B	Tabellen mit Standardwerten	31
B.1	Tabellen: Betriebswirtschaftliche Nutzungsdauer (Abschreibungsdauer)	31
B.2	Tabellen: Investitionskosten	32
B.3	Tabellen: Betriebskosten	33
B.4	Tabellen: Kosten für Kabel der Netzebene 5	34
B.5	Tabellen: Dauer für Wiederversorgungsprozesse	34
B.6	Tabellen: Kosten für Komponentenschäden mit und ohne Störung	35
C	Netz- und Instandhaltungsstrategie	36
C.1	Netzstrukturen	36
C.2	Erarbeiten von Zielnetzvarianten	37
D	Szenarien	39
D.1	Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050	39
E	Technische Modellierung	43
E.1	Lastflussberechnungen	43
E.1.1	Funktionalität	43
E.2	Berechnung des dreiphasigen Kurzschlusses	44
E.2.1	Funktionalität	44
E.3	Berechnung der Kurzschlussimpedanz	45
E.4	Einphasiger Erdschluss	45
E.5	Formeln zur Berechnung der Ersatzparameter eines Transformators	49
F	Erstellungsjahr bestimmen	51
F.1	Einleitung	51
F.2	Mögliche Quellen zur Ermittlung des Erstellungsjahres	51
F.3	Mögliche Methoden zur Schätzung des Erstellungsjahres	52
F.4	Trafostation (Gebäude)	52
F.5	Transformator	53
F.6	Verteilkabine	54
F.7	Kabel zwischen Unterwerk, Trafostationen, Schaltanlagen und Verteilkkabinen	54
F.8	Zwischenfazit: Erstellungsjahr abschätzen	55
G	Betriebswirtschaftliche Modellierung	56
G.1	Altersstruktur und Mengengerüst	56
G.1.1	Bestimmen des Erstellungsjahres eines Betriebsmittels	56
G.2	Netzkosten	57
G.2.1	Kapitalkosten	57
G.2.2	Betriebskosten	58
G.2.3	Kosten für Mess- und Informationswesen	59

G.2.4	Verwaltungskosten der Netze	59
G.2.5	Sonstige Erlöse	59
G.2.6	Zwischenfazit: Im Modell berücksichtigte Netzkosten	59
G.3	Investitionskosten	60
G.4	Discounted Cash-Flow	60
G.5	Jahresbudget	60
G.6	Erneuerungsrate	60
G.7	Versorgungszuverlässigkeit.....	60
G.7.1	Einleitung in die Versorgungszuverlässigkeit	60
G.7.2	NGE und Zollenkopf	61
G.7.3	SAIDI und SAIFI.....	61

A Einflüsse innerhalb der Zielnetzplanung

A.1 Übersicht



Der ZNP-Baum gibt einen Überblick der Einflüsse innerhalb der Zielnetzplanung.

Der ZNP-Baum stellt den Prozess der Zielnetzplanung grob schematisch dar. Im Wurzelbereich sind die Inputs (Nährstoffe), also Daten, Szenarien, Strategien und Methodiken der Zielnetzplanung, zu finden. Mit der Durchführung der Zielnetzplanung können verschiedene Outputs (Früchte) generiert werden, die in der Baumkrone dargestellt sind.

Fig. 29: Der ZNP-Baum (Bildquelle Baum: [13])

B Tabellen mit Standardwerten

B.1 Tabellen: Betriebswirtschaftliche Nutzungsdauer (Abschreibungsdauer)

Die Abschreibungsdauer wird im vorliegenden Dokument auch als betriebswirtschaftliche Nutzungsdauer bezeichnet. Fig. 30 zeigt eine Tabelle aus dem Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz KRSV [5], die als Datengrundlage dienen kann.

Anlagenklasse	Abschreibungsdauer in Jahren
Verteilnetz	
Grundstücke	keine Abschreibung
Anlagen in Bau	keine Abschreibung
Trassee Rohranlage MS und NS	55 - 60
Kabeltunnel	75 - 80
Kabel 150 / 50 kV	35 - 40
Kabel MS	35 - 40
Kabel NS (Energiekabel)	35 - 40
Nachrichtenbodenkabel	20 - 25
Freileitung 150 / 50 kV (Stahl oder Beton mit Erdseil ohne Nachrichtenkabel)	55 - 60
Freileitung 150 / 50 kV (Holz)	20 - 25
Freileitung MS (Holz)	20 - 25
Freileitung MS (Stahl oder Beton mit Erdseil ohne Nachrichtenkabel)	35 - 40
Nachrichtenkabel Freiluft	15 - 20
Freileitung NS (Holz)	20 - 25
Unterwerk Gebäude (Hauptstationen)	45 - 50
Unterwerk Netztrafo	30 - 35
Unterwerk Leitungsfelder	30 - 35
Unterwerk Schutz-, Messanlagen, leittechnische Anlagen, Rundsteueranlagen, Kondensatorbatterien usw.	10 - 15
Trafostation Gebäude konventionelle Bauweise	45 - 50
Trafostation Gebäude Leichtbauweise	30 - 35
Trafostation (MS/NS) Trafo	30 - 35
Masttrafostation (Stahl und Holz) inkl. elektrischer Ausrüstung	25 - 30
Trafostation Schalteinrichtungen (luft- und gasisoliert)	25 - 35
Trafostation Steuer-, Mess- und Schutzeinrichtungen, Kondensatorbatterien usw.	10 - 15
Kundenanschlüsse Kabel	35 - 40
Kundenanschlüsse Freileitungen	20 - 25
Kabelverteilkabinen	35 - 40
Zähler und Messeinrichtungen mechanisch	20 - 25
Zähler und Messeinrichtungen elektronisch	10 - 15
Fahrbare Stromaggregate	15 - 20
Konzessionen und Rechte	
Landreserven	keine Abschreibung
Konzessionen	Konzessionsdauer
Landanteil bei Miteigentum	keine Abschreibung
Anlagenbenutzungs-, Energietransport- und übrige Rechte v. Dritten	wie Anlage oder Vertragsdauer
Anlagenbenutzungsrechte	wie Anlage oder Vertragsdauer
Anlagenbenutzungsrechte von Unterwerken an Dritte	wie Anlage oder Vertragsdauer
Energiebezugs- und Transportrechte an Dritte	wie Anlage oder Vertragsdauer
Bau- und Benutzungsrechte	wie Anlage oder Vertragsdauer
Allgemeine Anlagen	
Grundstücke	keine Abschreibung
Betriebsgebäude (je nach Bauweise)	30 - 50
Verwaltungsgebäude (je nach Bauweise)	40 - 60
Geschäftsausstattung, Mobiliar	05 - 10
Vermittlungsanlagen	05 - 10
Werkzeuge, Geräte, Maschinen	05 - 10
Lagereinrichtung	15 - 20
IT-Anlagen, Hardware	03 - 05
IT-Anlagen, Software inkl. Einführung	03 - 06
Leichtfahrzeuge	03 - 08
Schwerfahrzeuge	10 - 20

Fig. 30: Abschreibungsdauer nach Anlagenklasse (Quelle: [5])

B.2 Tabellen: Investitionskosten

Betriebsmittel	Investitionskosten [; /m], [; /Stück] ³				
	City	Geschoss- wohnungs- bau	Wohngebiet	Dorf	Streu- siedlung
MS-Kabel	20	20	20	20	20
MS-Tiefbau	200	200	110	110	90
NS-Kabel	12	12	12	12	12
NS-Tiefbau	100	100	90	90	50
UW-Abgangsfeld	25'000	25'000	25'000	25'000	25'000
Trafostation (ohne Transformator)	30'000	30'000	25'000	25'000	25'000
NS-Transformator 250 kVA	5'000	5'000	5'000	5'000	5'000
NS-Transformator 400 kVA	7'000	7'000	7'000	7'000	7'000
NS-Transformator 630 kVA	9'000	9'000	9'000	9'000	9'000
NS-Transformator 800 kVA	10'500	10'500	10'500	10'500	10'500
NS-Transformator 1000 kVA	12'000	12'000	12'000	12'000	12'000
Verteilkabine	2'800	2'800	2'500	2'500	2'300

Fig. 31: Investitionen je Betriebsmittel für verschiedene Versorgungsaufgaben (Quelle [14])

Betriebsmittel	Errichtungskosten [T€/km], [T€/Stück]
Graben, 1 Kabel	120
Graben, 2 Kabel	150
Kabel Al/VPE 240 mm ² 10 kV	22
Kabel Al/VPE 500 mm ² 10 kV	55
Lasttrennfeld (10 kV)	7
Leistungsschaltfeld 25 kA GIS (10 kV)	50
Transformator 20 MVA (110/10 kV)	440
Transformator 32 MVA (110/10 kV)	500
Transformator 40 MVA (110/10 kV)	580
Transformator 63 MVA (110/10 kV)	790

Fig. 32: Errichtungskosten für Elemente der NE 4 und NE 5 (Quelle [1])

³ In der Quelle ist keine Währung angegeben, weshalb dies hier genauso mit einem Semikolon dargestellt wird. Das Semikolon müsste im Anwendungsfall durch eine Währung ersetzt werden. Zusätzlich fehlt in der Quelle die Einheit «[; /Stück]», welche hier für die Transformatoren und Verteilnkabinen hinzugefügt wurde.

B.3 Tabellen: Betriebskosten

Betriebsmittel	Geplante Betriebskosten [%] ⁴
MS-Kabel	0
MS-Tiefbau	0
NS-Kabel	0
NS-Tiefbau	0
UW-Abgangsfeld	1.5
Trafostation (ohne Transformator)	1.5
NS-Transformator 250 kVA	1.5
NS-Transformator 400 kVA	1.5
NS-Transformator 630 kVA	1.5
NS-Transformator 800 kVA	1.5
NS-Transformator 1000 kVA	1.5
Verteilkabine	0.6

Fig. 33: Geplante Betriebskosten der Betriebsmittel (Quelle [14])

Betriebsmittel	Ungeplante Betriebskosten, Kostenansatz [] ⁵
Fehlerbehebung	
Kabel	2'000
Trafostation NE 6	3'000 + Notstromeinsatz bei Strahlen- und Ringnetzen
Verteilkabine	1'200
Wartung der Trafostation NE 6 (alle 5 Jahre) bei Strahlen- und Ringnetzen	
Notstromeinsatz	1'200
Sonstige Massnahmen	
Notstromeinsatz	1'200
Tiefbau für Anschlusstrennung	750

Fig. 34: Ungeplante Betriebskosten der Betriebsmittel (Quelle [14])

Betriebsmittel	Betriebskosten [%/Jahr] ⁶
Graben, 1 Kabel	0.2
Graben, 2 Kabel	0.2
Kabel Al/VPE 240 mm ² 10 kV	0.2
Kabel Al/VPE 500 mm ² 10 kV	0.2
Lasttrennfeld (10 kV)	0.75
Leistungsschaltfeld 25 kA GIS (10 kV)	0.75
Transformator 20 MVA (110/10 kV)	0.5
Transformator 32 MVA (110/10 kV)	0.5
Transformator 40 MVA (110/10 kV)	0.5
Transformator 63 MVA (110/10 kV)	0.5

Fig. 35: Betriebskosten für Elemente der NE 4 und NE 5 (Quelle [1])

⁴ In Prozent bezogen auf den Anschaffungswert.

⁵ In der Quelle ist keine Währung angegeben. Das Semikolon müsste im Anwendungsfall durch eine Währung ersetzt werden.

⁶ In Prozent bezogen auf den Anschaffungswert.

B.4 Tabellen: Kosten für Kabel der Netzebene 5

Kostenelement	Boden-/Geländetyp	Bandbreite der spezifischen Kosten			Einheit
		Untere Bandbreite	Mitte	Obere Bandbreite	
Grunderwerb, Wegerecht, Kompensationsmassnahmen		17.5	25	32.5	Tsd. CHF/km
Planung, Projektmanagement		25	37.5	50	Tsd. CHF/km
Kabelanlage (Kabel, Muffen) inkl. Montage – Einfachsystem		70	100	130	Tsd. CHF/km
Kabelrohrblock Einfachsystem (Tiefbau, Rohre, Beton) inkl. Montage	1	50	75	100	Tsd. CHF/km
	2	105	150	195	Tsd. CHF/km
	3	90	125	170	Tsd. CHF/km
	4	200	300	400	Tsd. CHF/km
	5	280	400	520	Tsd. CHF/km
Wartung und Instandhaltung für Doppelsystem		0.7	1	1.3	Tsd. CHF/km pro Jahr
Blindleistungskompensation invest.		10	15	20	Tsd. CHF/km
Verluste der Kompensationsanlagen		9	14	19	MWh/km pro Jahr
Rückbau/Abriss bestehender Kabel		35	50	65	Tsd. CHF/km

Fig. 36: Spezifische Kosten für Kabel der Netzebene 5 (Quelle [15])

Die Indizes für den Boden-/Geländetyp erklärt Fig. 37.

Index für Boden-/Geländetyp	Bezeichnung
1	Unbebaut, stabiler Boden
2	Unbebaut, instabiler Boden
3	Wald
4	Unbebaut, felsiger Untergrund
5	Versiegelte Flächen

Fig. 37: Bodentyp-Indizes (Quelle [15])

B.5 Tabellen: Dauer für Wiederversorgungsprozesse

Wiederversorgungsmassnahme	Dauer [min]
Anfahrt	20
Weg zwischen zwei Verteilkabinen	4
Sicherungstausch	3
Anschlusssicherung ziehen	5
Anschluss durch Tiefbauarbeiten vom Netz trennen	45
Fehlerorteinmessung	30
Leitungsreparatur	90
Verteilkabinenreparatur	60
Trafostationsreparatur (NS-seitig)	90

Fig. 38: Zeitbedarf für Wiederversorgungsprozesse in NS-Netzen (Quelle [14])

B.6 Tabellen: Kosten für Komponentenschäden mit und ohne Störung

Teilsystem	Komponente	Maßnahmekosten				Folgekosten			
		Mittelwert	Maximum	Minimum	Anzahl	Mittelwert	Maximum	Minimum	Anzahl
Gesamtbetrachtung / Schäden mit und ohne Störung									
UW/SST	Leistungsschalter	1010	5500	130	507	1160	2000	300	5
	HS/MS Transformator	1338	14050	110	356	8457	35000	200	7
	MS/MS Transformator	1238	400	130	29				
	Trennschalter	590	8500	200	277	1700	3000	500	5
	Sammelschiene	1558	3606	200	7	2000	3000	1000	3
NST	Lastschalter	3149	15000	50	92	/	/	/	1
	Gebäude/Gehäuse	2908	23500	49,55	321	3000	5000	2000	6
	MS/NS Transformator	1210	10000	4,5	121	/	/	/	1
	Sammelschiene	2210	6798,5	650	8	/	/	/	/
KA	Kabel	5235	44800	708	804	7327	61800	1000	48
	Endverschluss	3416	6554	75	7	/	/	/	/
	Muffe	6300	40300	280	143	14633	61800	3500	6
Freileitung	Mast	1677	8500	50	172	/	/	/	/
	Isolator	419	2845	50	336	/	/	/	/
	Leiteseil	675	5000	100	61	/	/	/	/
	Gesamtbetrachtung	649	29990	10	8861	/	/	/	/
Schaden ohne Störung									
UW/SST	Leistungsschalter	1037	3061	130	450	/	/	/	/
	HS/MS Transformator	1324	14050	110	264	/	/	/	/
	MS/MS Transformator	1009	4000	130	19	/	/	/	/
	Trennschalter	467	1300	300	192	/	/	/	/
	Sammelschiene	400	600	200	2	/	/	/	/
NST	Lastschalter	1048	8384	50	70	/	/	/	/
	Gebäude/Gehäuse	3966	23500	164,67	206	3000	5000	2000	6
	MS/NS Transformator	1132	10000	164	79	/	/	/	/
	Sammelschiene	1207	1910	820	3	/	/	/	/
KA	Kabel	5156	25100	1600	11	/	/	/	/
	Endverschluss	2947	5819	75	2	/	/	/	/
	Muffe	5267	8600	3600	3	/	/	/	/
Freileitung	Mast	1682	8500	50	169	/	/	/	/
	Isolator	416	2845	50	334	/	/	/	/
	Leiteseil	637	5000	100	56	/	/	/	/
Schaden mit Störung									
UW/SST	Leistungsschalter	797	5500	150	57	1160	2000	300	5
	HS/MS Transformator	1381	10000	200	91	8457	35000	200	7
	MS/MS Transformator	1675	4000	600	10				
	Trennschalter	867	8500	200	85	1700	3000	500	5
	Sammelschiene	2021	3606	500	5	2000	3000	1000	3
NST	Lastschalter	10262	15000	397	21	/	/	/	1
	Gebäude/Gehäuse	1463	5500	430	6	/	/	/	/
	MS/NS Transformator	1376	10000	4,5	38	/	/	/	1
	Sammelschiene	2812	6789,5	650	5	/	/	/	/
KA	Kabel	5242	52100	708	790	7327	61800	1000	48
	Endverschluss	3604	6554	1500	5	/	/	/	/
	Muffe	6319	40300	280	139	14633	61800	3500	6
Freileitung	Mast	1192	1573	890	3	/	/	/	/
	Isolator	912	914		2	/	/	/	/
	Leiteseil	1005	1900	424	3	/	/	/	/

Fig. 39: Kosten für Komponentenschäden mit und ohne Störung in Euro (Bildquelle: [4])

C Netz- und Instandhaltungsstrategie

C.1 Netzstrukturen

Fig. 40 zeigt einige wichtige Netzstrukturen und beschreibt deren wesentlichsten Eigenschaften. Die Bilder und sinn- gemässen Beschreibungen stammen aus [14].

Zu erwähnen ist, dass die Wortwahl in den Bildern und im Text von Fig. 40 anders ist als in diesem Bericht bisher üblich, da sie aus einer externen Quelle stammen. Eine Ortsnetzstation wird sonst im Text als Trafostation (TS) bezeichnet. Ein Kabelverteilerschrank heisst im vorliegenden Dokument immer Verteilkabine (VK).

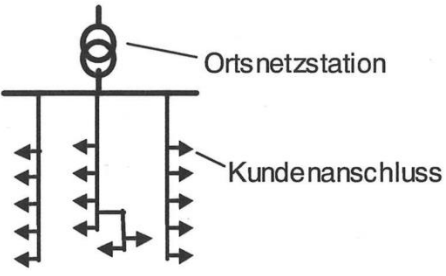
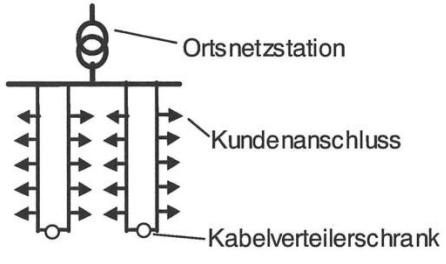
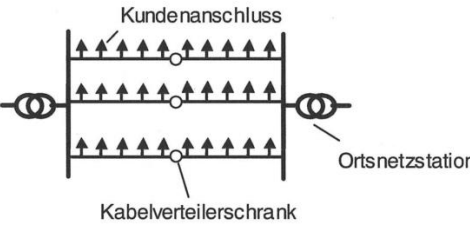
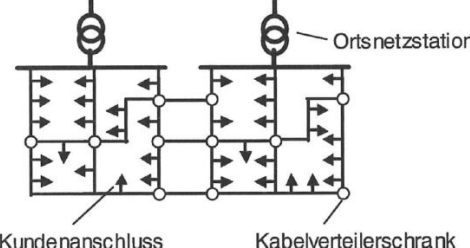
	<p>Strahlennetz</p> <ul style="list-style-type: none"> • Einfachste Netzform • Keine strukturelle Redundanz • Verzweigung von einzelnen Strahlen möglich • Übersichtlicher Netzaufbau • Einfache Netzplanung • Geringe Gesamtleitungslänge → weniger Kosten • Einfache Betriebsführung • Geringste Zuverlässigkeit • Erhöhter Betriebsaufwand bei Wartung und Fehlern (Notstromag- gregate benötigt)
	<p>Ringnetz</p> <ul style="list-style-type: none"> • Strukturelle Redundanz für Leitungsfehler • Höhere Leitungslänge als Strahlennetz → mehr Kosten • Offen oder geschlossen betreibbar • Offen: Schutzstaffelung einfach realisierbar • Geschlossen: Optimaler Lastfluss stellt sich ein • Geschlossen: Höhere Spannungsqualität, da geringere Netzimpe- danz • Übersichtlicher Aufbau → Einfache Netzplanung und Betriebsfüh- rung • Erhöhter Betriebsaufwand bei Wartung und Fehlern der Ortsnetz- station (Notstromaggregate benötigt)
	<p>Strangnetz</p> <ul style="list-style-type: none"> • An zwei Ortsnetzstationen angebunden • Redundanz auch für Wartung und Fehler an den Ortsnetzstationen • Offen oder geschlossen betreibbar • Offen: Schutzstaffelung leicht realisierbar • Geschlossen: Erhöhte Spannungsqualität durch geringere Netzim- pedanz • Ortsnetzstationen stellen einer anderen Reserve → geringere Aus- lastung der Transformatoren möglich → höhere Anzahl an Orts- netzstationen und folglich grössere MS-Leitungslänge • Fernüberwachung oder regelmässige Begehung, um Ortsnetzsta- tionsfehler zu erkennen
	<p>Maschennetz</p> <ul style="list-style-type: none"> • Redundanz bei Mehrfachfehlern • Höhere betriebliche Flexibilität im Fehlerfall • Offen oder geschlossen betreibbar • Geschlossen: Erhöhte Spannungsqualität durch geringere Netzim- pedanz • Einspeisung durch mehrere Ortsnetzstationen möglich • Bei einstranggespeisten NS-Netzen müssen alle benachbarten Ortsnetzstationen vom selben MS-Abgang gespeist werden • Grössere Leitungslänge → mehr Kosten

Fig. 40: Mögliche Netzstrukturen gemäss [14]

C.2 Erarbeiten von Zielnetzvarianten

Die Tabellen in Fig. 41 und Fig. 42 ergänzen die Prozessablaufdiagramme aus Fig. 4 und Fig. 5 aus Kapitel 3.3.3. Sie geben eine Beschreibung der Prozessschritte zur Erarbeitung von Netzvarianten und liefern Anhaltspunkte darüber, an welchem Ort diese Prozessschritte erfolgen können. Wichtig ist dabei, dass zwischen oder auch während der Schritte regelmässig Gespräche zum Abgleich der involvierten Parteien geführt werden. Wenn in den Tabellen von Büro die Rede ist, so kann dies sowohl ein internes Büro beim Verteilnetzbetreiber oder ein externes Büro bei einem Dienstleister betreffen.

Prozessschritt	Beschreibung der Aktion	Ort des Prozessschrittes
Ist-Konzepte des Netzausbaus von NE 5 bis NE 7 formulieren	Dokumentieren, nach welchen Konzepten aktuell die Betriebsmittel und Netzstrukturen bestimmt werden.	Datensammlung beim VNB, Gespräche mit Know-how-Trägern, Formulierung im Büro.
Aufnahme der momentanen Netzsituation	Dokumentieren, welche Betriebsmittel aktuell verbaut sind, wie diese betrieben und miteinander verbunden werden.	Begehungen vor Ort, Sichtung und Schreiben der Dokumente im Büro.
Szenariorahmen festlegen	z.B. für die Jahre 2020, 2035 und 2050 drei Entwicklungsszenarien definieren. Typische Grenzsituationen während des Jahres für jedes Szenario abbilden (z.B. Max.-Last/Max.-Einspeisung).	Workshops mit Internen und Externen, Erarbeitung im Büro.
Definition von Sollnetzregeln	Konkrete Sollnetzregeln, die bei der Netzplanung als Richtlinie dienen sollen, aus einem Katalog auswählen. Beispiel: <ul style="list-style-type: none"> NE 5: Ringleitungen werden offen betrieben. Kabel werden im Normalbetrieb mit max. 80 % des Nennstromes belastet. 	Diskussionen und Workshops mit Internen und Externen, Ausarbeitung im Büro.
Aus den Sollnetzregeln Konzepte der ZNP erstellen	Beispiel: <ul style="list-style-type: none"> NE 5: Werden Ringleitungen geschlossen betrieben, so muss eine ideale Trennstelle ermittelt werden. Die neue Situation ist technisch zu beurteilen und allfällige Massnahmen (Optimierung, Verstärkung oder Ausbau) sind vorzusehen. Werden Kabel im Normalbetrieb mit mehr als 80 % des Nennstromes belastet, so gilt es das Kabel entsprechend zu verstärken oder es ist zu prüfen, ob gewisse Netzteile über andere Leitungen versorgt werden können. 	Ausarbeitung im Büro, Diskussionen zwischen Internen und Externen.
Analyse der momentanen Netzsituation	Es wird überprüft, ob das momentane Netz die Sollnetzregeln einhält und ob es technisch für die festgelegten Szenarien genügend robust ist. Allfällige Mängel werden dokumentiert. Beispiel: <ul style="list-style-type: none"> Auf NE 5 werden 3 Ringe geschlossen betrieben. Kabel a, h und j werden im Normalbetrieb mit mehr als 80 % belastet. 	Analyse im Büro, allenfalls erneut Begehungen des Netzes.
Verbesserungsvorschläge/Bedarfs-ermittlung aufstellen	Anhand der Mängel, die in der Analyse festgestellt wurden, werden Verbesserungsvorschläge und eine Bedarfsermittlung aufgestellt. Beispiel: <ul style="list-style-type: none"> NE 5: Geschlossene Ringe an den Stellen x, y, z trennen. Nötige Massnahmen sind zu definieren. Überlastete Kabel verstärken oder durch intelligente Komponenten die Überlastungen eliminieren. 	Büro, Workshops mit Internen und Externen.
Verbesserungsvorschläge/Bedarfs-ermittlung prüfen	Prüfen, ob die Sollnetzregeln eingehalten werden können und ob allenfalls weitere Regeln eingeführt werden müssen.	Prüfung im Büro.
Sollnetzregeln überarbeiten	Wird festgestellt, dass Sollnetzregeln nicht eingehalten werden können oder dass weitere Regeln notwendig sind, müssen die Sollnetzregeln überarbeitet und danach die Verbesserungsvorschläge sowie die Bedarfsermittlung modifiziert werden.	Büro, Workshops mit Internen und Externen.

Fig. 41: Beschrieb der Schritte zum Erarbeiten von Verbesserungsvorschlägen und der Bedarfsermittlung

Prozessschritt	Beschreibung der Aktion	Ort des Prozessschrittes
Netzvarianten definieren	<p>Verschiedene mögliche Massnahmen führen zu unterschiedlichen Netzvarianten.</p> <p>Beispiel:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verstärkung einer Leitung oder • Einbau eines Speichers oder • Intelligente zeitliche Abstimmung von Last und Einspeisung. <p>Mögliche Massnahmen können in einer Art Massnahmenkatalog vorgegeben werden.</p>	Sichtung der Verbesserungsvorschläge und Definition von Massnahmen im Büro durch Interne und Externe, Erarbeitung von Varianten im Büro durch Interne oder Externe, Diskussionen und Workshops zwischen Internen und Externen.
Netzvarianten berechnen	Berechnungen mit Hilfe von technischen und betriebswirtschaftlichen Modellen und Simulationen, zum Beispiel in Excel-Tools.	Berechnungen im Büro.
Netzvarianten beurteilen und vergleichen	Beurteilung und Vergleich mit Hilfe von technischen und betriebswirtschaftlichen Modellen und Simulationen.	Ausarbeitung im Büro, Präsentation und Diskussion zwischen Internen und Externen.
Netzvarianten überarbeiten	Sollten die technischen oder betriebswirtschaftlichen Ergebnisse den Anforderungen nicht genügen, so müssen die Netzvarianten überarbeitet und daraufhin nochmals neu berechnet, beurteilt sowie verglichen werden.	Workshops zwischen Internen und Externen, Überarbeitung im Büro.
Zielnetzvariante auswählen	Von jenen Varianten, welche die technischen Anforderungen erfüllen, wird die betriebswirtschaftlich günstigste ausgewählt.	Im Büro, Diskussion zwischen Internen und Externen, Vorauswahl im Büro, Entscheid durch Geschäftsleitung.

Fig. 42: Beschrieb der Schritte zur Definition, Bewertung und Auswahl von Netzvarianten

D Szenarien

D.1 Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050

Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 [9] definieren drei Szenarien für die Entwicklung der Energienachfrage und des Energieangebots:

- Weiter wie bisher (WWB)
- Neue Energiepolitik (NEP)
- Politische Massnahmen (POM)

Eine ausführliche Beschreibung der drei Szenarien WWB, NEP und POM gibt [9].

Die Energieperspektiven 2050 werden mit dem Anhang III [2] ergänzt, in dem umfangreiche Datensätze für die prognostizierte Energienachfrage und das Elektrizitätsangebot zu finden sind. Aus diesen Daten wurden im Rahmen des Projekts die untenstehenden Diagramme und Tabellen (Fig. 43 bis Fig. 52) als Übersicht zur Energienachfrage (Elektrizität) aufbereitet. Zur Elektrizitätserzeugung sind in diesem Dokument keine Tabellen und Diagramme zu finden. Jedoch sind die entsprechenden Datensätze, beispielsweise für die Photovoltaik oder Windkraft, auch im Dokument [2] zu finden.

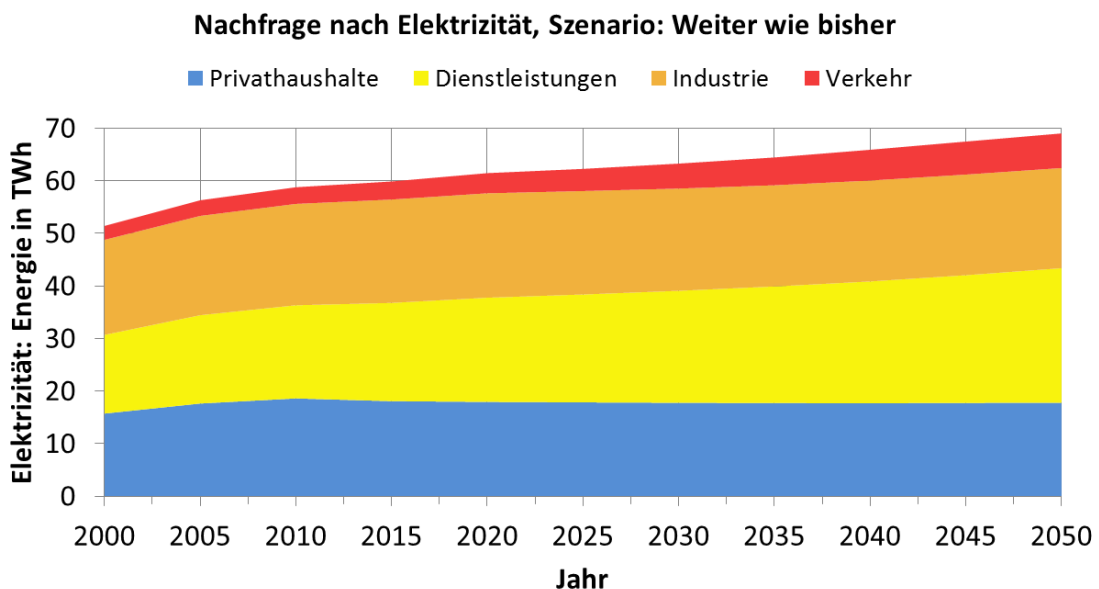


Fig. 43: Nachfrage nach Elektrizität, Szenario: Weiter wie bisher

Nachfrage nach Elektrizität, Szenario: Weiter wie bisher (Einheit: TWh)					
	Privathaushalte	Dienstleistungen	Industrie	Verkehr	Endenergienachfrage in TWh
2000	15.7	15.0	18.1	2.6	51.4
2005	17.6	16.8	18.9	3.0	56.3
2010	18.6	17.7	19.3	3.2	58.8
2015	18.1	18.7	19.7	3.4	59.9
2020	17.9	19.8	19.9	3.8	61.5
2025	17.9	20.5	19.7	4.2	62.3
2030	17.8	21.3	19.4	4.8	63.3
2035	17.7	22.2	19.3	5.3	64.4
2040	17.7	23.2	19.2	5.9	65.9
2045	17.8	24.3	19.1	6.3	67.5
2050	17.8	25.6	19.1	6.6	69.0

Fig. 44: Datensatz zur Nachfrage nach Elektrizität, Szenario: Weiter wie bisher

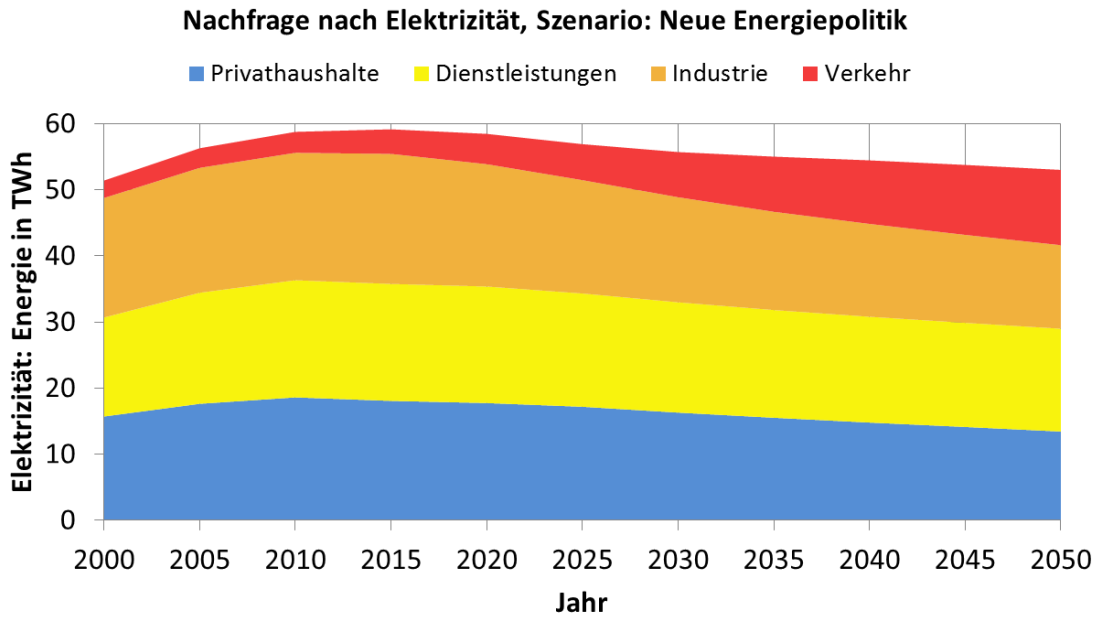


Fig. 45: Nachfrage nach Elektrizität, Szenario: Neue Energiepolitik

Nachfrage nach Elektrizität, Szenario: Neue Energiepolitik (Einheit: TWh)					
	Privathaushalte	Dienstleistungen	Industrie	Verkehr	Endenergienachfrage in TWh
2000	15.7	15.0	18.1	2.6	51.4
2005	17.6	16.8	18.9	3.0	56.3
2010	18.6	17.7	19.3	3.2	58.8
2015	18.1	17.7	19.7	3.7	59.1
2020	17.8	17.6	18.5	4.6	58.4
2025	17.2	17.1	17.1	5.4	56.9
2030	16.3	16.7	15.9	6.8	55.7
2035	15.5	16.3	14.9	8.3	55.1
2040	14.8	16.0	14.1	9.6	54.5
2045	14.1	15.8	13.3	10.6	53.8
2050	13.4	15.6	12.6	11.4	53.0

Fig. 46: Datensatz zur Nachfrage nach Elektrizität, Szenario: Neue Energiepolitik

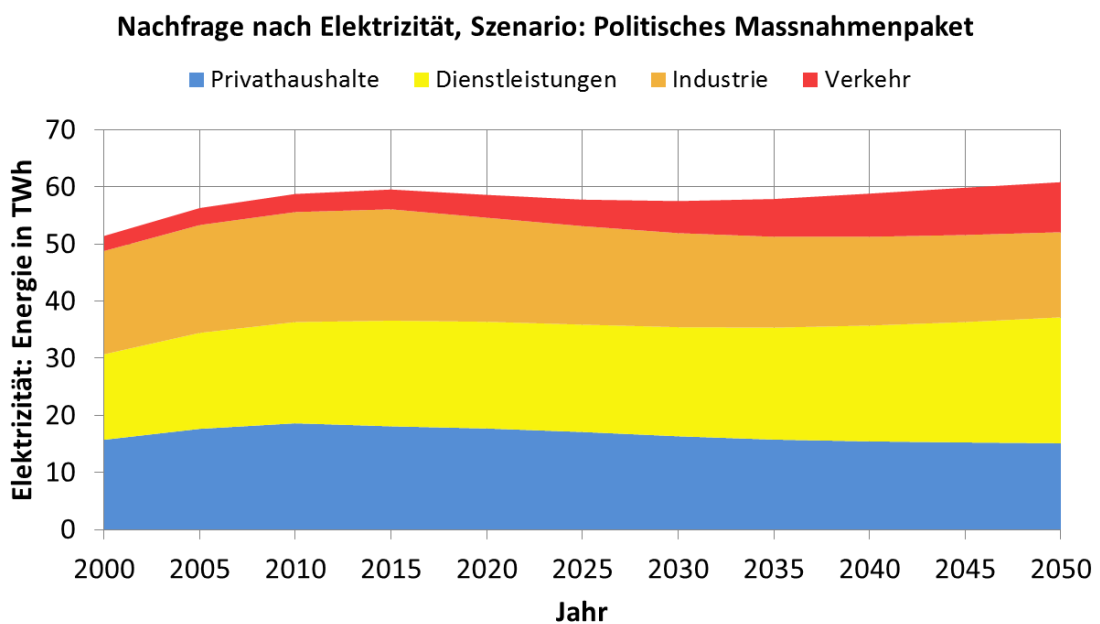


Fig. 47: Nachfrage nach Elektrizität, Szenario: Politisches Massnahmenpaket

Nachfrage nach Elektrizität, Szenario: Politisches Massnahmenpaket (Einheit: TWh)					
	Privathaushalte	Dienstleistungen	Industrie	Verkehr	Endenergienachfrage in TWh
2000	15.7	15.0	18.1	2.6	51.4
2005	17.6	16.8	18.9	3.0	56.3
2010	18.6	17.7	19.3	3.2	58.8
2015	18.1	18.5	19.5	3.5	59.6
2020	17.7	18.7	18.2	4.0	58.6
2025	17.1	18.8	17.3	4.6	57.8
2030	16.3	19.1	16.5	5.6	57.6
2035	15.8	19.6	15.9	6.6	57.9
2040	15.4	20.3	15.6	7.6	58.9
2045	15.3	21.1	15.3	8.3	59.8
2050	15.1	22.1	14.9	8.8	60.9

Fig. 48: Datensatz zur Nachfrage nach Elektrizität, Szenario: Politisches Massnahmenpaket

Privathaushalte: Nachfrage nach Elektrizität, Vergleich der Szenarien

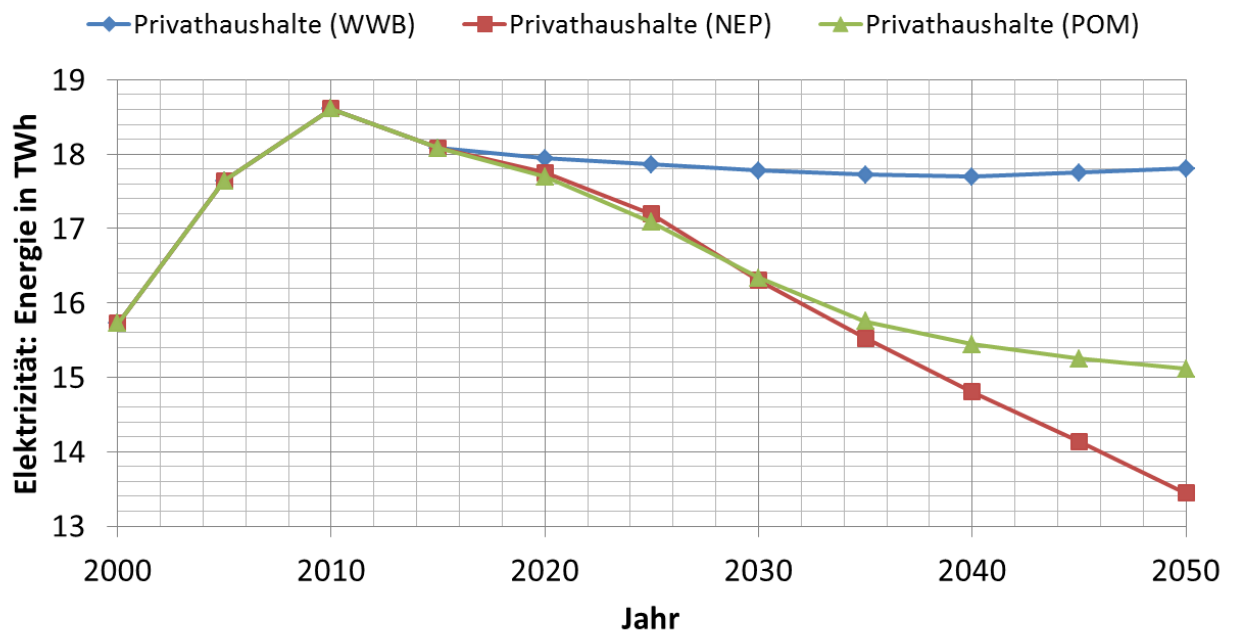


Fig. 49: Privathaushalte: Nachfrage nach Elektrizität, Vergleich der Szenarien

Vergleich: Nachfrage nach Elektrizität (Privathaushalte) in den drei Szenarien			
	Privathaushalte (WWB)	Privathaushalte (NEP)	Privathaushalte (POM)
2000	15.7	15.7	15.7
2005	17.6	17.6	17.6
2010	18.6	18.6	18.6
2015	18.1	18.1	18.1
2020	17.9	17.8	17.7
2025	17.9	17.2	17.1
2030	17.8	16.3	16.3
2035	17.7	15.5	15.8
2040	17.7	14.8	15.4
2045	17.8	14.1	15.3
2050	17.8	13.4	15.1

Fig. 50: Datensatz zur Nachfrage nach Elektrizität (Privathaushalte), Vergleich der Szenarien

Endenergienachfrage nach Elektrizität, Vergleich der Szenarien

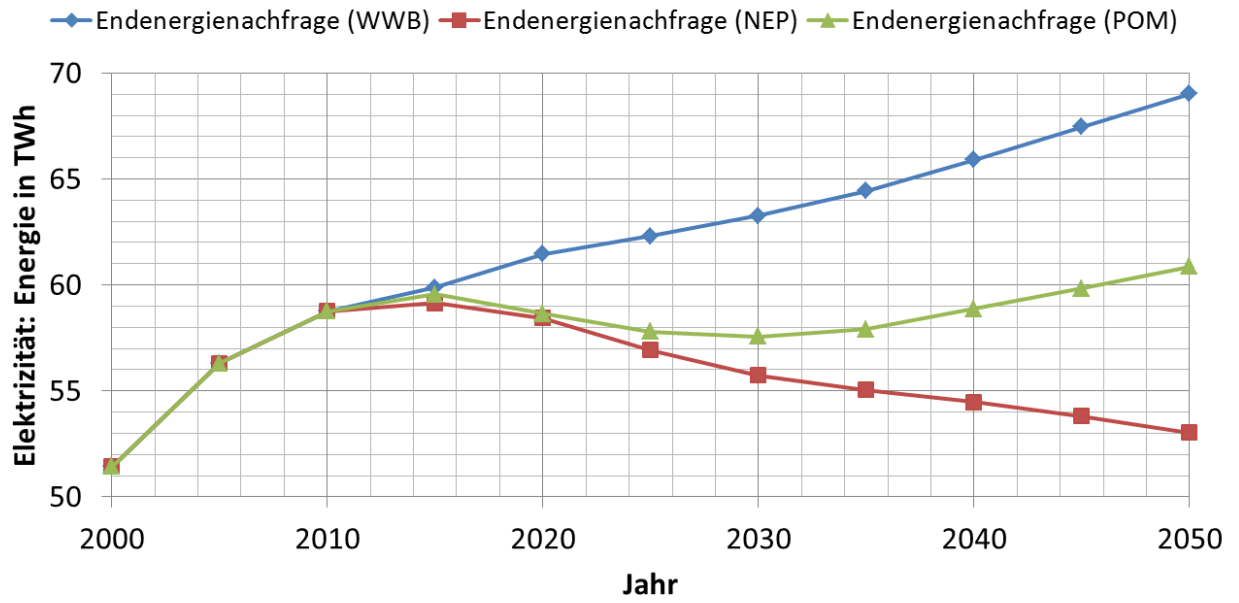


Fig. 51: Endenergienachfrage nach Elektrizität, Vergleich der Szenarien

Vergleich: Endenergienachfrage nach Elektrizität in den drei Szenarien			
	Endenergienachfrage (WWB)	Endenergienachfrage (NEP)	Endenergienachfrage (POM)
2000	51.4	51.4	51.4
2005	56.3	56.3	56.3
2010	58.8	58.8	58.8
2015	59.9	59.1	59.6
2020	61.5	58.4	58.6
2025	62.3	56.9	57.8
2030	63.3	55.7	57.6
2035	64.4	55.1	57.9
2040	65.9	54.5	58.9
2045	67.5	53.8	59.8
2050	69.0	53.0	60.9

Fig. 52: Datensatz zur Endenergienachfrage nach Elektrizität, Vergleich der Szenarien

E Technische Modellierung

E.1 Lastflussberechnungen

E.1.1 Funktionalität

Das Tool «ZNP light» ist in der Lage, den Lastfluss eines beliebigen Verteilnetzes automatisch zu berechnen. Dazu muss vorher lediglich die Topologie korrekt erkannt und abgelegt werden. Für die Berechnungen erstellt das Tool aufgrund der Knotennummerierung eine Admittanzmatrix, welche für die Berechnung mittels Newton-Raphson-Algorithmus verwendet wird. Der Algorithmus für die Lastflussberechnung wird in [12] erklärt. Dem Tool «ZNP light» können Leistungsszenarien, welche mittels zusätzlichem Tool «ZNP-Profil» oder von Hand generiert wurden, hinterlegt werden. Ist die Topologie erkannt und sind die Betriebsmitteleigenschaften sowie die Einspeisungen und Lasten korrekt eingegeben, berechnet das Tool alle Knotenspannungen, Knotenströme und Zweigströme mit den Winkeln (Fig. 53, Fig. 54 und Fig. 55). Ein Knotenstrom bezeichnet dabei denjenigen Strom, der an diesem Knoten als Laststrom aus dem Netz zu den Verbrauchern fliesst oder als Einspeisestrom in das Netz eingespeist wird. Der Zweigstrom ist der Strom, der von einem Knoten zum anderen fliesst.

Knoten	Spannung [V]	U-Winkel [°]
1	17000.0	0.0
2	16922.3	1.6
3	16945.3	1.7

Fig. 53: Knotenspannungen und Spannungswinkel (Lastflussberechnung)

Knoten	Knotenstrom [A]	I-Winkel [°]
1	112.0	-167.9
2	0.0	121.7
3	0.0	-158.1

Fig. 54: Knotenströme und Stromwinkel (Lastflussberechnung)

Startknoten	Zweig	Endknoten	Zweig	Zweigstrom [A]	I-Winkel [°]
	1		2	112.0	-167.9
	2		1	112.0	12.1
	2		3	80.8	-167.6
	2		4	31.2	-168.7

Fig. 55: Zweigströme und Stromwinkel (Lastflussberechnung)

Als Beispiel kann folgende Situation, wie sie in Fig. 56 dargestellt ist, angenommen werden. Dabei werden zwei Verteilkabinen (Knoten 36 und 41) über einen Transformator (Knoten 19) versorgt.



Fig. 56: Zwei VKs (Knoten 36 und 41) mit PV-Anlagen werden über einen Transformator (Knoten 19) versorgt

Stellt man sich nun vor, dass an den Knoten 36 und 41 grosse PV-Ausbauprojekte geplant sind, muss das Einhalten der Betriebsgrenzen überprüft werden. Im vorliegenden Beispiel wird der Einfachheit halber nur die Spannung untersucht. Natürlich wäre in einem realen Szenario auch der Strom beziehungsweise die Auslastung zu überprüfen, was mit dem Tool möglich ist.

Ist der Transformator am Knoten 19 auf ein Übersetzungsverhältnis von 17/0.42 eingestellt und werden am Knoten 36 und 41 eine PV-Leistung von 248.9 kW, beziehungsweise 188.8 kW eingespeist, so stellen sich die Spannungen an den Knoten wie in Fig. 57 ein.

Knoten	Spannung [V]	U-Winkel [°]
19	423.78	6.19
36	439.38	7.4
41	449.11	8.12

Fig. 57: Knotenspannungen bei hoher PV-Einspeisung und einem Übersetzungsverhältnis von 17/0.42

Die Spannung am Knoten 41 überschreitet also die 10%-Grenze⁷ in Bezug auf 400 V. Folglich sind Massnahmen notwendig. Beispielsweise kann nun überprüft werden, ob eine Veränderung des Stufenschalters am Transformator die gewünschte Verbesserung bringt. Dazu wird das Übersetzungsverhältnis auf 17/0.4 verändert, woraus nach einer erneuten Berechnung die Knotenspannungen aus Fig. 58 resultieren.

Knoten	Spannung [V]	U-Winkel [°]
19	403.6	6.19
36	418.46	7.4
41	427.73	8.12

Fig. 58: Knotenspannungen bei hoher PV-Einspeisung und einem Übersetzungsverhältnis von 17/0.4

Die Spannung an Knoten 41 befindet sich nun unterhalb der 10%-Grenze, so wie auch die beiden anderen Spannungen. Dieses Beispiel illustriert, wie einfach eine Untersuchung mit dem Excel-Tool funktioniert. Die Berechnungen können als Grundlage für verschiedenste Entscheidungen dienen. Beispielsweise kann eine Simulation mit den Tools die Anschaffung eines RONT rechtfertigen, da in diesem Netzweig während eines Tages aufgrund der PV-Anlagen extreme Leistungsänderungen zu erwarten sind. Zu diesem Zweck ist es möglich, verschiedene Übersetzungsverhältnisse mit mehreren Leistungsszenarien zu simulieren, um schlussendlich die geeignetsten Betriebsmittel und die besten Betriebspunkte zu bestimmen.

Vergleiche mit NEPLAN-Modellrechnungen haben die korrekte Funktion des Excel-Tools bestätigt.

E.2 Berechnung des dreiphasigen Kurzschlusses

E.2.1 Funktionalität

Das Excel-Tool «ZNP light» bietet die Möglichkeit, an jedem Knoten des Netzes einen dreiphasigen, symmetrischen Kurzschluss zu simulieren. Der Algorithmus wird in [12] beschrieben. Für den Kurzschlussknoten selbst sind der Kurzschlussstrom und die Kurzschlussleistung übersichtlich in aggregierter Form dargestellt (Fig. 59).

Kurzschlussknoten:	2
Kurzschlussstrom in kA:	4.35
Kurzschlussleistung in MVA:	128.00 = $I_k \cdot U_n \cdot \sqrt{3}$

Fig. 59: Wahl und Resultate des Kurzschlussknotens

Als Resultate sind auch die Spannungen aller Knoten (Fig. 60) sowie alle Knotenströme (Fig. 61) und Zweigströme (Fig. 62) mit den Winkeln in Tabellenform erhältlich.

Knoten	Spannung [V]	U-Winkel [°]
1	18700.0	0.0
2	0.0	0.0
3	0.0	-159.3

Fig. 60: Knotenspannungen und Spannungswinkel (Kurzschlussfall)

Knoten	Knotenstrom [A]	I-Winkel [°]
1	4347.1	-88.0
2	4347.1	92.0
3	0.0	0.0

Fig. 61: Knotenströme und Stromwinkel (Kurzschlussfall)

Startknoten	Zweig	Endknoten	Zweig	Zweigstrom [A]	I-Winkel [°]
	1		2	4347.1	-88.0
	2		1	4347.1	92.0
	2		3	0.0	1.5
	2		4	0.0	115.3

Fig. 62: Zweigströme und Stromwinkel (Kurzschlussfall)

Die Berechnung berücksichtigt alle Impedanzparameter der Betriebselemente, was genaue Ergebnisse garantiert. Eine Verifizierung mittels NEPLAN-Modell hat das Funktionieren dieses Tools bestätigt.

⁷ Hinweis: Beim Anschluss von Erzeugungsanlagen muss gemäss DACHCZ-Richtlinien auch die Spannungsanhebung durch die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen im betrachteten Netz berücksichtigt werden. Sie darf an keinem Verknüpfungspunkt den 3%-Grenzwert überschreiten. Im Beispiel in Kapitel E.1.1 wird auf diese Betrachtung verzichtet, da es ausschliesslich darum geht, die Funktionen des Tools aufzuzeigen.

E.3 Berechnung der Kurzschlussimpedanz

Damit im Tool «ZNP light» für die Kurzschlussberechnung (dreiphasig, symmetrisch) die Kurzschlussimpedanz des davorliegenden Netzteils eingegeben werden kann, wird im Modell eine virtuelle Leitung zwischen dem «Grid» (Knoten 1) und dem ersten realen Betriebsmittel, hier der Schaltanlage (Knoten 2), eingefügt (Fig. 63).

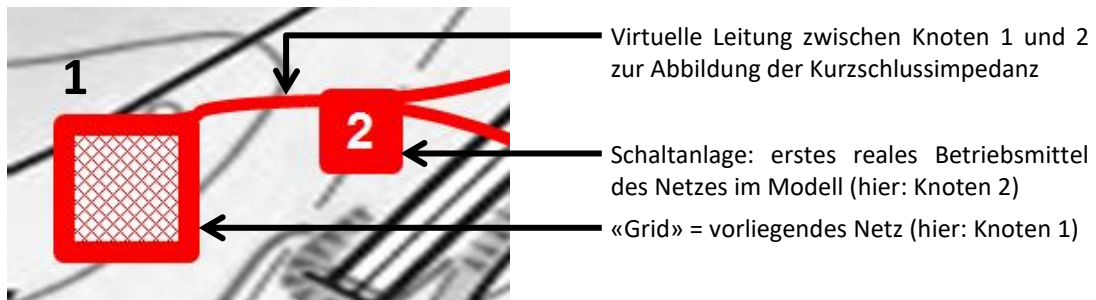


Fig. 63: Virtuelle Leitung als Kurzschlussimpedanz zwischen Knoten 1 und 2

Diese Kurzschlussimpedanz kann im Modell mit einem gemessenen Wert hinterlegt werden. Dazu wird die gemessene Kurzschlussleistung (zum Beispiel 128 MVA $\angle 88^\circ$) am entsprechenden Knoten (hier: Knoten 2) benötigt. Wurde diese Messung durchgeführt, so berechnet sich die Kurzschlussimpedanz bei $U_n = 17 \text{ kV} \angle 0^\circ$ nach (Formel 1). Komplexe Parameter (Vektoren) sind in den Formeln dieses Dokuments fettgedruckt dargestellt.

$$Z_k = \frac{c \times U_n^2}{S_k^*} = \frac{1.1 \times (17 \text{ kV} \angle 0^\circ)^2}{(128 \text{ MVA} \angle -88^\circ)} = 0.087 + j2.482 \text{ Ohm} = R_k + jX_k \text{ in Ohm} \quad (\text{Formel 1})$$

mit Spannungsfaktor c ($c_{min} = 0.95, c_{max} = 1.1$ nach DIN EN 60909 – 0 (VDE 0102): 2002 – 07)

Anmerkung: Subtransiente Quellenspannung = $E'' = c \times U_n$

U_n = Nennspannung (Phase – Phase) in Volt

S_k^* = Kurzschlussleistung konjugiert komplex in VA

Das Tool «ZNP light» erlaubt die Berechnung der Kurzschlussimpedanz aufgrund einer vorgegebenen Kurzschlussleistung. Als Ergebnis liefert es wie in Fig. 64 dargestellt den R- und X-Anteil der Kurzschlussimpedanz (R_k und X_k in (Formel 1)). Beide Werte sind danach in der Lastfluss-Datenbank des Tools beim Typ der Kurzschlussimpedanz einzutragen.

Kurzschlussimpedanz R-Anteil	0.087 Ohm
Kurzschlussimpedanz X-Anteil	2.482 Ohm

Fig. 64: R- und X-Anteil der Kurzschlussimpedanz als Ergebnis im Tool

Anzumerken ist, dass diese virtuelle Leitung auch für die normalen Lastflussberechnungen berücksichtigt wird. Soll ihr Einfluss bei den Lastflussberechnungen vernachlässigt werden, so sind beispielsweise die Eingabe einer Länge von 0.001 m und die Zuordnung der Charakteristiken eines Kabels des Typs GKN 3x150/150 vorzunehmen.

E.4 Einphasiger Erdschluss

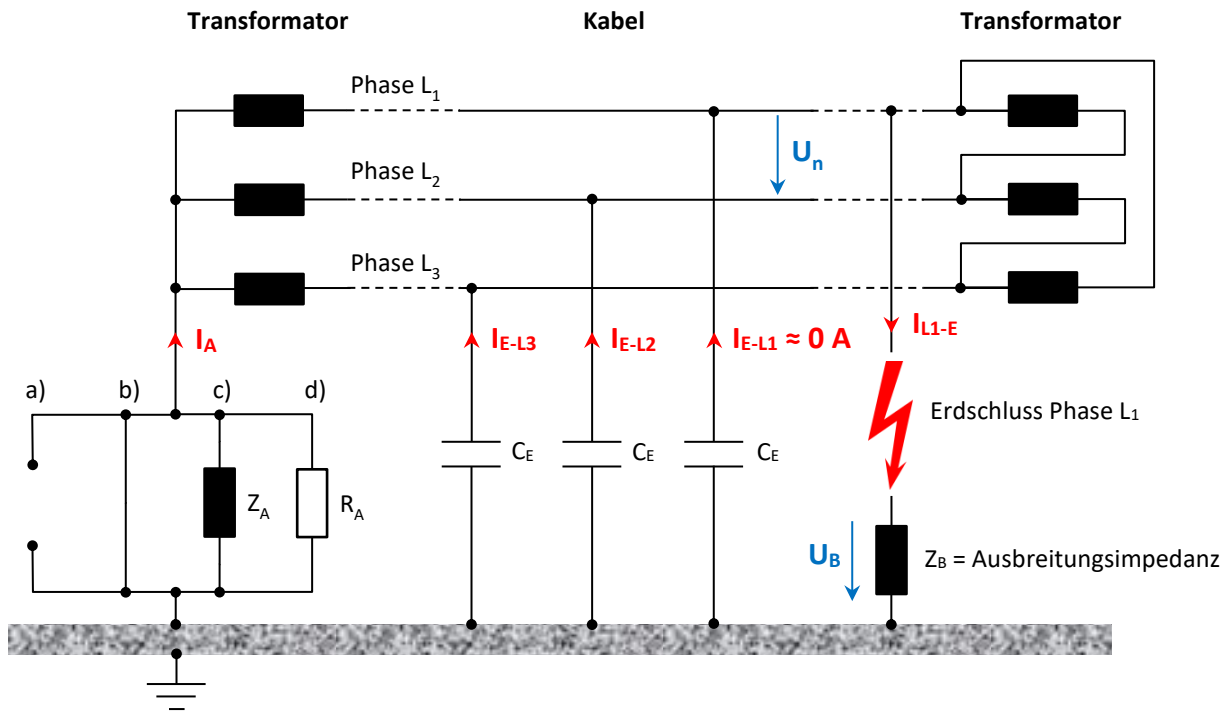
Bei einem einphasigen Erdschluss hat eine der drei Phasen Kontakt zu Erde. Dies kann bei starr geerdetem Netz zu einer Ausschaltung der entsprechenden Phase führen (siehe hierzu auch [16] zum Thema Nullungsbedingungen). Bei einem isolierten oder erdschlusskompensierten Netz, wie es auf der Mittelspannungsebene zu finden ist, kann die Phase aufgrund des geringen Fehlerstromes allenfalls weiterbetrieben werden, bis der Fehlerort gefunden und der Fehler behoben wurde. Um abschätzen zu können, welche Ströme im Falle eines einphasigen Erdschlusses fließen, ist eine Simulation einer solchen Situation notwendig. Dabei sollen verschiedene Arten der Sternpunktbehandlung modelliert und berechnet werden können.

Im Excel-Tool «ZNP light» ist eine Erdschlussberechnung für einen einphasigen Fehler entsprechend des Schemas in Fig. 65 programmiert. Es widerspiegelt im Wesentlichen die meisten Situationen eines Mittelspannungsnetzes (NE 5). Jedoch ist auch eine Abschätzung des Erdschlusses auf NE 7 möglich, wenn die Impedanzen des Modells entsprechend daran angepasst werden.

Das Tool berechnet den Erdschlussstrom sowie die Fehlerspannung über der Ausbreitungsimpedanz. Der Sternpunkt ist als isoliert, starr geerdet, erdschlusskompensiert oder niederohmig geerdet einstellbar. Die Gesamtkapazität C_E zwischen Phase und Erde auf der Netzebene 5 erfasst das Tool automatisch mittels der eingegebenen Modelldaten. Allfällige zusätzliche Kapazitäten der Netzebene 5, die nicht im Excel-Modell aufgeführt sind oder Kapazitäten für die Berechnung eines einphasigen Erdschlusses auf der Netzebene 7 sind von Hand einzugeben. Wie in Fig. 65 zu sehen

ist, kann ein allfälliger Fehlerstrom entweder über die Erdkapazitäten der anderen beiden Phasen oder über die Sternpunktimpedanz zurückfließen. Der Stromfluss durch die Erdkapazität zurück in die fehlerhafte Phase kann vernachlässigt werden, da er sehr gering ist. Je nach Typ und Grösse der Ausbreitungsimpedanz (Z_B), Sternpunktimpedanz (Z_A , R_A) und Erdkapazitäten (C_E) weist der Erdschlussstrom einen komplett anderen Wert auf. Das Tool unterstützt den Netzplaner dabei, eine Lösung zu finden, welche mit den technisch-betrieblichen Voraussetzungen im Einklang steht.

Für einen einphasigen Erdschluss der Phase L_1 auf Mittelspannungsebene gilt in der Regel das folgende Ersatzschaltbild (Fig. 65). Dabei ist der Strom I_{E-L1} sehr klein, weshalb er in der Berechnung vernachlässigt wird.



Sternpunktbehandlung:

- a) isoliert
- b) starr
- c) Erdschlusskompensation (gelöschtes Netz)
- d) niederohmig

Fig. 65: Schema des einphasigen Erdschlusses auf der Mittelspannungsebene

Zu berücksichtigen sind aber die Sternpunktimpedanz Z_A , die Ausbreitungsimpedanz Z_B und die Kapazitäten der Leitungen gegenüber Erde C_E . Weiter werden die Leitungsimpedanzen und der Fehlerübergangswiderstand vernachlässigt, da diese viel kleiner als Z_A , Z_B und X_{CE} sind.

Um in einem nächsten Schritt die Maschengleichungen zur Berechnung der Ströme aufzustellen, wird das vereinfachte Schema wie in Fig. 66 gezeichnet.

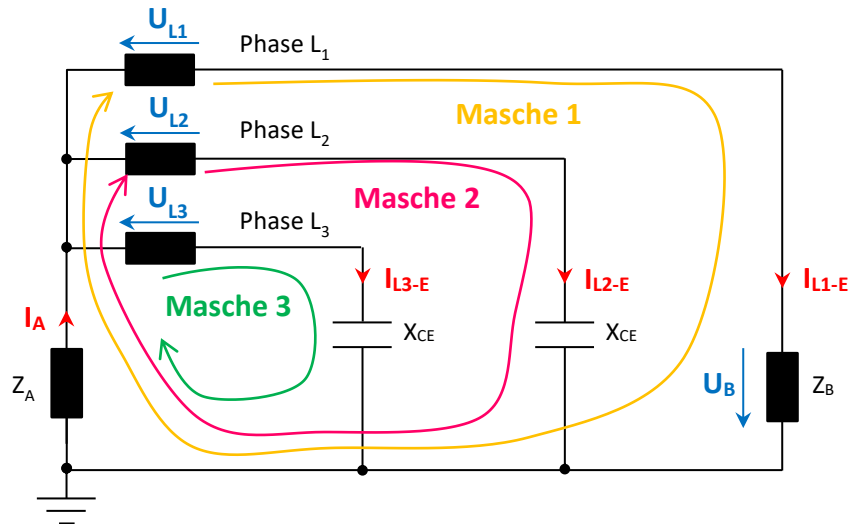


Fig. 66: Vereinfachtes Schema des einphasigen Erdschlusses aus Fig. 65 mit Maschen

Daraus ergeben sich die Maschen 1 bis 3, für welche die Maschengleichungen gemäss (Formel 2) bis (Formel 4) gelten. Komplexe Grössen (Vektoren) sind dabei fettgedruckt.

$$-\mathbf{U}_{L_1} + \mathbf{Z}_B \times \mathbf{I}_{L_1-E} + \mathbf{Z}_A \times \mathbf{I}_{L_1-E} + \mathbf{Z}_A \times \mathbf{I}_{L_2-E} + \mathbf{Z}_A \times \mathbf{I}_{L_3-E} = 0 \times e^{j0} \text{ V} \quad (\text{Formel 2})$$

$$-\mathbf{U}_{L_2} + jX_{CE} \times \mathbf{I}_{L_2-E} + \mathbf{Z}_A \times \mathbf{I}_{L_2-E} + \mathbf{Z}_A \times \mathbf{I}_{L_1-E} + \mathbf{Z}_A \times \mathbf{I}_{L_3-E} = 0 \times e^{j0} \text{ V} \quad (\text{Formel 3})$$

$$-\mathbf{U}_{L_3} + jX_{CE} \times \mathbf{I}_{L_3-E} + \mathbf{Z}_A \times \mathbf{I}_{L_3-E} + \mathbf{Z}_A \times \mathbf{I}_{L_1-E} + \mathbf{Z}_A \times \mathbf{I}_{L_2-E} = 0 \times e^{j0} \text{ V} \quad (\text{Formel 4})$$

$$\text{mit } X_{CE} = -\frac{1}{2 \times \pi \times 50 \text{ Hz} \times C_E} \text{ in Volt,} \quad (\text{Formel 5})$$

C_E = Erdkapazität der einzelnen Phase gegenüber Erde in Farad,

$$\mathbf{U}_{L_1} = \mathbf{U}_{L_2} \times e^{j\frac{2\pi}{3}} = \mathbf{U}_{L_3} \times e^{j\frac{4\pi}{3}} = \mathbf{U}_{nL-N} \times e^{j0} \text{ in Volt,} \quad (\text{Formel 6})$$

$$\mathbf{U}_{nL-N} = \frac{U_n}{\sqrt{3}} = \text{Nennspannung (Phase zu Sternpunkt) in Volt}$$

Die Sternpunktimpedanz Z_A muss anhand der Datenblätter des Netzes oder gemäss separaten Berechnungen eingesetzt werden. Die Ausbreitungsimpedanz Z_B ist für den jeweiligen Erdschlussfall zu bestimmen. Einige Formeln dazu und Beschreibungen zur Stromausbreitung im Erdreich liefert Anton Gabbauer in [16].

Durch einfaches Sortieren der Maschengleichungen erhält man das Matrixsystem in (Formel 7).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Z}_A + \mathbf{Z}_B & \mathbf{Z}_A & \mathbf{Z}_A \\ \mathbf{Z}_A & \mathbf{Z}_A + jX_{CE} & \mathbf{Z}_A \\ \mathbf{Z}_A & \mathbf{Z}_A & \mathbf{Z}_A + jX_{CE} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{L_1-E} \\ \mathbf{I}_{L_2-E} \\ \mathbf{I}_{L_3-E} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{U}_{L_1} \\ \mathbf{U}_{L_2} \\ \mathbf{U}_{L_3} \end{bmatrix} \text{ in Volt} \quad (\text{Formel 7})$$

Oder anders ausgedrückt:

$$[\mathbf{Z}] \times [\mathbf{I}] = [\mathbf{U}] \text{ in Volt} \quad (\text{Formel 8})$$

Weiteres Umformen führt zur Gleichung, um die Ströme im Falle eines Erdschlusses zu berechnen (Formel 9).

$$[\mathbf{I}] = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{L_1-E} \\ \mathbf{I}_{L_2-E} \\ \mathbf{I}_{L_3-E} \end{bmatrix} = [\mathbf{Z}]^{-1} [\mathbf{U}] \text{ in Ampere} \quad (\text{Formel 9})$$

Für diese Berechnung muss die Matrix $[\mathbf{Z}]$ invertiert werden (Formel 10):

$$[\mathbf{Z}]^{-1} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{11} & \mathbf{Z}_{12} & \mathbf{Z}_{13} \\ \mathbf{Z}_{21} & \mathbf{Z}_{22} & \mathbf{Z}_{23} \\ \mathbf{Z}_{31} & \mathbf{Z}_{32} & \mathbf{Z}_{33} \end{bmatrix} \text{ in Ohm} \quad (\text{Formel 10})$$

$$\mathbf{Z}_{11} = \frac{jX_{CE} \times (jX_{CE} + \mathbf{Z}_A) + jX_{CE} \times \mathbf{Z}_A}{jX_{CE} \times (jX_{CE} \times (\mathbf{Z}_A + \mathbf{Z}_B) + \mathbf{Z}_A \times \mathbf{Z}_B) + jX_{CE} \times \mathbf{Z}_A \times \mathbf{Z}_B} \text{ in Ohm} \quad (\text{Formel 11})$$

$$\mathbf{Z}_{22} = \mathbf{Z}_{33} = \frac{jX_{CE} \times (\mathbf{Z}_A + \mathbf{Z}_B) + \mathbf{Z}_A \times \mathbf{Z}_B}{jX_{CE} \times (jX_{CE} \times (\mathbf{Z}_A + \mathbf{Z}_B) + \mathbf{Z}_A \times \mathbf{Z}_B) + jX_{CE} \times \mathbf{Z}_A \times \mathbf{Z}_B} \text{ in Ohm} \quad (\text{Formel 12})$$

$$\mathbf{Z}_{12} = \mathbf{Z}_{13} = \mathbf{Z}_{21} = \mathbf{Z}_{31} = \frac{-(jX_{CE} \times \mathbf{Z}_A)}{jX_{CE} \times (jX_{CE} \times (\mathbf{Z}_A + \mathbf{Z}_B) + \mathbf{Z}_A \times \mathbf{Z}_B) + jX_{CE} \times \mathbf{Z}_A \times \mathbf{Z}_B} \text{ in Ohm} \quad (\text{Formel 13})$$

$$\mathbf{Z}_{23} = \mathbf{Z}_{32} = \frac{-(\mathbf{Z}_A \times \mathbf{Z}_B)}{jX_{CE} \times (jX_{CE} \times (\mathbf{Z}_A + \mathbf{Z}_B) + \mathbf{Z}_A \times \mathbf{Z}_B) + jX_{CE} \times \mathbf{Z}_A \times \mathbf{Z}_B} \text{ in Ohm} \quad (\text{Formel 14})$$

Sind die Ströme einmal bekannt, wird die Fehlerspannung U_B nach (Formel 15) berechnet.

$$\mathbf{U}_B = \mathbf{Z}_B \times \mathbf{I}_{L1-E} \text{ in Volt} \quad (\text{Formel 15})$$

E.5 Formeln zur Berechnung der Ersatzparameter eines Transformators

Für Transformatoren werden die wichtigsten Kennzahlen in Datenblättern festgelegt. Ein Beispiel für freitrende Transformatoren des Unternehmens Rauscher Stoecklin ist in Fig. 67 zu finden.

Leistung	kVA	100	160	250	400	630	1000	1250	1600	2000	2500
Wicklungsmaterial		Cu/Cu	Al/Cu	Al/Cu	Cu/Cu	Cu/Cu	Cu/Cu	Cu/Cu	Cu/Cu	Cu/Cu	Cu/Cu
P _o	W	140	200	290	415	580	750	930	1'160	1'420	1'700
P _k 75°C	W	1'480	1'800	2'350	3'060	4'180	6'500	8'400	11'700	17'500	21'000
U _k	%	4	4	4.2	4.4	4.6	5	5	6	6	6
I _o (ca.)	A	0.9	0.7	0.7	0.9	1.1	1.8	2.7	3.5	4.0	4.0
L _{pa} (0.3m) / L _{wa}	dB(A)	36 / 44	34 / 42	34 / 43	38 / 47	38 / 48	38 / 48	42 / 53	50 / 62	52 / 64	54 / 67
I _{cc} (420V)	kA	3.4	5.5	8.2	12.5	18.8	27.5	34.4	36.6	45.8	57.3

Fig. 67: Datenblatt von Transformatoren (Rauscher Stoecklin: Verteiltransformatoren freitrend)

Die wichtigsten Kennwerte, um die Ersatzparameter eines Transformators zur Modellierung zu berechnen, sind:

Leistung = Nennleistung des Transformators, in der Folge als S_n bezeichnet

P_o = Eisenverluste in Watt, in der Folge als P_{fe} bezeichnet

P_k 75°C = Kupferverluste bei 75 °C in Watt, in der Folge als P_{cu} bezeichnet

u_k = Kurzschlussspannung in Prozent der Nennspannung

I_o = Leerlaufstrom in A

Mit diesen Werten, die im Tool in der Lastfluss-Datenbank zu hinterlegen sind, berechnet das Tool «ZNP light» die benötigten Ersatzparameter gemäss folgendem Schema in Fig. 68.

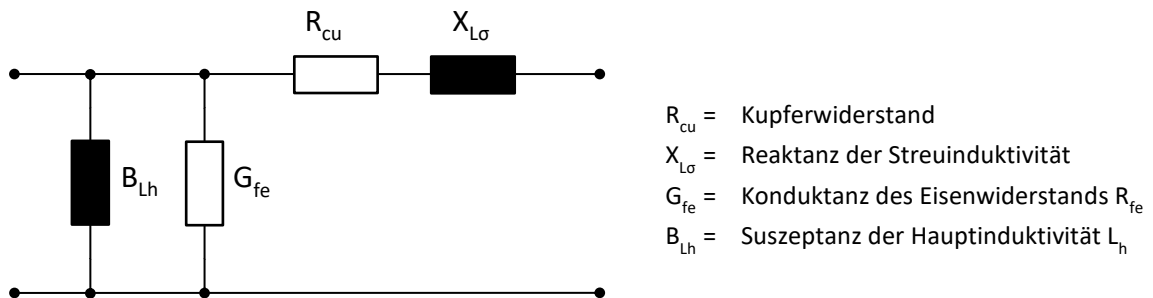


Fig. 68: Vereinfachtes Ersatzschaltbild eines Transformators

Diese Ersatzparameter werden für die Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen benötigt. Die entsprechenden Formeln zur Berechnung der Trafo-Ersatzparameter sind nachfolgend in (Formel 16) bis (Formel 28) aufgeführt. Komplexe Grössen (Vektoren) sind in den Formeln fettgedruckt.

Berechnung der Konduktanz des Eisenwiderstandes:

Hierzu wird zuerst der Eisenwiderstand und schliesslich dessen Kehrwert berechnet:

$$R_{fe} = \frac{U_{nos\Delta}^2}{P_{fe}} \text{ in Ohm} \tag{Formel 16}$$

mit $U_{nos\Delta}$ = Nennspannung (oberspannungsseitig, verkettet) gemäss Datenblatt in Volt

$$G_{fe} = \frac{1}{R_{fe}} \text{ in Siemens} \tag{Formel 17}$$

Berechnung der Suszeptanz der Hauptinduktivität:

Zuerst wird der Betrag der Impedanz, die sich durch die Parallelschaltung von R_{fe} und X_{Lh} ergibt, berechnet.

$$\left| Z_{R_{fe}/X_{Lh}} \right| = \frac{U_{nos}}{I_o} \text{ in Ohm} \tag{Formel 18}$$

mit U_{nos} = Nennspannung (oberspannungsseitig, Phase – N) gemäss Datenblatt in Volt

Um nun auf die Suszeptanz der Hauptinduktivität zu kommen, muss die berechnete Impedanz aus (Formel 18) in ihre zwei parallelgeschalteten Komponenten B_{Lh} und G_{fe} zerlegt werden.

$$Z_{R_{fe}/X_{Lh}} = \frac{1}{\frac{1}{R_{fe}} + \frac{1}{jX_{Lh}}} \text{ in Ohm} \quad (\text{Formel 19})$$

Der Kehrwert dieses Resultats liefert:

$$\frac{1}{Z_{R_{fe}/X_{Lh}}} = Y_{R_{fe}/X_{Lh}} = \frac{1}{R_{fe}} + \frac{1}{jX_{Lh}} = G_{fe} + j(-B_{Lh}) \text{ in Siemens} \quad (\text{Formel 20})$$

Dies entspricht also einer Admittanz, die aus dem Realteil G_{fe} und dem Imaginärteil $-B_{Lh}$ besteht. Schliesslich kann nach dem Satz von Pythagoras die Suszeptanz der Hauptinduktivität ermittelt werden.

$$B_{Lh} = -\sqrt{\left(\frac{1}{|Z_{R_{fe}/X_{Lh}}|}\right)^2 - G_{fe}^2} = -\sqrt{\left(\frac{1}{\left(\frac{U_{nos}}{I_o}\right)}\right)^2 - G_{fe}^2} \text{ in Siemens} \quad (\text{Formel 21})$$

Berechnung des Kupferwiderstands:

Für die Berechnung des Kupferwiderstands wird erst der Nennstrom des Transformators berechnet.

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_{nos\Delta}} \text{ in Ampere} \quad (\text{Formel 22})$$

Mit dem Nennstrom und den Kupferverlusten aus dem Datenblatt ergibt sich der Kupferwiderstand durch:

$$R_{cu} = \frac{P_{cu}}{3 \times I_n^2} \text{ in Ohm} \quad (\text{Formel 23})$$

Berechnung der Reaktanz der Streuinduktivität:

Hier wird als erster Schritt die Kurzschlussspannung durch den Nennstrom dividiert, um die Impedanz zu berechnen, die sich durch R_{cu} und $X_{L\sigma}$ ergibt.

$$|Z_{R_{cu}+X_{L\sigma}}| = \frac{U_k}{\sqrt{3} \times I_n} = \frac{u_k \times U_{nos\Delta}}{\sqrt{3} \times I_n} \text{ in Ohm} \quad (\text{Formel 24})$$

$$\text{mit } U_k = u_k \times U_{nos\Delta} = \text{Kurzschlussspannung in Volt} \quad (\text{Formel 25})$$

Die Impedanz aus (Formel 24) setzt sich aus dem Realteil R_{cu} und dem Imaginärteil $X_{L\sigma}$ zusammen.

$$Z_{R_{cu}+X_{L\sigma}} = R_{cu} + jX_{L\sigma} \text{ in Ohm} \quad (\text{Formel 26})$$

Daraus folgt mit dem Satz von Pythagoras der Wert der Reaktanz der Streuinduktivität:

$$X_{L\sigma} = \sqrt{\left(|Z_{R_{cu}+X_{L\sigma}}|\right)^2 - (R_{cu})^2} = \sqrt{\left(\frac{u_k \times U_{nos\Delta}}{\sqrt{3} \times I_n}\right)^2 - (R_{cu})^2} \text{ in Ohm} \quad (\text{Formel 27})$$

Umrechnung auf eine andere Spannungsebene für die Lastfluss- und Kurzschlussberechnung:

Schliesslich gilt es zu beachten, dass bei der Berechnung im Tool «ZNP light» alle Ersatzparameter auf die 400-Volt-Ebene umgerechnet sein müssen, weil bei der Lastfluss- und Kurzschlussberechnung diese Nennspannung am Slack-Knoten angelegt wird und alle Transformatoren beim Berechnungsalgorithmus ein Übersetzungsverhältnis von 1:1 aufweisen. Um diese Umrechnung durchzuführen, müssen die oben berechneten Parameter mit dem Faktor \ddot{u}^2 verrechnet werden.

$$\ddot{u}^2 = \left(\frac{400 \text{ V}}{U_{n\text{Netzebene_OS}\Delta}}\right)^2 \quad (\text{Formel 28})$$

mit $U_{n\text{Netzebene_OS}\Delta}$ = Nennspannung der Netzebene auf der Oberspannungsseite in Volt

Dabei erfolgt bei:

- G_{fe} und B_{Lh} eine Division durch \ddot{u}^2 und
- bei R_{cu} und $X_{L\sigma}$ eine Multiplikation mit \ddot{u}^2 .

F Erstellungsjahr bestimmen

F.1 Einleitung

Muss das Erstellungsjahr geschätzt werden, so liefert das Kapitel 3.3 aus dem Dokument «Netzbewertung von Verteilnetzen der Schweiz» [11] wertvolle Informationen und Anleitungen.

Es ist offensichtlich das Sinnvollste, zuerst alle einfach verfügbaren Quellen zu durchsuchen, bevor viel Aufwand zur Beschaffung von Unterlagen betrieben wird. Mögliche Quellen zur Ermittlung des Erstellungsjahres sind in Fig. 69 im Anhang F.2 aufgeführt. Können keine Quellen gefunden werden oder ist deren Beschaffung sehr aufwändig, sind verschiedene Methoden anwendbar, um das Erstellungsjahr durch Betrachtung der anderen Betriebsmittel im Netz abzuschätzen. Ein Einstieg in diese Methoden ist in Anhang F.3 gegeben.

Aus den gesammelten Ideen wurden im Laufe des Projekts verschiedene Prozessablaufdiagramme als Beispiele erstellt, welche die Informationsbeschaffung unterstützen (Anhang F.4 bis F.7). Diese Ablaufdiagramme sind nicht als abschliessend oder vollumfänglich zu betrachten. Eine Modifikation der Prozessschritte oder Prozessreihenfolge ist je nach Fall in Betracht zu ziehen.

Die nachfolgenden Listen, Schemas und Abläufe in den Kapiteln F.2 bis F.7 dienen als Richtlinie bei der Abschätzung des Erstellungsjahres. Sie müssen im jeweiligen Kontext korrekt angewendet werden.

F.2 Mögliche Quellen zur Ermittlung des Erstellungsjahres

Ist das Erstellungsjahr von gewissen Betriebsmitteln nicht in der Datenbank mit den Assets abgelegt, so stehen möglicherweise folgende Quellen (Fig. 69) zur Konsultation zur Verfügung, um die benötigten Informationen zu ermitteln.

Quelle	Daten	NE
Vorlagengenehmigungen ESTI	Erstellungsjahre, Mengen	3 bis 6
Projektrechnungen, Bauabrechnungen	Werte CHF, Erstellungsjahre	3 bis 7
Versicherungspolicen	Werte CHF, Erstellungsjahre	3 bis 7
Baustatistiken Bund, Kantone, Gemeinden	Werte CHF, Erstellungsjahre	3 bis 7
Geschäftsberichte	Werte CHF, Erstellungsjahre, Mengen	3 bis 7
Werkpläne Analog oder Digital	Längen, Erstellungsjahre	3 bis 7
Bauanzeigen, Baubewilligungen von Erschliessungen	Erstellungsjahre	3 bis 7
Steuererklärungen	Werte CHF, Erstellungsjahre	3 bis 7
Anlagenbuchhaltungen	Erstellungsjahre, «Werte CHF»	3 bis 7
Unterlagen Hausinstallationskontrollen	Erstellungsjahre, Typen	7
Anzahl Hausanschlüsse pro Gebiet, Gemeinde, etc.	Menge	7
Warenlager, Einkaufstatistiken, Inventare	Menge, Werte CHF, Erstellungsjahre	3 bis 7
Bauaktenarchive technisch	Menge, Werte CHF, Erstellungsjahre	3 bis 7
Netzaufnahmen vor Ort	Menge, Typen, Erstellungsjahre	3 bis 7

Fig. 69: Quellen zur Ermittlung des Erstellungsjahres (Quelle: [11])

F.3 Mögliche Methoden zur Schätzung des Erstellungsjahres

Ist es nicht oder nur mit unverhältnismässigem Aufwand möglich, die Altersdaten aus den Quellen, wie in Anhang F.2 beschrieben, zu ermitteln, so ist möglicherweise eine Bestimmung mit verschiedenen Methoden ein gangbarer Weg. Diese Methoden sind (Quelle: [11])⁸:

- **Vererbung der Baujahre von anderen Komponenten:** Diese Methode ist sinnvoll, wenn die Erstellungsjahre einer Klasse von Komponenten bekannt sind und sich daraus die Erstellungsjahre von anderen Komponenten ableiten (vererben) lassen.
- **Übertragung der Erstellungsjahre von gleichen Komponenten:** Sind bei einer Komponentenkategorie die Erstellungsjahre nur teilweise unbekannt, kann die Altersverteilung von bekannten, gleichartigen Komponenten übernommen werden.
- **Anwendungszeitraum von Produkten:** Anhand der Komponententypen und dem Wissen, über welche Zeitperiode diese Typen im Bau verwendet wurden, kann man auf das durchschnittliche Alter sämtlicher Komponenten dieses Typs schliessen.

Während des Projekts wurden Prozessablaufdiagramme, welche sich an die genannten Methoden anlehnen, aufgestellt. Sie sind in den Kapiteln F.4 bis F.7 abgebildet und sollen dem Planer bei der Bestimmung des Erstellungsjahres Hilfe anbieten.

F.4 Trafostation (Gebäude)

Fig. 70 stellt eine vereinfachte Situation einer Trafostation (TS) der Netzebene 6 dar. Dabei versorgt die Trafostation symbolisch eine Verteilkabine sowie weitere Infrastruktur. Gespeist wird die Trafostation über eine Leitung der Netzebene 5.

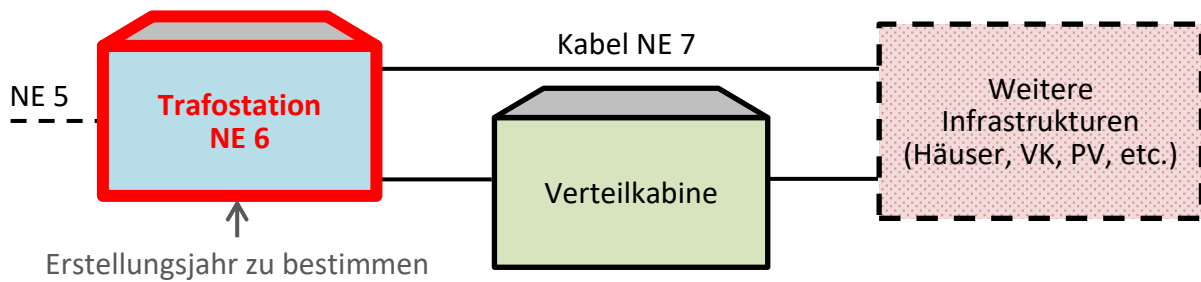


Fig. 70: Schema zur Bestimmung des Erstellungsjahres einer Trafostation (Gebäude) auf NE 6

Ist das Baujahr des Gebäudes der Trafostation unbekannt, so sind die Methoden «Quellen absuchen», «Vererbung von anderen Komponenten», «Übertragung von gleichen Komponenten» und «Anwendungszeitraum von Produkten» anzuwenden. Fig. 71 stellt vor, in welcher Reihenfolge die Schritte zur Ermittlung stattfinden können.

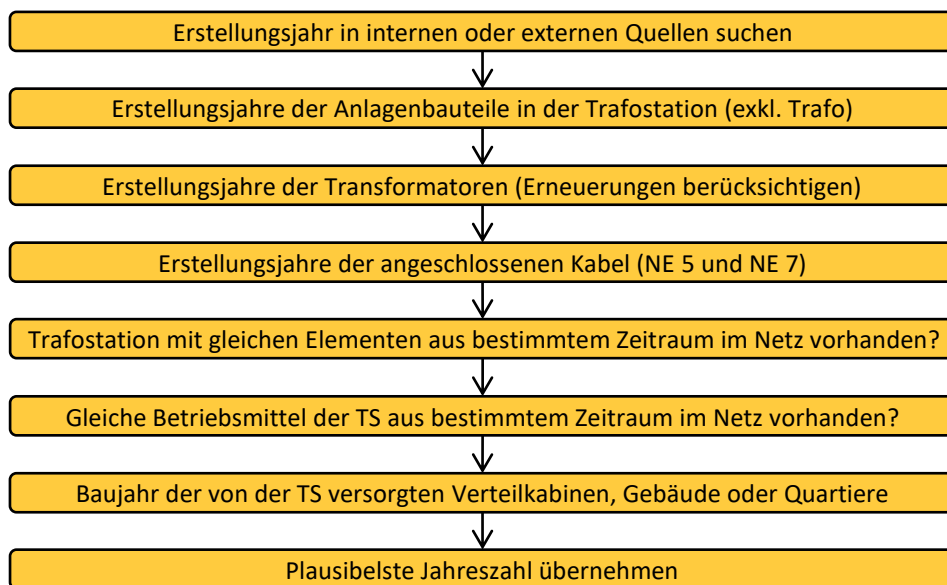


Fig. 71: Ablauf zur Bestimmung des Einbaujahres einer Trafostation (Gebäude) auf NE 6

⁸ Die Auflistung wurde wortwörtlich aus [11] übernommen.

Die plausibelste Jahreszahl ist schliesslich jene, die dem effektiven, jedoch nicht bekannten Erstellungsjahr gemäss logischen Gedankengängen am nächsten kommt.

Als Anmerkung sei hier erwähnt, dass das Baujahr der von der Trafostation versorgten Gebäude (inklusive Verteilkabinen) nur unter Vorbehalt als Hilfe beigezogen werden kann. Wenn bekannt ist, dass kein angeschlossenes Gebäude älter ist als die Trafostation, wird als Baujahr der Trafostation das Baujahr des ältesten Gebäudes eingetragen. Es muss aber gesichert sein, dass die Trafostation das älteste Gebäude bereits versorgt hat. Ist bekannt, dass gemeinsam mit spezifischen Gebäuden auch der Bau der Trafostation erfolgt ist, dann kann als Baujahr der Trafostation jenes Jahr angenommen werden, in dem das erste dieser genannten Gebäude fertiggestellt wurde.

F.5 Transformator

Bei der Ermittlung des Erstellungsjahres eines Transformators steht eine Orientierung an der Ausrüstung der Trafostation im Vordergrund. Hier ist jedoch zu beachten, dass der Transformator vielleicht ersetzt wurde, ohne dass ein Auswechseln der elektrischen Ausrüstung der Trafostation erfolgte. In diesem Fall dürfen die Elemente, die gemeinsam mit dem zuvor eingebauten Transformator eingebaut wurden, nicht als Anhaltspunkte dienen. Die Darstellung in Fig. 72 gibt eine schematische Übersicht der betrachteten Situation.

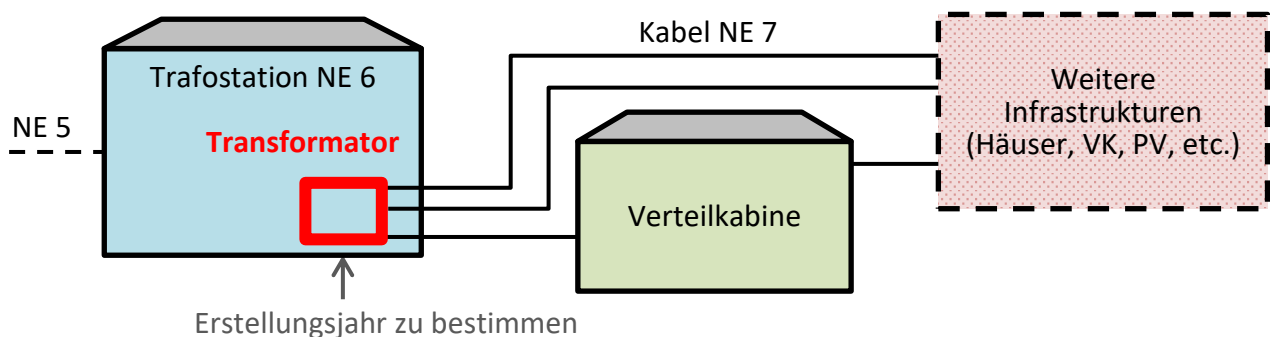


Fig. 72: Schema zur Bestimmung des Einbaujahres eines Transformators auf NE 6

Beim Eruiern des Erstellungsjahres eines Transformators ist das nachfolgende Prozessablaufdiagramm als Hilfsmittel zu verwenden⁹.

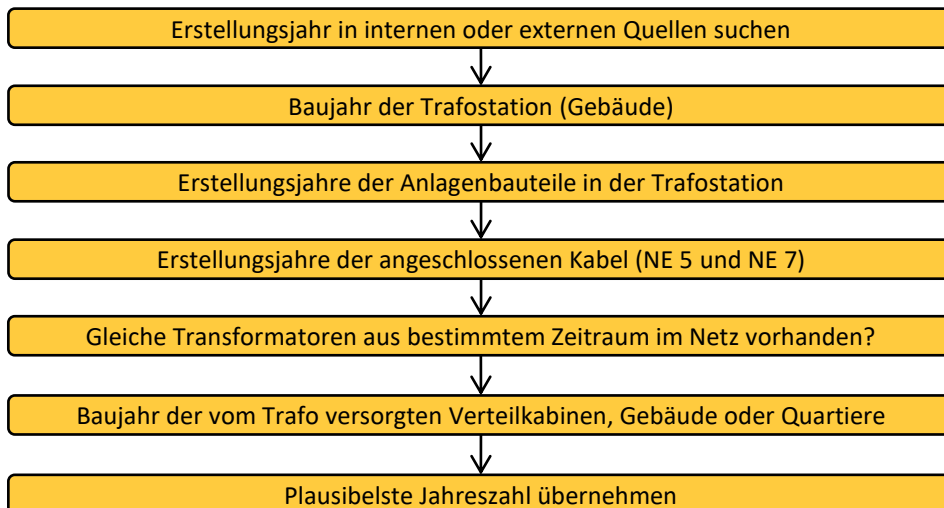


Fig. 73: Ablauf zur Bestimmung des Einbaujahres eines Transformators auf NE 6

⁹ Hier gilt es auch die Anmerkung am Ende des Anhangs F.4 zu berücksichtigen.

F.6 Verteilkabine

Wenn es notwendig ist, das Erstellungsjahr einer Verteilkabine zu eruieren, hilft das Schema in Fig. 74 dabei, sich eine mögliche Situation vorzustellen. Eine Verteilkabine wird in der Regel von einer Trafostation direkt oder über eine weitere Verteilkabine versorgt. An die Verteilkabine sind wiederum Verteilkabinen oder andere Infrastrukturen angeschlossen.

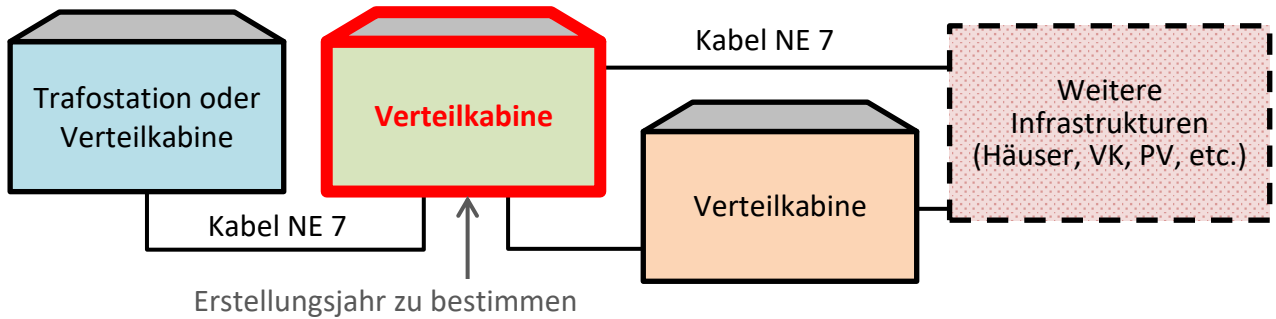


Fig. 74: Schema zur Bestimmung des Einbaujahres einer Verteilkabine

Das Prozessablaufdiagramm in Fig. 75 zeigt eine Vorgehensweise beim Ausarbeiten des Erstellungsjahres einer Verteilkabine.

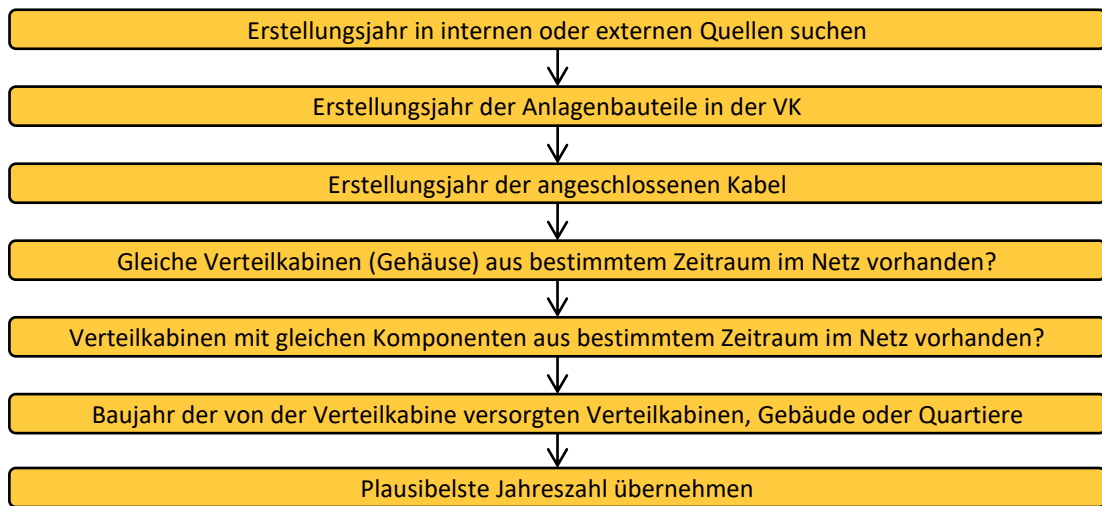


Fig. 75: Ablauf zur Bestimmung des Einbaujahres einer Verteilkabine

Auch bei den Verteilkabinen gilt es, bei der Übertragung von Erstellungsjahren anderer Betriebsmittel diejenigen Elemente zu betrachten, die möglichst gemeinsam mit dem Bau der Verteilkabine in das Netz eingebaut wurden.

F.7 Kabel zwischen Unterwerk, Trafostationen, Schaltanlagen und Verteilkabinen

Dieses Beispiel erklärt die Schätzung des Erstellungsjahres von Kabeln zwischen Unterwerk (UW), Trafostationen, Schaltanlagen und Verteilkabinen. Nicht betrachtet werden hier die Hausanschlusskabel. Die schematische Übersicht in Fig. 76 zeigt die Situation. Das Kabel, für welches eine Schätzung notwendig ist, wurde rot eingefärbt.

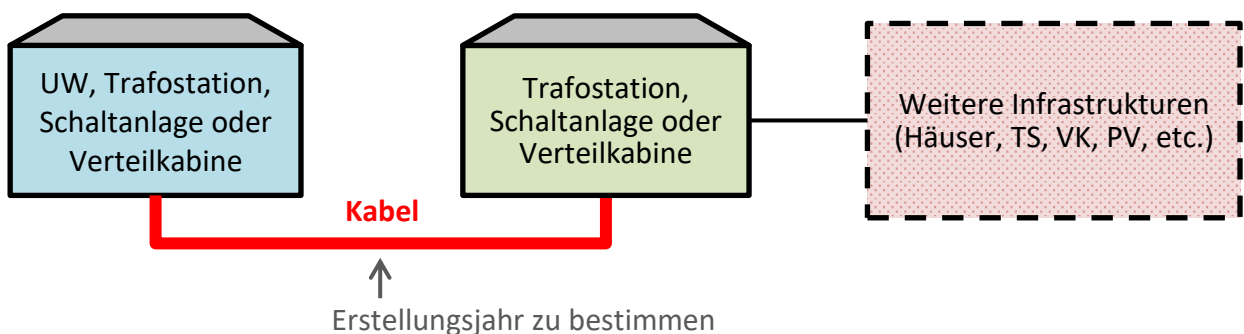


Fig. 76: Schema zur Bestimmung des Einbaujahres eines Kabels

Untenstehendes Prozessablaufdiagramm in Fig. 77 dient als Werkzeug zur Eruierung des Erstellungsjahres eines Kabels nach Fig. 76.

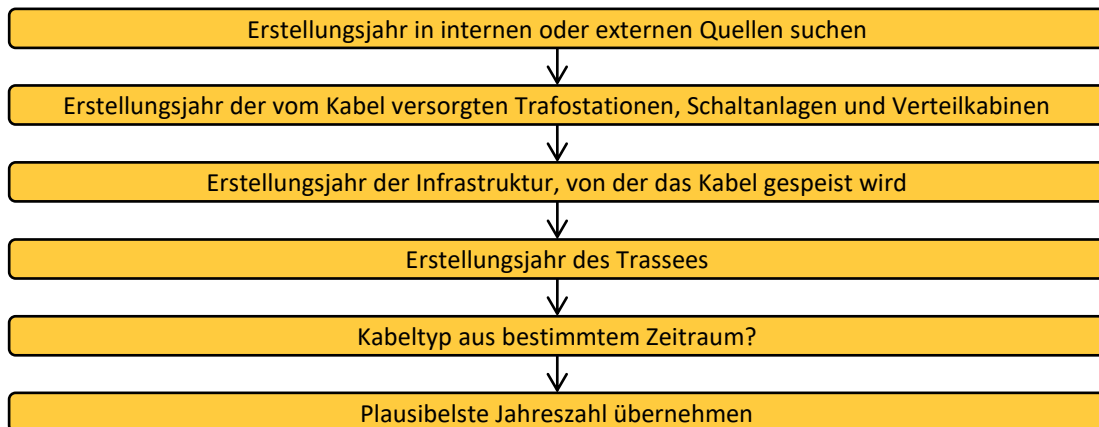


Fig. 77: Ablauf zur Bestimmung des Einbaujahres eines Kabels

Wie bei den anderen Elementen aus den vorherigen Anhängen F.4 bis F.6 gilt es auch hier, zuerst diejenigen Betriebsmittel zu berücksichtigen, die mit der Verlegung des Kabels verbaut wurden. Allfällige Erneuerungen der angeschlossenen Elemente sind zu beachten.

F.8 Zwischenfazit: Erstellungsjahr abschätzen

Die in den Kapiteln F.2 bis F.7 gezeigten Listen, Schemas, Abläufe und Erklärungen sind eine Unterstützung, um das Erstellungsjahr von Anlagen oder Anlagenbauteilen zu schätzen.

Sollte anhand der verfügbaren Quellen kein eindeutiges Jahr auszumachen sein, so kann es Sinn machen, sich anhand der geschilderten Methoden und Prozessablaufdiagrammen an benachbarten oder ähnlichen Elementen im Netz zu orientieren.

Sind überhaupt keine Jahresdaten von anderen Elementen bekannt, so soll versucht werden, das Alter aufgrund der historischen Entwicklung des betrachteten Gebiets abzuschätzen.

Zum Schluss soll hier ein kurzer Gedankengang wiedergegeben werden:

Sollte das Element eher zu alt eingeschätzt werden, wird zumindest der Fakt berücksichtigt, dass ein unbekanntes Erstellungsjahr allenfalls ein direktes Risiko hinsichtlich der Ausfallwahrscheinlichkeit darstellt. Denn es ist ja nicht klar, wie alt die Anlage oder das Anlagenbauteil in Wirklichkeit ist und daher könnte es durchaus sein, dass die Ausfallwahrscheinlichkeit seit dem Anschaffungszeitpunkt bereits markant angestiegen ist. Von diesem Standpunkt her gesehen wäre es nicht empfehlenswert, unbekannte Objekte bewusst eher zu jung einzuschätzen, da dadurch ein erhöhtes Ausfallrisiko im Modell nicht mehr abgebildet wäre.

G Betriebswirtschaftliche Modellierung

G.1 Altersstruktur und Mengengerüst

Das Mengengerüst beschreibt, aus wie vielen Betriebsmitteln eines bestimmten Typs ein Netz besteht. Die Altersstruktur gibt zusätzlich einen Überblick über das Alter der verbauten Elemente. Im Tool wird das Alter von jedem Betriebsmittel ausgehend vom Erstellungszeitpunkt berechnet. Damit ist es einfach möglich, das Alter relativ zur technischen Lebensdauer zu bestimmen und die Altersstruktur des Gesamtnetzes wie in Fig. 78 dargestellt abzubilden. Dabei ist zu jedem Kuchenstück angegeben, wie viele Elemente sich im entsprechenden Altersbereich befinden und wie gross der prozentuale Anteil bezogen auf alle Elemente ist.

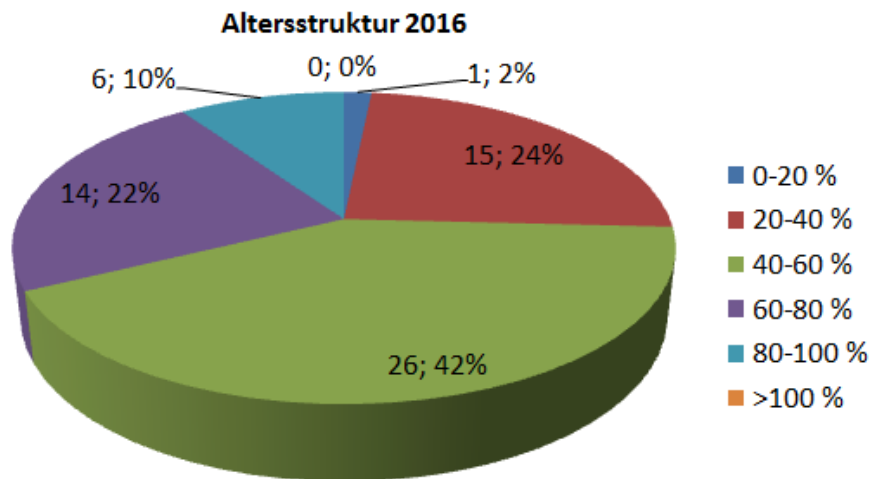


Fig. 78: Altersstruktur eines Verteilnetzes (NE 5 bis NE 7)

Das Tool liefert als Resultat auch die Kabellängen sowie die Anzahl Transformatoren und Verteilnkabinen pro Netzebene und Jahr. Das Mengengerüst ist anhand dieser Parameter einfach bestimmbar.

Sind beispielsweise für alle Kabel die Altersstruktur und das Mengengerüst zu einem bestimmten Betrachtungszeitpunkt kombiniert in der Form von Fig. 79 präsentiert, ist schnell erkennbar, in welcher Form die Erneuerung in der Vergangenheit stattgefunden hat und ob allenfalls bald eine grössere Erneuerungswelle ansteht. Diese Darstellung fehlt im Modell noch, jedoch sind die Daten dafür vorhanden. Bei einer Weiterentwicklung des Tools wäre der Einbau dieser Darstellung sinnvoll.

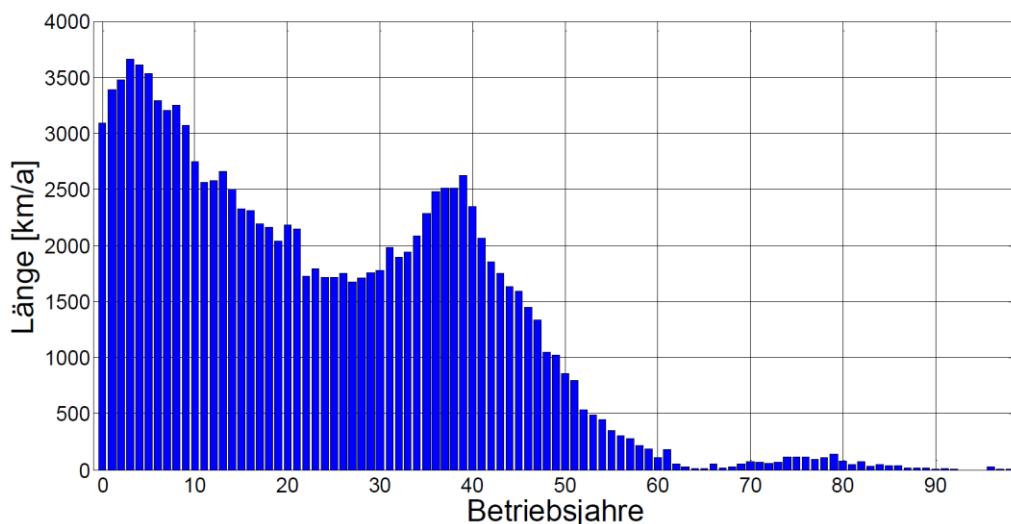


Fig. 79: Diagramm mit Altersstruktur und Mengengerüst (Bildquelle: [4])

G.1.1 Bestimmen des Erstellungsjahres eines Betriebsmittels

Weil die Altersdaten der Betriebsmittel bei den Verteilnetzbetreibern nicht immer komplett und übersichtlich dokumentiert sind, muss das Erstellungsjahr in vielen Fällen in unterschiedlichen Quellen nachgeschlagen oder sogar geschätzt werden. Zu diesem Vorgehen liefert das Dokument «Netzbewertung von Verteilnetzen der Schweiz» [11] eine Liste mit möglichen Quellen, die konsultiert werden können. Diese Liste ist in Fig. 69 im Anhang F.2 zu sehen. Ist

es nicht oder nur mit unverhältnismässigem Aufwand möglich, die Altersdaten in den Quellen zu finden, ist allenfalls eine Ermittlung mit verschiedenen Methoden möglich. Erste Anhaltspunkte zu diesen Methoden geben [11] und der Anhang F.3. Im Rahmen des Projekts wurden zudem Prozessablaufdiagramme erarbeitet, welche die Bestimmung des Erstellungsjahres unterstützen (Anhang F.4 bis F.7).

G.2 Netzkosten

In der Dokumentation zur zweiten Testrunde der Sunshine-Regulierung [17] ist nachfolgende Zusammensetzung der Netzkosten aufgeführt. Sie orientiert sich am Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz (KRSV) [5]:

$$\begin{aligned}
 & \textit{Kapitalkosten} \\
 + & \textit{Betriebskosten} \\
 + & \textit{Mess-/Informationswesen} \\
 + & \textit{Verwaltungskosten} \\
 - & \textit{Sonstige Erträge} \\
 = & \textit{Summe der Netzkosten der entsprechenden Netzebene}
 \end{aligned}$$

Daraus werden im Excel-Tool die Kosten für jede Netzebene 5 bis 7 wie folgt berechnet:

$$\textit{Netzkosten NE 5 in } \frac{\textit{CHF}}{\textit{km}} = \frac{\textit{Summe der Netzkosten auf der Netzebene 5}}{\textit{Länge Kabel MS (NE 5) + Freileitungen MS (NE 5)}} \quad (\textit{Formel 29})$$

$$\textit{Netzkosten NE 6 in } \frac{\textit{CHF}}{\textit{kVA}} = \frac{\textit{Summe der Netzkosten auf der Netzebene 6}}{\textit{Leistung Trafostationen (NE 6) + Masttrafostationen (NE 6)}} \quad (\textit{Formel 30})$$

$$\textit{Netzkosten NE 7}^{10} \textit{ in } \frac{\textit{CHF}}{\textit{km}} = \frac{\textit{Summe der Netzkosten auf der Netzebene 7}}{\textit{Länge Kabel NS (NE 7) + Freileitungen NS (NE 7)}} \quad (\textit{Formel 31})$$

Zudem berechnet das Tool auch die Kosten für das gesamte modellierte Netz:

$$\textit{Netzkosten Gesamtnetz im Jahr } x = \sum_i \textit{Netzkosten Element}_i \textit{ im Jahr } x \quad (\textit{Formel 32})$$

Das Tool ermöglicht eine Diskontierung der anfallenden Netzkosten mit der DCF-Methode (Kapitel G.4). Dabei werden alle Netzkostenelemente mit Ausnahme der Abschreibungen berücksichtigt. Da die Abschreibungen keinem realen Geldfluss entsprechen, sind Abschreibungen nicht zu diskontieren.

Die Modellierung im Tool orientiert sich an obenstehenden Vorgaben und Formeln. Alle Kostenarten, die in den folgenden Unterkapiteln des Kapitels G.2 zu finden sind, sind im KRSV [5] umfassend beschrieben.

G.2.1 Kapitalkosten

Gemäss Art. 15 Abs. 3a und 3b StromVG [10] sind als Kapitalkosten höchstens folgende Kostenpunkte anrechenbar:

- Kalkulatorische Abschreibungen (siehe Kapitel G.2.1.1)
- Kalkulatorische Zinsen (siehe Kapitel G.2.1.2)

Beide Kostenarten werden im Excel-Tool für jedes Betriebselement und Jahr berechnet. Sie berechnen sich auf der Basis der ursprünglichen Anschaffungs- beziehungsweise Herstellkosten. Daraus leitet sich ab, dass es wichtig ist, das Erstellungsjahr eines Vermögenswertes zu kennen, da es ansonsten unmöglich ist, die korrekten kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen zu berechnen.

Für die akkurate Modellierung der Kapitalkosten über einen längeren Zeithorizont im betriebswirtschaftlichen Modell müssen daher Parameter wie das Erstellungsjahr sowie die technische und betriebswirtschaftliche Nutzungsdauer bekannt sein.

¹⁰ Im Dokument [17] der 2. Testrunde der Sunshine Regulierung werden in diese Formel noch die Kabel der Endkunden-Hausanschlüsse integriert. Da in diesem Projekt die Hausanschlusskabel nicht in die Modellierung miteinbezogen wurden, werden diese Kabel in der Formel vernachlässigt. Entscheidet sich die Benutzerin des Tools jedoch, im Modell auch Hausanschlusskabel abzubilden, so werden diese bei der Berechnung der Netzkosten NE 7 automatisch berücksichtigt.

G.2.1.1 Abschreibungen

Im Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber [5] ist in Kapitel 4.2.4 eine komplette Beschreibung zu finden, in welcher Form die Anlagen abgeschrieben werden müssen. Wichtige Elemente für die Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen sind:

- der abzuschreibende Wert (Wertbasis für die Aktivierung)
- die Abschreibungsdauer
- die Abschreibungsmethode

Als abzuschreibender Wert ist für die Betriebsmittel jeweils der Anschaffungswert einzusetzen. Ist der Anschaffungswert nicht bekannt, so wird mittels Rückindexierung über den aktuellen Wiederbeschaffungspreis ein synthetischer Anschaffungswert berechnet (Fig. 80). Bereits in Rechnung gestellte Betriebs- und Kapitalkosten für betriebsnotwendige Vermögenswerte sind dabei in Abzug zu bringen. In jedem Fall ist höchstens der Wert einer vergleichbaren Anlage anrechenbar. Vom so ermittelten Wert sind 20 Prozent in Abzug zu bringen (Art. 13 Abs. 4 StromVV).

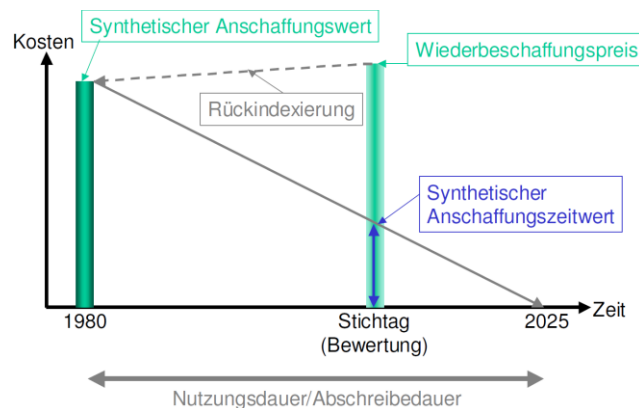


Fig. 80: Vom Wiederbeschaffungspreis zum synthetischen Anschaffungswert (Quelle: [11])

In Fig. 30 im Anhang B.1 ist eine Liste für die Abschreibungsdauern der verschiedenen Betriebsmittel, die laut Art. 13 Abs. 2 StromVV [6] linear abzuschreiben sind, zu finden. Gemäss Art. 13 Abs. 1 StromVV [6] müssen die Netzbetreiber einheitliche und sachgerechte Nutzungsdauern für die verschiedenen Anlagen und Anlageteile festlegen. Sie können die Abschreibungsdauern, wie sie im KRSV [5] aufgelistet sind, in eine eigene Liste übernehmen.

Die jährlich anrechenbare kalkulatorische Abschreibung pro Betriebselement beträgt schliesslich:

$$\text{Anrechenbare kalkulatorische Abschreibung pro Jahr} = \frac{\text{Anschaffungswert}}{\text{Abschreibungsdauer}} \quad (\text{Formel 33})$$

G.2.1.2 Zinsen

Zinsen sind Kosten, die für die Bereitstellung von Kapital anfallen. Für die kalkulatorischen Zinsen sind vorwiegend

- das betriebsnotwendige Vermögen und
- der kalkulatorische Zinssatz entscheidend.

In der Regel wird als kalkulatorischer Zinssatz ein gewichteter Kapitalkostensatz WACC (Weighted Average Cost of Capital) benutzt. Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK legt den WACC jedes Jahr fest (Art. 13 Abs. 3bis StromVV).

Das betriebsnotwendige Vermögen setzt sich aus dem kalkulatorischen Anschaffungszeitwert der bestehenden Anlagen (inklusive Anlagen im Bau) und dem betriebsnotwendigen Nettoumlaufvermögen (Art. 13 Abs. 3 Bst. a StromVV) zusammen. Das Excel-Tool berechnet den Anschaffungszeitwert jedes Elements, jedoch berücksichtigt es das Nettoumlaufvermögen nicht. Die entsprechenden Datengrundlagen dazu fehlen. Es ist bisher auch keine Kenntnis darüber vorhanden, inwiefern verschiedene Netzvarianten einen Einfluss auf das Nettoumlaufvermögen haben. Deshalb berechnet das Excel-Tool die kalkulatorischen Zinsen wie folgt:

$$\text{Kalkulatorische Zinsen pro Jahr} = \text{Anschaffungszeitwert} \times \text{kalkulatorischer Zinssatz} \quad (\text{Formel 34})$$

G.2.2 Betriebskosten

Von den vier unten aufgelisteten Kostenpunkten können die Instandhaltung sowie die Verlustkosten (Wirkverluste) im Modell hinterlegt werden. Die Kostenpunkte «Netzbetrieb» und «Diverse anrechenbare Kosten» wurden nicht in

das Modell aufgenommen, da eine Schätzung nur mit grossem Aufwand machbar ist. Standardtabellen zur Schätzung der Betriebskosten sind in Anhang B.3 aufgelistet.

Die vier Kostenpunkte umfassen ihrerseits wieder eine Vielzahl an Kostenpunkten, die im KRSV [5] ausführlich beschrieben sind.

Netzbetrieb (im Modell nicht vorhanden):

Unter Netzbetrieb fällt eine Vielzahl von Aktivitäten wie die strategische und operative Netzplanung, die Leittechnik und andere. Da diese Kosten aufgrund des enormen Umfangs an Aktivitäten kaum genau schätzbar sind, wurden sie nicht in das Modell aufgenommen.

Instandhaltung (im Modell vorhanden):

Darunter werden Inspektions-, Wartungs-, Reparaturkosten und weitere verstanden. Sie sind im Modell als Instandhaltungskosten zusammengefasst.

Diverse anrechenbare Kosten (im Modell nicht vorhanden):

Wie beim Netzbetrieb gilt auch hier, dass dieser Kostenpunkt nur mit grösstem Aufwand gut schätzbar ist. Deshalb fehlt auch dieser Punkt im Modell.

Wirkverluste des eigenen Netzes (im Modell vorhanden):

Die Wirkverluste des eigenen Netzes sind im betriebswirtschaftlichen Modell als Verlustkosten aufgeführt.

G.2.3 Kosten für Mess- und Informationswesen

Für die verwendete Messinfrastruktur ist ein Anrechnen der kalkulatorischen Abschreibungen, kalkulatorischen Zinsen und sonstigen Kosten (Zählerlogistik, Betriebskosten für Ablesung und Datenübertragung, etc.) möglich [5].

Dieser Kostenpunkt wurde nicht in das Modell aufgenommen, da er nur schwierig abzuschätzen ist. Für weiterführende Informationen zu Kosten des Mess- und Informationswesens sei auf die «Branchenempfehlung Messkosten» verwiesen [18].

G.2.4 Verwaltungskosten der Netze

Weil auch dieser Kostenpunkt nur schwierig zu schätzen ist, wurde er nicht in das Modell eingeführt. Er umfasst einerseits Management und Verwaltung, wobei die anteiligen Kosten, welche das Netz betreffen zu berücksichtigen sind. Andererseits können hier auch alle mit den Netzaktivitäten in Verbindung stehenden Vertriebskosten, die kalkulatorische Verzinsung des Nettoumlaufvermögens sowie Kosten für Installationskontrollen (hoheitlicher Teil) angegeben werden. Eine ausführliche Liste ist in [5] aufgeführt.

G.2.5 Sonstige Erlöse

Sonstige Erlöse, weiter oben (Kapitel G.2) auch sonstige Erträge genannt, beinhalten individuell in Rechnung gestellte Kosten (Art. 7 Abs. 3 Bst. j StromVV), welche nicht im Netznutzungsentgelt enthalten sind. Dies sind beispielsweise Reserveeinspeisung, Reserveleitungen und unter gewissen Umständen auch die Strassenbeleuchtung [5]. Des Weiteren werden hier unter bestimmten Bedingungen [5] auch Erlöse angerechnet, die sich im Rahmen der Kalkulation für die Netznutzung kostenmindernd auswirken und deren Kosten und Ressourcen der Netznutzung zugeordnet sind. Wie bereits andere schwierig zu schätzende Kostenpunkte wurden auch die sonstigen Erlöse nicht in die Modellierung miteinbezogen.

G.2.6 Zwischenfazit: Im Modell berücksichtigte Netzkosten

Wie in den vorherigen Unterkapiteln zu den Netzkosten beschrieben ist, sind nicht alle möglichen anrechenbaren Kostenarten in das Modell übernommen worden. Die wesentlichen Kostenpunkte wie Abschreibungen, Zinsen, Instandhaltungs- und Verlustkosten, zu denen auch entsprechende Datengrundlagen verfügbar sind, wurden im Tool «ZNP light» jedoch bereits berücksichtigt. Für die schwer schätzbaren Kostenpunkte ist eine Integration praktisch kaum realisierbar, weshalb diese bei der Modellierung nicht berücksichtigt werden.

G.3 Investitionskosten

Alle Anschaffungskosten in Bezug auf das Netz werden im Modell unter dieser Position zusammengefasst. Falls gewünscht, ist eine Diskontierung mittels DCF-Methode im Modell möglich (Kapitel G.4). Die Summe der Investitionskosten jedes Elements ergibt die Investitionskosten für das Gesamtnetz (Formel 35).

$$\text{Investitionskosten Gesamtnetz im Jahr } x = \sum_i \text{Investitionskosten Element}_i \text{ im Jahr } x \quad (\text{Formel 35})$$

G.4 Discounted Cash-Flow

Discounted Cash-Flow (DCF), auch Barwert-Methode genannt, beschreibt ein Verfahren zur Wertermittlung von Investitionsprojekten. Dabei werden Geldflüsse, beispielsweise Investitionen, die in der Zukunft liegen, unter Berücksichtigung von Kapitalkosten auf den Bewertungsstichtag diskontiert. Ein einzelner diskontierter Geldfluss wird als Barwert bezeichnet. Das Resultat ist der Nettobarwert, welcher der Summe aller Barwerte entspricht (Formel 36).

$$\text{Nettobarwert} = \text{Summe der Barwerte} = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} \quad (\text{Formel 36})$$

$$CF_i = \text{Cash Flow im Jahr } i \quad \text{und} \quad r = \text{Zinssatz (hier: über alle Jahre konstant)}$$

Muss nur eine einzelne Investition diskontiert werden, so geschieht dies nach folgender Berechnung (Formel 37):

$$\text{Barwert einer einzelnen Investition} = \frac{\text{Wert der zukünftigen Investition}}{\prod_{i=1}^n (1+r_i)} \quad (\text{Formel 37})$$

$$r_i = \text{Zinssatz im Jahr } i$$

$$n = \text{Anzahl Jahre bis der Geldfluss eintritt}$$

Im Excel-Tool ist die DCF-Methode nach Bedarf wählbar. Bei einer Aktivierung der Methode fließen alle zukünftigen Investitionen als diskontierte Werte in die Kostenrechnung ein. Dabei erfolgt die Definition der zukünftigen Zinssätze (r_i , z.B. in Form des WACC) in einer eigenen Tabelle innerhalb des Tools.

G.5 Jahresbudget

Darunter sind alle Ausgaben eines Jahres zu verstehen, die aufgrund der Modellberechnungen anfallen. Dies sind die Netzkosten ohne Abschreibungen sowie die Investitionskosten. Abschreibungen werden nicht berücksichtigt, weil sie keinen Ausgaben sondern einer Wertminderung entsprechen. Im Excel-Tool wird die Summe der Netzkosten (ohne Abschreibungen) und der Investitionskosten entweder mit oder ohne Diskontierung (DCF-Methode) für das gesamte modellierte Netz berechnet.

G.6 Erneuerungsrate

Um einen Überblick über die pro Jahr und Netzebene erneuerten Leitungskilometer und neu installierte Transformatorenleistung zu erhalten, stellt das Modell folgende Parameter dar:

- Neu installierte Leitungen NE 5 in m und Erneuerungsrate der Leitungen NE 5 in %
- Neu installierte Leistung NE 6 in kVA und Erneuerungsrate der Leistung NE 6 in %
- Neu installierte Leitungen NE 7 in m und Erneuerungsrate der Leitungen NE 7 in %

G.7 Versorgungszuverlässigkeit

G.7.1 Einleitung in die Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit, im Distribution Code Schweiz [19] als Versorgungsverfügbarkeit bezeichnet, ist ein wichtiges Mass bei der Bewertung von Stromnetzen. Sie beschreibt die Fähigkeit des Netzes, die termingerechte Belieferung aller Endverbraucher mit elektrischer Energie sicherzustellen [19].

Um die Versorgungszuverlässigkeit zu beschreiben, sind geeignete Indikatoren notwendig. Die nicht zeitgerecht gelieferte Energie (NGE) und das Zollenkopfkriterium unterstützen, beziehungsweise ergänzen, die (n-1)-Planung. SAIDI und SAIFI geben eine Übersicht der durchschnittlichen Ausfalldauer und Ausfallhäufigkeit über den gesamten Zielnetzplanungshorizont und sind somit dafür geeignet, verschiedene Netzvarianten auf ihr Ausfallrisiko hin zu vergleichen.

G.7.2 NGE und Zollenkopf

Die nicht zeitgerecht gelieferte Energie (NGE) wird im Tool nach (Formel 38) für jedes Element berechnet.

$$NGE = \sum \text{Ausgefallene Leistung} \times \text{Dauer der Unterbrechung} \quad (\text{Formel 38})$$

Im Branchendokument «Distribution Code Schweiz» [19] sind einige hilfreiche Angaben zu NGE und Zollenkopf zu finden. Zum Beispiel gibt das Dokument einige Zielwerte für die maximale Dauer jedes von einer Versorgungsunterbrechung betroffenen Endverbrauchers vor (Fig. 81).

Netztyp	Ausfalldauer pro Ereignis
Stadtnetz	4 Stunden
Vorstadtnetz	6 Stunden
Landnetz	12 Stunden
Bergnetz	18 Stunden

Fig. 81: Vorgabe der maximalen Ausfalldauern gemäss Distribution Code [19]

Ausgenommen von diesen Zielwerten sind spezielle Infrastrukturen wie Alphütten, Ferienhäuser, abgelegene Höfe und weitere [19]. Diese in Fig. 81 dargestellten Ausfalldauern können bei fehlenden Daten als Anhaltspunkte dienen. Die NGE kann aufgeteilt in die Komponenten Ausfalldauer und Ausfalleistung in einem Zollenkopfdiagramm eingezeichnet werden. Das einfache Zollenkopfkriterium berücksichtigt eine maximale Ausfalldauer und Ausfalleistung. Das erweiterte Zollenkopfkriterium bezieht zusätzlich noch die Ausfallhäufigkeit mit ein (Beispiel in [19] auf S. 46 bis 49). Das Excel-Tool zeichnet Ausfalldauer und Ausfalleistung für das einfache und erweiterte Kriterium in ein Zollenkopfdiagramm ein (Fig. 82), wobei zu berücksichtigen ist, dass beim erweiterten Kriterium die Ausfalldauer in Stunden pro Jahr angegeben ist, weil in diesem Fall die Ausfallhäufigkeit mitberücksichtigt wird.

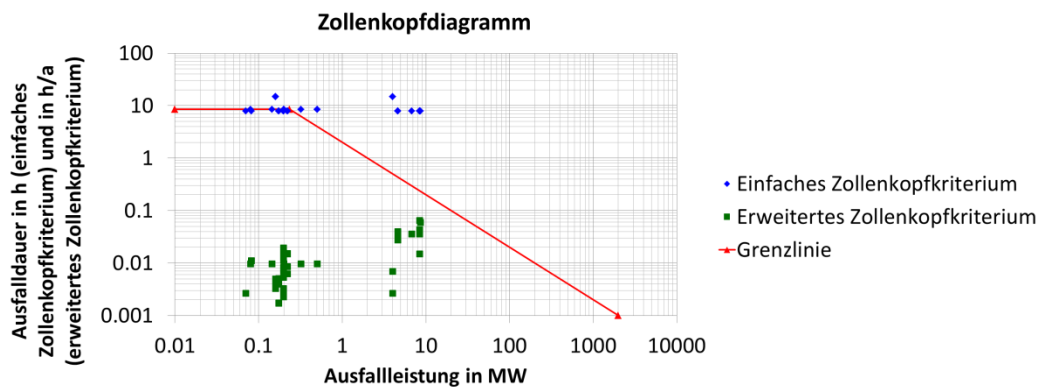


Fig. 82: Zollenkopfdiagramm für das einfache und erweiterte Zollenkopfkriterium

Die Grenzkurve ist im Tool flexibel anpassbar, je nachdem ob das einfache oder erweiterte Kriterium als Rahmen dienen soll. Dazu muss der Benutzer nur die Werte für die maximale Ausfalldauer und Ausfallenergie (NGE) im Excel-Tool anpassen.

Nebst den maximalen Grenzen sind auch kritische Grenzwerte einstellbar. Sie werden zwar im Diagramm nicht abgebildet, jedoch sind die entsprechenden Elemente in der Liste gelb markiert, wenn sie den kritischen Bereich, aber noch nicht den maximalen Bereich überschreiten. Wird der maximale Grenzwert überschritten, ist die Markierung rot.

G.7.3 SAIDI und SAIFI

Der Indikator SAIDI (System Average Interruption Duration Index) beschreibt die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit (Dauer) je beliefertem Endkunden pro Jahr. Die Kennzahl SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) gibt einen Wert zur durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeit je beliefertem Endkunden pro Jahr. Die beiden Indikatoren werden anhand von (Formel 39) und (Formel 40) berechnet.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Anzahl unterbrochener Endverbraucher pro Unterbrechung} \times \text{Dauer der Unterbrechung}}{\text{Gesamtanzahl der versorgten Endverbraucher}} \quad (\text{Formel 39})$$

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Anzahl unterbrochener Endverbraucher pro Unterbrechung}}{\text{Gesamtanzahl der versorgten Endverbraucher}} \quad (\text{Formel 40})$$

Die Branchenempfehlung «NeDisp» [20] hält die genauen Berechnungsmethoden für SAIDI und SAIFI fest. Beide Indikatoren werden im Tool für jedes Betriebselement separat unter Berücksichtigung der Alterung bestimmt. Dabei

ist für jedes Element anzugeben, wie viele Kunden von einem Ausfall betroffen sind. Auch die Gesamtanzahl der versorgten Endverbraucher ist für das Verteilnetz festzulegen.

Für eine Zukunftsbetrachtung ist die Schätzung der Zuverlässigkeitsparameter aller modellierten Betriebsmittel erforderlich. Dazu ist es nötig, für jedes Betriebselement aus Statistiken die durchschnittliche Ausfalldauer und die Ausfallhäufigkeit zu erarbeiten, um die geschätzten Indikatoren SAIDI (Formel 41) und SAIFI (Formel 42) zu berechnen.

$$SAIDI_{geschätzt} = \frac{\sum_i \left(\text{Anzahl unterbrochener Endverbraucher pro Unterbrechung von Element}_i \times \text{Dauer der Unterbrechung von Element}_i \times \text{Ausfallhäufigkeit von Element}_i \right)}{\text{Gesamtanzahl der versorgten Endverbraucher}} \quad \text{(Formel 41)}$$

$$SAIFI_{geschätzt} = \frac{\sum_i \left(\text{Anzahl unterbrochener Endverbraucher pro Unterbrechung von Element}_i \times \text{Ausfallhäufigkeit von Element}_i \right)}{\text{Gesamtanzahl der versorgten Endverbraucher}} \quad \text{(Formel 42)}$$

Das Excel-Tool erlaubt eine Darstellung der geschätzten Werte für SAIDI und SAIFI über den gesamten Zielnetzplanungshorizont (Fig. 83). Dabei sind natürlich die Ergebnisse wesentlich von der Qualität der Eingabedaten abhängig.

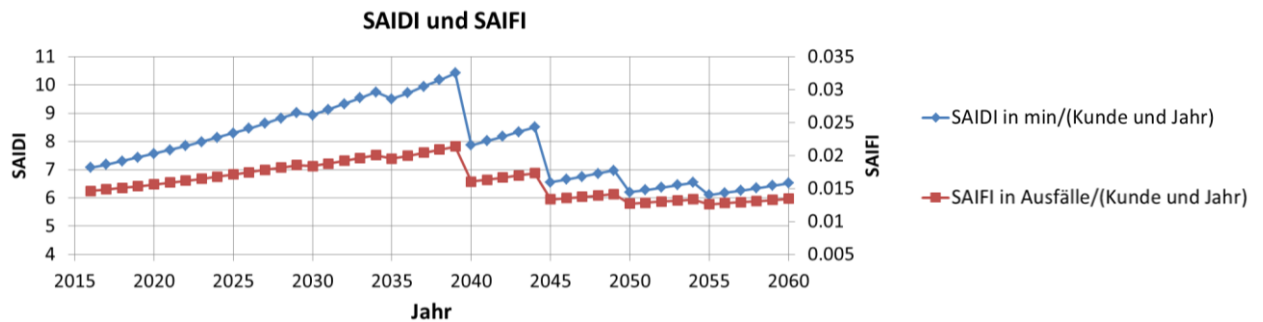


Fig. 83: Darstellung von SAIDI und SAIFI im Excel-Tool

Die Werte für SAIDI und SAIFI können mittels Tool für verschiedene Netzvarianten eruiert und verglichen werden, um als Ergebnis zu wissen, welche Variante sich punkto Ausfallrisiko am geeignetsten entwickelt. Im Wesentlichen ist in den Diagrammen zu erkennen, wie sich verschiedene Investitionsszenarien auf die Ausfallhäufigkeit auswirken. Denn das Ersetzen von alten Anlagen verringert die Ausfallwahrscheinlichkeit und verbessert (senkt) dadurch direkt die Indikatoren SAIDI und SAIFI. Im Gegensatz dazu führt ein alterndes Netz zu einem Anstieg der zwei Kennzahlen. Der Distribution Code Schweiz [19] liefert als Anhaltspunkte für ungeplante Langzeitunterbrechungen (> 3 Minuten), folgende Standardkennzahlen (Fig. 84), die für alle VNB gelten.

Netztyp	SAIDI	SAIFI
Stadtnetz	05 – 15	0.1 – 0.5
Vorstadtnetz	15 – 50	0.3 – 1.5
Landnetz	25 – 80	0.4 – 2.0
Bergnetz	45 – 100	0.5 – 2.5

Fig. 84: Intervall der Standardkennzahlen für ungeplante Versorgungsunterbrechungen (Quelle: [19])