

Schlussbericht **Dezember 2005**

Effizienzsteigerung im Verteilnetz durch neue Netzkonfigurationen

Prof. M. Höckel
BFH - HTI Hochschule für Technik und Informatik, 2501 Biel

In Zusammenarbeit mit

Schnyder Ingenieure AG, Bösch 23, 6331 Hünenberg
AEK Energie AG, Westbahnhofstrasse 3, 4501 Solothurn
Elektrizitätswerke der Stadt Zürich, Tramstrasse 35, 8050 Zürich

Diese Arbeit ist im Auftrag des Bundesamtes für Energie entstanden. Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

Weitere Informationen über das Programm „Elektrizität“ des Bundesamts für Energie stehen auf folgender Web-Seite zur Verfügung:

www.electricity-research.ch

INHALTSVERZEICHNIS

Präambel	1
Zusammenfassung / Resume / Summary	2
Résumé	3
Summary	4
1. Ausgangslage und Umfeld	5
1.1. Ausgangslage und Umfeld	5
1.2. Ziele	5
2. Neue Netzkonzepte	6
2.1. Abgrenzungen	6
2.2. Lösungsansätze	7
2.3. Optimierung der Verteilstationen	8
2.4. Erhöhung der Betriebsspannung des Niederspannungsverteilnetzes	9
2.5. Einsatz von dezentralen Energieversorgungsanlagen	10
3. Simulationen an realen Netzen	10
3.1. Ländliches Gebiet	11
3.2. Städtisches Gebiet	13
3.3. Lasten	14
3.4. Ergebnisse	15
3.4.1. Konzept Optimierung von Verteilstationen	15
3.4.2. Konzept U_n 990 V	17
3.4.3. Fazit	19
4. Untersuchungen an Modellnetzen	20
4.1. Modell Normstation	20
4.1.1. Ausgangszustand	21
4.1.2. Konzept mit U_n 990 V	21
4.1.3. Substitution von Stationen durch Erhöhung der Nennspannung	22
4.2. Netzmodell „Area“	24
4.2.1. Variante 1: Netzaufbau mit niedriger Stationsdichte	25
4.2.2. Variante 2: Netzaufbau mit niedriger Stationsdichte und U_n 990V	26
4.2.3. Variante 3: Netzaufbau mit mittlerer Stationsdichte	28
4.2.4. Variante 4: Netzaufbau mit mittlerer Stationsdichte – ohne Verteilkabinen	29
4.2.5. Variante 5: Netzaufbau mit hoher Stationsdichte	31
4.2.6. Vergleich der Varianten des Modells „Area“	32
4.2.7. Fazite aus den Betrachtungen mit dem Modell „Area“	34

5.	Qualitative Beurteilung	35
5.1.	Auswirkungen auf die Netzqualität	35
5.2.	Auswirkungen auf die Personensicherheit	36
5.3.	Auswirkungen auf die EMV	37
5.4.	Rundsteuersignale im 990V-Niederspannungsnetz	38
5.5.	Fazit zur Netzqualität	38
6.	Ausblick	39
	Anhang	40

PRÄAMBEL

Die Ausarbeitung der Studie ist durch das folgende Projektteam erfolgt:

Projektleitung: Prof. M. Höckel, BFH - HTI Hochschule für Technik und Informatik,
Biel

Projektbearbeitung: Hansruedi Luternauer, ewz
Michel Gasche, AEK Energie AG
Dr. Gilbert Schnyder, Schnyder Ingenieure AG
Daniel Hänni, Schnyder Ingenieure AG
René Vollenwyder, Berner Fachhochschule / HTI, Biel

ZUSAMMENFASSUNG / RESUMEE / SUMMARY

Die Hauptzielsetzung der vorliegenden Studie ist die Erarbeitung von neuen Ansätzen zur Optimierung der Übertragungsverluste in Mittel- und Niederspannungsnetzen.

Im Rahmen des Forschungsprojekts werden die folgenden Lösungsansätze analysiert und bearbeitet:

- Optimierung der Dichte von Verteilstationen
- Erhöhung der Betriebsspannung des Niederspannungsverteilnetzes

Im Weiteren wurde anhand von qualitativen Untersuchungen der Einsatz von dezentralen Energieversorgungsanlagen analysiert.

Die Resultate aus der Simulation der modellierten Netzausschnitte sollen grundsätzlich folgende Schlussfolgerungen ermöglichen:

- Vergleich der neuen Netzkonfigurationen mit dem heutigem Netzzustand
- Ableitung allgemeingültiger Aussagen für neue Netzkonfigurationen

Für Simulationen an realen Netzen standen das Netz Altwiesenstrasse in Schwamendingen der ewz und das Netz der Gemeinde Bettlach der AEK zur Verfügung.

Für erste, approximative Untersuchungen dient ein Modell eines vereinfachten Verteilnetzes. Im Weiteren wurde im Rahmen der Projektstudie das Netzmodell „Area“ entwickelt, mit welchem weitere Analysen und Vergleiche an verschiedenen Netzkonfigurationen angestellt werden können.

Fazite aus den Untersuchungen:

- Das Konzept mit U_n 990 V führt zwar zu einer Erhöhung der Verluste, weist jedoch gegenüber den untersuchten Varianten mit U_n 400 V eine vorteilhaftere Wirtschaftlichkeit aus.
- Unter den Konzepten mit U_n 400 V schneidet die Variante „Netzaufbau mit hoher Stationsdichte“ in der Gesamtbeurteilung bezüglich Verluste, Jahreskosten und Spannungshaltung am Besten ab.
- Für die elektrische Erschliessung von neuen Wohn- und Gewerbegebieten eignet sich das Konzept mit U_n 990 V.
- Als Vision könnte das Konzept U_n 990 V die beste Lösung sein, falls die Betriebsspannung installationsseitig inkl. der Lasten ebenfalls 990 V betragen würde.

Ergänzend zu den Simulationsergebnissen wurden in der vorliegenden Detailbetrachtung ausgewählte Netzkonfigurationen in den Bereichen Versorgungssicherheit, Personenschutz und elektromagnetische Strahlung qualitativ untersucht.

Die Versorgungssicherheit oder der Personenschutz allgemein ist von vielen Faktoren abhängig. Der Einfluss von neuen Netzkonfigurationen auf das Gesamtergebnis der Versorgungssicherheit ist daher grundsätzlich gering.

Résumé

Le but principal de la présente étude est l'élaboration des nouvelles approches pour l'optimisation des pertes de transport dans des réseaux basse et de moyen tension.

Dans le cadre du projet de recherche, les solutions suivantes sont analysées:

- Optimisation de la densité par les postes de distribution
- L'augmentation de la tension nominale du réseau basse tension

En outre a été analysée par des recherches qualitatives l'application des installations de production d'énergie décentralisées.

Les résultats de la simulation des réseaux modélisés doivent permettre des conclusions suivantes:

- Comparaison des nouvelles configurations de réseau avec l'état de réseau actuel
- Dérivation des déclarations universellement valables pour de nouvelles configurations de réseau

Pour des simulations avec des réseaux réels ewz a mis à disposition le réseau „Altweisenstrasse » en « Schwamendingen » et AEK a mis à disposition le réseau de la municipalité de « Bettlach ».

Pour des premières études approximatives sert un modèle fictif de réseau avec une structure symétrique. Dans le cadre de ce projet on a été développé un modèle de réseau "Area", avec lequel autres analyses et comparaisons à différentes configurations de réseau peuvent être exécutées.

Les bilans des recherches:

- Le concept avec U_n 990 V mène à une hausse des pertes mais montre une meilleure rentabilité comparé avec U_n 400 V.
- Parmi des variantes avec U_n 400 V le concept "construction de réseau avec la densité de poste élevée" découpe au meilleur en ce qui concerne des pertes, des coûts annuelles et la stabilité de tension.
- Le concept avec U_n 990 V convient pour l'électrification des nouvelles zones résidentielles et artisanat.
- Comme vision le concept U_n 990 V pourrait être la meilleure solution, si la tension nominale s'élevait au côté de l'installation (y compris les charges) à 990 V

En complément aux résultats de simulation des configurations de réseau choisies ont été examinées qualitativement dans les secteurs sécurité d'approvisionnement, protection des personnes et rayonnement électromagnétique

La sécurité d'approvisionnement ou la protection des personnes dépend en général de beaucoup de facteurs. L'influence des nouvelles configurations de réseau sur le résultat global de la sécurité d'approvisionnement est donc en principe faible.

Summary

The main purpose of this study is to find new approaches to minimize the distribution losses in medium- and low-voltage grids.

In the context of the research project, the following solutions are analyzed and worked out:

- Optimization of the density of the distribution stations
- Increase of the nominal voltage in the low-voltage grid

Furthermore, the implementation of decentralized energy production plants was analyzed.

The results of the simulations with modelled parts of distribution grids should basically lead to conclusions in the following items:

- Comparison of the new grid configurations with presently existing configurations
- Give generally accepted statements for new grid configurations

The data of the grid "Altwiesenstrasse" in the district Schwamendingen at Zürich provided by from ewz and the data of the grid of the community "Bettlach" received from AEK were used for the simulations.

A virtual model of a grid with symmetrical structure served for first, approximate researches. Afterwards, the grid model "AREA" was developed for the project study. This grid model "AREA" was the basis for further analyses and comparisons with different grid configurations.

The conclusions of the analyses:

- The concept with U_n 990 V leads to higher losses is compared with the alternatives with U_n 400 V but is more economic.
- In comparison with the other networks with U_n 400 the concept „Grid with high density of the distribution stations“ is to prefer for the reason of losses, annual charges and stability of tension.
- For the electrification of new housing or commercial areas the concept with U_n 990 V is very useful.
- As a vision, the concept U_n 990 V is the best solution of all possibilities, if the nominal voltage would be 990 V, also for the installation at the consumer's side including its load.

In addition to the results of the simulations, qualitative and detailed investigations were made with selected grid configurations concerning the grid quality - including the availability as well as the voltage quality - , the protection of individuals and the electromagnetic radiation.

The grid quality or the protection of individuals depends on many different factors. Therefore, the influence of new grid configurations to the whole grid quality is principally small.

1. AUSGANGSLAGE UND UMFELD

1.1. Ausgangslage und Umfeld

Die Übertragung elektrischer Energie ist mit Verlusten verbunden, die sich auf die unterschiedlichen Spannungsebenen prozentual in unterschiedlicher Grösse verteilen. Im Gesamten betragen die Übertragungsverluste von der Erzeugungsstätte bis zum Verbraucher über die Spannungsebenen 380/220 kV – 50/110 kV – 8/30 kV und 400 V ca. 7%, wobei ca. 4% im 400 V Niederspannungsnetz anfallen.

Im Rahmen des Forschungsprojektes stehen zwei reale Netze zur Verfügung:

- städtisch: Netzausschnitt der Stadt Zürich im Versorgungsgebiet der ewz
- ländlich : Netzausschnitt in der Agglomeration von Solothurn im Versorgungsgebiet der AEK Energie AG

1.2. Ziele

Die Hauptzielsetzung der vorliegenden Studie ist die Erarbeitung von neuen Ansätzen zur Optimierung der Übertragungsverluste in Mittel- und Niederspannungsnetzen.

Mit den Projektaktivitäten werden die folgenden Zielsetzungen, bzw. Resultate angestrebt:

- Mit einer Analyse der Übertragungsverluste in Niederspannungsnetzen ist das wirtschaftliche Potenzial für die Realisierung von neuen Netzkonzepten oder für den Einsatz von Dezentralen Energieversorgungsanlagen DEA zu ermitteln.
- Für real existierende Netze mit einer guten Vergleichbarkeit für ähnliche Netze ist das Potenzial der wirtschaftlichen Verlustminimierung mittels neuen Netzkonfigurationen zu ermitteln.

Die Resultate aus der Simulation der modellierten Netzausschnitte sollen grundsätzlich folgende Schlussfolgerungen ermöglichen:

- Vergleich der neuen Netzkonfigurationen mit dem heutigem Netzzustand
- Ableitung allgemeingültiger Aussagen für neue Netzkonfigurationen

Im Detail sind mittels der Netzmodellierung die Auswirkungen der einzelnen Netzkonfigurationen bezüglich folgender Aspekte zu untersuchen

- Verluste für die Energieübertragung
- Netzqualität
- Übertragungsleistung
- Übertragung von Rundsteuersignalen oder PLC (Powerline Communications)
- Elektromagnetische Wellen
- Netzschutz

2. NEUE NETZKONZEPTE

2.1. Abgrenzungen

Die im Rahmen des Forschungsprojekts zu untersuchenden Konzepte beschränken sich auf das Mittelspannungsnetz, die Verteilstationen und das Niederspannungsnetz bis zum Hausanschlusskasten HAK.

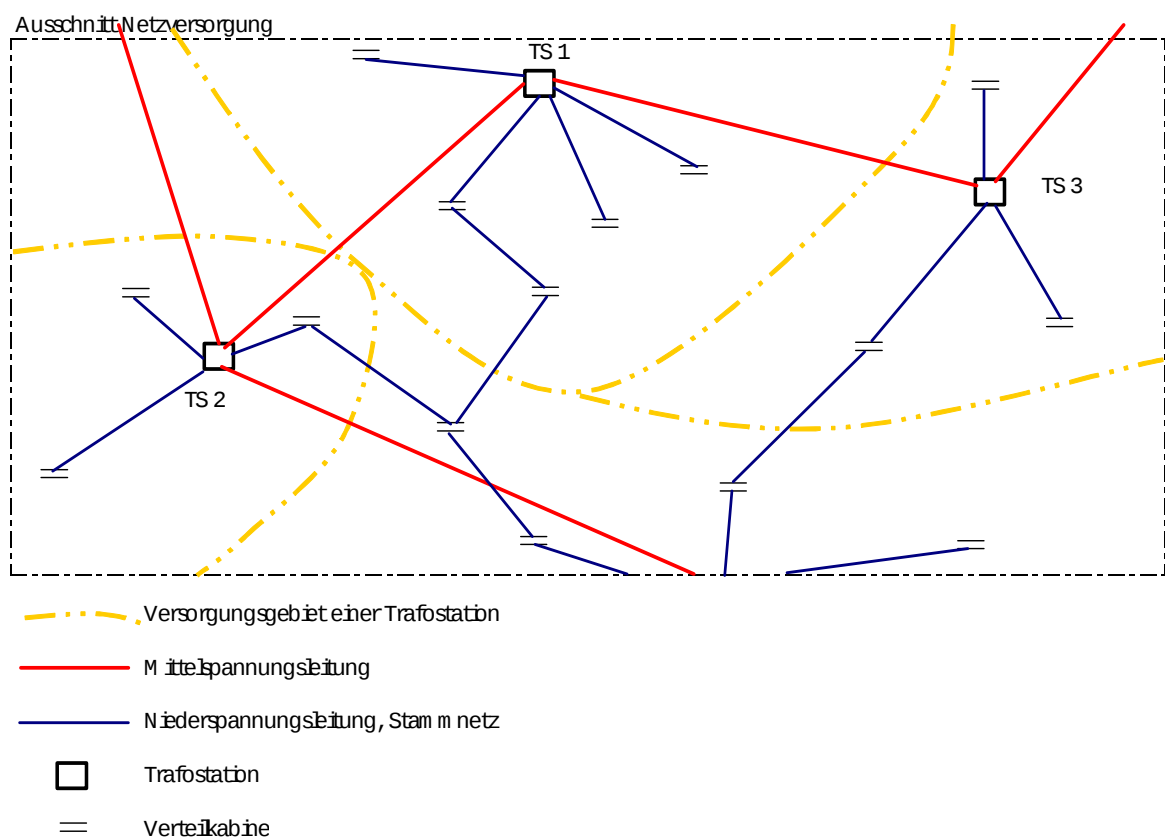


Abbildung 1: Physikalische Projektgrenzen

2.2. Lösungsansätze

Grundsätzlich kann eine Minimierung der Verluste durch folgende Konzepte erreicht werden:

- Änderung des Betriebskonzeptes
- Effizienzsteigerung von Netzelementen - Transformatorverluste
- Effizienzsteigerung mit Netzelementen - Wahl von grösseren Kabelquerschnitten
- Reduktion der Verluste durch zusätzliche Netzkomponenten
- Einsatz von dezentralen Energieerzeugungsanlagen
- Realisierung von neuen Netzkonzepten
- Optimierung der Verteilstationen
- Erhöhung der Betriebsspannung des Niederspannungsverteilnetzes

Im Rahmen des Forschungsprojekts werden die drei folgenden Lösungsansätze analysiert und bearbeitet:

- Optimierung der Verteilstationen
- Erhöhung der Betriebsspannung des Niederspannungsverteilnetzes
- Einsatz von dezentralen Energieversorgungsanlagen (nur qualitative Untersuchungen)

Diese drei Ansätze wurden nach einer ersten Evaluation zur vertieften Analyse gewählt, weil bei diesen betreffend der Verlustminimierung, der Wirtschaftlichkeit oder der Steigerung der Netzqualität die grössten Potenziale erwartet werden.

2.3. Optimierung der Verteilstationen

Ein Ansatz für die Minimierung von Übertragungsverlusten in Niederspannungsnetzen ist die Realisierung eines Netzkonzeptes mit dem optimalen Einsatz von Verteilnetztransformatoren.

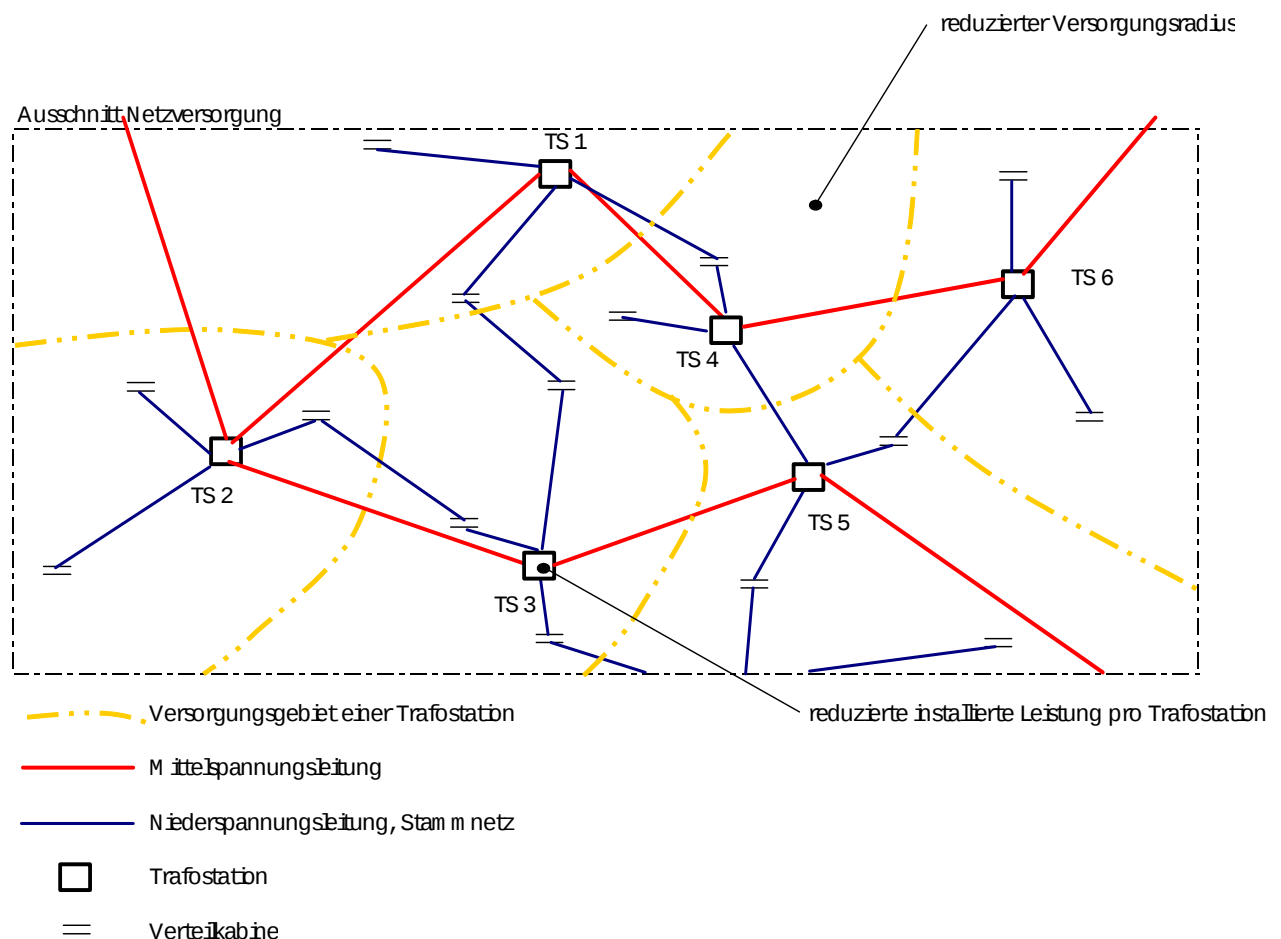


Abbildung 2: Optimierung der Anzahl Verteilstationen

Zur prüfen ist, ob mit der bestehenden Mittelspannungs- und Niederspannungsnetzinfrastruktur durch die Verdichtung oder Verdünnung der Anzahl Transformatoren das Netz – unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit – mit geringeren Verlusten betrieben werden kann.

2.4. Erhöhung der Betriebsspannung des Niederspannungsverteilnetzes

Die Niederspannungsnetze werden üblicherweise mit einer Nennspannung von 400 V betrieben, wobei die zulässige Betriebsspannung aller Netzelemente (mit Ausnahme der Sicherungseinsätze) 1'000 V beträgt.

Die Erhöhung der Betriebsspannung von 400 V auf 990 V ab der Trafostation bis zu den Verteilkabinen oder bis zu den Hausanschlussstellen führt aufgrund der Tatsache, dass die Verluste quadratisch zur Stromreduktion abnehmen - zu einer markanten Abnahme der Leitungsverluste. Durch die Erhöhung Betriebsspannung auf U_n 990 V ergibt sich bei gleich bleibenden Lasten und Leitungsquerschnitten rechnerisch eine Reduktion der Ströme um 60 % (Faktor 2.5), was eine Reduktion der Leitungsverluste um 83% zur Folge hat. Es ist zu prüfen, wie hoch die zusätzlichen Transformationsverluste der dafür erforderlichen, dezentralen Kleintrafos für die Transformation von 990 V auf 400V ausfallen werden.

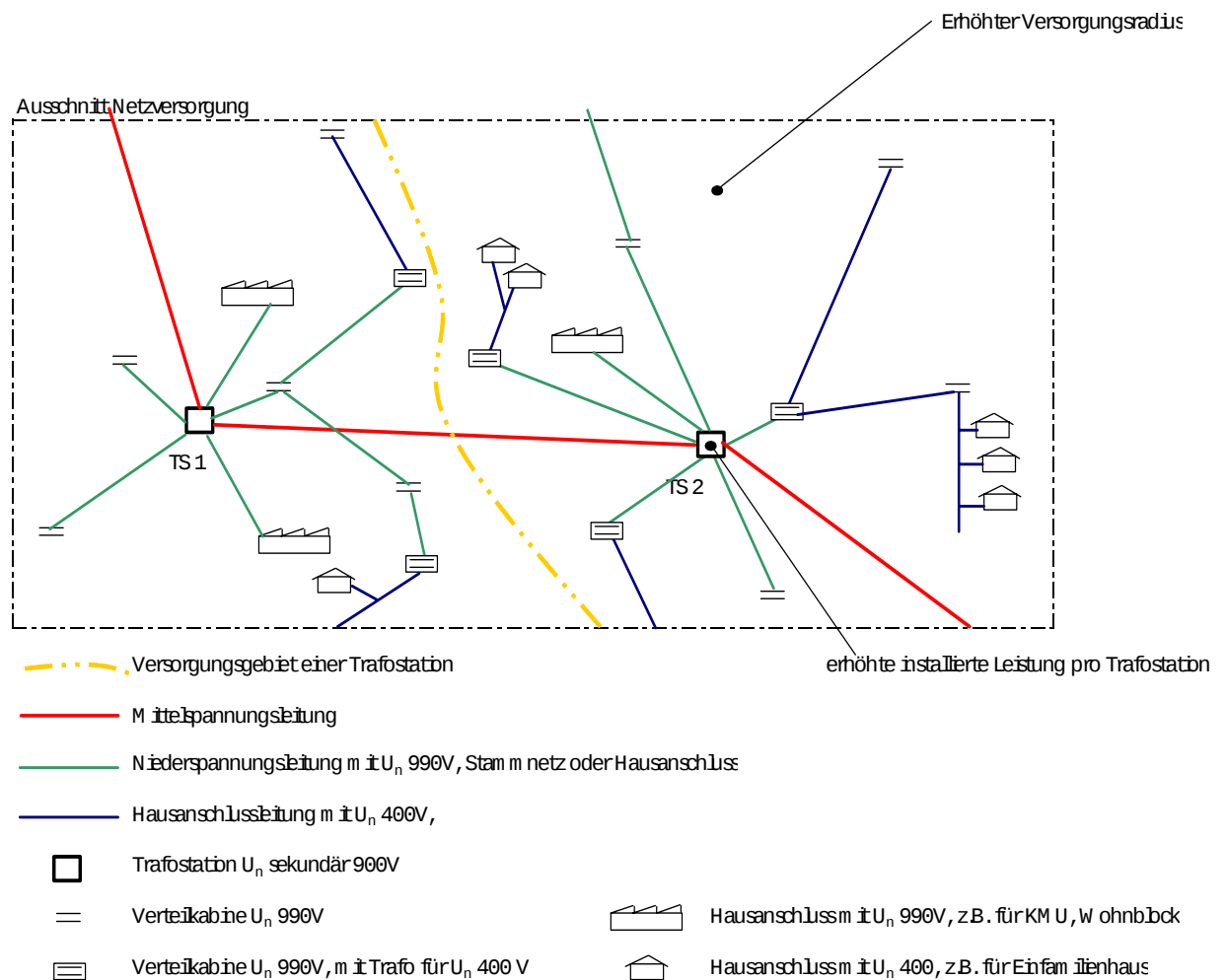


Abbildung 3: Niederspannungsnetz mit U_n 990 V

Zudem werden durch die Spannungserhöhung in bestehenden Netzen zusätzliche Übertragungskapazitäten geschaffen, was indirekt einen wirtschaftlicheren Netzbetrieb ermöglicht.

Zur prüfen ist, ob die technische und wirtschaftliche Umsetzung des Konzepts möglich ist.

2.5. Einsatz von dezentralen Energieversorgungsanlagen

Der Einsatz von dezentralen Energieerzeugungsanlagen und die damit verbundenen Produktion der Energie vor Ort führt direkt zur Reduktion der Übertragungsverluste. Die Reduktion der Energieübertragung führt indirekt zur Entlastung der Netzelemente im Niederspannungsnetz bedingt durch die quadratische Abnahme der Verluste mit sinkendem Strom.

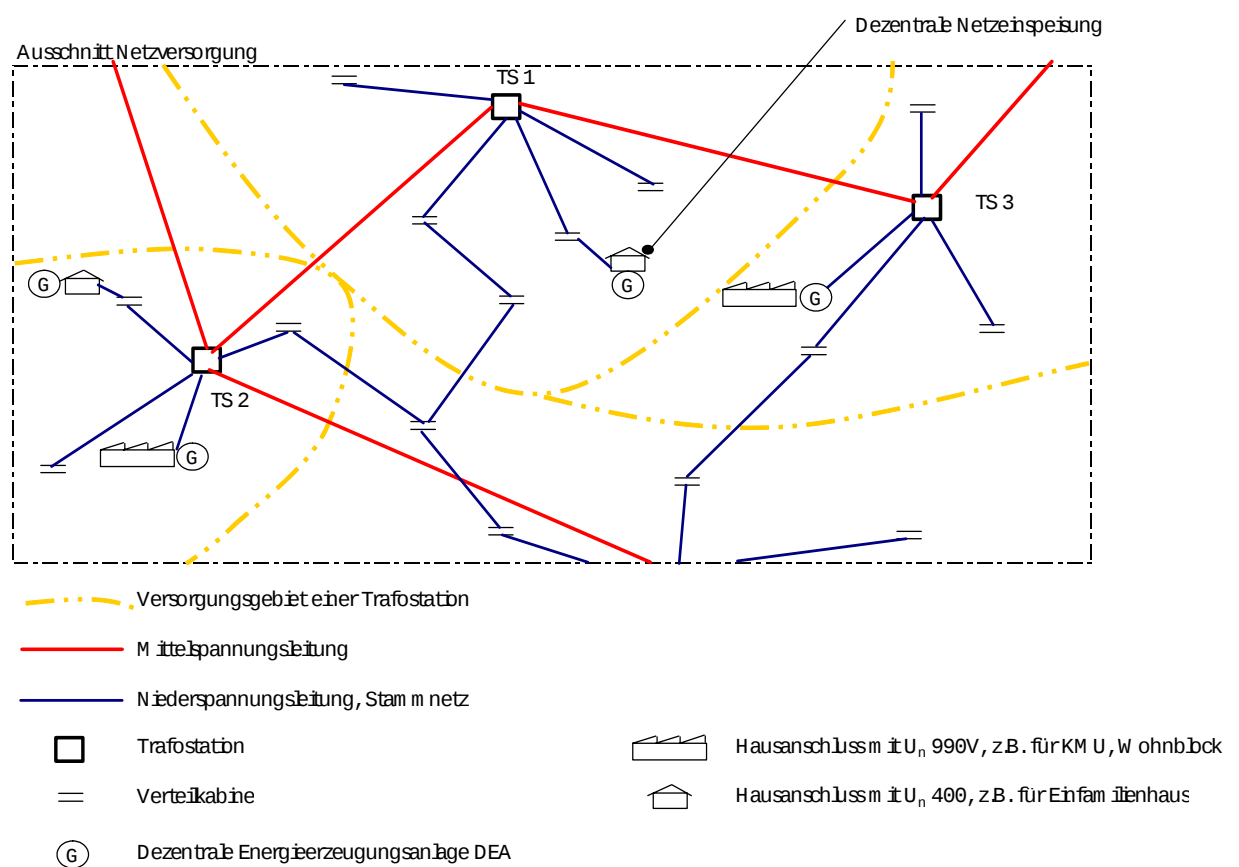


Abbildung 4: Einsatz von DEA

3. SIMULATIONEN AN REALEN NETZEN

Zur Auswahl stehen das Netz Altwiesenstrasse in Schwamendingen der ewz und das Netz der Gemeinde Bettlach der AEK.

3.1. Ländliches Gebiet

Der Netzausschnitt der Gemeinde Bettlach hat ländlichen Charakter und umfasst das Versorgungsgebiete der fünf Trafostationen Blitzartweg, Büelen, Dorfplatz, Dorfstrasse und Zentrum. Bei den Anschlüssen handelt sich hauptsächlich um Einfamilienhäuser oder kleinere Mehrfamilienhäuser.

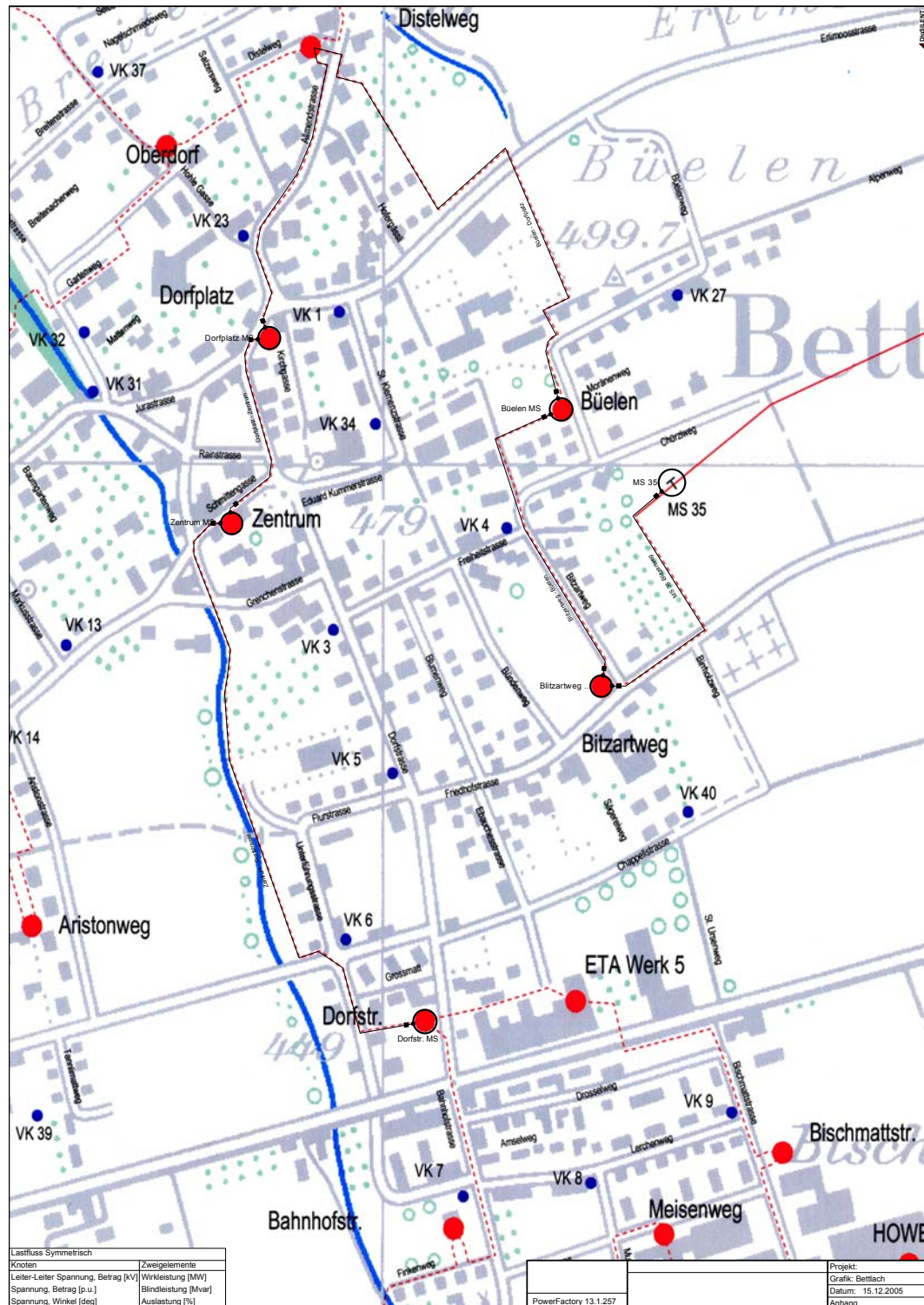


Abbildung 5: Geografische Ansicht Netzausschnitt Bettlach

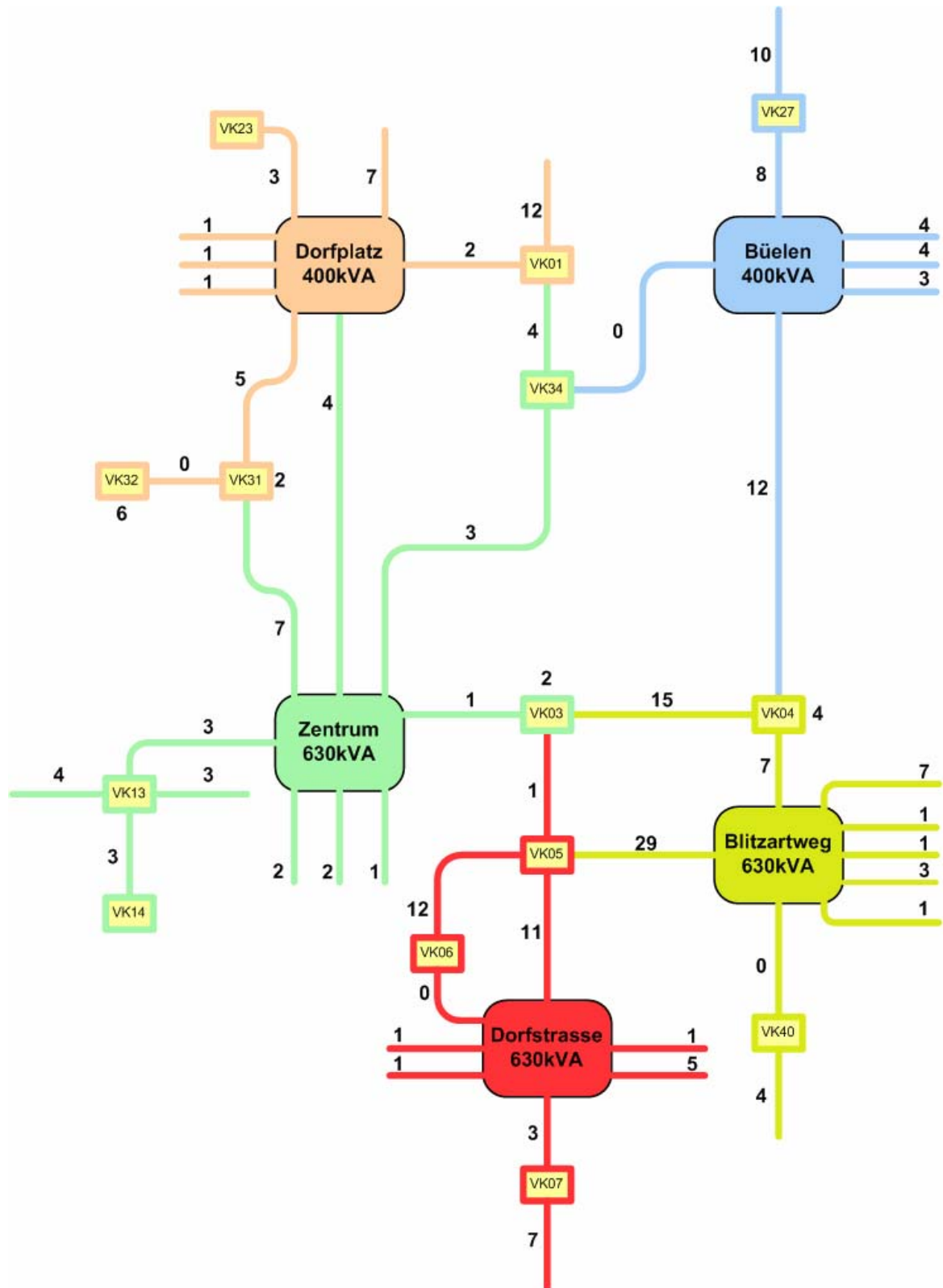


Abbildung 6: Schematische Ansicht Netzausschnitt Bettlach
(Ziffern entsprechen der Anzahl an Hausanschlüssen)

Die Versorgungsgebiete der einzelnen Stationen sind jeweils schematisch in der gleichen Farbe dargestellt. Die Zahlen auf den einzelnen NS-Stammleitungen entsprechen der Anzahl Hausanschlüsse pro Stammleitung.

3.2. Städtisches Gebiet

Der Netzausschnitt der Stadt Zürich weist einen hohen Anteil Wohnbauten in urbaner Umgebung aus und umfasst den grossen Stationskreis der TS Altwiesenstrasse.

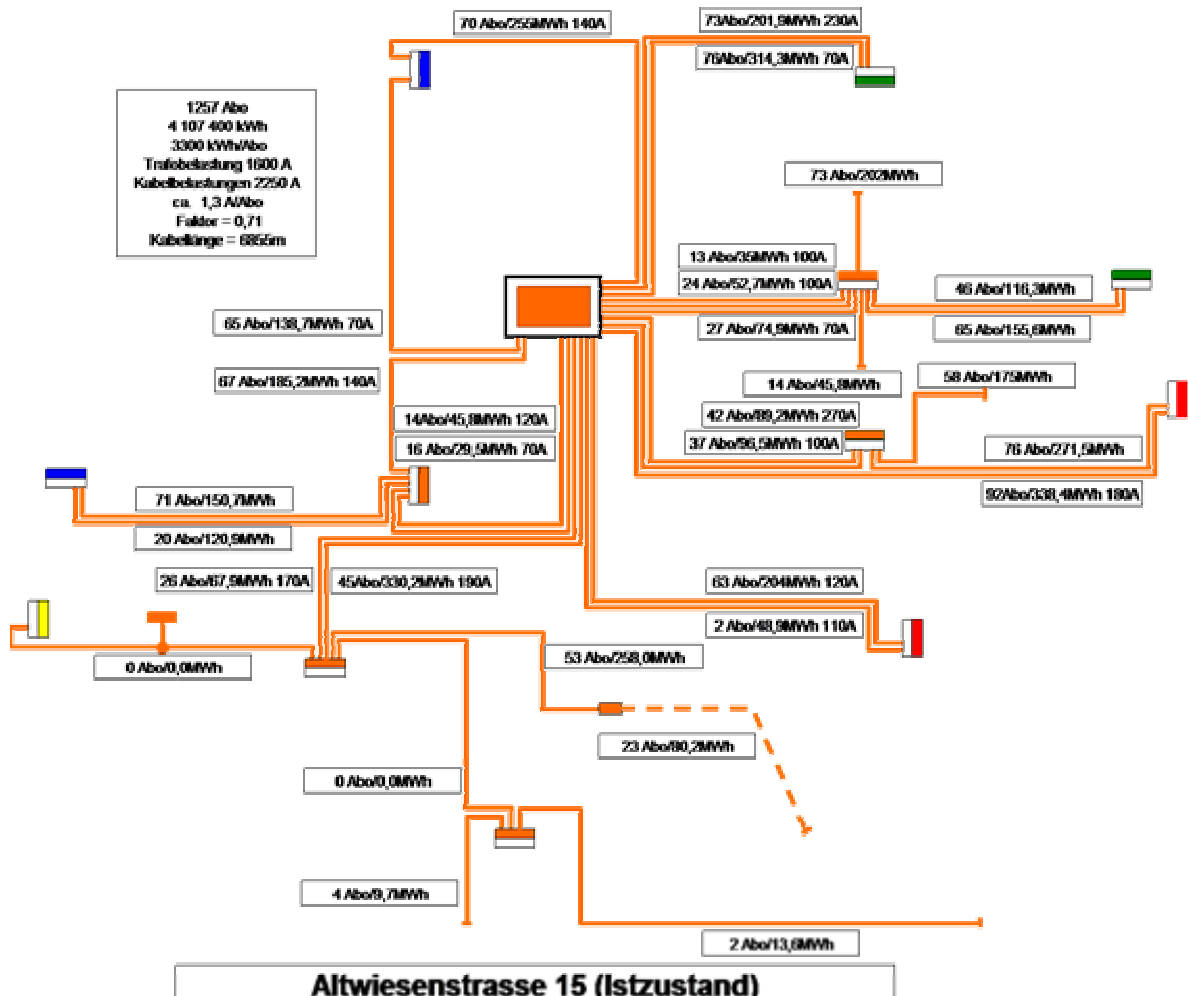


Abbildung 7: Schematische Ansicht Netzausschnitt Altwiesenstrasse

Mit Hilfe der Netzberechnungssoftware DlgSILENT PowerFactory werden die Ist-Situationen der Netzausschnitte Bettlach (AEK) und Altwiesenstrasse (ewz) mit jeweils abgeänderten Netztopologien verglichen.

3.3. Lasten

Um die Lasten zu Simulieren wurden geeignete Lastcharakteristiken definiert:

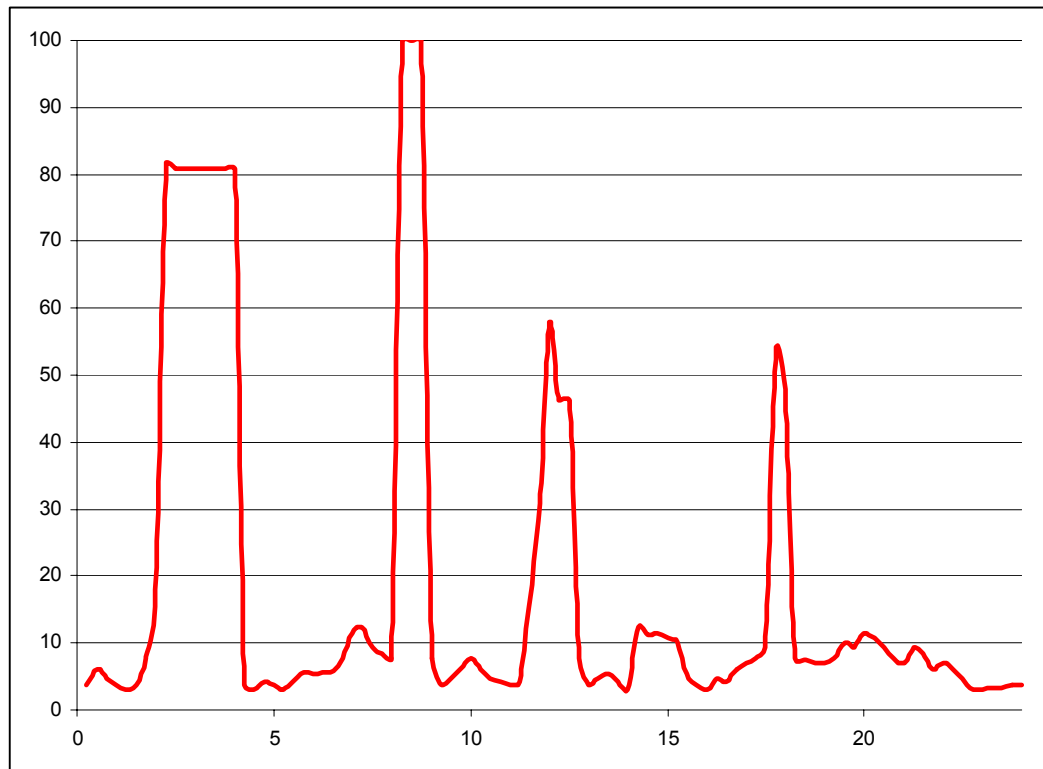


Abbildung 8: täglicher Lastverlauf für Haushaltungen mit Elektroboiler (Leistung in %)

In der Abbildung 8: täglicher Lastverlauf für Haushaltungen mit **Elektroboiler (Leistung in %)** ist ein typischer 24h-Lastverlauf für Haushaltungen mit Elektroboiler ersichtlich (Der Verlauf wurde dem Ravel Handbuch , „Strom rationell nutzen“, ISBN: 3-721-1830-3 entnommen). Die erste Spitze zwischen 2 und 4 Uhr stellt den Boiler dar. Die Spitze um acht könnte eine Waschmaschine sein (dieser Peak kann natürlich zu einem Beliebigen Zeitpunkt eintreten). Sichtbar ist ebenfalls die Mittags- und Abendspitze.

Abbildung 9 zeigt einen Lastverlauf an einem Transformator. Dieser von der AEK gemessene Verlauf ist typisch für ein Gebiet mit vielen Haushalten und Gewerbe.

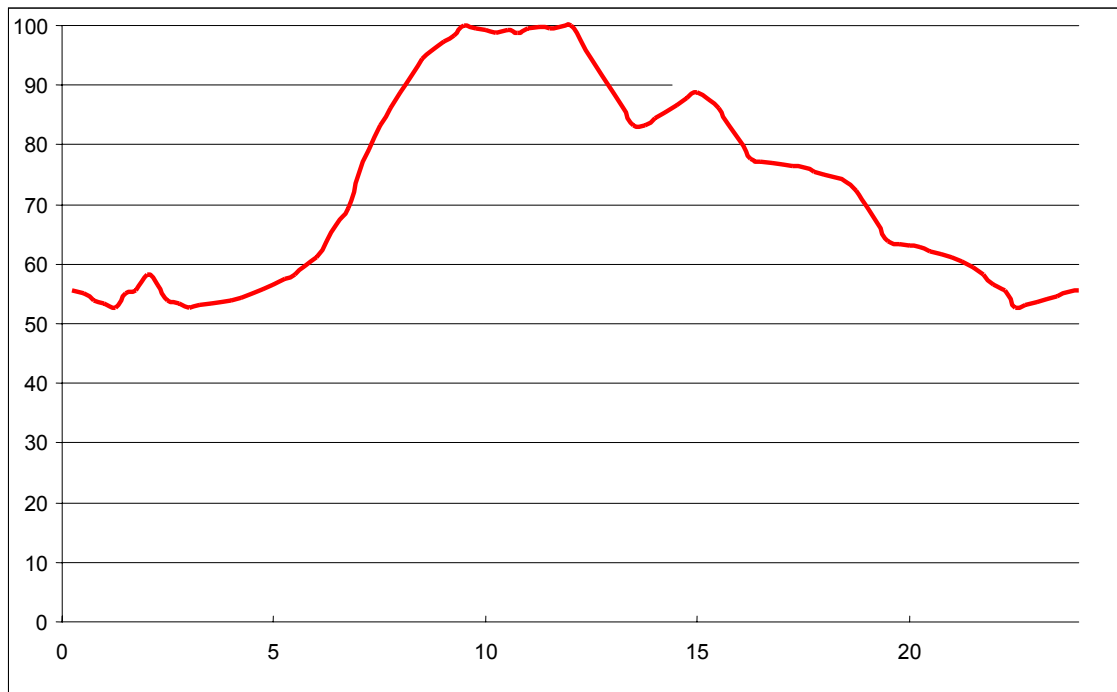


Abbildung 9: täglicher Lastverlauf am Transformator (Leistung in %)

Dieser Lastverlauf wurde für die Simulationen benutzt. Da eine Verschachtelung, ausgehend vom Haushaltslastverlauf nur sehr schwer zu realisieren ist.

3.4. Ergebnisse

3.4.1. Konzept Optimierung von Verteilstationen

Da beim EWZ eine Verdichtung nicht in Frage kommt (Die Kosten für Boden, Trafostation und Netzbau sind enorm hoch), wurde diese Variante ausschliesslich über das Netz der AEK analysiert und geprüft.

Die AEK hat ein sehr dichtes Netz von Trafostationen. Eine weitere Verdichtung würde keinen Sinn machen. Daher wurde für die Simulation eine Verdünnung durchgeführt und mit der bestehenden Topologie verglichen.

Es wurden die Stationen Dorfplatz, Zentrum und Büelen durch eine Trafostation ersetzt. Diese Trafostation wurde bei der heutigen Verteilkabine 34 platziert.

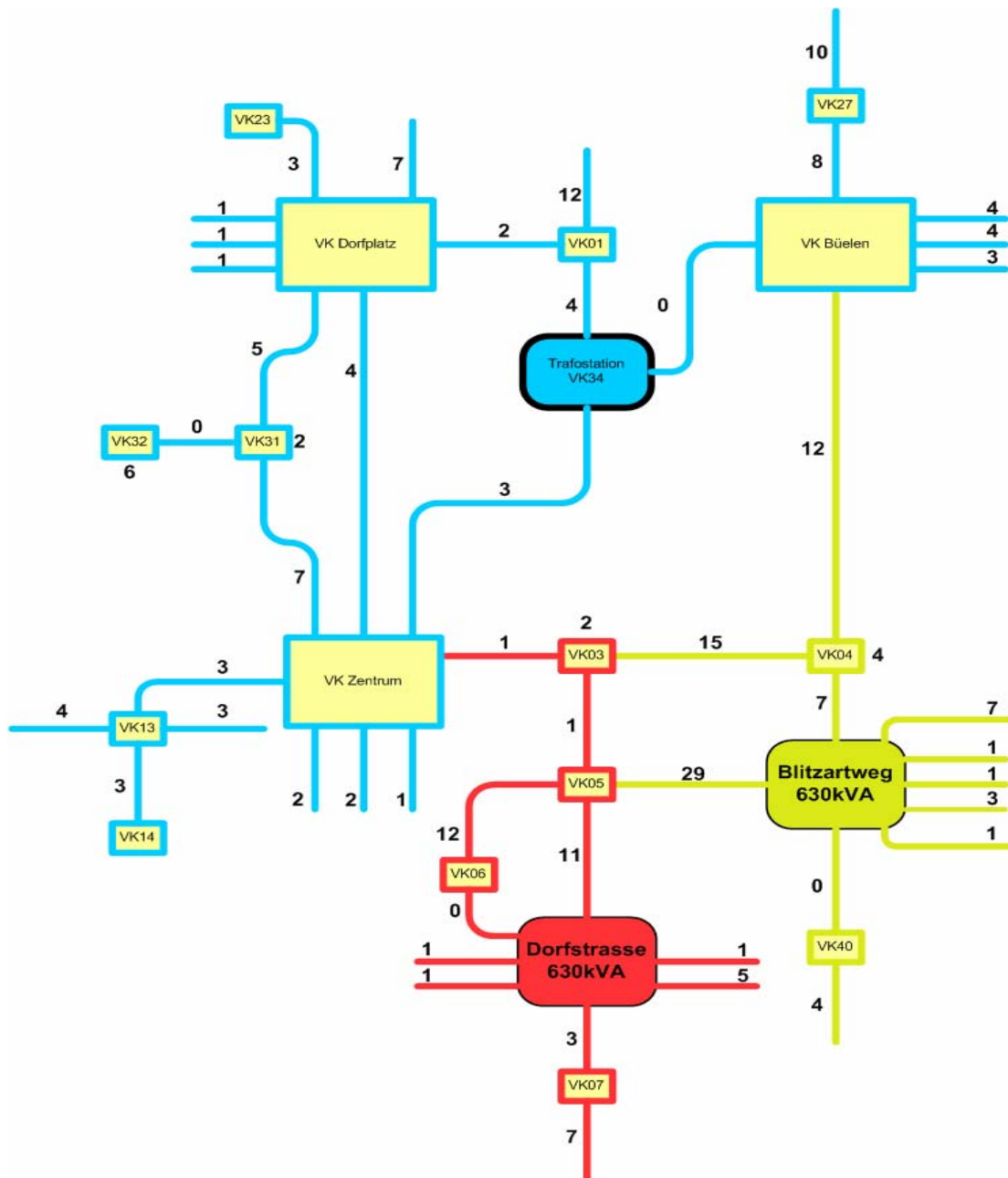


Abbildung 10: Schematische Ansicht Netzausschnitt Bettlach mit nur drei Stationen (Ziffern entsprechen der Anzahl an Hausanschlüssen)

Um die Versorgung des ganzen Gebietes weiterhin zu gewährleisten, wurde die Verschaltung des Netzes angepasst. Die Gebiete der drei ersetzten Stationen werden nun hauptsächlich von der neuen Trafostation versorgt. Hier liegt noch Optimierungspotential. Da Teilgebiete besser von anderen Trafostationen aus versorgt werden könnten, beispielsweise von Stationen die sich ausserhalb des simulierten Gebietes befindet.

Ohne Verstärkung der bestehenden Niederspannungs-Stammleitungen resultiert eine Erhöhung der Verluste um 100 %. Diese ist darauf zurückzuführen, dass die bestehenden Kabel stark belastet, bzw. stellenweise sogar überlastet werden. Die Spannungshaltung ist nicht mehr garantiert.

Damit sowohl Spannungsstabilität wie auch die Verluste im gleichen Bereich wie beim „Ist“ Zustand liegen, sind im simulierten Fall zusätzliche Kabel mit einer Gesamtlänge von 3 km zu verlegen.

3.4.2. Konzept U_n 990 V

Die Resultate wurden jeweils den „Ist“ zuständen der jeweiligen Netzen gegenübergestellt.

Bei den Trafostationen wurden die bestehenden 16/0.4kV mit 16/0.99kV Trafos ersetzt. Bei den Hausanschlüssen wurden Trafos 990/400V eingesetzt. Die Trafodaten wurden bei Herstellern nachgefragt.

Es gibt mehrere Möglichkeiten die Trafos zu platzieren. Hier einige Ideen für die Umsetzung:

- Setzen in den Häusern
 - + Markante Reduktion der Verluste auf langen 400V Leitungen
 - + Es wären komplett neue Versorgungsideen in den Häusern realisierbar.
(z.B. Grossverbraucher an 990V, Kleine an 400V, DC-Bus usw.)
 - Mehr Transformationsverluste
- Setzen in den Verteilkabine.
 - + Keine Änderung in den Hausinstallationen
 - + Es braucht keine neuen Stellflächen für die Trafostationen
 - Mehr Verluste auf den längeren 400V Leitungen
- Mischformen der oben genannten Varianten.

Bei jedem Haus (auch bei Einfamilienhäuser) einen Trafo zu platzieren ist nicht unbedingt sinnvoll und auch nicht nötig. Daher könnten z.B. bei Siedlungen mit vielen Einfamilienhäusern die Trafos in die Verteilkabine gesetzt werden. Und bei Wohnblocks direkt zum Haus. Hier ist auch das grösste Optimierungspotential vorhanden. Es ist enorm wichtig eine Balance zwischen Leitungsverlusten und Trafoverlusten zu finden.

In einem konkreten Beispiel müssten die verschiedenen Varianten simuliert und verglichen werden.

EWZ Altwiesenstrasse

Da in der Altwiesenstrasse die Lasten an den einzelnen Hausanschlüssen sehr hoch sind (Total 1257 Abonnenten) wurde hier bei jedem Hausanschluss ein 990/400V Trafo platziert. Die Trafos wurden für die heutigen Belastungen ausgelegt (50kVA, 100kVA und 160kVA).

Die Simulationen haben gezeigt, dass durch die Erhöhung der Spannung die Leitungsverluste um den Faktor fünf verringert werden. Allerdings steigen die Verluste der Trafos auch um etwa den Faktor fünf (wobei der grösste Anteil auf die Eisenverluste der zusätzlichen Trafos fällt).

Insgesamt sind die Verluste bei der 990V Variante etwas höher als beim jetzigen 400V Netz.

Verluste	Einheit	400 V Ist-Zustand	990 V
Leitungsverluste	kWh	356.4	66.8
Trafo Verluste	kWh	88.1	444.6
Total Verluste	kWh	444.5	511.4
	[%]	3.93	4.52

Tabelle 1: Ergebnisse der Simulationen Netz Altwiesenstrasse im Überblick (24h- Simulation)

AEK Bettlach

Ein deutlich schlechteres Bild zeigt sich in Bettlach. Da es hier mehr kleinere Verbraucher gibt ist die Leistungsdichte nicht so hoch wie in der Altwiesenstrasse. Aus der Simulation wurden folgende Werte ermittelt:

Verluste	Einheit	400 V Ist-Zustand	990 V
Leitungsverluste	kWh	68	21
Trafo Verluste	kWh	11	427
Total Verluste	kWh	79	447
	[%]	3.24	18.8

Tabelle 2: Ergebnisse der Simulationen Netz Bettlach (24h- Simulation)

Die Simulation zeigt, dass mit Hilfe der Spannungserhöhung die Leitungsverluste (Verluste bis zum Anschlusskasten) um 69.1% gesenkt werden können. Die gesamten Verluste der 990V Variante werden aber durch die vielen Transformatoren (resp. deren Eisenverlusten) bestimmt. Trotz Optimierung der Trafoplatzierung (Quartiere mit vielen Einfamilienhäusern werden aus den Verteilnkabinen und Trennkabinen versorgt, bei grösseren Verbrauchern ist der Transformator im Haus platziert. Beim Platzieren der Transformatoren wurde keine Rücksicht auf die örtlichen Verhältnisse genommen) konnten die Verluste nicht auf das heutige Niveau gesenkt werden.

Mit weiteren Netzoptimierungen und ev. anderen Trafotechnologien (eisenlose Transformatoren) könnten die Verluste bei der Variante U_n 990 V weiter gesenkt werden.

Die Spannungseinbrüche können mit der Betriebsspannung U_n 990V fast komplett eliminiert werden.

3.4.3. Fazit

Mit U_n 990 V können die Verluste im Leitungsnetz um ca. 60-80% gesenkt werden. Nicht ganz so einfach ist es bei den Gesamtverlusten. Da die 990/400V Transformatoren zusätzliche Verluste produzieren, kommt es stark auf die bestehende Netzlast an. Generell kann aber gesagt werden:

- Je höher die Netzlast, desto besser schneidet die Variante U_n 990V bezüglich der Gesamtverluste ab.
- Die Leitungsverluste können bei Netzen mit hohen Lastdichten so stark gesenkt werden, dass die zusätzlichen Trafoverluste fast wettgemacht werden.
- Bei tieferen Netzlasten nehmen die Leerlaufverluste der Transformatoren stark überhand.

4. UNTERSUCHUNGEN AN MODELLNETZEN

4.1. Modell Normstation

Für erste, approximative Untersuchungen dient ein Modell eines Netzes mit symmetrischer Struktur. Das Modell bildet für die Varianten 400 V und 990 V je ein Stationskreis ab:

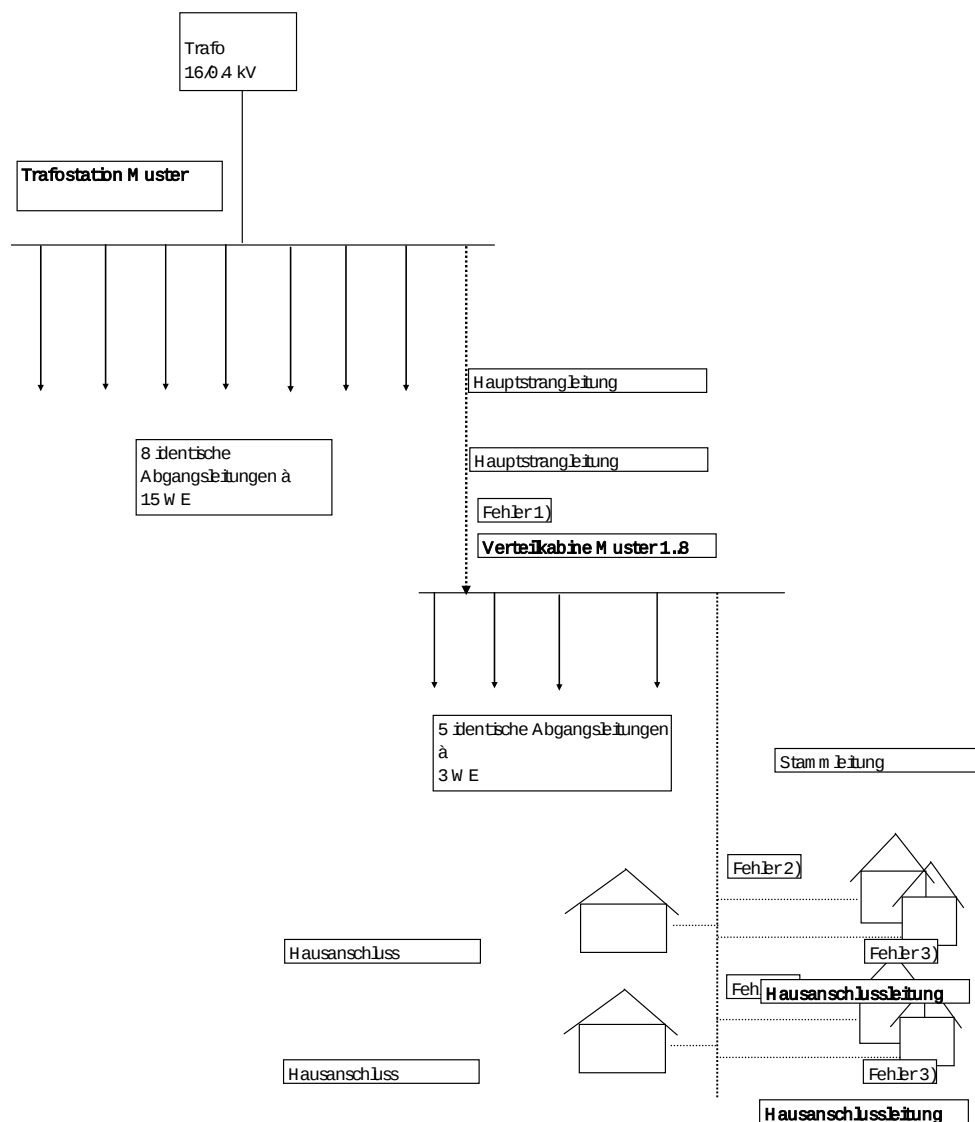


Abbildung 11: Fiktives Netzmodell Normstation

Das Modell ermöglicht folgende Berechnungen:

- Lastflüsse

- Spannungshaltung, max. Spannungsabfall
- Verlustenergie, Verlustkosten
- Kurzschlussströme I_k an drei definierten Fehlerstellen (Fehler 1..3)

4.1.1. Ausgangszustand

Zur Simulation eines Ist-Zustandes mit $U_n = 400\text{V}$ wurde das Netzmodell des fiktiven Musterbetriebes wie folgt parametrisiert:

- Hausanschluss: $W = 3'000 \text{ kWh/WE}^{1)}$, 1000 h/a, $P=11 \text{ kW}$
- Stammkabel ab TS: 120 m, 150mm²
Strangkabel ab VK: 120 m, 50mm²
Anschlussleitung: 30m, 25 mm²
- Trafoleistung 500 kVA

Der Versorgungsradius beträgt 270m.

Resultate
Verluste: Total 11'485 kWh, das sind 3.2 %, davon 4'590 kWh (1.3 %) für Leitungsverluste
Max. Spannungsabfall bei HA: 5%
I_k bei VK: 4.0 kA, bei HA: 0.9 kA

Tabelle 3: Simulationsergebnisse „Ist-Zustand“

4.1.2. Konzept mit U_n 990 V

Zum Vergleich mit dem Ausgangszustand wird das Netz anstelle mit U_n 400 V mit U_n 990 V betrieben. Mit Ausnahme der Trafodaten wurden keine weiteren Parameter verändert.

Resultate
Verluste: Total 15'013 kWh, das sind 4.2 %, davon 750 kWh (0.2 %) für Leitungsverluste
Max. Spannungsabfall bei HA: 2%
I_k bei VK: 6.9 kA, bei HA: 2.0 kA
Vergleich U_n 990 V zu U_n 400 V
Obwohl bei der Variante U_n 990 V die Leitungsverluste um 3840 kWh, das sind 83% gesenkt wurden, betragen die Gesamtverluste +1%, Dies aufgrund der zusätzlichen Transformationsverluste bei den dezentralen Trafos 990V / 400V
Die Spannungsabfälle sind bei U_n 990 V in gleicher Distanz ab Trafo um 3% tiefer
Die Kurzschlussströme sind bei U_n 990V um den Faktor 2.25 höher

Tabelle 4: Simulationsergebnisse „ U_n 990 V“

¹⁾ WE = Wohneinheit

4.1.3. Substitution von Stationen durch Erhöhung der Nennspannung

Aufgrund der Tatsache, dass mit U_n 990 V der Versorgungsradius wesentlich erhöht werden kann, stellt sich die Frage, wie viele Stationen des Typs U_n 400 V eine einzelne Station mit U_n 990 V zu substituieren vermag.

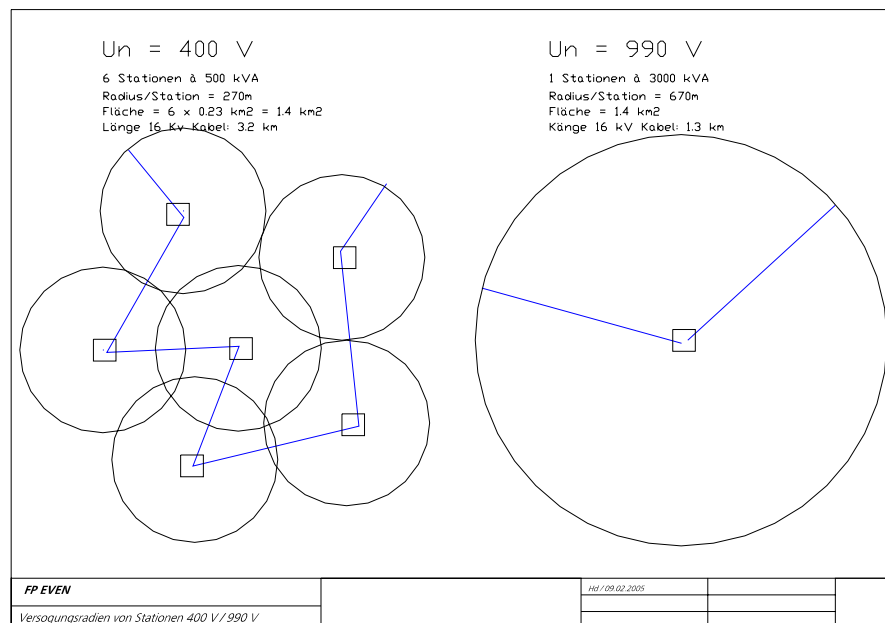


Abbildung 12: Substitution von Stationen durch Erhöhung der Nennspannung

Durch Iteration am fiktiven Modell, resultiert bei einem maximalen Spannungsabfall von 5% ein möglicher Versorgungsradius von 670 m. Das heisst, im Idealfall könnte bei U_n 990 V eine einzelne TS mit einer installierten Leistung von $3 \times 1'000 \text{ kVA}$ 6 Stationen vom Typ 500 kVA bei U_n 400V substituieren.

Zur Simulation eines optimierten Netzes mit U_n 990 V wurde das Netzmodell des fiktiven Musternetzes wie folgt parametrisiert:

- Hausanschluss: $W = 3000 \text{ kWh/WE}$, 1000 h/a , $P=11 \text{ kW}$
- Längen: Stammkabel ab TS: 320 m, Strangkabel ab VK: 320 m, Anschlussleitung: 30m

Der Versorgungsradius beträgt 670m ($= 1,4 \text{ km}^2$ Versorgungsgebiet).

Die Leistung der TS beträgt 3'000 kVA, wobei drei Trafos à 1000 kVA installiert sind. Die Station ist mittels 6 Sammelschienen ausgestattet, wobei eine Sammelschiene je 120 WE bedient. Total werden also 720 WE mit 2.16 GWh/a versorgt.

Resultate Un 990 V, R 670 m, 720 WE
Verluste: Total 93'000 kWh, das sind 4.3 %, davon 15'800 kWh (0.7 %) für Leitungsverluste
Max. Spannungsabfall bei HA: 4.9 %
Ik bei VK: 4.9 kA, bei HA: 1.1 kA

Vergleich mit 6 Stationen vom Typ Un 400V
Verluste: Total 68'900 kWh, das sind 3.2 %, davon 27'500 kWh (1.3 %) für Leitungsverluste

Tabelle 5: Simulationsergebnisse Modell
„Substitution von Stationen mittels Spannungserhöhung“

Durch das Konzept 990 V können insgesamt keine Übertragungsverluste eingespart werden. Dies obwohl die Leitungsverluste um über 80 % reduziert werden konnten. Rechnerisch resultiert im Versorgungsgebiet von 1.4 km² sogar ein Mehrverbrauch von 24'100 kWh (+1.1%).

In der Realität könnten die Transformationsverluste jedoch noch gesenkt werden, indem die Transformationsverluste der Kleintrafos bei den Hausanschlüssen optimiert werden.

Für den direkten Vergleich der Jahreskosten für die Varianten U_n 440 und U_n 990 V sind neben den Jahreskosten für die Trafostationen aus die Jahreskosten (Anhang 2) für die Mittelspannungs-Kabelanlagen und die Verlustkosten zu berücksichtigen. Unter der Voraussetzung, dass das zugehörige NS-Netz mit gleichbleibenden Kosten realisiert ist, kann ein Netz mit U_n 990 V trotz höheren Energieverlusten wirtschaftlicher als ein Netz mit U_n 400 V betrieben werden.

4.2. Netzmodell „Area“

Mit dem im Rahmen der Projektstudie entwickelten Netzmodell „Area“ können weitere Analysen und Vergleiche an verschiedenen Konfigurationen, die auf realen Netzkonzepten basieren, angestellt werden.

Das Netzmodell „Area“ beschreibt ein Versorgungsgebiet mit folgenden Merkmalen:

- Fläche = 1.4 km²
- Flächenbelastung = const. 7.5 VA/m²
- 5'760 Kunden
- 3'000 kWh / a / Kunde

Folgende Netzkonfigurationen werden untersucht:

- Variante 1: Netzaufbau mit niedriger Stationsdichte
- Variante 2: Netzaufbau mit niedriger Stationsdichte, bei U_n 990 V
- Variante 3: Netzaufbau mit mittlerer Stationsdichte
- Variante 4: Netzaufbau mit mittlerer Stationsdichte, ohne Verteilcabinen
- Variante 5: Netzaufbau mit hoher Stationsdichte

Für alle Konfigurationen gelten folgenden Grundbedingungen:

- Die Spannungshaltung kann eingehalten werden
- Die Nullungsbedingungen sind erfüllt
- Bei einer Revision darf nur eine definierte Anzahl Kunden ausgeschaltet sein.

Fallbeispiel für das Modell Area

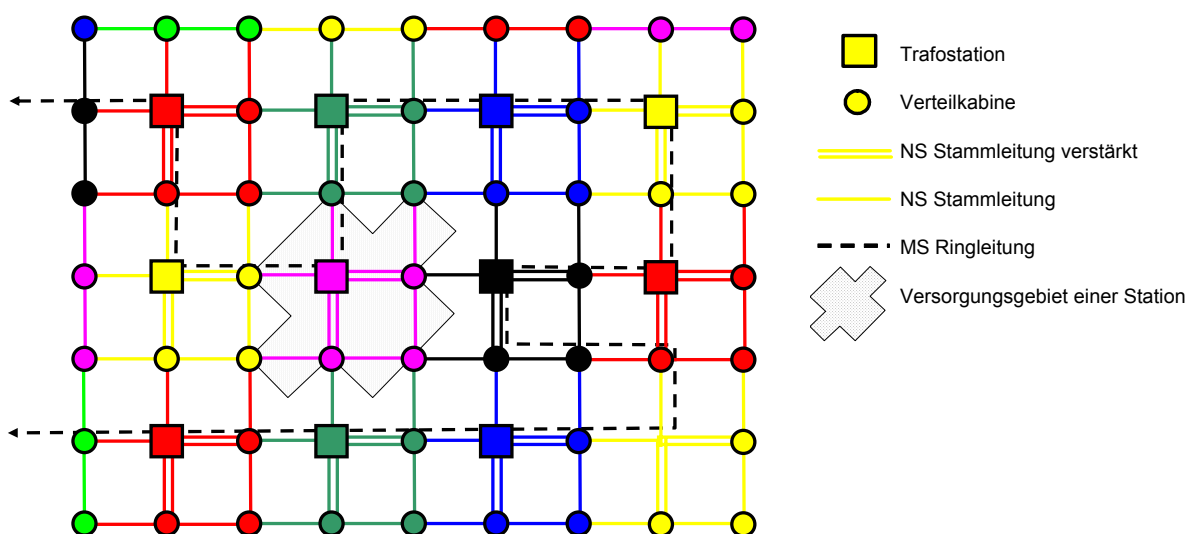


Abbildung 13: Fallbeispiel Netzmodell Area

4.2.1. Variante 1: Netzaufbau mit niedriger Stationsdichte

Die Stationen sind so angeordnet, dass das fiktive Gebiet des Netzmodells „Area“ mit möglichst wenigen Stationen versorgt werden kann.

Der Netzaufbau weist folgende Merkmale auf:

- 6 Trafostationen à 2 x 1'000 kVA
- 56 Verteilnkabinen
- 17'000 m Niederspannungskabel
- 5'100 m Mittelspannungskabel

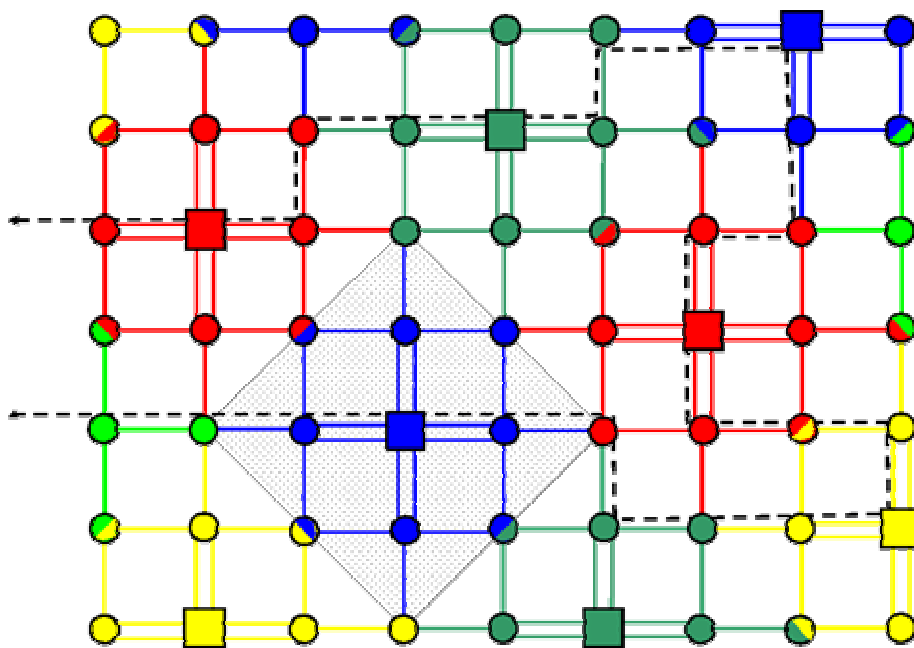


Abbildung 14: Variante 1 „niedrige Stationsdichte“

Die Ergebnisse der Simulationen sind:

Ergebnisse	Bemerkungen	[]	Werte
Transformationsverluste	Eisen + Kupferverluste	kWh/a	154'200
Leitungsverluste	Niederspannungsleitungen	kWh/a	542'400
Total Verluste	Netzebene [6] und [7]	kWh/a %	696'600 4.0
Spannungshaltung	Max. Spannungseinbruch Normalbetrieb Max. Spannungseinbruch Störfall	%	4.85 5.80
Kurschlussstrom	Minimaler 3ph. Kurzschlussstrom	kA	4.0
Versorgungsradius / TS	Versorgungsgebiet der Station	m	250

Tabelle 6: Simulationsergebnisse Variante 1 „Niedrige Stationsdichte“

Die Jahreskosten betragen:

Kosten	Basis	[]	Jahreskosten
Kapitalkosten	Zins 5%, Abschreibung über 40 Jahre	CHF/a	1'008'000
Unterhaltskosten	Gemäss Inventar	CHF/a	172'800
Verlustkosten	Verlustenergie à 6.5 Rp./kWh	CHF/a	45'300
Total Jahreskosten	Netzebene [5], [6] und [7]	CHF/a Rp./kWh	1'226'100 7.1

Tabelle 7: Jahreskosten Variante 1 „niedrige Stationsdichte“

4.2.2. Variante 2: Netzaufbau mit niedriger Stationsdichte und U_n 990V

Die Stationen sind identisch zur Variante 1 angeordnet. Anstelle von U_n 400V wird jedoch das komplette Niederspannungsnetz bis zu den Hausanschlüssen mit U_n 990V betrieben. Für die Rücktransformation auf U_n 400 V sind 96 Trafos mit einer Scheinleistung von 100 kVA erforderlich.

Der Netzaufbau weist folgende Merkmale auf:

- 6 Trafostationen à 2 x 1'000 kVA (U_n Sekünder 990V)
- 96 Dezentrale Trafos (U_n primär 990V, U_n sekundär 400 V)
- 56 Verteilnkabinen
- 13'600 m Niederspannungskabel
- 5'100 m Mittelspannungskabel

Gegenüber der Variante 1 können somit ca. 3'400 m NS-Kabelleitungen eingespart werden.

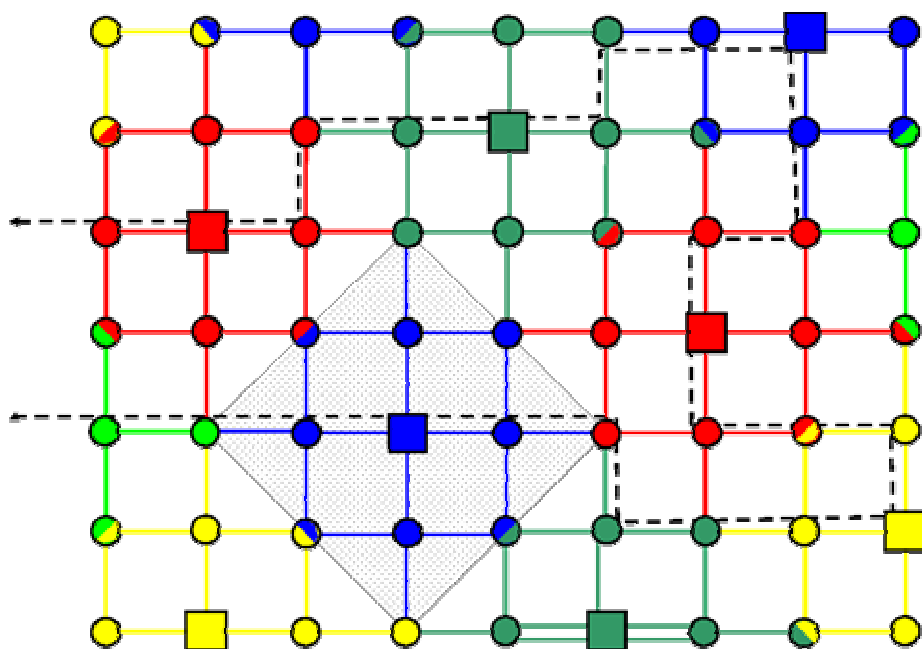


Abbildung 15: Variante 2 „niedrige Stationsdichte mit U_n 990 V“

Die Ergebnisse der Simulationen sind:

Ergebnisse	Bemerkungen	[]	Werte
Transformationsverluste	Eisen + Kupferverluste mit kundenseitigen Verlusten für Rücktransformation von 990 V nach 400 V	kWh/a	911'000
Leitungsverluste	Niederspannungsleitungen	kWh/a	134'400
Total Verluste	Netzebene [6] und [7]	kWh/a %	1'045'400 6.0
Spannungshaltung	Max. Spannungseinbruch Normalbetrieb Max. Spannungseinbruch Störfall	%	1.3 1.3
Kurschlussstrom	Minimaler 3ph. Kurzschlussstrom	kA	8.0
Versorgungsradius / TS	Versorgungsgebiet der Station	m	250

Tabelle 8: Simulationsergebnisse Variante 2 „Niedrige Stationsdichte mit U_n 990 V“

Die Jahreskosten betragen:

Kosten	Basis	[]	Jahreskosten
Kapitalkosten	Zins 5%, Abschreibung über 40 Jahre	CHF/a	967'800
Unterhaltskosten	Gemäss Inventar	CHF/a	155'400
Verlustkosten	Verlustenergie à 6.5 Rp./kWh	CHF/a	67'900
Total Jahreskosten	Netzebene [5], [6] und [7]	CHF/a Rp./kwh	1'191'100 6.9

Tabelle 9: Jahreskosten Variante 2 „niedrige Stationsdichte U_n 990 V“

Im Vergleich zur Variante 1) entstehen mit U_n 990 V um 2 % höhere Verluste.

4.2.3. Variante 3: Netzaufbau mit mittlerer Stationsdichte

Die Stationen sind mit einer mittleren Dichte angeordnet.

Der Netzaufbau weist folgende Merkmale auf:

- 12 Trafostationen à 2 x 630 kVA
- 50 Verteilkabinen
- 20'400 m Niederspannungskabel
- 5'100 m Mittelspannungskabel

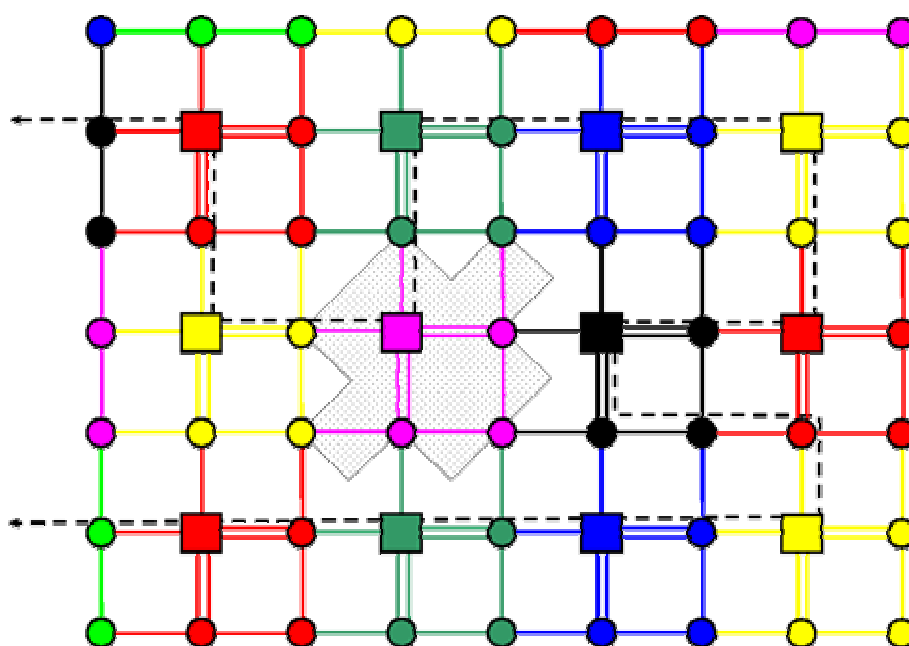


Abbildung 16: Variante 3 „mittlere Stationsdichte“

Die Ergebnisse der Simulationen sind:

Ergebnisse	Bemerkungen	[]	Werte
Transformationsverluste	Eisen + Kupferverluste	kWh/a	196'800
Leitungsverluste	Niederspannungsleitungen	kWh/a	439'200
Total Verluste	Netzebene [6] und [7]	kWh/a %	636'000 3.7
Spannungshaltung	Max. Spannungseinbruch Normalbetrieb Max. Spannungseinbruch Störfall	%	4.5 5.9
Kurschlussstrom	Minimaler 3ph. Kurzschlussstrom	kA	4.1
Versorgungsradius / TS	Versorgungsgebiet der Station	m	190

Tabelle 10: Simulationsergebnisse Variante 3 „mittlere Stationsdichte“

Die Jahreskosten betragen:

Kosten	Basis	[]	Jahreskosten
Kapitalkosten	Zins 5%, Abschreibung über 40 Jahre	CHF/a	1'050'000
Unterhaltskosten	Gemäss Inventar	CHF/a	190'200
Verlustkosten	Verlustenergie à 6.5 Rp./kWh	CHF/a	41'300
Total Jahreskosten	Netzebene [5], [6] und [7]	CHF/a Rp./kWh	1'281'500 7.4

Tabelle 11: Jahreskosten Variante 3 „mittlere Stationsdichte“

4.2.4. Variante 4: Netzaufbau mit mittlerer Stationsdichte – ohne Verteilnkabinen

Die Stationen sind identisch zur Variante 3 angeordnet. Anstelle von Verteilnkabinen werden jedoch alle Hausanschlüssen sternförmig ab der Station versorgt.

Die Stationen sind wie bei Variante 3 angeordnet.

Der Netzaufbau weist folgende Merkmale auf:

- 12 Trafostationen à 2 x 630 kVA
- 0 Verteilnkabinen
- 32'600 m Niederspannungskabel
- 5'100 m Mittelspannungskabel

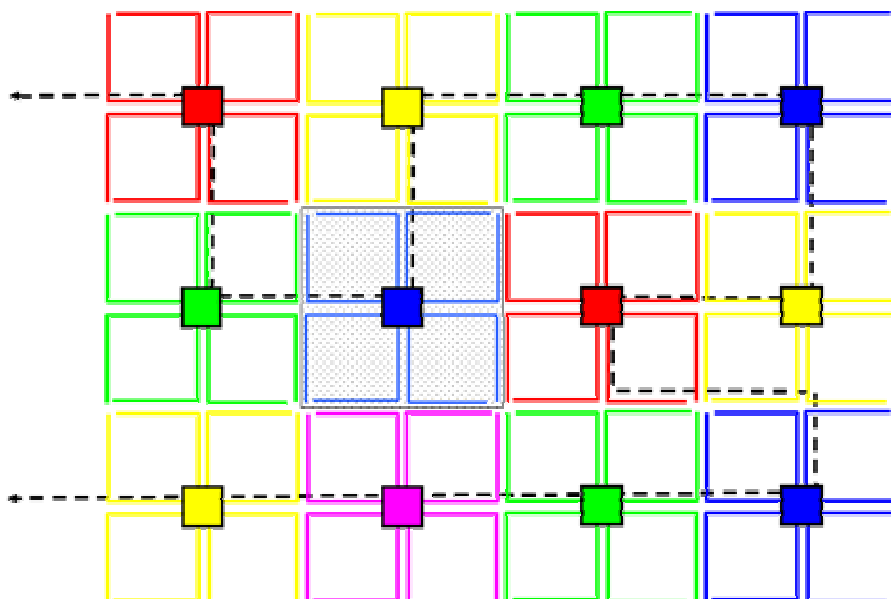


Abbildung 17: Variante 4 „mittlere Stationsdichte – ohne Verteilrkabinen“

Die Ergebnisse der Simulationen sind:

Ergebnisse	Bemerkungen	[]	Werte
Transformationsverluste	Eisen + Kupferverluste	kWh/a	218'400
Leitungsverluste	Niederspannungsleitungen	kWh/a	674'400
Total Verluste	Netzebene [6] und [7]	kWh/a %	892'800 5.2
Spannungshaltung	Max. Spannungseinbruch Normalbetrieb	%	2.8
	Max. Spannungseinbruch Störfall (Notstromdiesel erforderlich)		-
Kurschlussstrom	Minimaler 3ph. Kurzschlussstrom	kA	2.8
Versorgungsradius / TS	Versorgungsgebiet der Station	m	190

Tabelle 12: Simulationsergebnisse Variante 4 „mittlere Stationsdichte – ohne Verteilrkabinen“

Die Jahreskosten betragen:

Kosten	Basis	[]	Jahreskosten
Kapitalkosten	Zins 5%, Abschreibung über 40 Jahre	CHF/a	1'036'800
Unterhaltskosten	Gemäss Inventar	CHF/a	201'600
Verlustkosten	Verlustenergie à 6.5 Rp./kWh	CHF/a	58'000
Total Jahreskosten	Netzebene [5], [6] und [7]	CHF/a Rp/kWh	1'296'400 7.5

Tabelle 13: Jahreskosten Variante 4 „mittlere Stationsdichte – ohne Verteilrkabinen“

4.2.5. Variante 5: Netzaufbau mit hoher Stationsdichte

Die Stationen sind so angeordnet, dass das fiktive Gebiet des Netzmodells „Area“ mit einer Vielzahl von kleineren Stationen versorgt werden kann. Diese Konfiguration entspricht der Anordnung im realen Netz der Gemeinde Bettlach.

Der Netzaufbau weist folgende Merkmale auf:

- 24 Trafostationen à 500 kVA
- 38 Verteilnkabinen
- 16'300 m Niederspannungskabel
- 8'500 m Mittelspannungskabel

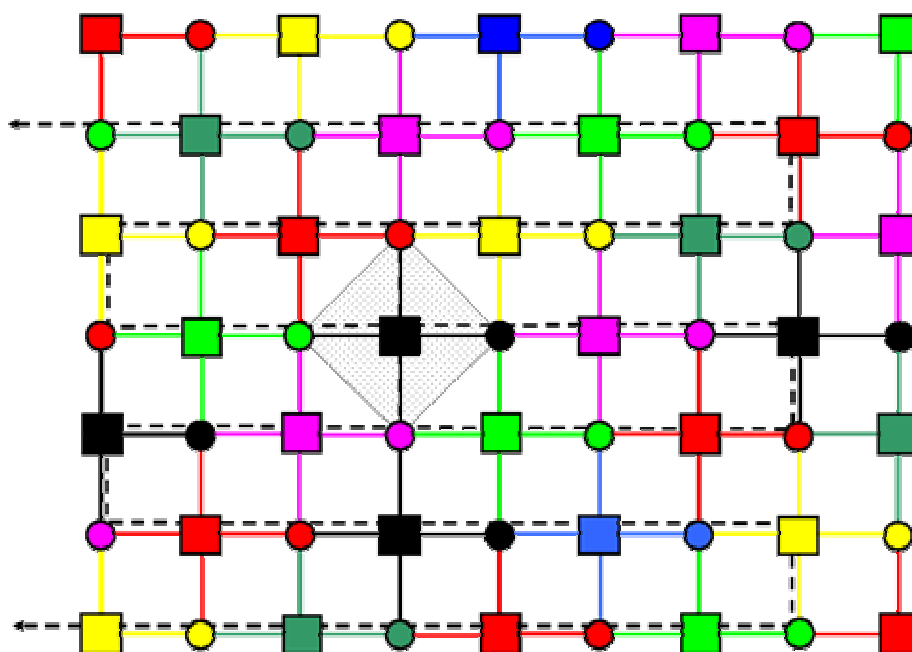


Abbildung 18: Variante 5 „hohe Stationsdichte“

Die Ergebnisse der Simulationen sind:

Ergebnisse	Bemerkungen	[]	Werte
Transformationsverluste	Eisen + Kupferverluste	kWh/a	261'600
Leitungsverluste	Niederspannungsleitungen	kWh/a	338'400
Total Verluste	Netzebene [6] und [7]	kWh/a %	600'000 3.5

Spannungshaltung	Max. Spannungseinbruch Normalbetrieb	%	2.5
	Max. Spannungseinbruch Störfall		4.3
Kurschlussstrom	Minimaler 3ph. Kurzschlussstrom	kA	4.9
Versorgungsradius / TS	Versorgungsgebiet der Station	m	135

Tabelle 14: Simulationsergebnisse Var. 5 „hohe Stationsdichte“

Die Jahreskosten betragen:

Kosten	Basis	[]	Jahreskosten
Kapitalkosten	Zins 5%, Abschreibung über 40 Jahre	CHF/a	1'020'600
Unterhaltskosten	Gemäss Inventar	CHF/a	184'200
Verlustkosten	Verlustenergie à 6.5 Rp./kWh	CHF/a	39'000
Total Jahreskosten	Netzebene [5], [6] und [7]	CHF/a	1'243'800 7.2

Tabelle 15: Jahreskosten Variante 5 „hohe Stationsdichte“

4.2.6. Vergleich der Varianten des Modells „Area“

In der Übersicht sind die Ergebnisse der Simulationen am Netzmodell „Area“ nach Verlusten, Jahreskosten und Spannungshaltung zusammengefasst.

Im Vergleich der Variante 1 – Netzaufbau mit minimaler Stationsdichte – zu Variante 2 – Netzaufbau mit minimaler Stationsdichte bei U_n 990 V – schneidet U_n 990 bezüglich der Gesamtverluste schlechter ab als die Variante 1). Deshalb wird die Variante 2) U_n 990 V für die weiteren Vergleiche nicht mehr berücksichtigt:

Da bei mittlerer Stationsdichte die Variante 3 besser abschneidet als die Variante 4 (ohne Verteilungskabinen) wird für die weitere Betrachtung die Variante 4 nicht berücksichtigt.

Variante	Verluste [%]	Jahreskosten [Rp./kWh]	Spannungshaltung [%]
Variante 1: Netzaufbau mit niedriger Stationsdichte	4.0	7.1	4.85 / 5.8
Variante 3: Netzaufbau mit mittlerer Stationsdichte	3.7	7.4	4.5 / 5.9
Variante 5: Netzaufbau mit hoher Stationsdichte	3.5	7.2	2.5 / 4.3

Tabelle 16: Ergebnisse der Simulationen im Überblick (Varianten 2 und 4)

Aus der Betrachtung der Verluste kann somit festgestellt werden, dass eine möglichst hohe Stationsdichte anzustreben ist.

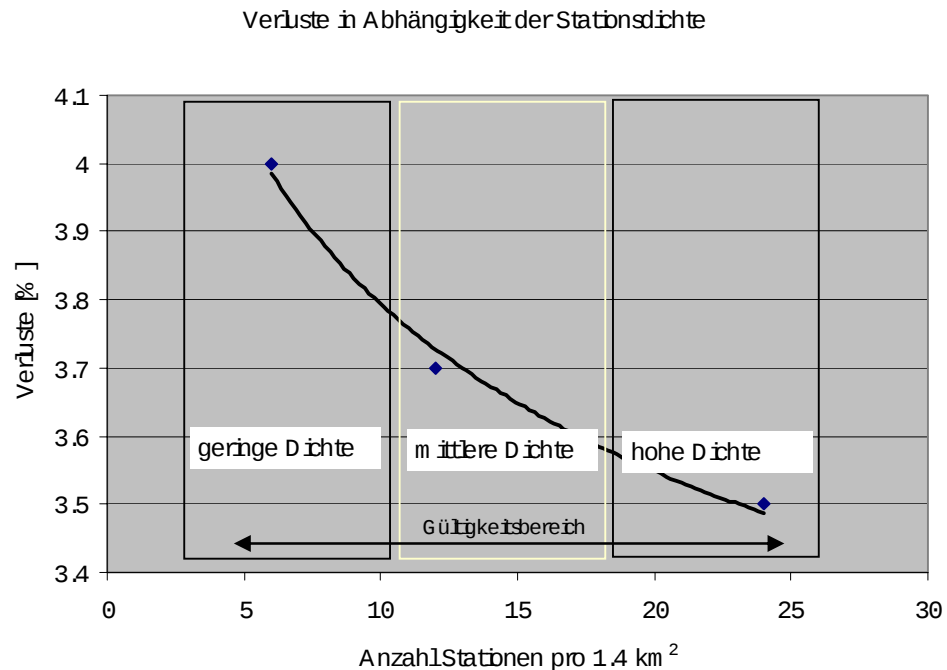


Abbildung 19: Verluste in Funktion der Stationsdichte

Aus der Betrachtung der Jahreskosten kann festgestellt werden, dass basierend auf heutigen Kosten eine mittlere Stationsdichte nicht ideal ist. Abbildung 19) zeigt die Jahreskosten in Funktion der Stationsdichte (Gültigkeit bis 25 Stationen pro 1,4 km²). Eine weitere Erhöhung der Stationsdichte führt nicht zu einer weiteren Senkung der Jahreskosten. Im Gegenteil: Ab Dichten von > 50 Stationen pro 1.4 km² steigen die Jahreskosten markant.

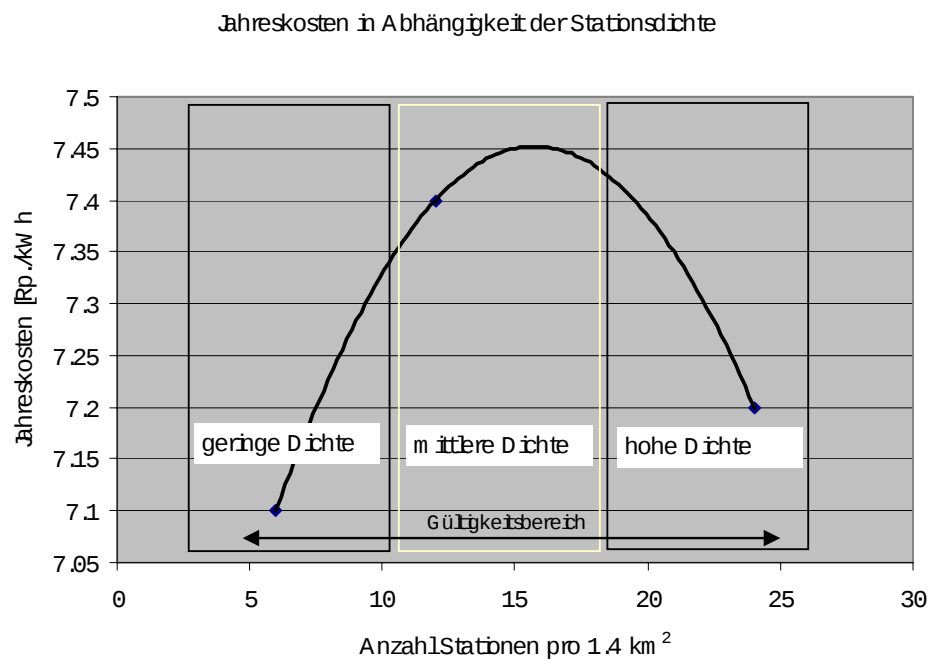


Abbildung 20: Jahreskosten in Funktion der Stationsdichte

Aus der Betrachtung der Spannungshaltung kann festgestellt werden, dass eine möglichst hohe Stationsdichte anzustreben ist. Würde allerdings das Niederspannungsnetz mit U_n 990 V betrieben, könnte trotz tiefer Stationsdichte ein „starres“ Netz aufgebaut werden.

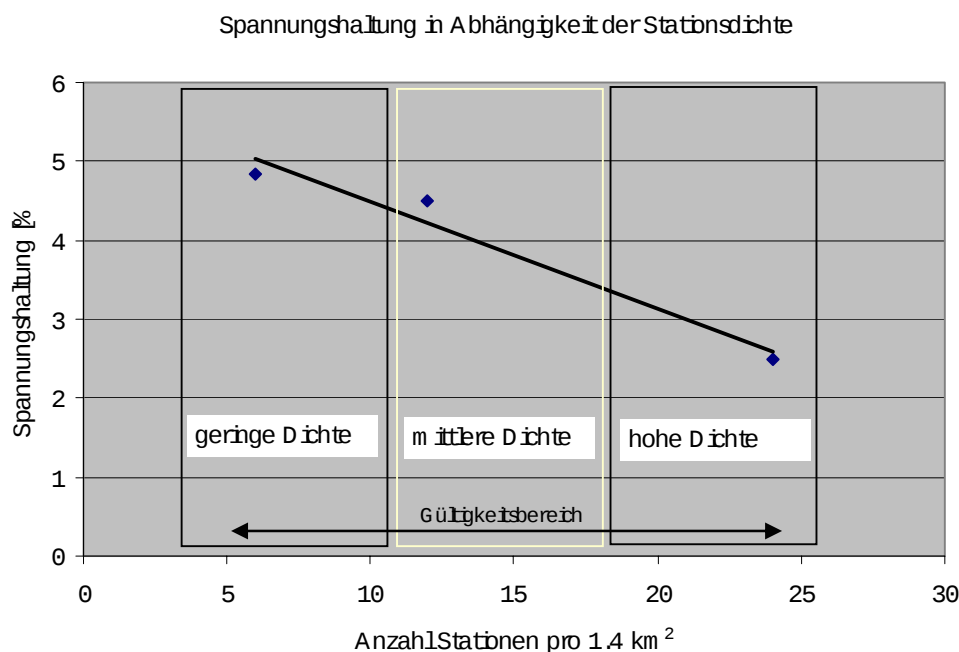


Abbildung 21: Spannungshaltung in Funktion der Stationsdichte

4.2.7. Fazite aus den Betrachtungen mit dem Modell „Area“

Für neu zu planende Netze können folgende Fazite gezogen werden:

- Das Konzept „Netzaufbau mit hoher Stationsdichte“ schneidet in der Gesamtbeurteilung bezüglich Verluste, Jahreskosten und Spannungshaltung am Besten ab.
- Sofern eine hohe Stationsdichte wie z.B. in Städten baulich nicht möglich ist, ist aus wirtschaftlicher Sicht die Variante „Netzaufbau mit niedriger Stationsdichte“ zu bevorzugen.
- Das Konzept mit U_n 990 V führt zwar zu einer Erhöhung der Verluste, weist jedoch gegenüber den untersuchten Varianten mit U_n 400 V eine vorteilhaftere Wirtschaftlichkeit aus.

5. QUALITATIVE BEURTEILUNG

Ergänzend zu den Simulationsergebnissen werden in der vorliegenden Detailbetrachtung ausgewählte Netzkonfigurationen in den Bereichen Versorgungssicherheit, Personenschutz und elektromagnetische Strahlung qualitativ untersucht.

5.1. Auswirkungen auf die Netzqualität

Im Folgenden werden die Auswirkungen neuer Konfigurationen im Bereich Versorgungssicherheit mit der Ist-Situation qualitativ verglichen.

Thema		Auswirkung bei Netzkonfiguration (Im Vergleich zur Ist-Situation)				
	Kriterium	Un 990 V ¹⁾ R_{TS} const P_{TS} const	Un 990 V ¹⁾ $R_{TS} > x$ $P_{TS} > x$	Un 400 V (Verdichtung TS) $R_{TS} < x$ $P_{TS} < x$	Einsatz DEA ungesteuert	Einsatz DEA gesteuert
	¹⁾ Isolierter Sternpunkt R_{TS} : Versorgungsradius der Station P_{TS} : Installierte Leistung der TS x : Ist-Situation					
Versorgungssicherheit						
	Spannungsänderungen (Lastbedingt)	++	()	+	-	+
	Spannungseinbrüche (Einschaltvorgänge, Lastabwürfe)	++	()	+	-	-
	³⁾ Unterbrechungen	()	-	+	()	+
	Oberschwingungsgehalt	+	+	-	-	-
	Nullungsbedingungen	+	()	+	()	()
	Netzschutz (Selektivität)	++	++	-	()	()
	Reserve-Übertragungsleistung NS Netz	++	+	-	+	+
	Anzahl ABO / TS (Kunden pro Station)	()	-	+	()	()
	²⁾ Erdschlüsse	--	--			

Tabelle 17: Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit

²⁾ Es ist zu beachten, dass die Lokalisierung von Erdschlüssen in ausgedehnten NS Netzen mit isoliertem Sternpunkt aufwendig ist.

³⁾ Resultat kann unterschiedlich ausfallen (je nach Netzstruktur, Netzschutz, usw.)

++ markante Verbesserung, + Verbesserung

() keine Veränderung

- Verschlechterung, -- markante Verschlechterung

Schlussfolgerungen

- Bei der Netzkonfiguration mit U_n 990 V nimmt die Versorgungssicherheit zu. Wenn jedoch gleichzeitig der Versorgungsradius der Station erhöht wird, entfällt dieser Vorteil teilweise wieder.
- Durch die Konfiguration „Verdichtung der Trafostationen U_n 400“ wird die Versorgungssicherheit nicht tangiert.
- Der Einsatz von dezentralen Energieerzeugungsanlagen wirkt sich leicht negativ aus, falls diese nicht steuerbar sind.

5.2. Auswirkungen auf die Personensicherheit

Im Folgenden werden die Auswirkungen neuer Konfigurationen im Bereich Personensicherheit mit der Ist-Situation qualitativ verglichen.

Thema		Auswirkung bei Netzkonfiguration (Im Vergleich zur Ist-Situation)		
	Kriterium ¹⁾ Isolierter Sternpunkt	U_n 990 V ¹⁾ Konzentration TS	U_n 400 V, Verdichtung TS	Einsatz DEA
Personenschutz				
	Gefahr bei 1ph. Berührung NS Netz	²⁾ +...-	()	()
	Gefahr bei Lichtbogen	-	()	()
	Brandgefahr	³⁾ -	()	()

Tabelle 18: Auswirkungen auf die Personensicherheit

++ markante Verbesserung, + Verbesserung

() keine Veränderung

- Verschlechterung, -- markante Verschlechterung

²⁾ Bei erheblicher Ausdehnung des NS-Netzes können bei 990V Netzen mit isoliertem Sternpunkt bei einphasiger Berührung lebensgefährliche Berührungsströme auftreten (kapazitiv). In typischen NS-Netzen von 2 bis 5 km Ausdehnung ist dies jedoch nicht zu erwarten.

³⁾ ohne Einsatz von Isolationsüberwachungen

Schlussfolgerungen

- Bei der Netzkonfiguration mit U_n 990 V verschlechtert sich der Personenschutz geringfügig.
- Die weiteren, geprüften Konfigurationen führen zu keinen Veränderungen der Güte des Personenschutzes.

5.3. Auswirkungen auf die EMV

Im Folgenden werden die Auswirkungen neuer Konfigurationen im Bereich EMV mit der Ist-Situation qualitativ verglichen.

Thema		Auswirkung bei Netzkonfiguration (Im Vergleich zur Ist-Situation)			
	Kriterium	Un 990 V ¹⁾ R_{TS} const P_{TS} const	Un 990 V ¹⁾ $R_{TS} > x$ $P_{TS} > x$	Un 400 V (Verdichtung TS) $R_{TS} < x$ $P_{TS} < x$	Einsatz DEA
	¹⁾ Isolierter Sternpunkt R_{TS} : Versorgungsradius der Station P_{TS} : Installierte Leistung der TS x : Ist-Situation				
EMV					
	Anschluss von Oberschwingungserzeuger	++	+	-	()
	Anschluss von Verbrauchern mit grossen Einschaltvorgängen	++	+	-	+
	Anschluss von asymmetrischen Lasten	+	()	-	()
	Einhaltung NISV bei Trafostationen	++	+	+	¹⁾ +
	Einhaltung NISV NS-Netz (Leitungen, VK, Hausanschlüsse)	++	+	+	¹⁾ +
	Erdströme, Potentialausgleich	+	+	()	-

Tabelle 19: Auswirkungen auf die EMV

¹⁾ Die Ströme in den Stammleitungen und Verteilkabinen werden reduziert (= Reduktion der Magnetfelder) die Anzahl der „Strahlungsquellen“ (DEA) steigt jedoch.

++ markante Verbesserung. + Verbesserung

() keine Veränderung

- Verschlechterung, -- markante Verschlechterung

Betreffend der Einhaltung der NISV kann festgestellt werden, dass die magnetische Flussdichte proportional zur Reduktion des Betriebsstromes abnimmt. Deshalb ist eine Erhöhung der Betriebsspannung auf 990 V dank der damit verbundenen Verminderung der Betriebsströme vorteilhaft.

Im Detail bedeutet dies, dass Transformatoren, Kabelleitungen, Verteilkabinen usw. bezüglich der Abstrahlung von elektromagnetischen Streufeldern weniger kritisch sind. Die Tatsache, dass ein 990 V Netz als isoliert betrieben wird, führt im Weiteren dazu, dass

sich eine deutliche Reduktion „vagabundierender“ Erdströme ergibt. Das hat den Vorteil, dass Korrosionsschäden an Gebäuden, die durch rückfliessende Erdströme hervorgerufen werden, vermindert werden könnten.

Schlussfolgerungen

- Die Netzkonfiguration mit U_n 990 V weist sehr grosse Vorteile bezüglich der EMV aus.
- Wenn jedoch gleichzeitig der Versorgungsradius der Station erhöht wird, entfällt dieser Vorteil teilweise wieder.

5.4. Rundsteuersignale im 990V-Niederspannungsnetz

Die zu erwartenden Auswirkungen auf die Übertragung von Rundsteuersignalen kann wie folgt zusammengefasst werden:

- Eine Beeinträchtigung der Rundsteuerpegel kann nur bei hohen Sendefrequenzen auftreten. Dies sowohl bei 400V als auch bei 990V.
- Eine Beeinträchtigung der Rundsteuerpegel kann nur bei ohmschen oder kapazitiven Lasten auftreten. Bei kapazitiven Lasten bricht der Rundsteuerpegel stark ein. Dies sowohl bei 400V als auch bei 990V.
- Eine mögliche Beeinträchtigung der Rundsteuerpegel nimmt bei grösseren Lasten zu. Dies sowohl bei 400V als auch bei 990V.
- Nur für Transformatoren mit kleiner Bemessungsleistung oder kurzen Kabellänge liegt der Rundsteuerpegel bei der 990V-Lösung unter dem der 400V-Lösung.
- Der Rundsteuerpegel bei der 990V-Lösung liegt auch bei einer Worst case-Betrachtung über dem minimal erforderlichen Wert.

5.5. Fazit zur Netzqualität

- Die Versorgungssicherheit oder der Personenschutz allgemein ist von vielen Faktoren abhängig. Der Einfluss von neuen Netzkonfigurationen auf das Gesamtergebnis der Versorgungssicherheit ist daher grundsätzlich gering.
- Aus Sicht der Versorgungssicherheit, des Personenschutzes und der EMV schneidet die Variante „ U_n 990 V“ besser ab, als die Varianten „Optimierte Verteilstationen“.
- Die Konzept „ U_n 990 V“ ist besonders im Bereich EMV vorteilhaft.

6. AUSBLICK

Die Projektpartner sehen die Fragestellungen um neue Verteilnetzvarianten anhand der Modellnetze weitestmöglich abgearbeitet. Dementsprechend sind keine weitergehenden Untersuchungen an diesen Modellnetzen notwendig und im direkten Anschluss an dieses Projekt keine Folgeaktivitäten geplant.

Die Projektpartner stimmen allerdings auch überein, dass im konkreten Falle von neu zu elektrifizierenden Gebieten zusätzlich die 990V Variante mit untersucht werden sollte. Diese weiterführenden und konkreten Abklärungen wären dann nicht nur für das konkrete Projekt gewinnbringend, sondern würden auch dazu dienen, die allgemeingültigen Aussagen in diesem Projekt zu verifizieren oder zu relativieren.

ANHANG

Anhang 1: Erläuterungen zur Versorgungssicherheit

Anforderungen

Aus Sicht des EW's ist das Netz optimal zu betreiben, so dass eine hohe Kundenzufriedenheit mit angemessenen Betriebs- und Kapitalkosten erreicht wird. Die Versorgungssicherheit setzt sich aus mehrerer Faktoren zusammen, wie:

- Konzeption des Netzes
- Wahl der Technik
- Normen
- Güte der eingesetzten Produkte
- Alter der Anlagen, Ersatzinvestitionen
- Periodischer Unterhalt und Kontrollen
- Pikettdienst (Personalressourcen, Reaktionszeit, Lagerhaltung usw.)

Relevante Aspekte

- Einhaltung EN 50160 (Frequenz, Spannungsänderungen, z.B. ($Un_{95\%} = +10\% - 10\%$), Spannungseinbrüche, Unterbrechungen, Oberschwingungsgehalt)
- Reserve-Spannungsband für DEA
- Anfälligkeit der Komponenten (Spannungsfestigkeit)
- Netzschutz (Selektivität, Nullungsbedingungen)
- Übertragung RS Signale
- Sicherstellung von Redundanzen
- Symmetrische Netzbelastung

Anhang 2: Kosten

Geschätzte, mittlere. Jahreskosten von Verteilstationen

		Baugrösse [kVA]					Var. 990V
		160 .. 250	400 .. 500	630	1000	2x1000 2000	3x1000 3000
Vollkostenrechnung Verteilstationen (ohne Verluste)							
Merkmale							
Fertigstation		ja	ja	ja	ja	ja	ja
Innen (i), aussen (a)-bedienbar		a	i	i	i	i	i
Anzahl IM S Felder		1	3	3	3	4	5
Schutzeinrichtungen Leitungsfelder		nein	nein	nein	nein	nein	nein
Kapitalkosten							
Beschaffungskosten der Station inkl. Planung, Allgemein einkosten und Material, Fremdleistungen und Montage		CHF	88'000	92'000	108'000	131'000	176'000
Verteiltrafo		CHF	9'900	12'100	15'400	24'200	48'400
Total Investitionskosten		CHF	97'900	104'100	123'400	155'200	224'400
Abschreibungen [Jahre]		35	2'797	2'974	3'526	4'434	6'411
mittlere Zinskosten [%]		5.6	2'741	2'915	3'455	4'346	6'283
Total Kapitalkosten		CHF/a	5'538	5'889	6'981	8'780	12'695
Betriebs- und Unterhaltskosten							
Reinigung, Erdungs massnahmen, Sichtkontrollen, Wartung, Umbauarbeiten, Reparaturen		CHF/a	1'500	3'000	3'780	6'000	8'000
Planung Unterhalt, Schaltprogramme, Dokumentationen		CHF/a	1'200	1'200	1'200	1'200	1'500
Total Betriebs- und Unterhaltskosten		CHF/a	2'700	4'200	4'980	7'200	9'200
Totalkosten (ohne Verluste)		CHF/a	7'038	8'889	10'761	14'780	25'553

Tabelle 20: Jahreskosten von Verteilstationen

Vergleich der Jahreskosten 400V versus 990V

		Var. 400V	Var. 990V	Einparungen durch Var. 990V
		6 TS à 500 kVA 3000	1 TS mit 3x1000 3000	
Vollkostenrechnung Var. 400V gegenüber Var. 990V				
Merkmale				
Fertigstation		ja	ja	
Innen (i), aussen (a)-bedienbar		:	:	
Anzahl IM S Felder		3	5	
Schutzeinrichtungen Leitungsfelder		nein	nein	
Kapitalkosten				
Beschaffungskosten der Station inkl. Planung, Allgemein- und Materialkosten, Fremdleistungen und Montage	CHF	552'000	220'000	332'000
Verteiltrafo	CHF	72'600	90'000	-17'400
16 kV Kabel (Versorgungsgebiet 1.4 km ²)	CHF	736'000	308'200	427'800
Total Investitionskosten	CHF	1'360'600	618'200	742'400
Abschreibungen [Jahre]	35	38'874	17'663	
mittlere Zinskosten [%]	5	34'015	15'455	
Total Kapitalkosten	CHF/a	72'889	33'118	39'771
Betriebs- und Unterhaltskosten TS				
Reinigung, Erdungsmaßnahmen, Sichtkontrollen, Wartung, Umbauarbeiten, Reparaturen	CHF/a	18'000	9'000	
Planung Unterhalt, Schaltprogrammierung, Dokumentationen	CHF/a	7'200	2'500	
Total Betriebs- und Unterhaltskosten	CHF/a	25'200	11'500	13'700
Total Kosten (ohne Verluste)	CHF/a	90'889	42'118	48'771
Verlustkosten	CHF/a	69'000	93'000	-24'000
Gesamtkosten	CHF/a	159'889	135'118	24'771
Einparpotenzial AEK (480 TS ==> 80 TS) Var. 990V	CHF/a			1'981'714

Tabelle 21: Jahreskosten im Vergleich

Anhang 3: Trafodaten

Name	Fabrikat	Leistung	Typ	Baujahr	Schaltgruppe	PFe	PCu	KSSpg
		[kVA]				[W]	[W]	[%]
Zentrum	R+S	630	DTOF-A630/24	1994	Dyn5	647	4419	4.42
Bitzartweg	MFO	630	TFX 330	1964	Dy5	1400	6872	4.50
Dorfstrasse	R+S	630	DTOF-A630/24	1994	Dyn5	628	4439	4.49
Büelen	Lahmeyer	400	CTa 20	1972	Dy5	748	4817	4.06
Dorfplatz	Lahmeyer	400	CTa 20	1980	Dy5	585	3615	4.23

Daten Haushalttrafos (990/400):

KVA	Schaltgruppe	Pfe	Pcu	KSSpg
[kVA]		[W]	[W]	[%]
50	Dy5	350	1200	3
100	Dy5	450	1750	3
160	Dy5	630	2400	3