

18. Juni 2003

Dezentrale Stromversorgung Optimierungschancen

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern

Auftragnehmer:

Ecoplan, Forschung und Beratung in Wirtschaft und Politik, Postfach, 6460 Altdorf, Tel. +41 41 870 90 60, Fax +41 41 872 10 63, altdorf@ecoplan.ch, www.ecoplan.ch

Dr. Eicher + Pauli AG, Ingenieure für Energie und Umwelt, Kasernenstr. 21, 4410 Liestal, Tel. +41 61 921 99 91, Fax +41 61 923 00 25, info@eicher-pauli.ch, www.eicher-pauli.ch

Autoren:

Heini Sommer, (Ecoplan, Projektleitung)

Stephan Osterwald (Ecoplan)

Reto Rigassi (Dr. Eicher + Pauli AG)

Begleitgruppe:

Ruedi Meier, Vorsitz (Programmleiter EWG)

Michael Bhend (BFE)

Fritz Bosshart (ARE)

Gerhard Danioth (Energiefachstellenkonferenz, Amt für Energie des Kantons Uri)

Rudolf Muggli (VLP)

Urs Näf (BFE)

Hans Ulrich Schärer (BFE)

Kurt Wiederkehr (Axpo)

Diese Studie wurde im Rahmen des Forschungsprogramms „Energiewirtschaftliche Grundlagen“ des Bundesamts für Energie BFE erstellt. Für den Inhalt ist allein der/die Studiennehmer/in verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Worbentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen · Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 · office@bfe.admin.ch · www.admin.ch/bfe

Vertrieb: BBL, Vertrieb Publikationen, 3003 Bern · www.bbl.admin.ch/bundespublikationen
Bestellnummer 805.552.d

Inhaltsverzeichnis

	Inhaltsverzeichnis	3
	Abkürzungsverzeichnis	7
	Kurzfassung.....	8
	Resumé	21
1	Einleitung	34
1.1	Ausgangslage	34
1.2	Zielsetzung	34
1.3	Aufbau des Berichts	35
1.4	Vorgehen und Dank	36
2	Dezentrale Gebiete aus Sicht der Stromerschliessung	37
2.1	Grundüberlegungen	37
2.2	Die Stromerschliessung in der Schweiz.....	37
2.2.1	Die netzabhängige Stromversorgung – kurzer Überblick	37
2.2.2	Bedeutsame Kostenfaktoren.....	40
2.3	Dezentrale Gebiete mit hohen Erschliessungskosten	41
2.4	Raumplanerische Kategorien: Begriffe bei Kantonen und Bund	43
2.5	Können dezentrale Gebiete mit bekannten Kategorien der Raumplanung gleichgesetzt werden?.....	47
2.5.1	Bauten innerhalb bzw. ausserhalb von Bauzonen.....	47
2.5.2	Bauten in Weilerzonen und Streusiedlungsgebieten	48
2.6	Fazit.....	50
3	Fallbeispiele.....	51
3.1	Grundüberlegungen zur Auswahl der Fallbeispiele	51
3.2	Beschreibung der Fallbeispiele	52
3.2.1	Fallbeispiele im Netzgebiet des Elektrizitätswerks Altdorf (EWA)	52
3.2.2	Fallbeispiele im Netzgebiet der Aurax	56
3.2.3	Fallbeispiele im Netzgebiet der CKW	63

4	Kosten der netzabhängigen Stromerschliessung	67
4.1	Erhebungsmethode für die Kosten der Netzerschliessung.....	69
4.1.1	Kapitalkosten der Investition	69
4.1.2	Kosten von Betrieb und Unterhalt	71
4.1.3	Kosten des vorgelagerten Netzes	71
4.2	Erschliessungskosten für die Fallbeispiele	72
4.2.1	Erschliessungskosten im Netzgebiet des Elektrizitätswerks Altdorf (EWA)	72
4.2.2	Erschliessungskosten im Netzgebiet der aurax energia ag (Aurax).....	74
4.2.3	Erschliessungskosten im Netzgebiet der Centralschweizerischen Kraftwerke AG (CKW)	75
4.2.4	Zusammenfassung der Ergebnisse aus den Fallbeispielen	77
5	Kosten der dezentralen Stromerzeugung.....	79
5.1	Bestehende netzunabhängige Stromversorgungsanlagen.....	79
5.2	Bestimmung der zu untersuchenden Technologien	80
5.2.1	Elektrizitätsspeicherung	80
5.2.2	Technologien zur Stromerzeugung.....	81
5.2.3	Eignung der Systeme für dezentrale Stromversorgung	85
5.3	Kosten verfügbarer Systeme der dezentralen Stromerzeugung.....	86
5.3.1	Untersuchte Systeme	86
5.3.2	Methodik zur Berechnung der Kosten.....	86
5.3.3	Grundlagen für die Kostenberechnungen	89
5.4	Ergebnisse	94
5.4.1	Ergebnisse Standardobjekte	94
5.4.2	Ergebnisse für Fallbeispiele	96
5.4.3	Diskussion der Ergebnisse.....	98
6	Kostenvergleich netzabhängige / netzunabhängige Versorgung.....	99
6.1	Vergleichskriterien.....	99
6.2	Betriebswirtschaftlicher Kostenvergleich	100
6.3	Weitere Vergleichskriterien	106
6.4	Würdigung	110
7	Potenzial netzunabhängiger Stromversorgung in der Schweiz.....	112
7.1	Potenzial bei heutigen Kostenverhältnissen	112
7.1.1	Das Auswertungsverfahren im Überblick.....	112
7.1.2	Resultate	115
7.1.3	Sensitivitätsanalyse.....	121
7.2	Entwicklung der Kosten der dezentralen Stromversorgung.....	122
7.2.1	Kostenstruktur heute verfügbarer Systeme	122
7.2.2	Kostenrelevante, mögliche Entwicklungen	124
7.2.3	Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten künftiger Systeme.....	127

7.3	Fazit.....	131
8	Kostenverrechnung in zentralen und dezentralen Gebieten.....	132
8.1	Einleitung.....	132
8.2	Umfrage.....	133
8.3	Ergebnisse der Umfrage	133
8.3.1	Bauten innerhalb von Bauzonen.....	133
8.3.2	Bauten ausserhalb von Bauzonen	137
8.3.3	Kurzfristige Grenzkostenbetrachtung.....	141
8.3.4	Repräsentativität der Erhebung und Erschliessungsaktivitäten.....	142
8.4	Interpretation der Ergebnisse.....	143
9	Synthese und Empfehlungen.....	145
9.1	Dezentrale Gebiete	145
9.2	Stromversorgung in dezentralen Gebieten	145
9.2.1	Netzabhängige versus netzunabhängige Versorgung.....	145
9.2.2	Kosten der netzabhängigen Stromversorgung	146
9.2.3	Kosten der netzunabhängigen, dezentralen Stromversorgung	148
9.2.4	Kostenvergleich zwischen netzabhängiger und netzunabhängiger Versorgung.....	149
9.3	Potenzial der dezentralen Stromversorgung in der Schweiz	155
9.4	Das Verursacherprinzip in der Stromversorgung.....	158
9.5	Entwicklung der Kosten der dezentralen Stromversorgung.....	158
9.6	Ausblick und Empfehlungen.....	159
10	Anhang A: Übersicht dezentrale Elektrizitätserzeugung.....	163
11	Anhang B: Rohdaten Fallbeispiele.....	164
11.1	Basiswerte Betriebs- und Unterhaltskosten / Lebensdauer für alle Fallbeispiele.....	164
11.2	Fallbeispielspezifische Investitionskosten.....	165
11.2.1	Investitionskosten Fallbeispiele EWA	165
11.2.2	Investitionskosten Fallbeispiele Aurax	166
11.2.3	Investitionskosten Fallbeispiele CKW	168
12	Anhang C: Karten Fallbeispiele.....	169
12.1	Karten Fallbeispiele EWA	169
12.2	Karten Fallbeispiele Aurax	171
12.3	Karten Fallbeispiele CKW	177
13	Anhang D: Kostenberechnung dezentrale Stromversorgung.....	180

14	Anhang E: Dokumentation der GIS-Analyse	182
14.1	Einleitung.....	182
14.2	Der Siedlungsdatensatz.....	182
14.2.1	Datengrundlage.....	182
14.2.2	Punktdatensatz	183
14.3	GIS - Analyse	185
14.3.1	Grundlagen.....	185
14.3.2	Abfrage 186	
14.3.3	Abfrageprobleme.....	191
14.4	Hochrechnung.....	191
15	Anhang F: Fragebogen Anschlussgebühren	192
	Literaturverzeichnis	198

Abkürzungsverzeichnis

ARE	Bundesamt für Raumentwicklung
Aurax	aurax energia ag
BFE	Bundesamt für Energie
BHKW	Blockheizkraftwerk
CKW	Centralschweizerische Kraftwerke AG
DIANE	Durchbruch innovativer Anwendungen neuer Energietechniken
EFH	Einfamilienhaus
EMG	Elektrizitätsmarktgesetz
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
EW	Elektrizitätswerk
EWA	Elektrizitätswerk Altdorf
EWG	Forschungsprogramm energiewirtschaftliche Grundlagen
GIS	Geographisches Informationssystem
HS	Hochspannungsnetz
k.A.	Keine Angabe
kWh	Kilowattstunde
Ltg.	Leitung
MS	Mittelspannungsnetz
NS	Niederspannungsnetz
OPzS	Spezieller Typ von Bleibatterien für Dauereinsatz
OPzV	Spezieller Typ von Bleibatterien für Dauereinsatz
PACER	Programme d' Action Energies Renouvelables
PEMFC	Polymermembran-Brennstoffzellen
PV	Photovoltaik
RPG	Raumplanungsgesetz
RPV	Raumplanungsverordnung
SIA	Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein
TU	Technische Universität
VLP	Schweizerische Vereinigung für Landesplanung
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
WKK	Wärmeerkraftkopplung

Kurzfassung

Das Ziel der Studie ist es, die Möglichkeiten und Grenzen einer verstärkt netzunabhängigen Stromversorgung in **dezentralen Gebieten** zu prüfen. Insbesondere soll aufgezeigt werden:

- Wie hoch sind die Kosten der Netzerschliessung in dezentralen Gebieten?
- Welche technischen Alternativen bieten sich für eine netzunabhängige Stromversorgung heute an und wie schneiden sie im Vergleich zur konventionellen Netzerschliessung ab (finanziell, qualitativ, ökologisch usw.)?
- Werden heute bei dezentralen Gebieten die gesamten Netzerschliessungskosten in Rechnung gestellt? Wenn nicht, würde eine Verstärkung des Verursacherprinzips die Chancen von netzunabhängige Lösungen verbessern?

Dezentrale Gebiete

Die räumliche Abgrenzung dezentraler Gebiete konzentriert sich auf jene Faktoren, welche für die Stromerschliessung von besonderer Kostenrelevanz sind. Aus dieser Sicht ergibt sich für dezentrale Gebiete mit vergleichsweise hohen Erschliessungskosten folgende Umschreibung: Es handelt sich um Gebiete,

- welche weit abgelegen von der nächsten Trafostation liegen,
- bei denen eine grosse Distanz zum nächsten Mittelspannungsanschluss überwunden werden muss
- und die eine geringe Besiedlungsdichte aufweisen.

Der Vergleich mit den bekannten Kategorien der schweizerischen Raumplanung wie z.B. Bauzonen, Siedlungsgebiet, Streusiedlung, Weiler usw. hat gezeigt, dass sich dezentrale Gebiete durch diese Raumkategorien nicht in geeigneter Weise abgrenzen lassen. Hohe Erschliessungskosten können in praktisch allen Raumkategorien vorkommen.

Stromversorgung in dezentralen Gebieten

a) Netzabhängige versus netzunabhängige Versorgung

Für die Stromversorgung von dezentralen Gebieten bieten sich im Wesentlichen zwei unterschiedliche Konzepte an:

- **Netzabhängige Versorgung:** Die Stromversorgung wird sichergestellt, in dem das Gebäude oder ein Gebiet an das nächstgelegene, bestehende Stromnetz angeschlossen wird.
- **Netzunabhängige, dezentrale Versorgung:** Bei diesem Versorgungstyp wird auf den Anschluss an ein (bestehendes, evtl. weit entferntes) Stromnetz verzichtet. Die Energie wird vor Ort produziert, und das Gebäude oder Gebiet wird als Inselbetrieb mit Strom versorgt.

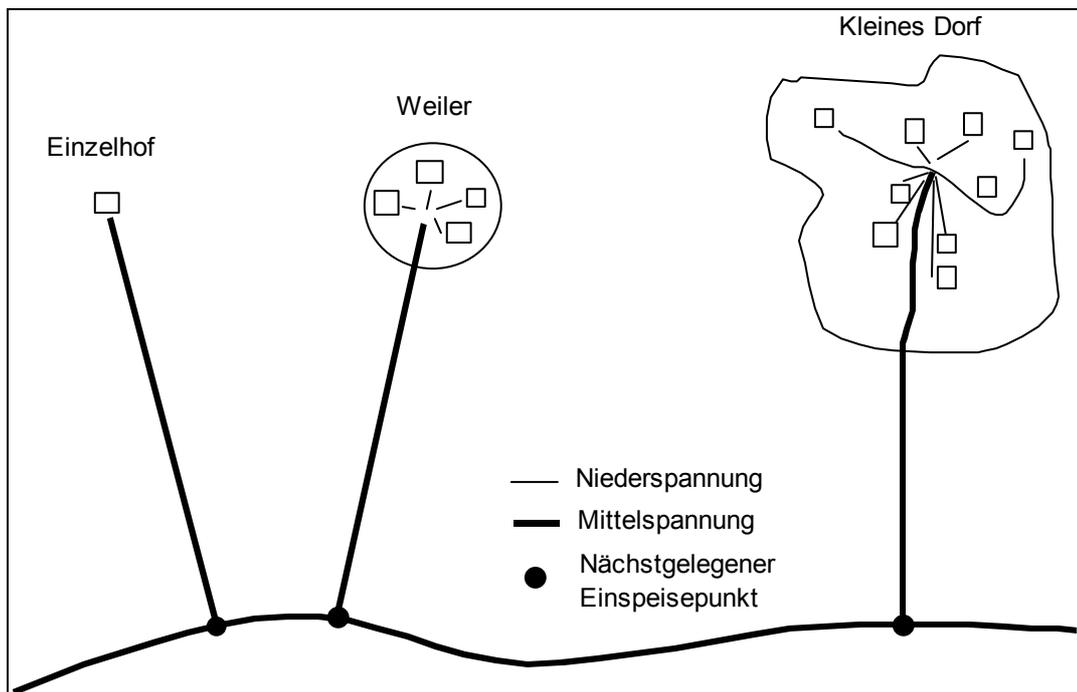
b) Kosten der netzabhängigen Stromerschliessung

Die Kosten der netzabhängigen Stromerschliessung in dezentralen Gebieten hängen von den spezifischen Charakteristiken des zu erschliessenden Gebietes ab. Von Bedeutung sind dabei insbesondere die Distanz zur nächsten Mittelspannungsleitung, die Topographie, die Anzahl zu erschliessende Gebäude sowie der Stromverbrauch.

Die netzabhängigen Erschliessungskosten wurden für insgesamt 19 Fallbeispiele der drei Typen von dezentralen Gebieten (Einzelhof, Weiler und kleines Dorf) detailliert ermittelt. Zu den Erschliessungskosten zählen dabei folgende Bestandteile:

- **Kosten des Netzanschlusses:** Diese umfassen Investitions-, Betriebs- und Unterhaltskosten von der bestehenden Leitung weg bis und mit Hausanschluss (vgl. Grafik 1). Dazu gehören i.d.R. neben der Leitung auch der Hausanschluss (Kasten), der Zähler sowie ein Trafo zur Umwandlung der Mittelspannung auf die Niederspannung.
- **Kosten des vorgelagerten Netzes:** Zu den Kosten des vorgelagerten Netzes zählen die Investitions- und Unterhaltskosten für das bestehende Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetz sowie die Kosten zur Transformation auf die jeweilig tiefere Spannungsebene.

Grafik 1: Typen dezentraler Gebiete aus Sicht der Stromerschliessung



Anmerkung: Die Stichleitung (Mittelspannung) verbindet das Objekt (Einzelhof, Weiler, kleines Dorf) mit dem nächstgelegenen Einspeisepunkt (Verbindung zu bestehender Mittelspannungsleitung).

Mit Hilfe der detaillierten fallspezifischen Betrachtung können für die Schweiz erstmals verlässliche Aussagen über die Kostenunterschiede der Erschliessung in dezentralen Gebieten gemacht werden. In der nachstehenden Tabelle 1 sind die Ergebnisse zusammengefasst.

Tabelle 1: Netzerschliessungskosten in dezentralen Gebieten

	Netzerschliessungskosten in Rp./kWh*	
	Min.	Max.
Einzelhof (Haus/Hof)	54	142
Weiler	31	172
Kleines Dorf	19	56

* Investitions-, Betriebs- u. Unterhaltskosten
ohne Kosten für den eigentlichen Strombezug

Es zeigt sich, dass die Erschliessungskosten eine klare Abstufung zwischen dem Typ Haus/Hof und kleinem Dorf aufweisen. Der Typ Weiler liegt in etwa dazwischen, auch wenn in einem Einzelfall die spezifischen Kosten pro kWh sogar über dem Maximalwert des Typs Haus/Hof liegen.

c) Kosten der netzunabhängigen, dezentralen Stromversorgung

Bei den Kosten der dezentralen Stromversorgung gilt es grundsätzlich zu unterscheiden zwischen den Aufwendungen für die Stromspeicherung (z.B. mittels Batterien) und jenen der Stromerzeugung.

Für die Stromerzeugung kommen unterschiedliche Technologien in Frage wie z.B. Verbrennungsmotoren, motorische Wärmekraftkoppelung, Brennstoffzellen, Wasserkraft, Photovoltaik oder Windkraftanlagen. Es wurden nur Technologien verwendet, welche sich für eine verbreitete Anwendung in der Schweiz eignen. Insbesondere wurden aufgrund der geringen Versorgungssicherheit und der Schadstoffemissionen keine einfachen Dieselgeneratoren ohne Stromspeicherung berücksichtigt.

Basierend auf groben Kostenabschätzungen hat sich gezeigt, dass im Vergleich zur netzunabhängigen Versorgung nur folgende, bereits verfügbare Technologien wirtschaftlich interessant sind und die Qualitätsanforderungen erfüllen:

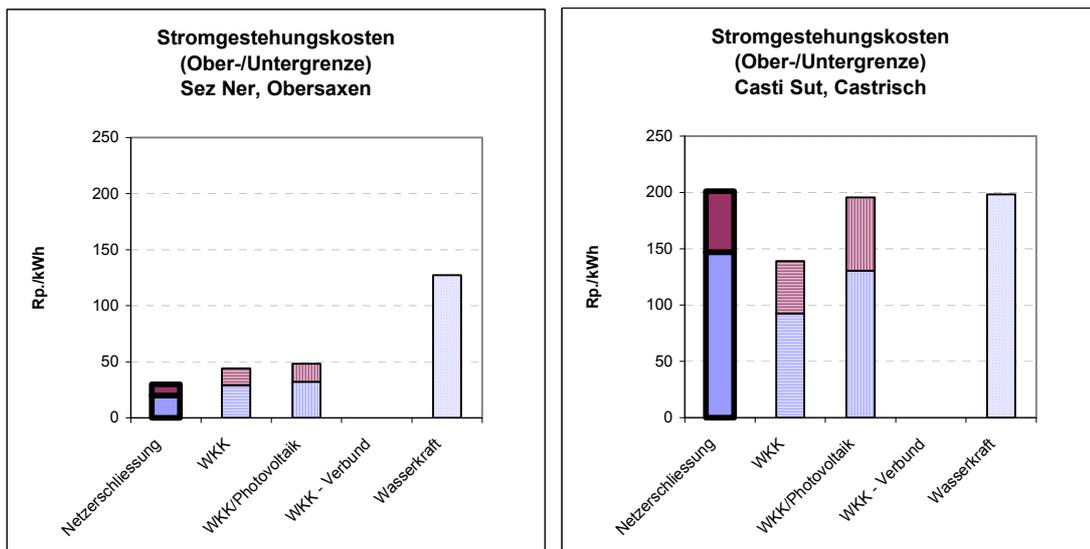
- **Wärmekraftkopplung Objektlösung:** Jedes Objekt verfügt über eine eigene, autonome Stromversorgung.
- **Wärmekraftkopplung/Photovoltaik Objektlösung:** Die oben aufgeführten Systeme werden mit einer Photovoltaikanlage ergänzt.
- **Wärmekraftkopplung Verbundlösung:** Strom und Wärme einer gemeinsamen WKK-Anlage werden an alle Objekte über ein Inselnetz resp. einen Wärmeverbund verteilt.
- **Wasserkraft Verbundlösung:** Bei der Wasserkraft kommt aus wirtschaftlichen Gründen bei allen Fallbeispielen nur eine Verbundlösung für mehrere Gebäude in Frage. Die Wärmeversorgung der Objekte wird nicht beeinflusst.

Die Kosten (Investition, Betrieb, Unterhalt und Energie) dieser vier Technologien wurden für die Fallbeispiele einzeln ermittelt. Dazu wurden alle Fallbeispiele gemäss den vorhandenen Daten über Verbrauch und Leistungsspitze mit standardisierten Objekten nachgebildet und deren Kosten abgeschätzt. Spezielle Anlagen wie z.B. Sessellifte wurden einzeln erfasst.

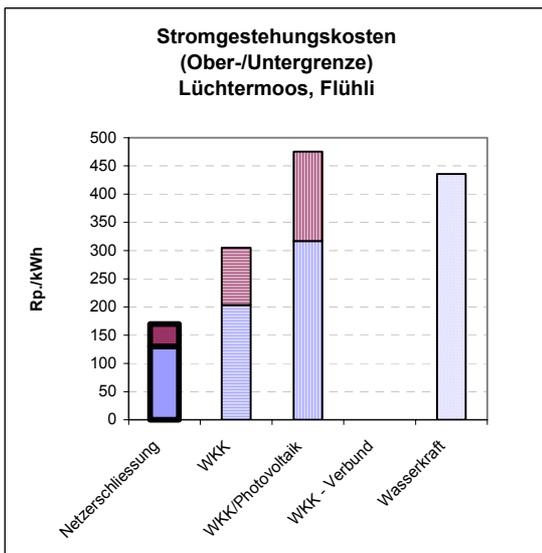
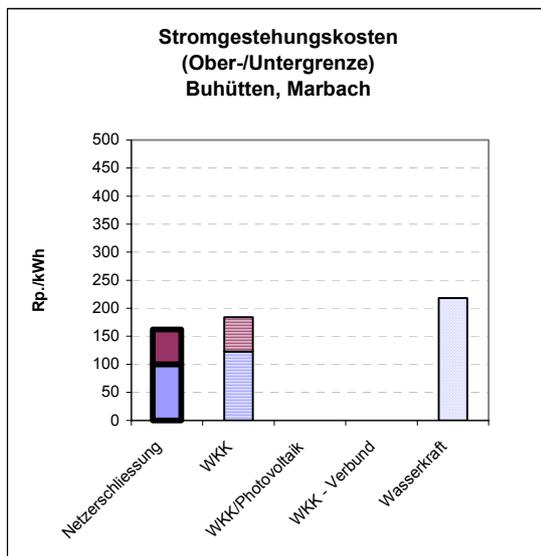
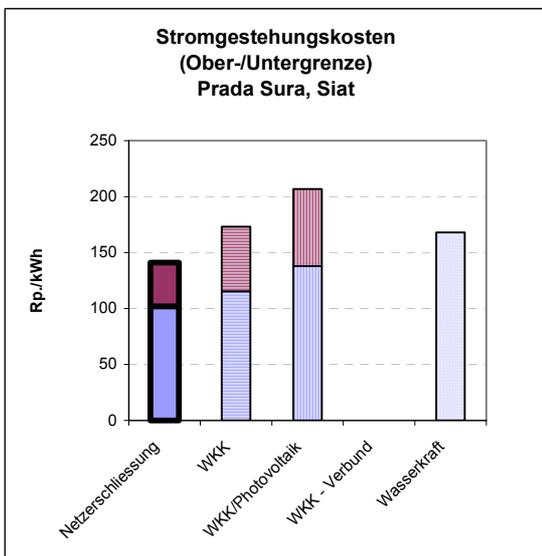
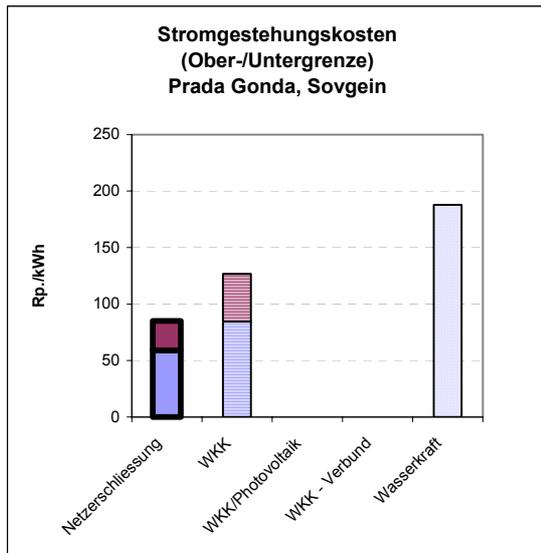
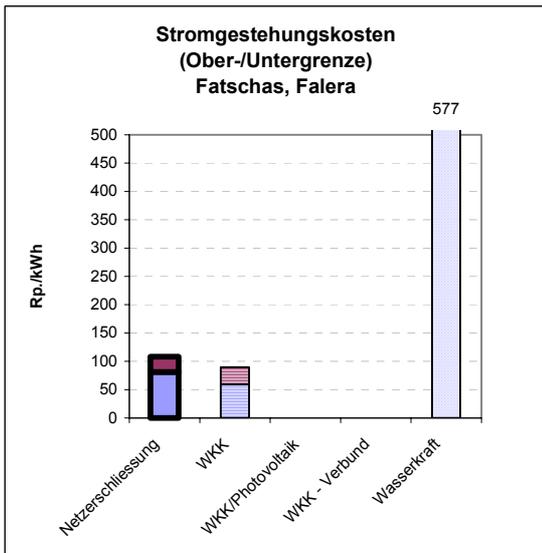
d) Kostenvergleich zwischen netzabhängiger und netzunabhängiger Versorgung

Die Grafiken 2 bis 4 enthalten den **betriebswirtschaftliche Kostenvergleich** für sämtliche Fallbeispiele und alle untersuchten, heute verfügbaren Technologien. In den Angaben enthalten sind die Kosten für die Amortisation (Abschreibung und Verzinsung) der Investitionen, die Betriebs- und Unterhaltskosten und die Energiekosten. Bei der netzabhängigen Versorgung wurden Energiekosten von 5 (min.) bis 10Rp./kWh (max.) für den eigentlichen Strombezug berücksichtigt.

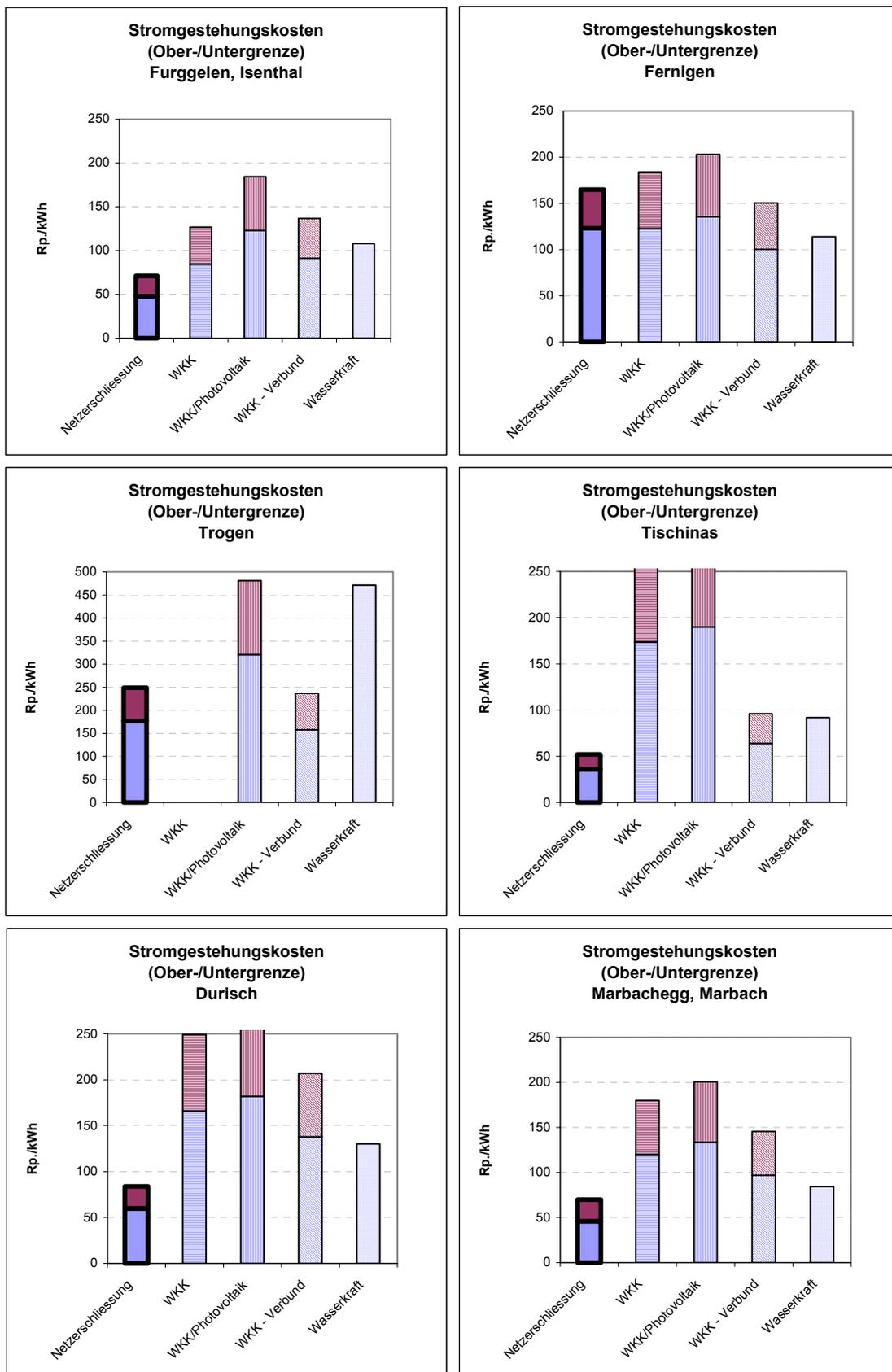
Grafik 2: Betriebswirtschaftlicher Kostenvergleich für Typ 'Haus/Hof'



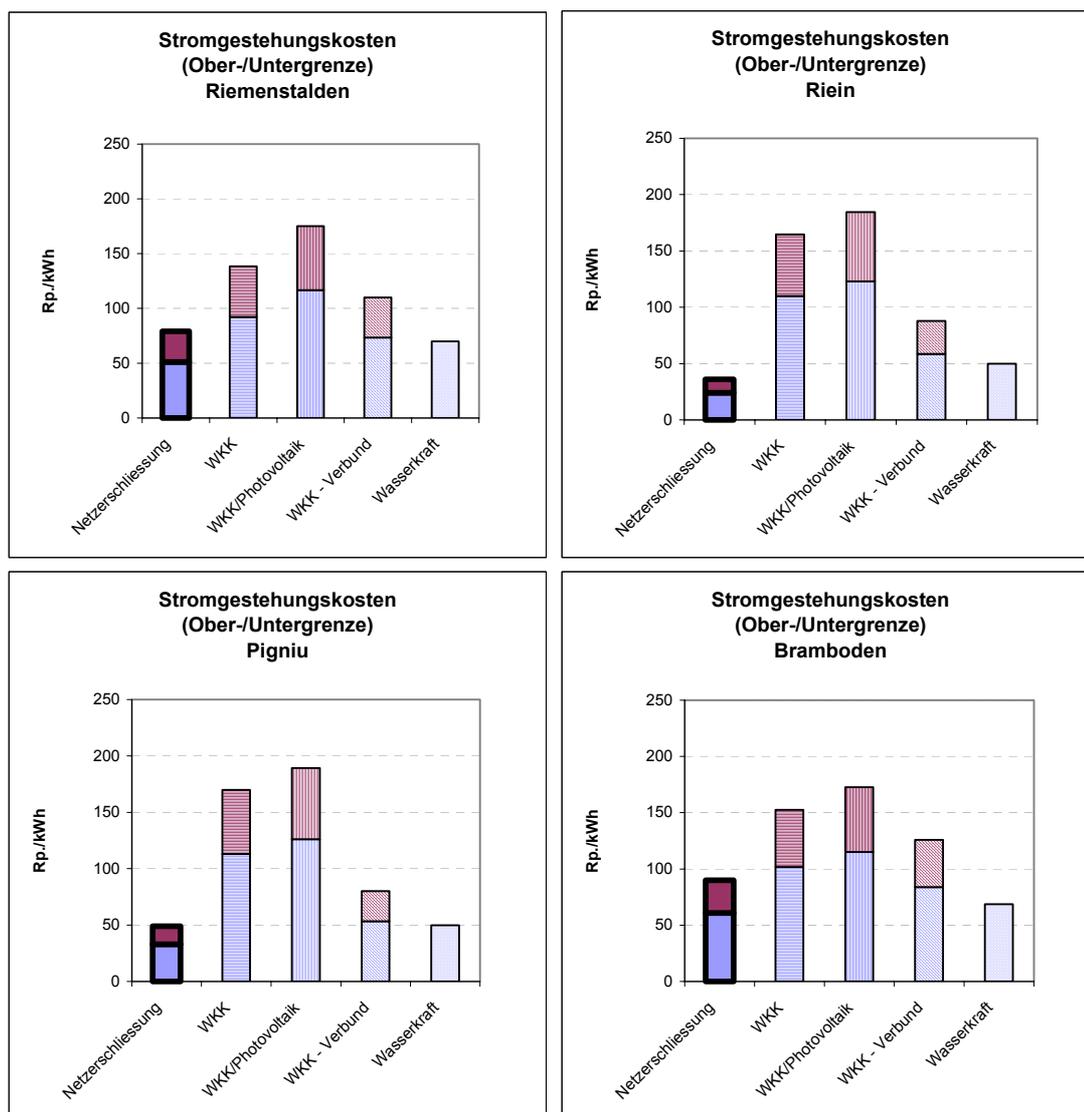
Die beiden Säulensegmente geben jeweils die Unter- und Obergrenze der Versorgungskosten an.



Grafik 3: Betriebswirtschaftlicher Kostenvergleich für Typ Weiler



Grafik 4: Betriebswirtschaftlicher Kostenvergleich für Typ Dorf



Der Vergleich zeigt, dass bei den heute verfügbaren Technologien die Kosten von dezentralen Stromerzeugungsanlagen unter günstigen Voraussetzungen mit einer netzabhängigen Versorgung vergleichbar sind:

- Bei mehreren **Einzelobjekten** sind die Kosten einer dezentralen Stromversorgung mit WKK-Anlagen in der Bandbreite der netzabhängigen Versorgungskosten.
- Nur bei zwei **Weilern** kommen die Stromgestehungskosten einzelner dezentraler Technologien in den Bereich der netzabhängigen Versorgungskosten oder darunter zu liegen.
- Bei einzelnen **kleinen Dörfern** scheinen Kleinwasserkraftwerke prüfenswert zu sein. Auch WKK-Verbundlösungen können in Einzelfällen eine rentable Lösung darstellen.

Nebst dem betriebswirtschaftlichen Kostenvergleich sind bei einer umfassenden Abwägung der Vor- und Nachteile auch **weitere Faktoren** zu berücksichtigen. Zu erwähnen sind insbesondere:

- **Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit:** Für die dezentralen, netzunabhängigen Lösungen wurden bezüglich Versorgungsqualität und –sicherheit strenge Anforderungen vorgegeben, so dass die Lösungen einen hohen Standard erfüllen. Im Vergleich zur zentralen Versorgung liegen daher keine grossen Unterschiede vor.
- **Umweltkriterien:** Die tiefen Nutzungsgrade sprechen eher gegen dezentrale Lösungen.
- **Kapazitätsreserven und Kosten einer Leistungserhöhung:** Die Vorteile liegen eindeutig bei der netzabhängigen Versorgung. Hier können Kapazitätsreserven ohne bedeutende Kostenfolgen grosszügig eingeplant werden.
- **Investitionszyklus:** Unterschiede ergeben sich vor allem im Ersatzfall. Bei bereits bestehenden Netzerschliessungen spricht die unterschiedliche Lebensdauer der verschiedenen Netzkomponenten gegen einen Wechsel auf dezentrale Lösungen.
- **Synergieeffekte:** Die Vorteile liegen deutlich auf Seiten der netzabhängigen Lösungen, z.B. durch Nutzung von Gräben und gemeinsamen Rohranlagen für andere Infrastruktureinrichtungen (Wasser, Abwasser) oder Kommunikationszwecke (Telefonleitungen, Kabelfernsehen).
- **Psychologische Faktoren:** Dem positiven Image-Effekt von dezentralen Anlagen (innovativ, unabhängig, eigenständig) steht der Abkoppelungseffekt gegenüber. Im Ersatzfall würde wohl der Verzicht auf eine Netzerschliessung als „Abkoppeln vom Rest der Welt“ verstanden und als Zeichen mangelnder wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Perspektive interpretiert.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die dezentrale, netzunabhängige Versorgung bei praktisch sämtlichen qualitativ bewerteten Kriterien tendenziell schlechter abschneidet. Zusammen mit den meist höheren Stromgestehungskosten **fällt** daher der **Gesamtvergleich** bei den heutigen Kostenverhältnissen **nicht zu Gunsten der netzunabhängigen Lösungen aus**.

Potenzial der dezentralen Stromversorgung in der Schweiz

Die Ergebnisse aus dem Kostenvergleich wurden verwendet, um drei geographische Grundmuster herzuleiten, bei welchen eine netzunabhängige Lösung aus rein betriebswirtschaftlicher Sicht in Frage kommen kann. Bedeutend bei den geographischen Grundmustern ist vor allem die Anzahl Gebäude und die Distanz zur nächsten Siedlung (vgl. Tabelle 2). Je mehr Gebäude innerhalb einer begrenzten Fläche zu erschliessen sind, desto grösser muss die Distanz zum nächsten Siedlungsgebiet sein, damit sich eine netzunabhängige Lösung lohnt.

Tabelle 2: Dezentrale Gebiete mit Potenzial zu netzunabhängigen Versorgungslösungen in der Schweiz

	Haus / Hof	Weiler	kleines Dorf
Grundmuster von Gebieten mit Potenzial für rentable dezentralen Lösungen			
Anzahl Gebäude	1-2	3-10	11-25
Distanz zur nächsten Siedlungsfläche	> 800 m	> 1'500 m	> 2'200 m
Potenzial in der Schweiz			
Anzahl Gebiete	2'164	78	14
Anzahl Gebäude	2'435	366	253

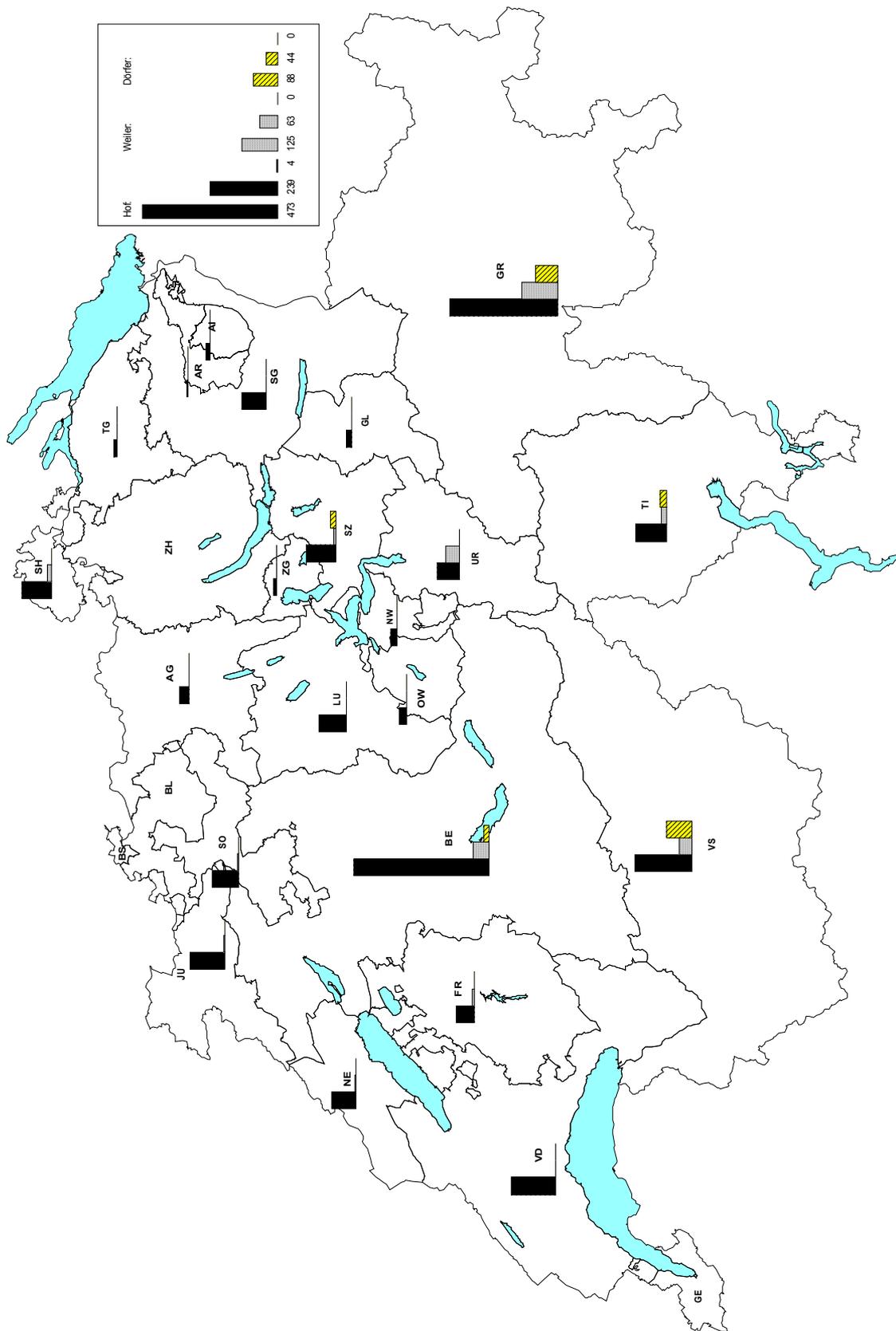
Mit diesen Grundmustern wurde eine computergestützte Auswertung über das Siedlungsgebiet der Schweiz vorgenommen. Dabei hat sich gezeigt, dass es in der Schweiz rund **3'000 Gebäude in knapp 2'300 dezentralen Gebieten** gibt, die sich für eine netzunabhängige Stromversorgung potenziell eignen (vgl. Tabelle 2). Die Verteilung der Gebäude und Gebiete auf die drei Gebietstypen Haus/Hof, Weiler, kleines Dorf ist ebenfalls in der Tabelle enthalten.

Die räumliche Verteilung der dezentralen Gebiete ist in Grafik 5 abgebildet.

- Am meisten Gebäude in dezentralen Gebieten vom Typ Haus/Hof befinden sich in den Kantonen Bern, Graubünden und Wallis.
- Beim Kanton Graubünden fällt zusätzlich auch die vergleichsweise grosse Anzahl von Gebäuden in dezentralen Weilern auf.
- Zusammen mit dem Kanton Wallis ist Graubünden auch der „Spitzenreiter“ bei den Gebäuden in dezentralen, kleinen Dörfern.
- Zu den Kantonen Zürich, den beiden Basel und Genf kann auf Grund fehlender Daten keine Aussage gemacht werden.

Ergänzend zu dieser Auswertung wurden auch Sensitivitätsanalysen mit - im Vergleich zu Tabelle 2 - kürzeren und längeren Distanzen zur nächstgelegenen Siedlungsfläche vorgenommen. Dabei hat sich gezeigt, dass die Anzahl dezentraler Gebäude zwar auf die gewählten Distanzen reagiert. In der Grössenordnung ergeben sich aber keine wesentlichen Veränderungen. Selbst wenn die Investitions- und Betriebskosten von dezentralen Stromerzeugungsanlagen dank zukünftig günstigeren Technologien sinken und die kritische Distanz zum Siedlungsgebiet z.B. um 25% vermindert werden könnte, ist das resultierende Potenzial von rund 7'400 Gebäuden immer noch als eher bescheiden zu bezeichnen.

Grafik 5: Anzahl Gebäude in dezentralen Gebieten nach Kantonen und Siedlungstypen



Die Legende dient ausschliesslich zur Einschätzung der Balkenlängen. Als Vergleich wurden pro Siedlungstyp jeweils die Maximal- und Minimalwerte dargestellt.

Das Verursacherprinzip in der Stromversorgung

Bei netzunabhängigen Lösungen kann davon ausgegangen werden, dass im Normalfall der Kunde die gesamten Investitions- und Betriebskosten zu tragen hat. Bei einer netzabhängigen Erschliessung werden demgegenüber die Kosten nur zum Teil direkt an die Kunden – in Form von Anschlusskostenbeiträgen – verrechnet. Der Rest wird auf alle Benutzer innerhalb des Netzgebietes überwältzt.

Der Anteil der direkt verrechneten Kosten ist nicht nur im Hinblick auf eine nachhaltige Siedlungspolitik (Vermeidung dezentraler Besiedlung) von Bedeutung, sondern wirkt sich direkt auch auf die Marktchancen von netzunabhängigen Stromversorgungslösungen aus. Je geringer der verrechnete Kostenanteil ist, desto kleiner sind auch die Marktchancen von netzunabhängigen Lösungen.

Zur Analyse der Fragestellung wurde eine Erhebung bei 31 Versorgungswerken mit insgesamt 431'000 angeschlossenen Gebäuden durchgeführt. Die wichtigsten Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die allermeisten EVU berechnen den Anschlusskostenbeitrag ausserhalb von Bauzonen als Einzelfallabrechnung. Dieser Umstand kann als Indiz für eine Orientierung am Verursacherprinzip gewertet werden.
- Die Deckung der Investitionskosten ist je nach EVU verschieden. 25% der antwortenden EVU geben an, dass weniger als 70% der Investitionskosten durch den Anschlusskostenbeitrag gedeckt werden. Nur bei rund der Hälfte der EVU liegt der Kostendeckungsgrad bei über 90%.

Insgesamt zeigt sich, dass ausserhalb von Bauzonen die **Investitionskosten** nur zu einem Teil den Verursachern verrechnet werden. Zusätzlich ist zu beachten, dass für dezentrale, aber eingezonte Gebiete auf eine fallweise Berechnung der Anschlusskostenbeiträge meist verzichtet wird. Ebenfalls fliessen die **Betriebs- und Unterhaltskosten**, welche in einigen Fallbeispielen dieser Studie weit über 0.50 CHF/kWh liegen, nicht in die Berechnung der Anschlusskostenbeiträge ein.

Aus Sicht der Raumpolitik sind auch bei einer Weiterverrechnung der Anschlusskosten an die Kunden unerwünschte Zersiedlungseffekte nicht auszuschliessen, wenn die Anschlusskosten nicht durch den Kunden selbst, sondern in einem bedeutenden Ausmass durch Drittbeiträge (z.B. von der Berghilfe oder aus dem Strukturverbesserungsfond bei Landwirtschaftsbetrieben) finanziert werden.

Entwicklung der Kosten der dezentralen Stromversorgung

Es scheint durchaus wahrscheinlich, dass mit der Entwicklung von neuen Energietechnologien die Kosten der netzunabhängigen Stromversorgung mittelfristig entscheidend verringert werden können. Ausschlaggebende Fortschritte dürften insbesondere durch die Entwicklung von Brennstoffzellen möglich sein. Mit dem Einsatz von Brennstoffzellen wird eine Speichereinheit nur noch für kurze Leistungsspitzen und längere Phasen mit sehr tiefem Bedarf benötigt. Diese lassen sich beispielsweise mit langlebigen Superkondensatoren effizient ab-

decken. Die Stromgestehungskosten können mit einem Brennstoffzellen/Superkondensator-System gegenüber den heute verfügbaren Systemen um mindestens 50% gesenkt werden.

Damit wird die netzunabhängige Stromversorgung besonders für Einzelobjekte betriebswirtschaftlich interessant. Da Brennstoffzellen zudem nur äusserst geringe Schadstoff- und Lärmemissionen erzeugen und durch den Einsatz von zusätzlichen Modulen relativ einfach zu erweitern sind, ergeben sich neue Perspektiven für die dezentrale Stromversorgung. Brennstoffzellen werden allerdings erst in etwa 10 Jahren kommerziell verfügbar sein.

Diese Entwicklungspotenziale sind insbesondere deshalb interessant, da die netzunabhängige Stromversorgung weltweit in Gebieten ohne bestehendes elektrisches Netz eine sehr dynamische Entwicklung erlebt. Für die Schweiz, welche bei der Entwicklung von neuen Technologien für die dezentrale Stromversorgung eine führende Stellung einnimmt, bestehen hier bedeutende Entwicklungschancen. Voraussetzung sind allerdings ein minimaler Heimmarkt und eine Förderung von Forschung und Entwicklung.

Ausblick und Empfehlungen

Das Potenzial dezentraler netzunabhängiger Stromversorgungen muss bei den heutigen Kostenverhältnissen in der Schweiz als gering bezeichnet werden: Bei nur rund 3'000 Gebäuden in knapp 2'300 dezentralen Gebieten besteht aus betriebswirtschaftlicher Sicht, ein Potenzial für rentable netzunabhängige Lösungen. In den nächsten 10 Jahren sind mit neuen Technologien (Brennstoffzellen und Superkondensatoren) vor allem bei WKK-Lösungen deutliche Kostenverbesserungen zu erwarten. Je nach Objekt könnten mit diesen Technologien die Gestehungskosten auf 40 Rp./kWh bis 160 Rp./kWh gesenkt werden. Bei diesen Preisverhältnissen stellen WKK-Lösungen vor allem bei Einzelobjekten eine betriebswirtschaftlich interessante Alternative zur netzabhängigen Versorgung dar.

Unabhängig von dieser zukünftigen Entwicklung ergeben sich aus den Erkenntnissen der Studie folgende Empfehlungen und Handlungsanleitungen:

- **Überprüfung netzunabhängiger Lösungen mittels grobem Kostenvergleich:** Sofern das betrachtete Objekte zu einem der drei Idealtypen (Einzelhof, Weiler, kleines Dorf) passt und die Distanzvorgabe zur nächstgelegenen Mittelspannungsleitung in etwa erfüllt oder übertroffen ist, lohnt sich bei Neu- und Ersatzerschliessungen ein grober Kostenvergleich zwischen einer netzabhängigen und einer netzunabhängigen dezentralen Versorgung.
- **Drittbeiträge** (z.B. von der Berghilfe oder für Strukturverbesserungsmassnahmen) **nur nach Kostenvergleich mit dezentraler Lösung:** Drittbeiträge an die Kosten der Stromversorgung in dezentralen Gebieten sollten erstens unabhängig von der gewählten Technologie (netzabhängig / netzunabhängig) und zweitens erst nach Vorliegen eines Kostenvergleich zwischen der netzabhängigen und der netzunabhängigen Lösung geleistet werden.

- **Ausbau des Verursacherprinzips:** Falls nicht aus regionalpolitischen Gründen eine Quersubventionierung von dezentralen Gebieten stattfinden soll, müsste das Verursacherprinzip in verschiedener Hinsicht ausgebaut werden:
 - Konsequente Einzelfallberechnung ausserhalb der Bauzone
 - Anwendung des Verursacherprinzips auch auf dezentrale Gebiete innerhalb der Bauzone
 - Erhöhung des Kostendeckungsgrads
 - Einbezug der Betriebs- und Unterhaltskosten in die Kostenverrechnung
- **Weiterentwicklung netzunabhängiger Systeme / Verbessern der Akzeptanz:** Folgende Massnahmen können für eine erhöhte Akzeptanz sorgen:
 - Förderung der Forschung und Entwicklung von integrierten Systemen sowie des Einsatzes neuer Technologien (Brennstoffzellen, Superkondensatoren)
 - Realisierung von Pilotanlagen
 - Vertrauen schaffen indem das EVU als Contractor auftritt
 - Entlastung von Betrieb und Unterhalt dezentraler Anlagen mittels (kostenpflichtiger) Leistungserbringung durch EVU

Resumé

La présente étude vise à mettre en évidence les possibilités et les limites d'un développement de l'approvisionnement électrique hors réseau dans les régions périphériques. Il s'agissait en particulier de répondre aux questions suivantes:

- A combien s'élèvent les coûts d'extension du réseau dans les régions périphériques?
- Quelles solutions techniques existent aujourd'hui en matière d'approvisionnement électrique hors réseau et en quoi se distinguent-elles des techniques conventionnelles de raccordement au réseau (financièrement, qualitativement, du point de vue écologique etc.)?
- Est-ce que tous les coûts sont aujourd'hui pris en compte dans le calcul des coûts d'infrastructure pour un approvisionnement par le réseau des régions périphériques? Si non, une généralisation du principe de causalité serait-elle de nature à favoriser des solutions hors réseau?

Régions périphériques

La délimitation géographique des régions périphériques se concentre sur les facteurs qui ont une incidence sur les coûts d'extension du réseau. Les régions périphériques dont les coûts d'extension sont comparativement élevés répondent aux caractéristiques suivantes. Ce sont des régions:

- très éloignées d'une station transformatrice,
- très éloignées d'un point de raccordement au réseau moyenne tension,
- à faible densité démographique.

Les catégories utilisées en Suisse pour l'aménagement du territoire - zones à bâtir, zone urbanisée, hameau, etc. – ne permettent pas de définir les régions périphériques de manière satisfaisante, des coûts d'extension du réseau élevés étant concevables dans pratiquement toutes les catégories de région.

Approvisionnement électrique dans les régions périphériques

a) Approvisionnement par le réseau contre approvisionnement hors réseau

L'approvisionnement en électricité des régions périphériques est essentiellement assuré de deux manières:

- **Approvisionnement par le réseau:** L'approvisionnement en électricité d'un bâtiment ou d'une région est assuré par le raccordement au réseau électrique le plus proche.
- **Approvisionnement décentralisé, hors réseau:** Dans ce cas de figure, il n'y a pas de raccordement au réseau électrique (parfois fort éloigné). L'énergie est produite sur place, le bâtiment ou la région approvisionné par une installation isolée (en îlot).

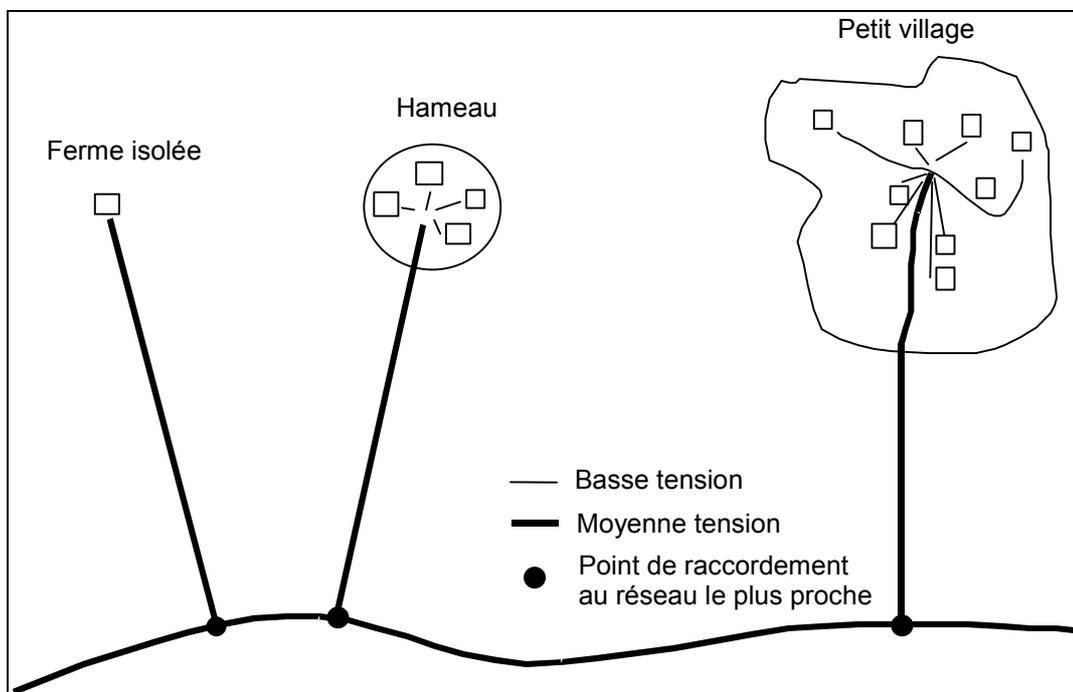
b) Coûts d'extension du réseau électrique

Les coûts de l'extension du réseau électrique dans les régions périphériques sont conditionnés par les caractéristiques propres à la région considérée. Les facteurs qui entrent en ligne de compte sont notamment la distance par rapport au point de raccordement au réseau moyenne tension le plus proche, la topographie, le nombre de bâtiments à raccorder ainsi que la consommation de courant.

Les auteurs ont passé au crible les coûts d'extension du réseau pour 19 cas de figure portant sur trois types de régions périphériques (ferme isolée, hameau et petit village). La structure des coûts est la suivante:

- **Coûts du raccordement au réseau:** ils comprennent les coûts d'investissement, d'exploitation et d'entretien de la ligne existante jusqu'au raccordement domestique (voir Graphique 1). En règle générale, hormis la ligne, le calcul prend également en compte le raccordement domestique (coffret de branchement), le compteur ainsi que le transformateur permettant de convertir le courant moyenne tension en courant basse tension.
- **Coûts liés au réseau en amont:** ce sont les coûts d'investissement et d'entretien des réseaux très haute, haute et moyenne tension ainsi que les coûts de transformation du courant d'un niveau de tension supérieur à un niveau de tension inférieur.

Graphique 1: Desserte: types de régions périphériques



Remarque: La dérivation (moyenne tension) relie les bâtiments (ferme isolée, hameau, petit village) au point de raccordement au réseau le plus proche (connexion à la ligne moyenne tension).

A l'aide d'un examen détaillé au cas par cas, il est possible de tirer pour la première fois des conclusions fiables sur les écarts de coûts d'extension du réseau dans les régions périphériques suisses. Le Tableau 1 ci-dessous récapitule les résultats obtenus.

Tableau 1: Coûts d'extension du réseau dans les régions périphériques

	Coûts d'extension en ct/kWh*	
	Min.	Max.
Ferme isolée (maison/ferme)	54	142
Hameau	31	172
Petit village	19	56

* Coûts d'investissement, d'exploitation et d'entretien sans coûts d'achat du courant proprement dit

Il apparaît que les coûts d'infrastructure varient nettement entre le type Maison/Ferme et le type Petit village, le type Hameau se situant entre ces deux valeurs - même si dans un cas particulier les coûts spécifiques par kWh ont carrément dépassé la valeur maximale affichée par le type Maison/Ferme.

c) Coûts d'un approvisionnement électrique hors réseau, décentralisé

Il convient de distinguer entre le stockage (p. ex. à l'aide de batteries) et la production de courant.

En ce qui concerne la production de courant, les techniques les plus diverses entrent en ligne de compte: moteurs à combustion, couplage chaleur-force, piles à combustible, énergie hydraulique, photovoltaïque ou éoliennes. Seules les techniques se prêtant à une utilisation à large échelle en Suisse ont été retenues. Ainsi, les auteurs ont volontairement ignoré les génératrices diesel sans stockage de courant pour des raisons qui tiennent à la sécurité d'approvisionnement et aux émissions polluantes.

Une estimation grossière des coûts révèle que, comparativement à un approvisionnement par le réseau, seules les techniques suivantes sont économiquement intéressantes et remplissent les exigences de qualité souhaitées:

- **Couplage chaleur-force, solution individuelle:** chaque immeuble dispose de sa propre source d'approvisionnement électrique.
- **Couplage chaleur-force/photovoltaïque, solution individuelle:** une installation photovoltaïque complète le système décrit précédemment.

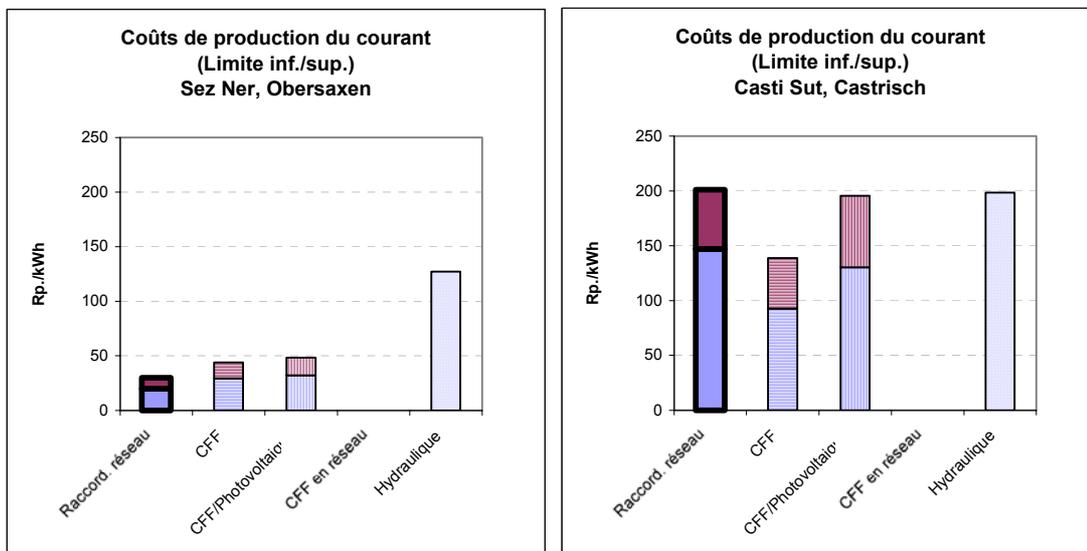
- **Couplage chaleur-force, solution en réseau:** le courant et la chaleur produits par une installation CCF sont distribués à tous les immeubles par le biais d'un réseau séparé et d'un réseau de chaleur à distance.
- **Energie hydraulique, solution en réseau:** dans tous les cas de figure, seule la solution en réseau s'avère économique. Cette solution ne change en rien l'approvisionnement de chaleur des immeubles.

Les coûts (investissements, exploitation, entretien et énergie) de ces quatre systèmes ont été évalués pour chaque cas de figure. Pour ce faire, les auteurs ont transposé les données disponibles concernant la consommation et les pointes de charge en prenant pour référence des objets immobiliers standard et estimé les coûts sur cette base. Les installations spéciales comme les télésièges ont été évaluées séparément.

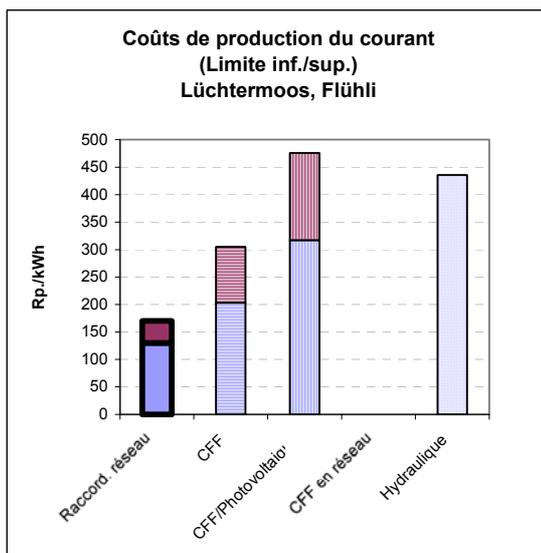
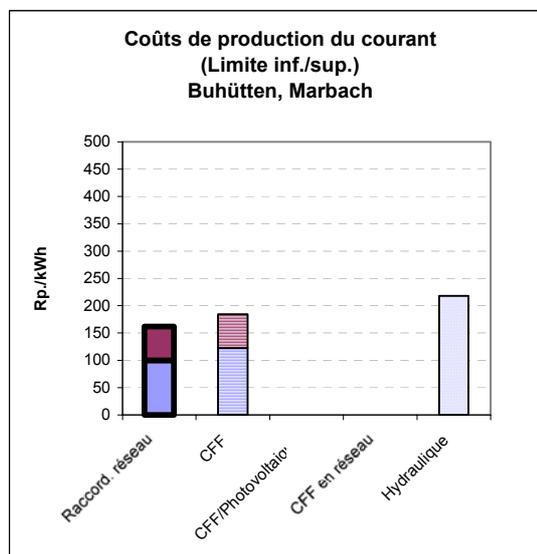
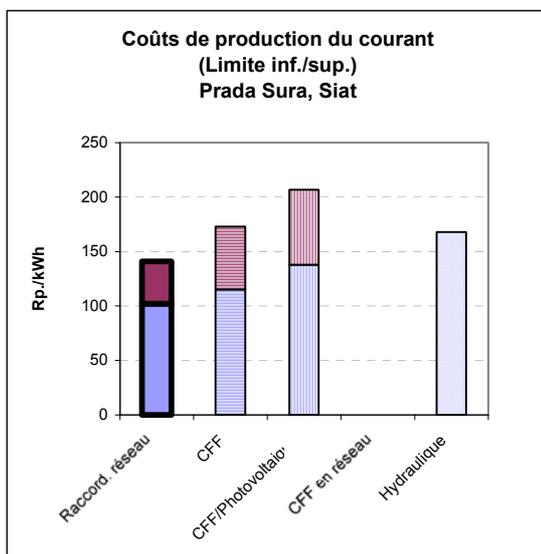
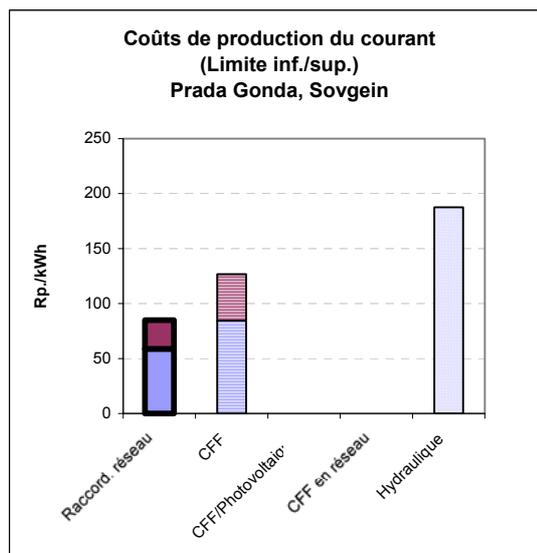
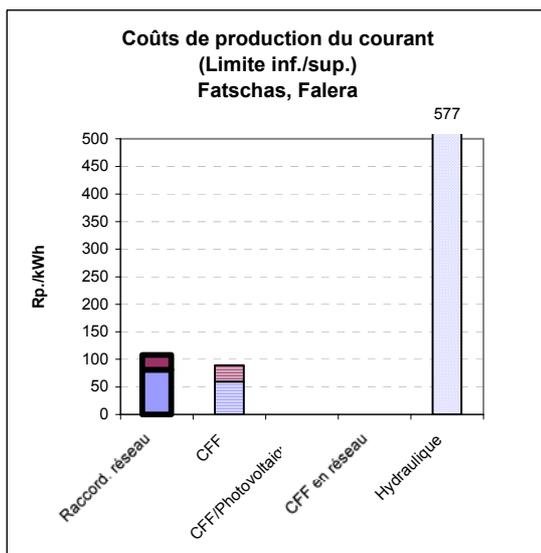
d) Comparaison de coûts entre approvisionnement par le réseau et approvisionnement hors réseau

Les Graphiques 2 à 4 présentent une **comparaison des coûts** pour tous les cas de figure et toutes les techniques retenues. Les données englobent les frais d'amortissement (amortissement et service de l'intérêt), ainsi que les coûts d'investissement, d'exploitation, d'entretien et d'énergie. Dans le cas de l'approvisionnement par le réseau, on a pris en compte un prix d'achat du courant proprement dit variant entre 5 (minimum) et 10 ct/kWh (maximum).

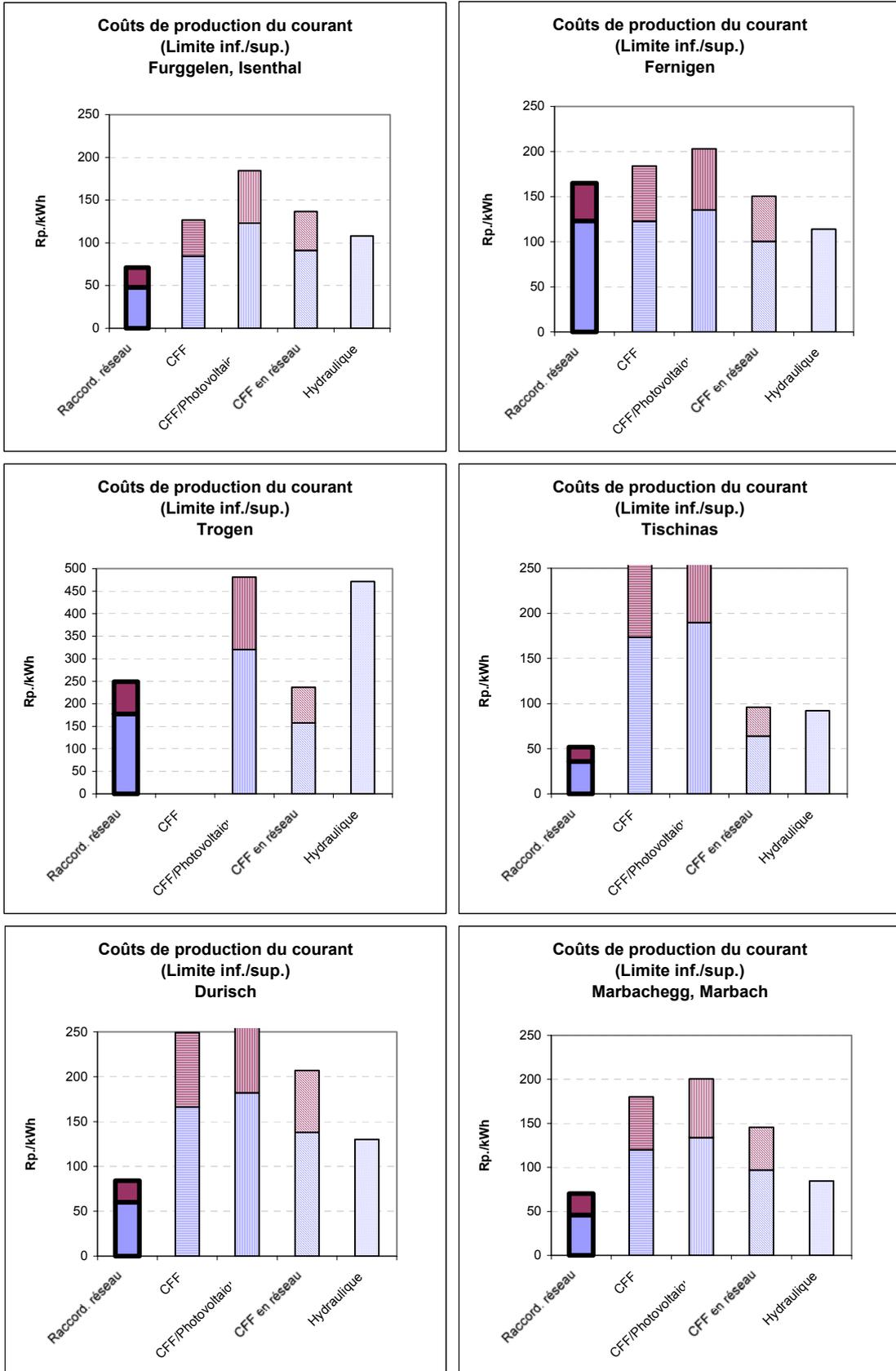
Graphique 2: Comparaison de coûts pour le type «Maison/ferme»



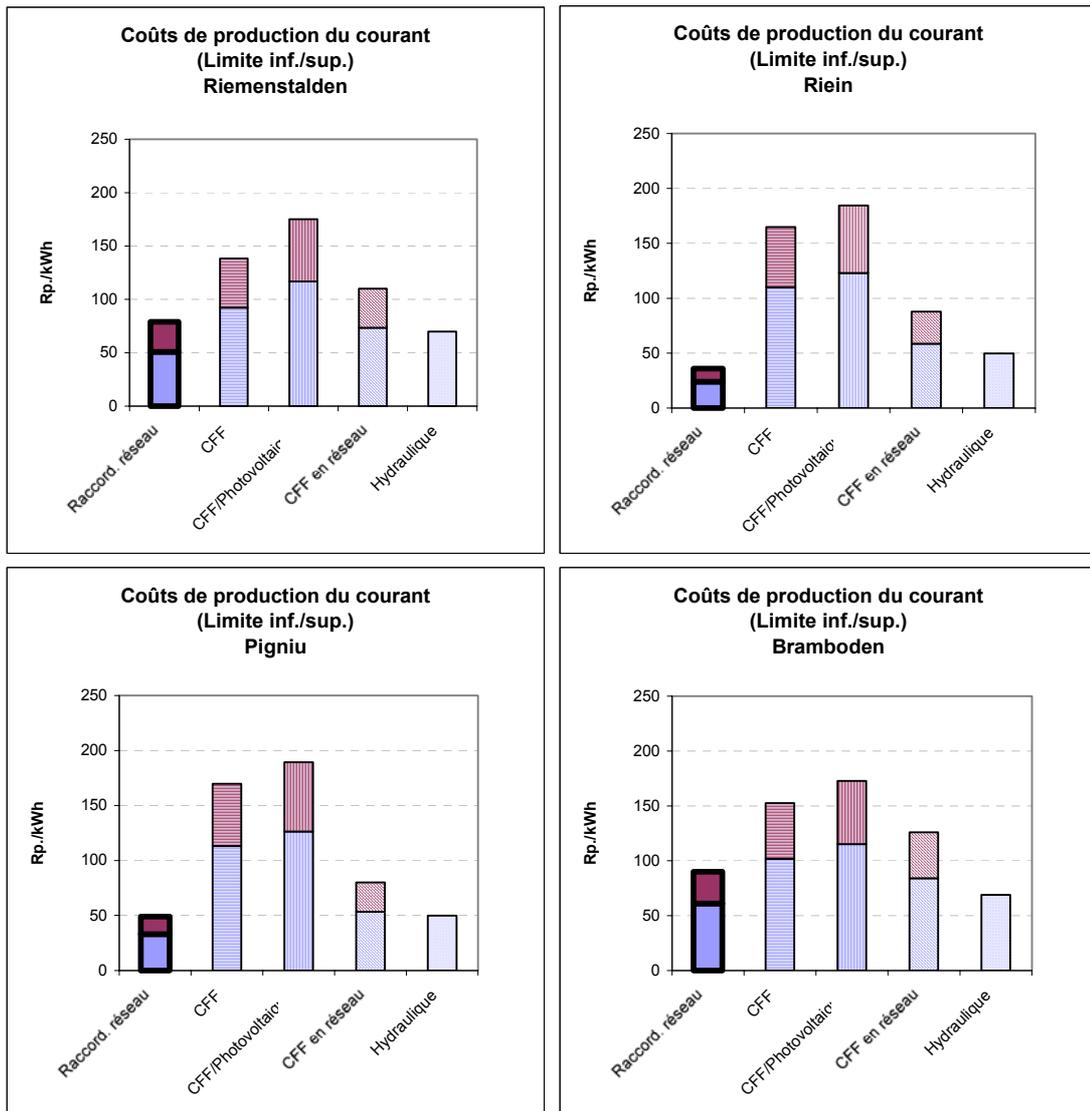
Les deux segments du bâton donnent les limites inférieure et supérieure des coûts d'approvisionnement.



Graphique 3: Comparaison des coûts pour le type «Hameau»



Graphique 4: Comparaison des coûts pour le type Petit village



L'étude montre qu'avec les techniques actuelles et si les conditions sont favorables, les coûts des installations de production décentralisée d'électricité sont comparables à ceux entraînés par un approvisionnement par le réseau:

- Pour plusieurs **objets immobiliers**, les coûts d'un approvisionnement décentralisé au moyen d'installations CCF se situent dans les environs de ceux d'un approvisionnement par le réseau.
- Pour deux **hameaux** seulement, les coûts de production de courant au moyen d'installations décentralisées sont équivalents ou inférieurs aux coûts d'un approvisionnement par le réseau.

- Pour certains **petits villages**, la solution énergie hydraulique vaut la peine d'être étudiée. Le CCF en réseau peut aussi dans certains cas s'avérer profitable.

Hormis les coûts, d'autres facteurs entrent en ligne de compte lorsqu'il s'agit d'évaluer convenablement les avantages et les inconvénients de l'un ou l'autre système. On signalera en particulier:

- **Qualité et sécurité de l'approvisionnement:** Afin de garantir un standard élevé, les solutions décentralisées, hors réseau devaient remplir des exigences sévères en matière de qualité et de sécurité de l'approvisionnement. Sous cet angle, elles se distinguent peu d'un approvisionnement par le réseau;
- **Critères environnementaux:** Leurs faibles taux d'utilisation plaident plutôt en défaveur des solutions décentralisées;
- **Capacités de réserve et coûts d'une augmentation de la puissance:** Sous cet aspect, l'approvisionnement par le réseau est nettement meilleur dans la mesure où il est possible de planifier une augmentation des capacités de réserve sans craindre une explosion des coûts;
- **Cycle d'investissement:** Les différences apparaissent surtout lorsqu'il s'agit de remplacer des installations. Quand les infrastructures sont déjà en place, les durées de vie inégales des divers éléments du réseau ne jouent pas en faveur d'un passage à des solutions décentralisées;
- **Effets de synergie:** là encore, le réseau tient nettement la corde, p. ex. en permettant d'utiliser les tranchées et les canalisations communes pour d'autres infrastructures (eau, eaux usées) ou pour les télécommunications (téléphone, télévision par câble);
- **Facteurs psychologiques:** l'effet positif en termes d'image des installations décentralisées (caractère innovant, indépendance, autonomie) est contrebalancé par l'effet d'isolement. Ainsi le passage à un approvisionnement autonome (donc le renoncement à un approvisionnement par le réseau) risque fort d'être perçu comme une volonté de «se couper du reste du monde» et d'apparaître comme étant le signe d'un manque de perspectives économiques et sociales.

En ce qui concerne les critères qualitatifs uniquement, le bilan de l'approvisionnement décentralisé est donc globalement négatif. Si l'on y ajoute le fait que les solutions hors réseau entraînent dans la plupart des cas des coûts de production plus élevés, il s'avère que de **celles-ci sont moins avantageuses** que l'approvisionnement par le réseau, du moins dans les conditions de coûts actuelles.

Potentiel de l'approvisionnement décentralisé en Suisse

Les résultats de la comparaison des coûts ont été utilisés pour définir trois modèles géographiques, dont le nombre de bâtiments et la distance par rapport à la zone d'habitation la plus proche (voir Tableau 2). Plus le nombre de bâtiments d'une aire donnée à raccorder est élevé, plus la distance par rapport à la zone d'habitation la plus proche doit être grande si l'on veut que la solution hors réseau s'avère rentable.

Tableau 2: Régions périphériques de Suisse aptes à mettre en œuvre des solutions d’approvisionnement hors réseau

	Maison / Ferme	Hameau	Petit village
Modèles de régions où les solutions hors réseau s'avéreraient rentables			
Nombre de bâtiments	1-2	3-10	11-25
Distance par rapport à la zone d'habitation la plus proche	> 800 m	> 1'500 m	> 2'200 m
Potentiel en Suisse			
Nombre de régions	2'164	78	14
Nombre de bâtiments	2'435	366	253

Ces modèles ont permis une évaluation informatisée du territoire urbain suisse. Les analyses montrent qu’en Suisse près de **3000 bâtiments** situés dans quelque **2300 régions périphériques** se prêteraient à un approvisionnement hors réseau (voir Tablette 2). La répartition des bâtiments et régions périphériques suivant le type d’habitat (Maison/Ferme, Hameau, Petit village) est également donnée dans le Tableau 2.

Le Graphique 5 montre la répartition géographique des régions périphériques.

- Ce sont dans les cantons de Berne, des Grisons et du Valais que l’on rencontre le plus de bâtiments situés dans les régions de type Maison/Ferme isolée.
- C’est dans le canton des Grisons que l’on rencontre comparativement le plus de bâtiments situés dans les régions périphériques de type Hameau.
- Le canton des Grisons est, avec le Valais, celui qui affiche le plus grand nombre de bâtiments situés dans les régions périphériques de type Petit village.
- Aucune analyse n’a pu être faite concernant les cantons de Zurich, de Genève et les deux Bâles, faute de données disponibles.

En complément à cette évaluation, les auteurs ont procédé à des analyses de sensibilité en variant la distance par rapport à la zone d’habitation la plus proche. S’il est apparu que la distance avait une incidence sur le nombre de bâtiments «périphériques», ces variations n’étaient toutefois pas suffisamment significatives pour infléchir les conclusions de l’analyse. Même si les progrès techniques futurs permettaient d’abaisser les coûts d’investissement et d’exploitation des unités de production décentralisée d’électricité et que la distance critique par rapport à la zone d’habitation la plus proche pouvait p. ex. être réduite de 25 %, on aboutirait à un potentiel de 7400 bâtiments, chiffre qui reste somme toute modeste.

Principe de causalité et approvisionnement énergétique

Dans le cas des solutions hors réseau, on peut considérer que le client supporte en règle générale l'ensemble des coûts d'investissement et d'exploitation. Ce qui n'est pas vrai pour l'approvisionnement par le réseau, puisque là, seuls certains coûts sont répercutés directement sur le client – sous forme de contributions aux frais de raccordement. Le reste des coûts est réparti entre tous les utilisateurs du réseau dans l'aire de desserte.

La part des coûts directs facturés au client est un élément important, non seulement sous l'angle d'une politique de l'habitat durable, mais aussi parce que ce facteur a un impact direct sur les chances de réussite commerciale des solutions hors réseau. Plus la part des coûts directs facturés est faible, plus celles-ci ont de la peine à faire leur place sur le marché.

Pour les besoins de l'étude, les auteurs ont réalisé une enquête auprès de 31 entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) qui alimentent en tout 431 000 bâtiments. Ils ont obtenu en substance les résultats suivants:

- L'écrasante majorité des EAE procède à un décompte individuel lorsqu'il s'agit de calculer la contribution aux frais de raccordement en dehors des zones à bâtir. Cette pratique peut être interprétée comme l'indice d'une application partielle du principe de causalité.
- La couverture des coûts d'investissement varie d'une EAE à l'autre. Un quart d'entre elles ont admis que la contribution aux frais de raccordement couvrirait moins de 70 % des coûts d'investissement. Seulement une EAE sur deux environ affiche un taux de couverture des coûts supérieur à 90 %.

Dans l'ensemble, on s'aperçoit qu'une partie seulement des **coûts d'investissement** contractés en dehors des zones à bâtir est facturée à ceux qui les occasionnent. Il faut en outre ajouter que les entreprises renoncent le plus souvent à faire un décompte individuel des contributions pour les zones périphériques situées dans une zone à bâtir. De même, les **coûts d'exploitation et d'entretien**, qui dans certains des cas examinés dans la présente étude dépassent largement 0.50 CHF/kWh, n'entrent pas dans le calcul des contributions aux frais de raccordement.

La répercussion des frais de raccordement sur les clients n'offre a priori pas une garantie absolue contre les risques de mitage du territoire, surtout si ces frais ne sont pas payés par le client lui-même mais dans une large mesure par des tiers (p. ex. par l'Aide suisse aux montagnards ou le fonds réservé aux améliorations structurelles dans l'agriculture).

Evolution des coûts d'un approvisionnement décentralisé en électricité

Il est tout à fait probable que les évolutions techniques permettront de réduire de manière décisive le coût d'un approvisionnement électrique hors réseau. Le développement en particulier des piles à combustible devrait permettre de réaliser des progrès notables, puisque dans ce cas un accumulateur n'est nécessaire que pour les brèves périodes de pointes de puissance et celles plus longues où la demande est très faible. Des supercondensateurs à longue durée de vie constituent par exemple une solution efficace. Un système combinant

pires à combustible et supercondensateurs réduirait de moitié au moins les coûts de production par rapport aux systèmes actuels.

L'approvisionnement hors réseau serait ainsi attractif, en particulier pour les immeubles isolés. De plus, les piles à combustible sont extrêmement peu polluantes, très silencieuses et peuvent être étendues relativement facilement par l'ajout de modules, ce qui ouvre de nouvelles perspectives en matière d'approvisionnement décentralisé en électricité. Les piles à combustible ne seront toutefois pas disponibles sur le marché avant une dizaine d'années.

Les potentiels sont d'autant plus intéressants que l'approvisionnement autonome en électricité connaît un développement très dynamique dans toutes les régions du monde non desservies par un réseau électrique. La Suisse dispose là d'atouts importants, puisqu'elle est à la pointe du développement technologique en la matière. Pour les exploiter, il lui faut néanmoins créer un marché intérieur et encourager la recherche et le développement.

Perspectives et recommandations

Vu les conditions de coûts actuelles, le potentiel des sources d'approvisionnement hors réseau peut être qualifié de minime en Suisse: une solution économique serait envisageable pour quelque 3000 bâtiments seulement situés dans près de 2300 régions périphériques. On s'attend à ce que les coûts baissent sensiblement dans les dix prochaines années, avant tout pour les solutions CCF, avec l'arrivée de nouvelles technologies (pires à combustible et supercondensateurs). Suivant l'objet immobilier considéré, la diminution des coûts de production pourrait varier entre 40 ct./kWh et 160 ct./kWh. Dans ces conditions, les solutions CCF représenteraient une alternative économiquement intéressante à l'approvisionnement par le réseau, surtout pour des objets isolés.

Indépendamment de ces évolutions futures, l'étude aboutit aux recommandations et aux pistes d'action suivantes:

- **Examiner les solutions hors réseau en procédant à une comparaison sommaire des coûts:** Si l'objet considéré correspond à l'un des trois idéal-types (ferme isolée, hameau, petit village) et qu'il est situé à une distance suffisante de la ligne moyenne tension la plus proche, il vaut alors la peine de comparer sommairement les coûts.
- **Les contributions de tiers** (p. ex. par l'Aide suisse aux montagnards ou le fonds réservé aux améliorations structurelles dans l'agriculture) **ne doivent intervenir qu'après la comparaison des coûts:** les contributions de tiers aux coûts de l'approvisionnement hors réseau dans les régions périphériques devraient être versées:
 - 1) indépendamment de la solution choisie (hors réseau / par le réseau)
 - 2) une fois que la comparaison des coûts entre l'une et l'autre solution aura été réalisée.
- **Extension du principe de causalité:** si, pour des raisons liées à la politique régionale, les régions périphériques ne bénéficient pas de subventions croisées, il conviendrait alors d'étendre le principe de causalité:
 - Décompte individuel systématique des frais de raccordement hors des zones à bâtir;

- Application du principe de causalité hors des zones à bâtir;
- Relèvement du degré de couverture des coûts;
- Intégration des coûts d'exploitation et d'entretien dans la facturation des coûts.
- **Développement de systèmes hors réseau / améliorer l'acceptance au sein de la population:** les mesures suivantes permettraient d'améliorer l'accueil réservé à ces systèmes:
 - Encourager la recherche et le développement portant sur les systèmes intégrés et l'application de nouvelles technologies (piles à combustible, supercondensateurs);
 - Réaliser des installations pilotes;
 - Créer un climat de confiance dans la mesure où l'EAE apparaît en tant que contracteur;

Confier l'exploitation et l'entretien de l'installation décentralisée à l'EAE moyennant participation aux frais.

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Die Stromversorgung in sogenannten dezentralen Gebieten erhält auf Grund der Forderung nach der Einführung kostengerechter Gebühren (Raumplanungsgesetz) zunehmende Aufmerksamkeit. Heute ist die Stromversorgung durch folgende Fakten und Vermutungen charakterisiert:

- Die Versorgung erfolgt meist über netzgekoppelte Anlagen. Die Erstellung, der Ausbau und der Unterhalt der Anschlüsse und Leitungen in dezentralen Siedlungen ist im Vergleich zu zentralen Siedlungstypen wesentlich teurer.
- Es ist zu vermuten, dass die hohen Kosten in vielen Fällen nicht voll den Verursachern belastet werden. Die Tarif- resp. Preissysteme für die Anlastung der Erschliessungskosten sind sehr unterschiedlich. Es besteht keine klare Abgrenzung zwischen den Kosten, welche über Durchleitungspreise, und Kosten, welche über Anschlusspreise zu finanzieren sind.
- Diese vermutlich nicht verursachergerechte Preispolitik führt zu einer finanziellen Umverteilung unter den StromkonsumentInnen und setzt problematische Anreize für Entscheide über die Standortwahl und die Wahl des Energieversorgungssystems.
- Die technischen Alternativen zu den netzgebundenen Lösungen haben sich in letzter Zeit punkto Kosten, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit stark verbessert.
- Es besteht die Arbeitshypothese, dass in vielen Fällen dezentrale, netzunabhängige Versorgungssysteme vorteilhaft sind, aber u.a. wegen der Preispolitik bei den Anschlüssen nicht zum Zuge kommen.

1.2 Zielsetzung

Das **Ziel** der Studie ist, die Möglichkeiten und Auswirkungen einer verstärkt netzunabhängigen Stromversorgung in dezentralen Gebieten zu prüfen und Vorschläge für Umsetzungsmassnahmen zu unterbreiten, die kostengünstige sowie raumplanerisch und ökologisch verträgliche Lösungen fördern.

Die Kernfragen können wie folgt zusammengefasst werden:

- Wie hoch sind die Kosten für die leitungsgebundene Stromversorgung dezentraler Gebiete? Inwieweit werden die Kosten durch Anschlusspreise (Anschlussgebühren) gedeckt?
- Welches sind die technischen Möglichkeiten für eine netzunabhängige Stromversorgung? Wie sind deren Kosten und Marktpotenziale, und welche Auswirkungen auf die Umwelt und die Versorgungssicherheit bringen sie mit sich?
- Welche Massnahmen und Regelungen sind zweckmässig, um finanziell, ökologisch und raumplanerisch vorteilhaften Lösungen zum Durchbruch zu verhelfen?

1.3 Aufbau des Berichts

In **Kapitel 2** wird auf den Begriff der dezentralen Gebiete eingegangen. Dazu werden aus Sicht der Stromversorgung die kostenrelevanten Faktoren identifiziert und typische Charakteristiken für Gebiete mit hohen Stromerschliessungskosten hergeleitet. Diese „Idealtypen“ werden mit den bestehenden raumplanerischen Kategorien (Bauzone, ausserhalb Bauzone, Streugebiet usw.) verglichen. Dabei zeigt sich, dass mit den bestehenden raumplanerischen Kategorien die dezentralen Gebiete mit vergleichsweise hohen Stromerschliessungskosten nicht ausreichend gut erfasst werden können. Daher muss mit konkreten Fallbeispielen gearbeitet werden.

In **Kapitel 3** werden die Fallbeispiele vorgestellt. Nebst der Erläuterung des generellen Auswahlkonzepts folgt auch eine Kurzbeschreibung aller Fallbeispiele.

In **Kapitel 4** werden die Kosten der netzabhängigen Stromerschliessung für die einzelnen Fallbeispiele ermittelt. Dazu wird in Abschnitt 4.1 das Erhebungs- und Berechnungskonzept vorgestellt. Die Ergebnisse zu den Fallbeispielen mit den spezifischen Kostensätzen pro kWh sind in Abschnitt 4.2 enthalten.

In **Kapitel 5** werden die Kosten der dezentralen Stromerzeugung berechnet. Nach einem kurzen Überblick über bestehende netzunabhängige Versorgungsanlagen (Abschnitt 5.1) werden in Abschnitt 5.2 die hohen Anforderungen an die Technologien einer dezentralen, netzunabhängigen Stromversorgung festgelegt. Abschnitt 5.3 enthält einen Überblick über die Kosten verfügbarer System der dezentralen Stromerzeugung. In Abschnitt 5.4 werden für die einzelnen Fallbeispiele die Kosten der dezentralen Stromversorgung konkret berechnet und vorgestellt.

In **Kapitel 6** wird der Vergleich zwischen der netzabhängigen Stromversorgung mit den netzunabhängigen, dezentralen Lösungen vorgenommen. Dazu wird in Abschnitt 6.1 ein Überblick über die Vergleichskriterien gegeben. Anschliessend folgt in Abschnitt 6.2 der betriebswirtschaftliche Kostenvergleich und in Abschnitt 6.3 die qualitative Beurteilung der übrigen Vergleichskriterien. In Abschnitt 6.4 werden die Vergleichsergebnisse zusammengefasst und gewürdigt.

Ausgehend vom Kostenvergleich zwischen netzabhängiger und netzunabhängiger Stromversorgung, wird in **Kapitel 7** eine Abschätzung des Potenzials der dezentralen Energieversorgung bei den heutigen Kostenverhältnissen vorgenommen (Abschnitt 7.1). Abschnitt 7.2 enthält einen Ausblick in die Kostenentwicklung dezentraler Lösungen in der Zukunft.

In **Kapitel 8** wird der Frage nachgegangen in welchem Ausmass die Netzerschliessungskosten den Kunden weiterverrechnet werden und ob bei der Verrechnungspraxis allenfalls Unterschiede zwischen Netzerschliessungen innerhalb und ausserhalb der Bauzone festzustellen sind.

Kapitel 9 enthält eine Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse sowie Empfehlungen für die Zukunft.

In den **Anhängen A bis F** werden verschiedene Detailinformationen zu den verwendeten Datengrundlagen sowie den Auswertungsverfahren vorgestellt.

1.4 Vorgehen und Dank

Zwei Zwischenberichte sowie der Schlussberichtsentswurf wurden der Begleitgruppe und dem Auftraggeber an insgesamt drei Sitzungen vorgestellt. Die zahlreichen und wertvollen Anregungen wurden soweit wie möglich in die Berichte integriert.

Allen Personen und Institutionen, welche die Untersuchung in irgendeiner Form unterstützt haben, danken wir an dieser Stelle bestens. Besonderer Dank gilt den Elektrizitätsversorgungsunternehmen aurax enregia ag (Aurax), Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW) und Elektrizitätswerk Altdorf (EWA), welche uns mit detaillierten Kostendaten und wichtigen Zusatzinformationen zu den Fallbeispielen bedient haben.

2 Dezentrale Gebiete aus Sicht der Stromerschliessung

2.1 Grundüberlegungen

Ausgangspunkt der Untersuchung ist die Arbeitshypothese, dass die Erstellung, der Ausbau und der Unterhalt der netzabhängigen Stromerschliessung in dezentralen Gebieten teurer ist als in zentralen Siedlungstypen. Dabei stellen sich zwei Fragen:

- Was ist unter dezentralen Gebieten zu verstehen?
- Weshalb soll die Erschliessung von dezentralen Gebieten teurer sein, was sind die kostentreibenden Faktoren der Netzversorgung?

Im Folgenden wollen wir auf diese beiden Fragen eingehen und damit eine grobe Auslegung für die weiteren Untersuchungsschritte in den Kapiteln 3 und 4 schaffen.

2.2 Die Stromerschliessung in der Schweiz

2.2.1 Die netzabhängige Stromversorgung – kurzer Überblick

In der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft sind rund 1'000 Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU)¹ tätig, bei denen es sich zu etwa 90 Prozent um regionale und lokale Stromverteiler handelt, denen auf der anderen Seite der Grössenskala die 10 schweizerischen Überlandwerke gegenüber stehen, welche Betreiber der Höchstspannungsnetze sind.² Regionale und lokale Verteiler kaufen Strom von der jeweils vorgelagerten Stufe. Regionale Stromverteiler verkaufen den Strom entweder direkt an den Endverbraucher und betreiben dazu ein Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz (z.B. das Elektrizitätswerk des Kantons Zürich, EKZ) oder fungieren als Zwischenhändler, welche an lokale Verteiler verkaufen. Solche Zwischenhändler betreiben dafür ein Hochspannungsnetz und besitzen teilweise auch eigene Kraftwerke (z.B. die Aargauischen Elektrizitätswerke, AEW). Die grösste Gruppe sind lokale Verteiler, welche Strom von regionalen Zwischenhändlern beziehen und an den Endverbraucher verkaufen. Dazu betreiben sie ein eigenes Mittel- und Niederspannungsnetz für die Feinverteilung (z.B. Städtische Werke von Frauenfeld). Einige lokale Verteiler betreiben ebenfalls Kraftwerke.

¹ Unter dem Begriff „Elektrizitätsversorgungsunternehmen“ werden im Folgenden Netzbetreiber bzw. Verteiler verstanden. Ob diese gleichzeitig auch noch Erzeuger sind, ist für die Fragestellung nicht relevant. Reine Energieerzeuger ohne eigenes Netz fallen nicht darunter.

² VSE NeDat (2002): Die Betreiber des Höchstspannungsnetzes in der Schweiz: Aare Tessin AG für Elektrizität (ATEL), Nordostschweizerische Kraftwerke (NOK), Bernische Kraftwerke (BKW), Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg (EGL), Energie Ouest Suisse (EOS), Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ), Centralschweizerische Kraftwerke (CKW), Kraftwerke Hinterrhein, Rätia Energie AG, Engadiner Kraftwerke.

Tabelle 2-1: Elektrizitätsverteilung in der Schweiz 1995

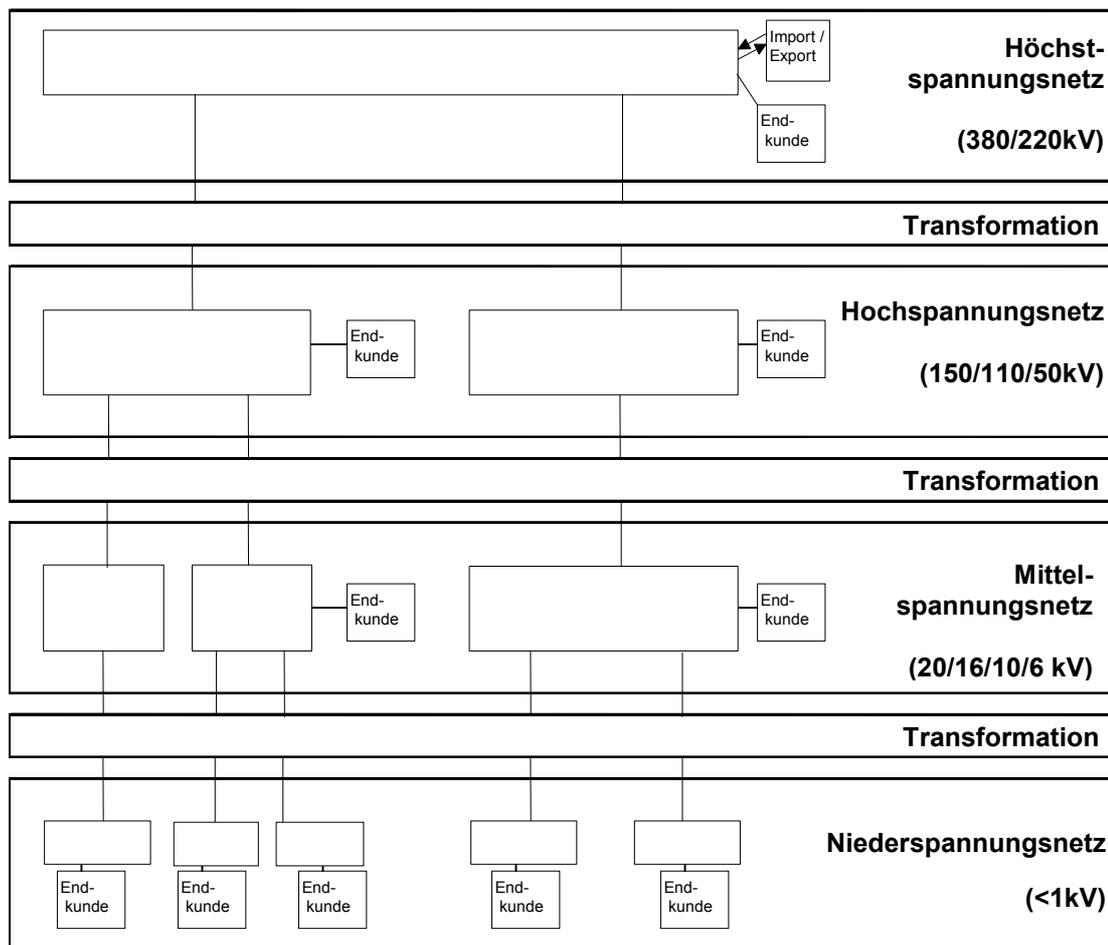
	Anzahl Verteiler	Marktanteil der 3 (10) grössten Ver- teiler	Stromkunden pro Verteiler	Stromumsatz pro Verteiler (in GWh)
Elektrizitätsverteilung Schweiz	1000	28% (40%)	4000	48

Quelle: Vaterlaus/Wild (2001), Die schweizerische Elektrizitätswirtschaft vor der Marktöffnung, S. 193.

Im schweizerischen Netzsystem können insgesamt vier Spannungsebenen und drei Transformationsebenen unterschieden werden (vgl. Grafik 2-1):

- Höchstspannungsnetz: 380/220 kV (Übertragungsnetz)
- Transformation vom Höchstspannungsnetz auf das Hochspannungsnetz
- Hochspannungsnetz (HS): 150/110/50 kV (überregionales Verteilnetz)
- Transformation vom Hochspannungsnetz auf das Mittelspannungsnetz
- Mittelspannungsnetz (MS): 20/16/10/6 kV (regionales Verteilnetz)
- Transformation vom Mittelspannungsnetz auf das Niederspannungsnetz
- Niederspannungsnetz (NS): <1 kV (lokales Verteilnetz)

Grafik 2-1: Das Netzsystem in der Schweiz



Quelle: VSE (1998), Info 3/98: Entschädigungsmodell für die Durchleitung

Im Rahmen dieser Fragestellung – Erschliessungskosten in dezentralen Gebieten – interessieren uns die Kostenunterschiede auf der kleinräumlichen Ebene, also die Feinverteilung auf der regionalen und lokalen Ebene. Es stehen daher das Mittel- und Niederspannungsnetz im Vordergrund, weil die Versorgung nicht-industrieller Endkunden i.d.R. auf diesen Spannungsebenen erfolgt. Auf die weitere Charakterisierung typischer Endverbraucher in dezentralen Gebieten wird in den nachfolgenden Abschnitten eingegangen.

2.2.2 Bedeutsame Kostenfaktoren

Die Ergebnisse früherer Untersuchungen³ und Gespräche mit Fachleuten von EVU weisen darauf hin, dass die Erschliessungskosten vor allem durch folgende Faktoren beeinflusst werden:

- Kostenrelevant sind die Anzahl Meter **Mittel- und Niederspannungsleitungen**, wobei jeweils zwischen Kabel (Leitung und Grabarbeiten) und Freileitung (Leitung und Masten) zu unterscheiden ist. Bei den Freileitungen wird zusätzlich zwischen den Regelleitungen und den Weitspannleitungen unterschieden. Die Distanz zwischen den Masten beträgt bei einer Regelleitung ca. 35 bis 40 Meter, bei einer Weitspannleitung über 50 Meter. Zwar benötigen letztere dadurch weniger Masten pro Distanzeinheit, doch müssen diese wegen dem Durchhangen höher und stärker konstruiert werden, was auch zusätzliche Abspannvorrichtungen bedingt. Insgesamt ist eine Weitspannleitung teurer als eine Regelleitung.
- Erschliessung mit **Mittelspannung oder Niederspannung**: Mit Niederspannung können nur Gebiete im Radius von rund 300-500 m von der nächsten Trafostation erschlossen werden. In den übrigen Fällen muss zur Vermeidung grosser Leistungsverluste mit Mittelspannung das Gebäude „angefahren“ werden.⁴ Die Erschliessungskosten pro Längeneinheit sind bei Mittel- höher als bei Niederspannung.
- Zur Transformation von Mittel- auf Niederspannung werden **Transformatoren** benötigt. Relevant ist neben der Anzahl auch deren Art, ob es sich also um eine Maststation oder einen Trafo in einem eigenen Gebäude handelt.
- Grundsätzlich haben auch die **Topographie** und der Baugrund einen direkten Einfluss auf die Kosten der Netzerschliessung und den Netunterhalt. Beispielsweise kann sich auf Grund der Topographie der Bau einer teureren Weitspannleitung als notwendig erweisen. Einen Kostenfaktor für die Unterhaltskosten stellen auch weitere umweltbedingte Faktoren dar: Witterungsbedingte Unterhaltskosten können auf Grund von direkten und indirekten Beschädigungen durch Wind, Lawinen oder weiteren Naturereignissen in einzelnen Gebieten signifikant höher ausfallen.

Bei einer Umrechnung in Erschliessungskosten pro kWh wird neben den obigen Kostenfaktoren der Stromverbrauch zu einer weiteren zentralen Grösse.⁵ Ein hoher Stromverbrauch wird entweder durch industrielle Endnachfrager oder viele Kleinkonsumenten erreicht. In dezentralen Gebieten sind typischerweise nur wenige, nicht-industrielle Endverbraucher an eine Leitung angeschlossen. Dies führt zu hohen Erschliessungskosten pro Anschluss und pro kWh.

³ Ecoplan (2000) Siedlungsentwicklung und Infrastrukturkosten. S. 86-102.

⁴ In Einzelfällen können Gebäude mit einer Distanz bis ca. 1 km zur nächsten Trafostation auch mit 1 kV Niederspannungsleitungen erschlossen werden. Allerdings müssen dabei bedeutende Leistungsverluste in Kauf genommen werden, so dass sich diese Art der Erschliessung nur für wenige Sonderfälle (z.B. Ferienhaus mit geringem Ausbaustandard und dementsprechend geringer Leistungsspitze) eignet.

⁵ Vgl. Wild (2001), Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung.

2.3 Dezentrale Gebiete mit hohen Erschliessungskosten

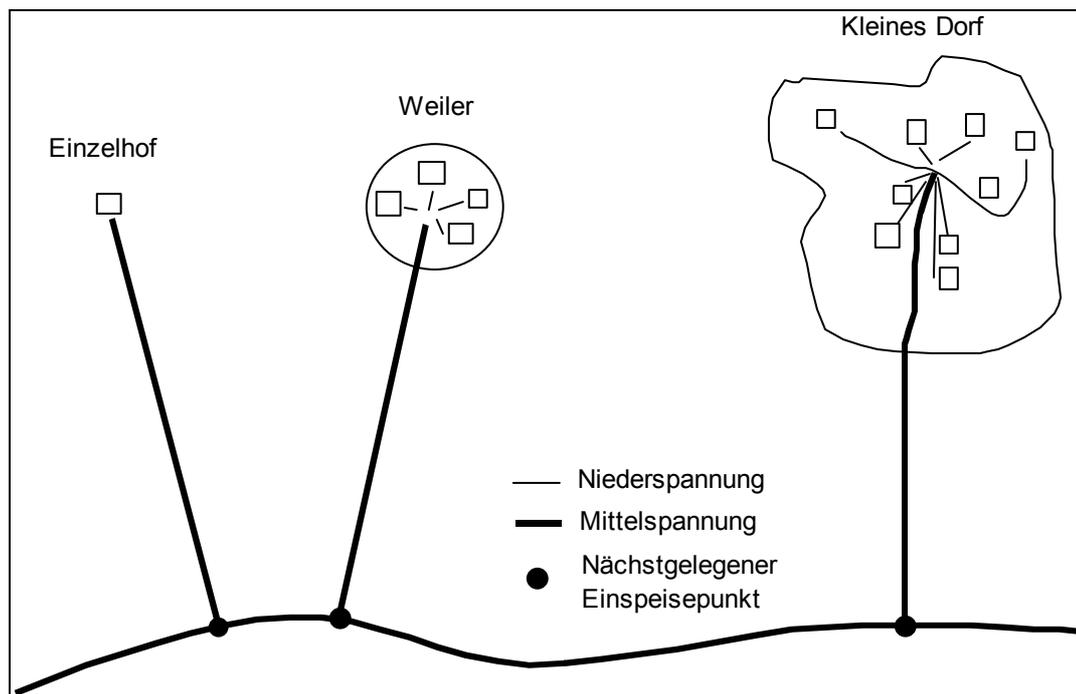
Fasst man die als bedeutsam identifizierten Kostenfaktoren zusammen, dann können **dezentrale Gebiete** mit hohen Erschliessungskosten wie folgt umschrieben werden: Es handelt sich um Gebiete,

- welche **weit abgelegen von** der nächsten **Trafostation** liegen,
- bei denen eine **grosse Distanz zum nächsten Mittelspannungsanschluss** überwunden werden muss
- und die eine **geringe Besiedlungsdichte** aufweisen.

Angelehnt an diese Charakteristiken lassen sich folgende Idealtypen konstruieren (vgl. Grafik 2-2):

- Der Typus „**abgelegener Einzelhof**“ bzw. „**Haus/Hof**“ (1 bis 2 Häuser) ist mindestens 300 m von der nächsten bestehenden Mittelspannungsleitung bzw. Trafostation entfernt gelegen und muss daher mit einer Mittelspannungsleitung (Stichleitung) versorgt werden. Neben der Distanz zur nächsten bestehenden Leitung können auch technische Geräte, wie der Einsatz einer Melkmaschine, die Versorgung mit Mittelspannung bedingen. Zu den Erschliessungskosten des Einzelhofes gehören dabei die Investitions- und Unterhaltskosten von der bestehenden Leitung weg bis und mit Hausanschluss.⁶ Dies umfasst i.d.R. neben der Leitung auch den Hausanschluss (Kasten), den Zähler sowie einen zusätzlichen Trafo zur Umwandlung der Mittelspannung auf die Niederspannung.
- Der Typus „**Weiler**“ ist ein Ort mit 3 bis 10 bewohnten Gebäuden. Wegen der abgelegenen Lage erfolgt die Versorgung ab bestehender Mittelspannungsleitung ebenfalls als Stichleitung. Als Kosten werden dem Weiler alle Investitions-, Betriebs- und Unterhaltskosten zugerechnet, welche ab dem Einspeisepunkt ins bestehende Netz anfallen. Zu den Kostenfaktoren des Typus „Einzelhof“ kommen noch die Niederspannungsleitungen zwischen der Trafostation und den einzelnen Hausanschlüssen dazu. Im Gegenzug existieren mehrere Endkonsumenten, auf welche die Stromerschliessungskosten aufgeteilt werden können.
- Der Typus „**kleines Dorf**“ umfasst bis ca. 200 Einwohner bzw. 11 bis 25 bewohnte Gebäude und liegt geografisch ebenfalls derartig, dass eine Versorgung per Stichleitung vorgenommen wird. Die Kostenfaktoren werden analog zu den beiden anderen Typen angeordnet.

⁶ In einem ersten Schritt werden die Erschliessungskosten ermittelt. Wie diese Kosten den Verursachern (hier Einzelhof) angelastet werden, ist Gegenstand einer späteren Untersuchungsphase.

Grafik 2-2: Fallbeispiele dezentraler Gebiete aus Sicht der Stromerschliessung

Anmerkung: Die Stichleitung (Mittelspannung) verbindet das Objekt (Einzelhof, Weiler, kleines Dorf) mit dem nächstgelegenen Einspeisepunkt (Verbindung zu bestehender Mittelspannungsleitung).

Im Hinblick auf die Auswahl der Fallbeispiele sowie einer allfälligen Abschätzung der gesamtschweizerischen Erschliessungskosten stellt sich die Frage, ob diese Definition der Idealtypen von dezentralen Gebieten mit den bekannten raumplanerischen Kategorien übereinstimmt. Auf diese Frage gehen wir im folgenden Abschnitt ein.

2.4 Raumplanerische Kategorien: Begriffe bei Kantonen und Bund

Zur Beantwortung der Frage, ob bestehende raumplanerische Kategorien mit den drei Typen dezentraler Gebiete der Stromversorgung übereinstimmen, sind zunächst folgende Punkte zu klären:

- Welche Begriffe werden zur Beschreibung abgelegener Gebiete in der Raumplanung verwendet?
- Gibt es bezüglich der Verwendung interkantonale Unterschiede?

Die Abklärung basiert auf Gesprächen mit Experten der jeweiligen kantonalen und eidgenössischen Stellen.⁷

Der Begriff „dezentrale Gebiete“ wird in der Raumplanung weder auf Bundesebene (Bundesamt für Raumplanung, ARE), noch bei den Kantonen (BE, GR, LU, VS), noch beim Fachverband VLP (Schweizerische Vereinigung für Landesplanung)⁸ verwendet. Verschiedene weitere raumplanerische Fachbegriffe weisen jedoch in dieselbe Richtung. Deshalb werden folgende Begriffe hinsichtlich ihrer unterschiedlichen Verwendung untersucht:⁹

- Baugebiet
- Bauzonen
- Siedlungsgebiet
- Streusiedlung
- Weiler

Im nachfolgenden Überblick wird an Hand ausgewählter Kantone und der Handhabung beim Bundesamt für Raumentwicklung aufgezeigt, dass die Begriffe recht unterschiedlich verwendet werden (vgl. dazu auch die Zusammenstellung in der nachfolgenden Tabelle 2-2).

⁷ Gespräche vom 23.04.02. Bund/Bundesamt für Raumplanung: Herr F. Baumgartner, Kt. Bern/Amt für Gemeinden und Raumordnung: Herr J. Rüedi, Kt. Graubünden/Amt für Raumplanung: Herr Ludmann, Kt. Luzern/Raumplanungsamt: Herr R. Frischknecht, Kt. Wallis/Dienststelle für Raumplanung: Herr E. Bonani.

⁸ Der Begriff „dezentrale Gebiete“ ist auch nicht in der Broschüre der Schweizerischen Vereinigung für Landesplanung (1996) „Begriffe zur Raumplanung“ enthalten.

⁹ Der Begriff „Netzgebiet“ wird als Exkurs behandelt, da es sich dabei um einen Begriff der Stromwirtschaft handelt und nicht um eine raumplanerische Kategorie.

Tabelle 2-2: Überblick Verwendung raumplanerischer Begriffe

Begriffe	ARE	BE	GR	LU	VS
Dezentrale Gebiete	Keine Verwendung				
Baugebiet	Keine Verwendung				Überbegriff: fasst alle Typen von Bauzonen zusammen
Bauzonen	Von den Gemeinden definiert				
Siedlungsgebiet	Wird weitgehend vermieden	Bauzone plus Gebiete mit Siedlungsansatz	Dauersiedlungsgebiet plus temporäres Siedlungsgebiet	Bauzonen plus reserviertes Baugebiet	Bauzone plus Bauten ausserhalb Bauzone
Streusiedlung	Historisch gewachsen: einzelne Bauten/Höfe	Im kant. Richtplan definiert	Keine Verwendung	Im kant. Richtplan: Voralpine Hügel- / Berggebiete	Keine Verwendung
Weiler (Art. 33 RPV)	Hofgruppen	Mind. 5 bewohnte Gebäude, keine Neubauten; selbe 3 Typen wie LU	Weiler nach Art. 33 RPV werden Erhaltungszonen genannt	3 Typen: 1) landw. Weiler (keine Bauzone) 2) Weiler (Bauzone) 3) Kleinsiedlungen (Bauzone)	3 Typen: 1) Erhaltungszone 2) Weilerzone 3) Maiensässzone

Der Begriff „**Baugebiet**“ wird nur im Kanton Wallis verwendet und fasst als Überbegriff alle unterschiedlichen Typen von Bauzonen zusammen.

Bauzonen sind sowohl auf Bundes- wie auch Kantonsebene klar definiert, nämlich gemäss dem Zonenplan der Gemeinden. Bauzonen sind rechtlich verbindlich.

Beim ARE wird der Begriff „**Siedlungsgebiet**“ weitgehend vermieden, während im Kanton Bern darunter alle Bauzonen plus Gebiete mit Siedlungsansatz verstanden werden. Graubünden unterscheidet u.a. in Bezug auf den Tourismus Dauersiedlungsgebiet und temporäres Siedlungsgebiet. Im Kanton Luzern umfasst das Siedlungsgebiet Bauzonen und reserviertes Bauland (mittelfristig zur Überbauung vorgesehen), im Wallis die Bauzonen plus Bauten ausserhalb der Bauzonen. Als Fazit lässt sich folgern, dass „Siedlungsgebiet“ sehr heterogen verwendet wird.

Eine **Streusiedlung** ist nach dem ARE eine historisch gewachsene Besiedelung durch einzelne Bauten, meist Bauernhöfe. Im Kanton Luzern sind Streusiedlungsgebiete im kantonalen Richtplan ausgeschieden. Es werden voralpine Hügelgebiete und auch Berggebiete subsummiert. In solchen Gebieten wird vorwiegend Viehwirtschaft betrieben; ein Beispiel hierfür bildet das Napfgebiet. Auch im Kanton Bern sind Streusiedlungsgebiete im kantonalen Richtplan ausgeschieden. Der Kanton Bern macht dadurch explizit von den vom Bund vorgesehenen erweiterten Nutzungsmöglichkeiten in Streusiedlungsgebieten Gebrauch (Art. 39 Abs. 1

RPV¹⁰). In Graubünden wird der Begriff in der Praxis nicht verwendet, er ist aber als mögliche Kategorie im Richtplan vorgesehen. Im Wallis findet der Begriff keine Verwendung. Zusammenfassend enthält eine Streusiedlung gemäss ARE und den beiden Nicht-Bergkantonen BE und LU wichtige Elemente, die auch für die zu wählenden Fallbeispiele zutreffen sollten: einzelne Bauten in voralpinen Hügellgebieten.

Weiler- oder Erhaltungszonen können gemäss Art. 33 RPV im kantonalen Richtplan zur Erhaltung von Kleinsiedlungen ausgedehnt werden. Beim ARE werden darunter insbesondere lockere Gruppen von Bauernhöfen verstanden. Im Kanton Bern hat ein Weiler mindestens fünf bewohnte Gebäude zu umfassen, Neubauten sind nicht erlaubt. Weilerzonen gemäss Art. 18 RPG / Art. 33 RPV sind im kantonalen Richtplan festgelegt. Die Raumplanungsämter der Kantone Bern und Luzern unterscheiden landwirtschaftliche Weiler (ausserhalb der Bauzone), Weiler und Kleinsiedlungen (beide in der Bauzone gelegen). Im Wallis werden nach Art. 33 RPV Erhaltungs-, Weiler- und Maiensässzonen ausgedehnt. Ähnlich wie bei den Streusiedlungen, weisen Weilerzonen zentrale Eigenschaften der zu untersuchenden Fallbeispiele auf: Es handelt sich um kleine Siedlungen ohne Grossnachfrager (Verbot von Neubauten), welche teilweise auch ausserhalb der Bauzone und somit wahrscheinlich weitab grösserer überbauter Gebiete liegen.

Tabelle 2-3: Abgrenzungskriterien für Weilerzonen am Beispiel des Kantons Bern

Der Weiler ist ein traditionell eigenständiger Ort.

Der Weiler besitzt einen geschlossenen Siedlungsansatz:

- Mindestens 5 ganzjährig bewohnte, nicht landwirtschaftliche Gebäude
- Bauten liegen in der Regel weniger als 20 bis 30 m voneinander entfernt.

Der Weiler hat eine durchmischte Bevölkerung. Ausgesprochen landwirtschaftliche Weiler sind der Landwirtschaftszone zuzuweisen.

Keine entgegenstehenden Interessen von Natur- und Landschaftsschutz vorhanden.

Die Weilerzone liegt in der Regel mindestens 2 km von Hauptsiedlungsgebiet entfernt.

Aktive Landwirtschaftsbetriebe innerhalb eines Weilers müssen nicht grundsätzlich der Weilerzone zugewiesen werden.

Die Erschliessung mit öffentlichen Verkehrsmitteln sollte gewährleistet sein.

Im Weiler ist in der Regel eine Versorgungs- oder zentralörtliche Einrichtung vorhanden.

Quelle: Richtplan Kanton Bern, Massnahmenblatt K1_03.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Begriff „dezentrale Gebiete“ in der Raumplanung nicht verwendet wird. Soll er über bestehende raumplanerische Begriffe definiert werden, so sollten diese zumindest in mehreren Kantonen einheitlich verwendet werden. Für

¹⁰ Für interessierte LeserInnen sind die wichtigsten Bestimmungen aus dem Raumplanungsgesetz und aus der Raumplanungsverordnung im Zusammenhang mit dezentralen Gebieten am Schluss dieses Abschnitts in einem kurzen Exkurs zusammengefasst.

die praktische Anwendbarkeit ist es zudem erforderlich, dass gewisse vergleichbare Daten dazu vorliegen. Am ehesten ist dies der Fall, wenn unter dezentralen Gebieten **Bauten ausserhalb der Bauzonen, Streusiedlungen** oder **Weilerzonen** verstanden werden. Nachfolgend wird auf die Problematik einer solchen Definition eingegangen.

Exkurs: gesetzliche Grundlagen

Bundesgesetz über die Raumplanung (Raumplanungsgesetz, RPG)

vom 22. Juni 1979 (Stand am 22. August 2000)

Art. 8 Mindestinhalt der Richtpläne

Richtpläne zeigen mindestens

- a. wie die raumwirksamen Tätigkeiten im Hinblick auf die anzustrebende Entwicklung aufeinander abgestimmt sind;
- b. in welcher zeitlichen Folge und mit welchen Mitteln vorgesehen ist, die Aufgaben zu erfüllen.

Art. 15 Bauzonen

Bauzonen umfassen Land, das sich für die Überbauung eignet und

- a. weitgehend überbaut ist oder
- b. voraussichtlich innert 15 Jahren benötigt und erschlossen wird.

Art. 18 Weitere Zonen und Gebiete

¹ Das kantonale Recht kann weitere Nutzungszonen vorsehen.

² Es kann Vorschriften enthalten über Gebiete, deren Nutzung noch nicht bestimmt ist oder denen eine bestimmte Nutzung erst später zugelassen wird.

³ Das Waldareal ist durch die Forstgesetzgebung umschrieben und geschützt.

Raumplanungsverordnung (RPV)

vom 28. Juni 2000 (Stand am 22. August 2000)

Art. 33

Zur Erhaltung bestehender Kleinsiedlungen ausserhalb der Bauzonen können besondere Zonen nach Artikel 18 RPG, beispielsweise Weiler- oder Erhaltungszonen, bezeichnet werden, wenn der kantonale Richtplan (Art. 8 RPG) dies in der Karte oder im Text vorsieht.

Art. 39 Abs. 1 Bauten in Streusiedlungsgebieten und landschaftsprägende Bauten

¹ In Gebieten mit traditioneller Streubauweise, die im kantonalen Richtplan räumlich festgelegt sind und in denen die Dauerbesiedelung im Hinblick auf die anzustrebende räumliche Entwicklung gestärkt werden soll, können die Kantone als standortgebunden (Art. 24 Bst. a RPG) bewilligen:

- a. die Änderung der Nutzung bestehender Bauten, die Wohnungen enthalten, zu landwirtschaftsfremden Wohnzwecken, wenn sie nach der Änderung ganzjährig bewohnt werden;
- b. die Änderung der Nutzung bestehender Bauten oder Gebäudekomplexe, die Wohnungen enthalten, zu Zwecken des örtlichen Kleingewerbes (beispielsweise Käsereien, Holzverarbeitende Betriebe, mechanische Werkstätten, Schlossereien, Detailhandelsläden, Wirtshäuser); der Gewereteil darf in der Regel nicht mehr als die Hälfte der Baute oder des Gebäudekomplexes beanspruchen.

² [...]

³ Bewilligungen nach diesem Artikel dürfen nur erteilt werden, wenn:

- a. [...]
- b. [...]
- c. [...]
- d. höchstens eine geringfügige Erweiterung der bestehenden Erschliessung notwendig ist und sämtliche Infrastrukturkosten, die im Zusammenhang mit der vollständigen Zweckänderung anfallen, auf den Eigentümer überwält werden;

e. [...]

f. [...]

Art. 43 Zonenwidrig gewordene gewerbliche Bauten und Anlagen

¹ Zweckänderungen und Erweiterungen von zonenwidrig gewordenen gewerblichen Bauten und Anlagen, können bewilligt werden, wenn:

a. [...]

b. [...]

c. [...]

d. [...]

e. sämtliche Infrastrukturkosten, die im Zusammenhang mit der Zweckänderung der Bauten und Anlagen anfallen, auf den Eigentümer überwält werden;

f. [...]

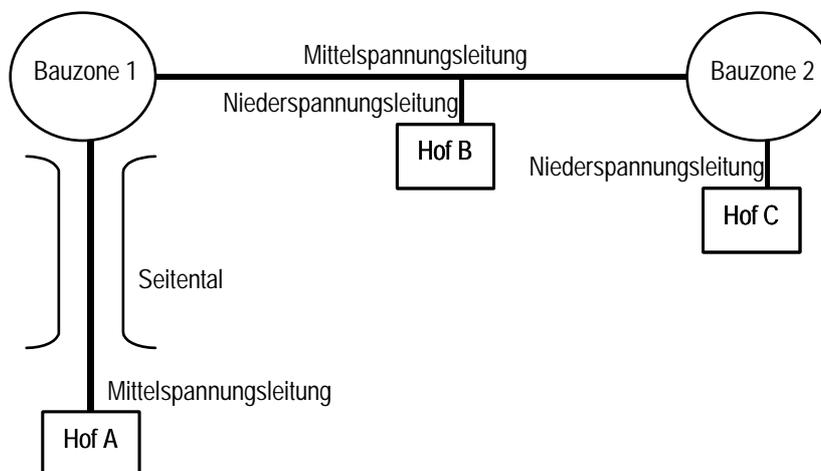
² [...]³ [...]

2.5 Können dezentrale Gebiete mit bekannten Kategorien der Raumplanung gleichgesetzt werden?

2.5.1 Bauten innerhalb bzw. ausserhalb von Bauzonen

Gemäss Tabelle 2-2 wird in allen untersuchten Kantonen zwischen Bauzone bzw. Nicht-Bauzone unterschieden. Art. 15 RPG definiert zudem den Begriff allgemein verbindlich. Aus dieser Definition folgt direkt, dass ausserhalb von Bauzonen nirgendwo dichte Besiedelung vorzufinden ist. Trotzdem kann nicht davon ausgegangen werden, dass bei solchen Bauten generell mit hohen Stromerschliessungskosten zu rechnen ist. An Hand der folgenden hypothetischen Fallbeispiele lässt sich leicht zeigen, dass je nach Lage des Gebäudes, die Erschliessungskosten völlig unterschiedlich sein können.

Grafik 2-3: Beispiel Bauten innerhalb bzw. ausserhalb von Bauzonen



Bei den hypothetischen Bauten A, B und C handelt es sich um Einzelhöfe, welche ausserhalb der Bauzone in der Landwirtschaftszone liegen. A und B befinden sich je 3 km vom nächsten Siedlungsgebiet entfernt. Die beiden Höfe unterscheiden sich in folgender Hinsicht: Hof B liegt ziemlich genau zwischen zwei Dörfern, welche über eine Mittelspannungsleitung miteinander verbunden sind. Diese Leitung führt nahe am Hof B vorbei. Der Hausanschluss kann mit einer kurzen Niederspannungsleitung erfolgen, welche über eine Masttrafostation an die bestehende Leitung angeschlossen wird. Der einzige grössere Kostenpunkt liegt bei der Masttrafostation, welche exklusiv für Hof B benötigt wird. Hof A hingegen liegt weit hinten in einem kleinen Seitental, 3 km von der letzten Siedlung entfernt. Zur Erschliessung von Hof A ist somit zusätzlich zur Masttrafostation eine 3 km lange Mittelspannungsleitung notwendig. Die Investitions-, Betriebs- und Unterhaltskosten dieser Leitung fallen zusätzlich zu den Kosten für die Trafostation an. Bei gleichem Leistungsbezug sind die effektiven Stromkosten für Hof A somit um etliches höher als für Hof B, obwohl beide ausserhalb der Bauzonen liegen. Noch günstiger als die Erschliessung des Hofes B fällt diejenige von Hof C aus, welcher nur 300 m ausserhalb der Bauzone liegt. Ohne eigene Trafostation kann Hof C vom lokalen Niederspannungsnetz aus direkt mit einer Niederspannungs-Stichleitung versorgt werden.

Die drei fiktiven Fallbeispiele zeigen auf, dass für die Erschliessung eines einzelnen Gebäudes ausserhalb der Bauzone im einen Extremfall eine lange Mittelspannungsleitung gebaut werden muss (Hof A), im anderen Extremfall keine höheren Erschliessungskosten entstehen als bei Gebäuden innerhalb der Bauzone (Hof C).

2.5.2 Bauten in Weilerzonen und Streusiedlungsgebieten

Wie Tabelle 2-2 entnommen werden kann, werden auch die Kategorien „Weiler“ sowie „Streusiedlungsgebiet“ in mehreren Kantonen verwendet. Eine gewisse Einheitlichkeit der kantonsspezifischen Verwendungsart garantiert deren Definition im Bundesrecht: Weilerzonen sind im Art. 33 RPV charakterisiert, Streusiedlungsgebiete in Art. 39 Abs. 1 RPV. Basierend auf den entsprechenden gesetzlichen Grundlagen finden sich beispielhaft für den Kanton Bern die konkreten Abgrenzungskriterien für Weilerzonen in Tabelle 2-3. Die Abgrenzungskriterien für Streusiedlungsgebiete sind in Tabelle 2-4 kurz skizziert. Sie beziehen sich wiederum exemplarisch auf den Kanton Bern.

Damit im Kanton Bern ein traditionelles Streubaugebiet als Streusiedlungsgebiet im kantonalen Richtplan ausgeschieden wird, darf es nicht im Bereich von Agglomerationen oder gut erschlossenen Talböden liegen. Eine zentrale Eigenschaft eines Streusiedlungsgebiets sind die in Art. 39 Abs. 1 RPV vorgesehenen Umnutzungsmöglichkeiten, welche insbesondere landwirtschaftsfremde Wohnzwecke ermöglichen. Damit in einem Streusiedlungsgebiet auch diese Umnutzungsmöglichkeiten wahrgenommen werden können, muss es dauerhaft besiedelt sein.

Tabelle 2-4: Abgrenzungskriterien für Streusiedlungsgebiete am Beispiel des Kantons Bern

Abgrenzungskriterien	Erläuterung
Dauersiedlungsgebiet	Die in Art. 39 Abs. 1 RPV vorgesehenen Umnutzungsmöglichkeiten, welche insbesondere Umnutzung zu Wohnraum beinhalten sind auf Dauersiedlungsgebiete beschränkt.
Traditionelle Streubaugebiete	Richtgrössen für die jeweiligen Regionen: – Höhere Juralagen: bis 10 Gebäude pro km ² Produktionsfläche – Mittelland/höheres Mittelland: ca. 6-12 Höfe pro km ² Produktionsfläche – Nordalpiner Raum: 50-60 Gebäude pro km ² Produktionsfläche
Gut erschlossene Talböden ausgrenzen	Agglomerationen und gut erschlossene Talböden, welche einem mässigen bis hohen Wachstumsdruck ausgesetzt sind, müssen deutlich vom in seiner räumlichen Entwicklung zu stärkenden Streusiedlungsgebiet abgegrenzt werden.

Quelle: Richtplan Kanton Bern, Massnahmenblatt K1_02.

Die Definition von dezentralen Gebieten als Weilerzone bzw. Streusiedlungsgebiet weist hingegen dieselbe Problematik auf wie in Abschnitt 2.5.1 beschrieben: Zur sicheren Versorgung dicht besiedelter Gebiete ist ein Leitungsnetz notwendig, welches im Idealfall im Bereich grösserer Siedlungen gewisse Redundanz aufweist. Allein diese Tatsache ergibt ein dichtes Netz an Stromleitungen in der Schweiz, wovon teilweise auch abgelegene Siedlungen wie Weiler oder Streusiedlungen profitieren können. Liegen Weiler oder Streusiedlungen zufälligerweise nahe einer bestehenden Mittelspannungsleitung, so sind die Erschliessungskosten nicht besonders hoch.

Analog zum Beispiel von Bauten innerhalb bzw. ausserhalb von Bauzonen ist weniger die raumplanerische Kategorie, als vielmehr die Distanz zur nächsten bestehenden Leitung kostenrelevant.

Exkurs: Das Netzgebiet

Nebst den vorangehenden raumplanerischen Kategorien ist bei der Diskussion zur Strommarktöffnung mit dem „Netzgebiet“ ein neuer Gebietsbegriff eingeführt worden. Wie die nachstehende Ausführungen zeigen, ist aber auch dieser Begriff nicht geeignet, um dezentrale Gebiete eindeutig zu lokalisieren.

Gemäss der Botschaft zum EMG wurde „als Netzgebiet [...] grundsätzlich die räumliche Ausdehnung des Netzes einer Netzbetreiberin über ein Gebiet [bezeichnet], in welchem Endverbraucherinnen und –verbraucher an dieses Netz angeschlossen sind.“¹¹ Das BFE ging davon aus, dass der heutige Status quo zur konkreten räumlichen Abgrenzung der Netzge-

¹¹ Schweizerischer Bundesrat (1999), Botschaft zum Elektrizitätsmarktgesetz, S. 7437.

biere übernommen worden wäre. Das heutige Siedlungsgebiet, worunter das BFE Bauzonen „und weitere Siedlungen“ versteht, wäre als Fläche zum Netzgebiet bestimmt worden.¹² Dezentrale Gebiete, welche strommässig bereits erschlossen sind, wären bei dieser Abgrenzung auch zum „Netzgebiet“ gezählt worden. Somit würde auch eine Unterscheidung „innerhalb oder ausserhalb des Netzgebietes“ kein verlässliches Kriterium für ein dezentrales Gebiet darstellen.

2.6 Fazit

Aus den obigen Überlegungen lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Für dezentrale Gebiete gibt es keine raumplanerischen Kategorien, welche diesen Begriff für unserer Zwecke geeignet abdecken würden. Eine Unterscheidung in Bauzone bzw. Nicht-Bauzone oder die Definition von dezentralen Gebieten als Weiler oder Streusiedlung kann hinsichtlich der Leitungskosten zwar erste Anhaltspunkte für dezentrale Gebiete liefern, muss aber in vielen Fällen nicht unbedingt mit hohen Erschliessungskosten verbunden sein.
- Nicht die raumplanerische Kategorie, sondern die Distanz zur nächsten bestehenden Mittelspannungsleitung ist kostenrelevant.¹³

Raumplanerische Kategorien helfen für diese Fragestellung kaum weiter, weil mit ihnen höchstens auf der Ebene von Durchschnittskosten Aussagen über die Erschliessungskosten gemacht werden können. Für den Kostenvergleich zwischen netzabhängiger und netzunabhängiger Versorgung reicht eine Durchschnittsbetrachtung nicht aus. Vielmehr muss dieser Vergleich für verlässliche Aussagen auf der Stufe konkreter Fallbeispiele vorgenommen werden. Bei der Auswahl der Fallbeispiele ist selbstverständlich darauf zu achten, dass mit diesen Beispielen das Potenzial möglicher rentabler netzunabhängiger Alternativen möglichst gut erfasst wird.

Das von raumplanerischen Kategorien losgelöste Konzept der Fallbeispiele bedeutet nicht, dass die Raumplankategorien in einer späteren Untersuchungsphase nicht trotzdem von Bedeutung sein können. Sollte sich nämlich zeigen, dass es zur netzabhängigen Versorgung rentable, netzunabhängige Alternativen gibt, so stellt sich die Frage, mit welchen Rahmenbedingungen (z.B. durch die Erhebung von korrekten Anschlussgebühren bei der netzabhängigen Versorgung) diesen Alternativen zum Markterfolg verholfen werden kann. Bei der Herleitung solcher Rahmenbedingungen können raumplanerische Kategorien (z.B. Abstufung der Anschlussgebühren nach Bau- und Nichtbauzone usw.) hilfreich sein.

¹² Gemäss telefonischer Auskunft von Herrn R. Tami (BFE).

¹³ Um Strom von einer nahen Hochspannungsleitung zu beziehen, benötigt ein durchschnittlicher Endverbraucher die Transformation durch ein Unterwerk. Die Kosten für ein Unterwerk sind viel zu hoch, als dass sich ein direkter Strombezug von einer nahen Hochspannungsleitung für einen oder nur wenige Kleinverbraucher wirtschaftlich lohnen würde.

3 Fallbeispiele

3.1 Grundüberlegungen zur Auswahl der Fallbeispiele

Die vorangehenden Überlegungen haben aufgezeigt, dass die Distanz zur nächsten bestehenden Mittelspannungsleitung das zentrale Kriterium zur Auswahl der Fallbeispiele darstellt und der zusätzliche Einbezug raumplanerischer Kategorien kaum dienlich zur Festlegung von Fallbeispielen ist. Die Auswahl der Fallbeispiele basiert daher auf den drei Typen dezentraler Gebiete gemäss Kapitel 2.3. Ein dezentrales Gebiet umfasst demnach

- ein alleinstehendes Haus oder Hof,
- einen Weiler mit 2 bis 10 Häusern
- oder ein kleines Dorf.

Zusätzlich zu dieser Typisierung haben wir uns bei der Auswahl der Fallbeispiele auch auf voralpine Hügelgebiet und das Berggebiet begrenzt. Dies aus den folgenden Überlegungen:

- Abklärungen mit EVU aus dem Mittelland haben ergeben, dass in ihren Versorgungsgebieten kaum mit Erschliessungsdistanzen zum bestehenden Mittelspannungsnetz zu rechnen ist, bei welchen dezentrale Gebiete vermutet werden.
- Zusätzlich ist davon auszugehen, dass aufgrund der topographischen Verhältnisse der Bau von Leitungen im Hügel- oder Berggebiet besonders teuer sein kann.¹⁴ Auch beim Unterhalt ist wegen den starken Witterungseinflüssen mit einem vergleichsweise hohen Aufwand zu rechnen.

Die Kostenfaktoren „Distanz zum bestehenden Mittelspannungsnetz“ und „Topographie zwischen dem Einspeisepunkt und dem dezentral gelegenen Objekt“ werden somit zu wichtigen Kriterien für die Auswahl der Fallbeispiele. Die geforderte grosse Distanz zum bestehenden Mittelspannungsnetz und die Lage im Hügel- oder Berggebiet gewährleisten, dass wir mit grosser Sicherheit auf die besonders kostenintensiven Fallbeispiele stossen. Damit wird gleichzeitig sichergestellt, dass mit der Wahl der Fallbeispiele auch netzunabhängige Versorgungstechnologien eine Chance erhalten, welche auf einem eher hohen Kostenniveau einzuordnen sind.

Die konkrete Auswahl der Fallbeispiele fand in Zusammenarbeit mit den Fachleuten (Netzingenieure o.ä.) der entsprechenden EVU statt. Innerhalb der Typen Haus/Hof, Weiler, Dorf wurde darauf geachtet, dass eine gute Abstufung der untersuchten Distanzen zum nächstgelegene Einspeisepunkt erreicht wurde.

¹⁴ Selbstverständlich kann der Bau von Leitungen auch in städtischen Gebieten besonders teuer sein (Öffnen von Strassen, Unterqueren von Anlagen, Ausweichen gegenüber anderen Leitungssystemen usw.) (vgl. dazu z.B. Ecoplan (2000), Siedlungsentwicklung und Infrastrukturkosten, S. 90). Diese hochverdichteten Gebiete sind aber im Zusammenhang mit der vorliegenden Fragestellung nicht von Interesse.

3.2 Beschreibung der Fallbeispiele

Ein wichtiges Merkmal bei der Beschreibung der Fallbeispiele und insbesondere bei den folgenden Berechnungen ist der Stromverbrauch pro Jahr. In einigen Fällen fällt dieser auf Grund von Elektroheizungen besonders hoch aus. Weil mit dezentralen Lösungen tendenziell eher teurer Strom produziert wird, lohnt sich eine netzunabhängige Versorgung bei Objekten mit Elektroheizung kaum. Daher haben wir bei den Fallbeispielen mit Elektroheizung einen fiktiven Stromverbrauch ohne Elektroheizung berechnet. Die Berechnung der Erschliessungskosten und der anschliessende Vergleich mit dezentralen Lösungen erfolgt somit ausschliesslich mit diesen korrigierten Werten. Auch für die übrigen Fallbeispiele verwenden wir nicht die Werte von den EVU, sondern rechnen mit denselben Standardwerten, die wir auch für die Korrektur des Elektroheizungsverbrauchs verwenden.¹⁵

Ergänzend zur folgenden Beschreibung der Fallbeispiele finden sich im Anhang C: Karten Fallbeispiele entsprechende Situationspläne.

3.2.1 Fallbeispiele im Netzgebiet des Elektrizitätswerks Altdorf (EWA)

Die nachfolgenden vier Fallbeispiele stammen alle aus dem Kanton Uri und liegen im Netzgebiet des Elektrizitätswerks Altdorf (EWA). In der Tabelle 3-1 finden sich einige Kennzahlen zum EWA:

Tabelle 3-1: Kennzahlen Elektrizitätswerk Altdorf (EWA)

Versorgte Einwohner im Netzgebiet	29'366	
Anzahl Zähler / Anschlüsse im Netzgebiet	19'400 / 9'600	
Netzlänge Mittel- und Niederspannung in km	1'259.6	
Netzlänge pro Einwohner in m	42.9	
Stromverbrauch	2000/01	1999/00
Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft, Dienstleistungen in Mio. kWh	142.8	143.7
Industrie in Mio. kWh	71.9	72.1
Nationalstrasse inkl. Baustrom in Mio. kWh	16.1	13.4
Total in Mio. kWh	230.8	229.2
Totalverbrauch pro Zähler in kWh	11'897	11'814
Verbrauch Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft, Dienstleistungen pro alle Zähler in kWh	7'361	7'407

Quelle: EWA, Facts und Figures 2000/2001.

Als regionaler Produzent und Verteiler verfügt das EWA über sechs eigene Wasserkraftwerke und ist an einem weiteren beteiligt. Diese sieben Wasserkraftwerke erbringen eine mittlere

¹⁵ Vgl. Abschnitt 5.3.2.

Produktion von 230.4 Mio. kWh pro Jahr. Darüber hinaus bezieht das EWA Strom auf der Hochspannungsebene von den Centralschweizerischen Kraftwerken (CKW) und von Kleinproduzenten. Das EWA besitzt eigene Hoch-, Mittel- und Niederspannungsleitungen, womit es das Gebiet des Kantons Uri mit Strom versorgt.

a) Fallbeispiel 1: Furggelen, Isenthal (UR)

Das Fallbeispiel Furggelen im Isenthal entspricht dem Typus „Weiler“ (vgl. Kapitel 2.3). Furggelen ist noch nicht an das Stromnetz angeschlossen¹⁶, es handelt sich demnach um ein Projekt für eine Neuerschliessung.

Das Isenthal ist ein Ost-/Westtal, ausgehend von der Isleten am Vierwaldstättersee. Auf einer Höhe von ca. 800 m.ü.M. liegt das Dorf Isenthal. Von diesem Dorf führt ein weiteres Seitental Richtung Westen, das Grosstal. Dieses Seitental wurde neu mit elektrischer Energie erschlossen. Vom Weiler Wissig/Weid nach Norden liegt auf der Höhe von ca. 1200 m.ü.M. das Gebiet Furggelen. Dort wohnen zwei Familien ganzjährig und leben von der Landwirtschaft. Erschlossen ist Furggelen durch eine Luftseilbahn mit dem Antriebsmotor in der Bergstation.

Tabelle 3-2: Eckpunkte Fallbeispiel Furggelen, Isenthal (UR)

Bezeichnung	Furggelen
Elektrizitätswerk	Altdorf, EWA
Anzahl angeschlossene Gebäude	6
Anzahl angeschlossene Einwohner	ca. 8
Installierte Leistung in kVA ¹⁷	100
Bezogene Strommenge pro Jahr in kWh	45'000 ¹⁸
Distanz zur nächsten bestehenden Leitung (Laufmeter benötigtes Kabel MS/NS)	1'780

Das Gebiet Furggelen soll mit elektrischer Energie erschlossen werden. Ab der bestehenden 15 kV Leitung im Weiler Wissig/Weid wird eine 15 kV Stichleitung Richtung Furggelen erstellt und in der Nähe der Bergstation eine Stangentrafostation errichtet. Ab dieser Trafostation werden die Objekte via Frei- und Kabelleitung mit 0.4 kV versorgt.¹⁹

¹⁶ Stand 29. Mai 2002.

¹⁷ Die Angaben zur installierten Leistung bezieht sich bei allen Fallbeispielen auf die Leistung der vorgelagerten Trafostation.

¹⁸ Stromverbrauch gemäss EWA: 48'200 kWh pro Jahr. In diesem und den folgenden Fallbeispielen rechnen wir mit korrigierten Werten (vgl. Einleitung zu Kapitel 3.2).

¹⁹ Weitere Details zu diesem und allen folgenden Fallbeispielen sind im Anhang B: Rohdaten Fallbeispiele angeführt.

b) Fallbeispiel 2: Fernigen, Meiental (UR)

Das Fallbeispiel Fernigen im Meiental entspricht dem Typus „Weiler“ (vgl. Kapitel 2.3). Der Weiler Fernigen ist heute über eine Freileitung mit elektrischer Energie versorgt.²⁰ Um die Erschliessung wintersicher zu gestalten soll die Freileitung ab Fürlai durch ein ca. 1'900 m langes 15 kV Kabel nach Fernigen ersetzt werden.

Von Wassen in nord-westlicher Richtung liegt das Meiental mit dem Dorf Meien und den Weilern Fürlai und Fernigen. Dieses Tal ist das ganze Jahr bewohnt, wie auch die beiden Weiler. Verkehrstechnisch erschlossen sind Fürlai und Fernigen durch die alte Sustenstrasse.

Tabelle 3-3: Eckpunkte Fallbeispiel Fernigen, Meiental (UR)

Bezeichnung	Fernigen
Elektrizitätswerk	Altdorf, EWA
Anzahl angeschlossene Gebäude	4
Anzahl angeschlossene Einwohner	ca. 12
Installierte Leistung in kVA	100
Bezogene Strommenge pro Jahr in kWh	18'000 ²¹
Distanz zur nächsten bestehenden Leitung (Laufmeter benötigtes Kabel MS/NS)	2'400

Für bei der Realisierung des Projekts Umstellung von Freileitung auf Kabel ist in Fernigen eine neue Stangentrafostation zu erstellen, ab welcher werden die Objekte mit bestehenden Niederspannungsfrei- und –kabelleitungen versorgt werden. Die Realisierung des Projektes ist noch unsicher.

c) Fallbeispiel 3: Trogen, Unterschächen (UR)

Das Fallbeispiel Trogen im Brunnital entspricht dem Typus „Weiler“ (vgl. Kapitel 2.3). Trogen ist noch nicht an das Stromnetz angeschlossen²², es handelt sich demnach um ein Projekt für eine Neuerschliessung.

Von Unterschächen Richtung Süd-Westen liegt das Brunnital mit einer Länge von ca. 4'500 m. In der Mitte dieses Tales auf der Ostseite liegt auf einem Plateau von 1'500 m.ü.M. die Alp Trogen. Dies Alp wird im Sommer wahren ca. 3 – 4 Monaten von fünf Eigentümern bewirtschaftet. Erschlossen ist Trogen durch eine Strasse via die Brunnialp.

²⁰ Stand 29. Mai 2002.

²¹ Stromverbrauch gemäss EWA: 28'800 kWh pro Jahr. In Fernigen sind Elektroheizungen installiert.

²² Stand 29. Mai 2002.

Tabelle 3-4: Eckpunkte Fallbeispiel Trogen, Unterschächen (UR)

Bezeichnung	Trogen
Elektrizitätswerk	Altdorf, EWA
Anzahl angeschlossene Gebäude	10
Anzahl angeschlossene Einwohner	ca. 20
Installierte Leistung in kVA	100
Bezogene Strommenge pro Jahr in kWh	Ca. 8'400
Distanz zur nächsten bestehenden Leitung (Laufmeter benötigtes Kabel MS/NS)	1'400

Auf Wunsch der Alpgenossenschaft wurde ein Erschliessungsprojekt für die Alp Trogen ausgearbeitet. Es sieht vor, von der bestehenden Trafostation bei der Talstation der „Seilbahn Sittlisalp“ eine 15 kV Freileitung zum Teil als Weitspann- bzw. Regelleitung zu bauen. Als Übergabepunkt wird dann eine Trafostation in Form eines Betonbaues erstellt. Von dieser Trafostation aus werden die Häuser via Kabelleitungen mit 0.4 kV Spannung versorgt. Die Realisierung des Projektes hängt davon ab, ob die Alpgenossenschaft entsprechende Finanzierungszusagen finden kann.

d) Fallbeispiel 4: Dorf Riemenstalden (UR)

Das Fallbeispiel Riemenstalden entspricht dem Typus „kleines Dorf“ (vgl. Kapitel 2.3). Das Dorf Riemenstalden ist bereits seit mehreren Jahrzehnten mit Elektrizität erschlossen. Es handelt sich demnach um ein Beispiel zum Aufzeigen der Kosten der bestehenden Erschliessung zu heutigen Preisen.

Tabelle 3-5: Eckpunkte Fallbeispiel Dorf Riemenstalden (UR)

Bezeichnung	Riemenstalden
Elektrizitätswerk	Altdorf, EWA
Anzahl angeschlossene Gebäude	17
Anzahl angeschlossene Einwohner	25
Installierte Leistung in kVA	160
Bezogene Strommenge pro Jahr in kWh	125'000 ²³
Distanz zur nächsten bestehenden Leitung (Laufmeter benötigtes Kabel MS/NS)	5'600

Das Dorf Riemenstalden liegt ca. 4 km östlich der rechten Urnerseeseite auf einer Höhe von ca. 1'000 m.ü.M. Erschlossen ist das Dorf durch eine Strasse ab dem Dorf Sisikon an der

²³ Stromverbrauch gemäss EWA: 140'000 kWh pro Jahr.

Axenstrasse. Riemenstalden besitzt ein eigenes Schulhaus, eine Gemeindeverwaltung und ein Gasthaus.

Das Dorf Riemenstalden ist bereits seit mehreren Jahrzehnten mit Elektrizität erschlossen. An Hand dieses Beispiels können jedoch die Kosten der bestehenden Erschliessung zu heutigen Preisen aufgezeigt werden (Fallbeispiel 4a: Variante Freileitung). Ergänzend werden dazu auch die Erschliessungskosten ermittelt, die sich bei einer Neuerschliessung unter den heute geltenden Anforderungen im Landschafts- und Ortsbildschutz ergeben würden. Verschiedene Teilstücke der bestehenden Freileitung könnten heute nicht mehr realisiert werden, sondern müssten wegen Rücksichtnahme auf das Landschaftsbild als Kabelleitungen im Boden geführt werden (Fallbeispiel 4b: Variante Kabel).

3.2.2 Fallbeispiele im Netzgebiet der Aurax

Die nachfolgenden neun Fallbeispiele stammen alle aus dem Kanton Graubünden und liegen im Netzgebiet der aurax energia ag (Aurax). In der Tabelle 3-6 finden sich einige Kennzahlen zur Aurax:

Tabelle 3-6: Kennzahlen aurax energia ag (Aurax)

Versorgte Einwohner im Netzgebiet	ca. 20'600	
Anzahl Zähler im Netzgebiet	20'805	
Netzlänge Mittel- und Niederspannung in km	839.8	
Netzlänge pro Einwohner in m	40.7	
Stromverbrauch	2000/01	1999/00
Haushalt in Mio. kWh	68.8	69.3
Gewerbe, Dienstleistungen, Eigenbedarf, öffentliche Beleuchtung in Mio. kWh	43.9	45.0
Landwirtschaft in Mio. kWh	3.9	3.9
Bergbahnen in Mio. kWh	10.6	10.4
Total in Mio. kWh	127.2	128.6
Totalverbrauch pro Zähler in kWh	6'114	6'181

Quelle: Aurax, Geschäftsbericht 2001.

Das Elektrizitätswerk Bündner Oberland EWBO-OES hat sich in Aurax umbenannt und ist neu in fünf Tochtergesellschaften gegliedert: energia, electro, informatica, connecta und consulta. Die aurax energia produziert, beschafft und verkauft elektrischen Strom und bietet verschiedene Dienstleistungen im Bereich Energie. Wird im Folgenden Aurax erwähnt, so ist ausschliesslich aurax energia gemeint.

a) Fallbeispiel 5: Sez Ner, Obersaxen

Das Fallbeispiel Sez Ner in der Gemeinde Obersaxen entspricht dem Typus „Einzelhof“ (vgl. Kapitel 2.3). Sez Ner ist heute an das Stromnetz angeschlossen.²⁴

Sez Ner ist eine Bergspitze im Skigebiet der Bergbahnen Obersaxen. Auf diesem Berg wurde ein bestehender Schlepplift durch einen modernen 6er Sessellift ersetzt. Die Talstation befindet sich im Wali auf 1716 m.ü.M. und führt unmittelbar zur Bergspitze Sez Ner auf 2260 m.ü.M.

Tabelle 3-7: Eckpunkte Fallbeispiel Sez Ner, Obersaxen (GR)

Bezeichnung	Sez Ner
Elektrizitätswerk	Aurax
Anzahl angeschlossene Gebäude	2
Anzahl angeschlossene Einwohner	keine ²⁵
Installierte Leistung in kVA / maximal bezogene Leistung in kW	1000 + 250 / 831
Bezogene Strommenge pro Jahr in kWh	270'000 ²⁶
Distanz zur nächsten bestehenden Leitung (Laufmeter benötigtes Kabel MS/NS)	2'275

Die Bergstation wird mittels eines Grabens mit Wasser und Abwasser, Kommunikations- und Stromleitungen erschlossen. Der Kunde hat festgelegt, dass der Bahnbetrieb in der Bergstation untergebracht ist. Im weiteren ist eine Gastwirtschaft in unmittelbarer Nähe, die ebenfalls elektrisch versorgt werden muss. In der Bergstation wird eine Gebäudetransformatorenstation errichtet und mit einer 16 kV-Kabelleitung von der Talstation her verbunden. Ab dieser Transformatorenstation wird der Bahnbetrieb mit 0.69 kV und die anderen Verbraucher mit 0.4 kV versorgt.

b) Fallbeispiel 6: Fatschas, Falera

Das Fallbeispiel Fatschas in der Gemeinde Falera entspricht dem Typus „Einzelhof“ (vgl. Kapitel 2.3). Fatschas ist heute an das Stromnetz angeschlossen.²⁷

Auf dem Gemeindegebiet von Falera im Skigebiet der Weissen Arena AG ist für die Pistenbeschneigung eine Trafostation erforderlich. Sie liegt im unwegsamen Gebiet und ist zu Fuss oder im Winter über die Skipiste erreichbar. Fatschas liegt auf 1600 m.ü.M.

²⁴ Stand 8. Juli 2002.

²⁵ Es handelt sich um eine Sportanlage (Sessellift)

²⁶ Stromverbrauch gemäss Aurax: 265'267 kWh pro Jahr.

²⁷ Stand 8. Juli 2002.

Tabelle 3-8: Eckpunkte Fallbeispiel Fatschas, Falera (GR)

Bezeichnung	Fatschas
Elektrizitätswerk	Aurax
Anzahl angeschlossene Gebäude	1 ²⁸
Anzahl angeschlossene Einwohner	keine
Installierte Leistung in kVA / maximal bezogene Leistung in kW	400 / nicht bekannt
Bezogene Strommenge pro Jahr in kWh	18'000 ²⁹
Distanz zur nächsten bestehenden Leitung (Laufmeter benötigtes Kabel MS/NS)	975

Eine Kabelleitung erschliesst diese Trafostation ab einer oberhalb liegenden Trafostation (TS Muletg Grond ca. 2000 m.ü.M). Dies Stichstation dient ausschliesslich der Pistenbeschneigung. Die Energiemessung befindet sich in der Station auf der Niederspannungsseite.

c) Fallbeispiel 7: Prada Sura, Siat

Das Fallbeispiel Prada Sura in der Gemeinde Siat entspricht dem Typus „Einzelhof“ (vgl. Kapitel 2.3). Prada Sura ist heute an das Stromnetz angeschlossen.³⁰

Prada Sura ist ein Maiensäss auf dem Gebiet der Gemeinde Siat. und liegt auf 1200 m.ü.M. Dort wird ein Stall mit elektrischer Energie versorgt. Der Stall dient einem Bauern als Grossvieh- und Heustall. Das nächstgelegene Mittelspannungsnetz liegt 0.5 km entfernt.

Tabelle 3-9: Eckpunkte Fallbeispiel Prada Sura, Siat (GR)

Bezeichnung	Prada Sura
Elektrizitätswerk	Aurax
Anzahl angeschlossene Gebäude	1
Anzahl angeschlossene Einwohner	keine
Installierte Leistung in kVA / maximal bezogene Leistung in kW	63 / 20
Bezogene Strommenge pro Jahr in kWh	8'000 ³¹
Distanz zur nächsten bestehenden Leitung (Laufmeter benötigtes Kabel MS/NS)	855

²⁸ Es handelt sich dabei nicht um ein eigentliches Gebäude, sondern wie erwähnt um die Beschneigungsanlage.

²⁹ Stromverbrauch gemäss Aurax: 17'136 kWh pro Jahr.

³⁰ Stand 8. Juli 2002.

³¹ Stromverbrauch gemäss Aurax: 7'673 kWh pro Jahr.

Die Trafostation wird mittels einer Stichfreileitung und einer Kabeleinführung erschlossen. Die Abzweigung erfolgt ab bestehender 16 kV Freileitung Rueun - Siat. Der Stall hat eine Anschlussleistung von ca. 18kW und weist eine Heubelüftung, Heugebläse etc. auf.

d) Fallbeispiel 8: Casti Sut, Castrisch

Das Fallbeispiel Casti Sut in der Gemeinde Castrisch entspricht dem Typus „Einzelhof“ (vgl. Kapitel 2.3). Casti Sut ist heute an das Stromnetz angeschlossen.³²

Der Schiessverein der Gemeinde Castrisch hat ihren Schiessstand an das Netz anschliessen lassen. In unmittelbarer Nähe haben die beiden Mobil-Telefonanbieter Orange und Sunrise zwei Natelantennen aufgestellt, die ebenfalls mit elektrischer Energie beliefert werden. Zusätzlich wird ein Ferienhaus erschlossen. Das nächstgelegene Niederspannungsnetz ist ca. 1'400 m entfernt.

Tabelle 3-10: Eckpunkte Fallbeispiel Casti Sut, Castrisch (GR)

Bezeichnung	Casti Sut
Elektrizitätswerk	Aurax
Anzahl angeschlossene Gebäude	4
Anzahl angeschlossene Einwohner	unbekannt ³³
Installierte Leistung in kVA / maximal bezogene Leistung in kW	125 / nicht bekannt
Bezogene Strommenge pro Jahr in kWh	12'600 ³⁴
Distanz zur nächsten bestehenden Leitung (Laufmeter benötigtes Kabel MS/NS)	1'698

Eine 16 kV Kabelleitung führt durch Waldgebiet und Wiesen in die Nähe des Schiessstandes. Eine Trafostationskabine beliefert den Schiessstand und die beiden Natelantennen via Niederspannungsnetz mit elektrischer Energie.

e) Fallbeispiel 9: Prada Gronda, Sevgein

Das Fallbeispiel Prada Gronda in der Gemeinde Sevgein entspricht dem Typus „Einzelhof“ (vgl. Kapitel 2.3). Prada Gronda ist noch nicht an das Stromnetz angeschlossen³⁵, es handelt sich demnach um ein Projekt für eine Neuerschliessung.

³² Stand 8. Juli 2002.

³³ Die Auslastung des Ferienhauses ist nicht bekannt. Bei den übrigen Anschlüssen handelt es sich nicht um Wohngebäude.

³⁴ Stromverbrauch gemäss Aurax: 12'456 kWh pro Jahr.

³⁵ Stand 8. Juli 2002.

Die Stadtgemeinde Ilanz plant eine neue Schiessanlage auf 800 m.ü.M. neben der Strasse Ilanz - Vals. Der Standort liegt aber auf der Nachbargemeinde Sevgein. Das nächstgelegene Mittelspannungsnetz liegt 1.6 km weit entfernt. Gleichzeitig wird ein nahegelegenes Ferienhaus an das Stromnetz angeschlossen.

Tabelle 3-11: Eckpunkte Fallbeispiel Prada Gronda, Sevgein (GR)

Bezeichnung	Prada Gronda
Elektrizitätswerk	Aurax
Anzahl angeschlossene Gebäude	2
Anzahl angeschlossene Einwohner	unbekannt ³⁶
Installierte Leistung in kVA / maximal bezogene Leistung in kW	100 / ca. 10
Bezogene Strommenge pro Jahr in kWh	10'600 ³⁷
Distanz zur nächsten bestehenden Leitung (Laufmeter benötigtes Kabel MS/NS) ³⁸	665

Für die elektrische Stromversorgung ist eine Frei- und Kabelleitung ab bestehender Freileitung zwischen Ilanz und Duvin vorgesehen. Bei der Schiessanlage ist ein Transformator von 100 kVA vorgesehen. Die Schiessanlage weist keinen besonderen Stromverbrauch auf (ca. 6 kW). Auch das Ferienhaus ist nur mit 6 kW gleichzeitiger Leistung berechnet.

Für Prada Gronda werden zwei Varianten gerechnet, die sich in erster Linie in der Art der Trafostation unterscheiden. Neben einer Maststation wird auch eine Variante mit einer Trafostation in einem Gebäude (Prada Gronda Kabine) berechnet.

f) Fallbeispiel 10: Tischinas, Ruschein

Das Fallbeispiel Tischinas in der Gemeinde Ruschein entspricht dem Typus „Weiler“ (vgl. Kapitel 2.3). Tischinas ist heute an das Stromnetz angeschlossen.³⁹

Tischinas ist ein Weiler auf dem Gemeindegebiet von Ruschein. Er liegt auf dem Weg zwischen Ilanz und Ruschein auf 940 m.ü.M. und besteht mehrheitlich aus Ferienhäusern.

³⁶ Die Auslastung des Ferienhauses ist nicht bekannt.

³⁷ Stromverbrauch gemäss Aurax: ca. 9'000 kWh pro Jahr.

³⁸ Anzahl Laufmeter Kabel für Variante Prada Gonda Kabine.

³⁹ Stand 8. Juli 2002.

Tabelle 3-12: Eckpunkte Fallbeispiel Tischinas, Ruschein (GR)

Bezeichnung	Tischinas
Elektrizitätswerk	Aurax
Anzahl angeschlossene Gebäude / Wohnungszähler	25 / 41
Anzahl angeschlossene Einwohner	ca. 10 + ? ⁴⁰
Installierte Leistung in kVA / maximal bezogene Leistung in kW	250 / 221
Bezogene Strommenge pro Jahr in kWh	61'500 ⁴¹
Distanz zur nächsten bestehenden Leitung (Laufmeter benötigtes Kabel MS/NS)	716

Am Weiler führt die 16 kV-Regelleitung Ilanz - Ruschein vorbei. Ab dieser Leitung erfolgt die Zuleitung mittels einer Frei- und Kabelleitung. In Tischinas hat es eine Fertigbeton - Trafostation, 2 Verteilkabinen und 25 Hausanschlüsse.

g) Fallbeispiel 11: Durisch, Valendas

Das Fallbeispiel Durisch in der Gemeinde Valendas entspricht dem Typus „Weiler“ (vgl. Kapitel 2.3). Durisch ist heute an das Stromnetz angeschlossen.⁴²

Der Weiler Durisch befindet sich in der Gemeinde Valendas auf 1267 m.ü.M.. Das eigentliche Dorf Valendas liegt auf 810 m.ü.M. und ist über eine Bergstrasse erreichbar. In Durisch selber betreibt eine Bauernfamilie einen Landwirtschaftsbetrieb (Wohnhaus und Stall) ganzjährig, die andern 7 Gebäude werden als Ferienhäuser genutzt.

Tabelle 3-13: Eckpunkte Fallbeispiel Durisch, Valendas (GR)

Bezeichnung	Durisch
Elektrizitätswerk	Aurax
Anzahl angeschlossene Gebäude / Wohnungszähler	9 / 8
Anzahl angeschlossene Einwohner	5 + ? ⁴³
Installierte Leistung in kVA / maximal bezogene Leistung in kW	100 / nicht bekannt
Bezogene Strommenge pro Jahr in kWh	23'700 ⁴⁴
Distanz zur nächsten bestehenden Leitung (Laufmeter benötigtes Kabel MS/NS)	1'185

⁴⁰ Die Auslastung der rund 20 Ferienhäuser ist nicht bekannt.

⁴¹ Stromverbrauch gemäss Aurax: 178'132 kWh pro Jahr. In Tischinas sind Elektroheizungen installiert.

⁴² Stand 8. Juli 2002.

⁴³ Die Auslastung der Ferienhäuser ist nicht bekannt.

⁴⁴ Stromverbrauch gemäss Aurax: 30'901 kWh pro Jahr.

Über das Carreratobel wird mittels mehreren Weitspannleitungen und einer Regelleitung die Versorgung mehrerer Weiler bewerkstelligt. Ab dieser Leitung führt eine 16 kV Regelleitung Richtung Durisch zur Stichstation.

h) Fallbeispiel 12: Pigniu

Das Fallbeispiel Pigniu entspricht dem Typus „kleines Dorf“ (vgl. Kapitel 2.3). Pigniu ist bereits seit mehreren Jahren an das Stromnetz angeschlossen.

Dorf Pigniu liegt in einem Seitental der Surselva auf 1300 m.ü.M. Es ist über eine gut ausgebaute Bergstrasse erreichbar. Im Dorf befindet sich zur Zeit eine Poststelle und ein Gasthof. Die Schule und Läden liegen in den Nachbardörfern, mit dem Postauto erreichbar. Die meisten Häuser sind ganzjährig bewohnt.

Tabelle 3-14: Eckpunkte Fallbeispiel Pigniu (GR)

Bezeichnung	Pigniu
Elektrizitätswerk	Aurax
Anzahl angeschlossene Gebäude / Wohnungs- u. Gewerbezüher	25 / 40
Anzahl angeschlossene Einwohner	56
Installierte Leistung in kVA / maximal bezogene Leistung in kW	160 / 162
Bezogene Strommenge pro Jahr in kWh	131'800 ⁴⁵
Distanz zur nächsten bestehenden Leitung (Laufmeter benötigtes Kabel MS/NS)	3'485

Von der Nachbargemeinde Andiaast aus führt eine Regel-, Weitspann- und Kabelleitung zum Dorf Pigniu hinauf. Die Feinerschliessung der angeschlossenen Gebäude erfolgt ab der Trafostation (1 freistehende Betonkabine) via Verteilanlagen (1 Verteilkabine) und den entsprechenden Hausanschlüssen.

i) Fallbeispiel 13: Riein

Das Fallbeispiel Riein entspricht dem Typus „kleines Dorf“ (vgl. Kapitel 2.3). Riein ist bereits seit mehreren Jahren an das Stromnetz angeschlossen.

Das Dorf Riein liegt auf einer Sonnenterrasse weit über Illanz auf 1280 m.ü.M. Es ist über eine gut ausgebaute Bergstrasse erreichbar. Die Schule und Läden befinden sich in den Nachbardörfern und sind mit dem Postauto erreichbar. Die meisten Häuser sind ganzjährig bewohnt. Im Dorf ist nur ein kleiner Gewerbebetrieb vorhanden. Ansonsten bieten lediglich die 7 Landwirtschaftsbetriebe, die Gemeinde sowie die Poststelle Arbeitsplätze.

⁴⁵ Stromverbrauch gemäss Aurax: 292'893 kWh pro Jahr. In Pigniu sind Elektroheizungen installiert.

Tabelle 3-15: Eckpunkte Fallbeispiel Riein (GR)

Bezeichnung	Riein
Elektrizitätswerk	Aurax
Anzahl angeschlossene Gebäude / Wohnungs- u. Gewerbezahl	41 / 62
Anzahl angeschlossene Einwohner	89
Installierte Leistung in kVA / maximal bezogene Leistung in kW	200 / 242
Bezogene Strommenge pro Jahr in kWh	216'800 ⁴⁶
Distanz zur nächsten bestehenden Leitung (Laufmeter benötigtes Kabel MS/NS)	2'531

Ab der Talleitung führt eine 16 kV-Regelleitung zum Dorf Riein hinauf. Die Feinerschliessung erfolgt ab der Trafostation via Verteilanlagen und den entsprechenden Hausanschlüssen.

3.2.3 Fallbeispiele im Netzgebiet der CKW

Die nachfolgenden vier Fallbeispiele stammen alle aus dem Netzgebiet der Centralschweizerischen Kraftwerke AG (CKW). Die Tabelle 3-16 bietet einen Überblick zu einigen Eckdaten der CKW.

Tabelle 3-16: Kennzahlen Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW)

Anzahl Endkunden	112'000	
Netzlänge Mittel- und Niederspannung in km	6'512	
Stromverbrauch	2000/01	1999/00
Endverbraucher in Mio. kWh	2'405	2'234
Handel in Mio. kWh	1'464	1'003
Weiterverteiler in Mio. kWh	1'150	1'185
Austausch, Verluste, Eigenverbrauch, Pumpstrom in Mio. kWh	209	137
Total in Mio. kWh	5'229	4'559

Quelle: CKW, Geschäftsbericht 2001/2000.

Die CKW versorgen im Wesentlichen den Kanton Luzern und den Bezirk Küsnacht (SZ) mit elektrischer Energie, zum grössten Teil direkt bis zum Endkunden. Sieben Wiederverkäufer ergänzen die flächendeckende Versorgung im Kanton Luzern. Die Stadt Luzern und Teile der Agglomeration werden von ewl (Energie Wasser Luzern) versorgt.⁴⁷

⁴⁶ Stromverbrauch gemäss Aurax: 415'561 kWh pro Jahr. In Riein sind Elektroheizungen installiert.

⁴⁷ CKW Geschäftsbericht 2000/01, S. 8.

a) Fallbeispiel 14: Buhütten (LU)

Das Fallbeispiel Buhütten in der Gemeinde Marbach entspricht dem Typus „Einzelhof“ (vgl. Kapitel 2.3). Buhütten ist heute an das Stromnetz angeschlossen.⁴⁸

Die Liegenschaft Buhütten liegt im Hilferntal, das zum Gebiet der Gemeinden Escholzmatt und Marbach gehört. Diese Liegenschaft auf 1300 m.ü.M. gelegen, wurde früher von einer Familie das ganze Jahr über bewohnt und bewirtschaftet. Der neue Besitzer hat das Bauernhaus in ein Ferienhaus umgebaut und liess die Liegenschaft an das elektrische Versorgungsnetz anschliessen. In diesem Zusammenhang hat er eine Elektroheizung eingebaut.

Tabelle 3-17: Eckpunkte Fallbeispiel Buhütten, Marbach (LU)

Bezeichnung	Buhütten
Elektrizitätswerk	CKW
Anzahl angeschlossene Gebäude	1
Anzahl angeschlossene Einwohner	Nicht bekannt
Installierte Leistung in kVA	17 (25 A)
Bezogene Strommenge pro Jahr in kWh	4'500 ⁴⁹
Distanz zur nächsten bestehenden Leitung (Laufmeter benötigtes Kabel MS/NS)	1'160

Der Anschluss ist für 17 kVA (25 A) ausgelegt worden. Die Erschliessung erfolgt ab der bestehenden Trafostation Escholzmatt-Vorder Torbach über eine 0.4 kV Leitung. Die Liegenschaft ist über eine Kabelleitung mit einer 210 m langen Weitspannleitung über den Hilferentbach erschlossen.

b) Fallbeispiel 15: Lüchtersmoos (LU)

Das Fallbeispiel Lüchtersmoos in der Gemeinde Flühli entspricht dem Typus „Einzelhof“ (vgl. Kapitel 2.3). Lüchtersmoos ist heute an das Stromnetz angeschlossen.⁵⁰

Lüchtersmoos liegt auf 1540 m.ü.M. über dem Waldemmental in der Gemeinde Flühli. Diese Liegenschaft ist über eine steile Bergstrasse ab Tüelboden erschlossen. Die Liegenschaft Lüchtersmoos wird vorläufig nur halbjährlich bewohnt und besteht nebst grossen Weideflächen für Rindvieh auch aus grossen Waldflächen. Der Eigentümer wollte die Liegenschaft ans elektrische Versorgungsnetz anschliessen, um auch die mit einem Benzinmotor betriebene Sägerei elektrisch zu betreiben.

⁴⁸ Stand 28. August 2002.

⁴⁹ Stromverbrauch gemäss CKW: 8'000 kWh. In Buhütten sind Elektroheizungen installiert.

⁵⁰ Stand 28. August 2002.

Tabelle 3-18: Eckpunkte Fallbeispiel Lüchtersmoos, Flühli (LU)

Bezeichnung	Lüchtersmoos
Elektrizitätswerk	CKW
Anzahl angeschlossene Gebäude	1+1 (Sägerei)
Anzahl angeschlossene Einwohner	Nicht bekannt
Installierte Leistung in kVA	28 (40 A)
Bezogene Strommenge pro Jahr in kWh	3'500
Distanz zur nächsten bestehenden Leitung (Laufmeter benötigtes Kabel MS/NS)	700

Der Anschluss ist für 28 kVA (40 A) ausgelegt. Die Erschliessung erfolgt ab der bestehenden Trafostation Flühli-Tüelboden über eine 0.4 kV Leitung. Die Liegenschaft wird über eine 90 m lange Kabelleitung und wegen felsigem Untergrund über eine 610 m lange Niederspannungsfreileitung erschlossen.

c) Fallbeispiel 16: Marbachegg (LU)

Das Fallbeispiel Marbachegg in der Gemeinde Marbach entspricht dem Typus „Weiler“ (vgl. Kapitel 2.3). Die Marbachegg ist heute an das Stromnetz angeschlossen.⁵¹

Die Marbachegg liegt südlich auf einem Grat über dem Dorf Marbach an der Grenze zum Kanton Bern. Der Südosthang wird von drei Landwirten bewirtschaftet und ganzjährig bewohnt. Zudem stehen am Grat entlang ein Berghaus und sieben Ferienhäuser. Erschlossen ist die Marbachegg über eine steile Bergstrasse und eine Gondelbahn ab dem Dorf Marbach.

Tabelle 3-19: Eckpunkte Fallbeispiel Marbachegg, Marbach (LU)

Bezeichnung	Marbachegg
Elektrizitätswerk	CKW
Anzahl angeschlossene Gebäude	11
Anzahl angeschlossene Einwohner	Nicht bekannt
Installierte Leistung in kVA	Max. 55 (80 A)
Bezogene Strommenge pro Jahr in kWh	68'700 ⁵²
Distanz zur nächsten bestehenden Leitung (Laufmeter benötigtes Kabel MS/NS)	3'600

Die Marbachegg wird von der bestehenden Trafostation Marbach-Skilift über eine 20 kV Freileitung als Regel-, zum Teil als Weitspannleitung erschlossen. Beim Berghaus Marbachegg

⁵¹ Stand 28. August 2002.

⁵² Stromverbrauch gemäss CKW: 180'000 kWh pro Jahr. In der Marbachegg sind Elektroheizungen installiert.

wird eine Trafostation in Ortsbeton benötigt, um den Strom auf Verbraucherspannung von 0.4 kV zu transformieren. Die einzelnen Gebäude sind über ein Kabelnetz angeschlossen. Das Berghaus benötigt eine Leistung von 55 kVA (80 A), die drei Landwirtschaftsbetriebe 28 kVA (40 A) und die sieben Ferienhäuser 14 kVA (20 A).

d) Fallbeispiel 17: Dorf Bramboden (LU)

Das Fallbeispiel Bramboden in der Gemeinde Romoos entspricht dem Typus „kleines Dorf“ (vgl. Kapitel 2.3). Bramboden ist heute an das Stromnetz angeschlossen.⁵³

Das Dorf Bramboden liegt auf 1045 m.ü.M. nordwestlich von Schüpfheim im Entlebuch. Das Dorf ist über eine 8 km lange Güterstrasse ab dem Dorf Hasle erschlossen. Bramboden besitzt eine Kirche, ein Schulhaus, eine Post und ein Gasthaus.

Tabelle 3-20: Eckpunkte Fallbeispiel Bramboden, Romoos (LU)

Bezeichnung	Bramboden
Elektrizitätswerk	CKW
Anzahl angeschlossene Gebäude	13
Anzahl angeschlossene Einwohner	Nicht bekannt
Installierte Leistung in kVA	Max. 87 (125 A)
Bezogene Strommenge pro Jahr in kWh	80'500 ⁵⁴
Distanz zur nächsten bestehenden Leitung (Laufmeter benötigtes Kabel MS/NS)	5'450

Von der bestehenden Unterstation Schüpfheim führt eine 20 kV Freileitung bis zur Trafostation Bramboden. Diese Trafostation in Elementbauweise befindet sich im Zentrum des Dorfes. Alle 13 Gebäude werden über eine 0.4 kV Kabelleitung versorgt.

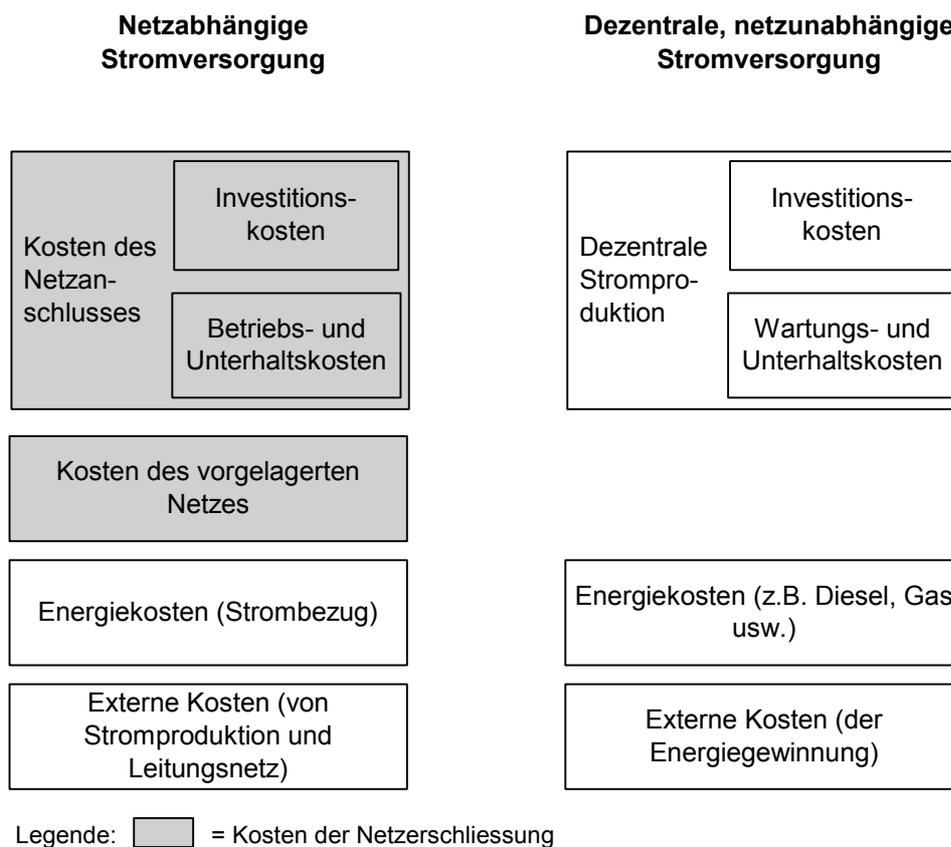
⁵³ Stand 28. August 2002.

⁵⁴ Stromverbrauch gemäss CKW: 200'000 kWh pro Jahr. In Bramboden sind Elektroheizungen installiert.

4 Kosten der netzabhängigen Stromerschliessung

Für die wirtschaftliche Beurteilung einer netzabhängigen Stromversorgung mit einer dezentralen, netzunabhängigen Alternative müssen, wie in Grafik 4-1 dargestellt, die Kosten beider Systeme möglichst vollständig erfasst werden.

Grafik 4-1: Kostenbestandteile netzabhängiger vs. netzunabhängiger Stromversorgung



Die Kosten der **netzabhängigen Stromversorgung** lassen sich in folgende Komponenten zerlegen:

- Der **Netzanschluss** umfasst sämtliche Anlagen, welche notwendig sind, das zu erschliessende Objekt mit dem bestehenden Leitungsnetz (bzw. dem vorgelagerten Netz) zu verbinden. Zu den erforderlichen Anlageteilen zählen je nach Situation die Mittel- und Niederspannungsfreileitungen oder –kabelleitungen, die Trafostation mit Transformator sowie der Hausanschluss (Kasten und Zähler). Bei den Kosten sind sowohl die Investitions- wie auch Betriebs- und Unterhaltskosten zu berücksichtigen.
- Das **vorgelagerte Netz** umfasst Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsleitungen sowie die Unterwerke bzw. Transformatoren, welche zur Transformation auf die jeweilig tiefere Spannungsebene benötigt werden. Die Kosten des vorgelagerten Netzes beinhalten Investition, Betrieb und Unterhalt.

- Die **Energiekosten** beinhalten sämtliche Aufwendungen, welche für die Stromproduktion, nicht aber den Stromtransport, anfallen.
- **Externe Kosten** umfassen negative Auswirkungen der Stromproduktion oder des Stromtransports auf Gesellschaft, Wirtschaft oder Umwelt, welche nicht durch entsprechende Zahlungen abgegolten werden. Die mögliche Spannweite externer Kosten ist sehr breit und reicht vom Wertzerfall eines Grundstücks in unmittelbarer Nähe eines neuen Kraftwerks mit hohen Emissionen bis zur Beeinträchtigung der Landschaftsästhetik durch Freileitungen oder zum Rückgang der Fischpopulationen eines Bergbachs in Folge zu geringer Restwassermengen eines Speicherkraftwerks.

Analog lassen sich die Kosten der **dezentralen, netzunabhängigen Stromversorgung** in die folgenden Komponenten aufteilen:

- Die Kosten der **dezentralen Stromproduktion** umfassen Investitionen, Wartung und Unterhalt für die technischen Anlagen der Stromproduktion sowie allfälliger Speichertechnologien, mit welchen kurzfristige Spitzen abgedeckt werden können. Je nach Situation ist zudem ein kurzes lokales Leitungsnetz notwendig.
- **Energiekosten** beinhalten die Kosten des Betriebsmittels der dezentralen Stromproduktionsanlage. Je nach Typus kann dies beispielsweise Diesel oder Gas sein.
- **Externe Kosten** entstehen bei einer dezentralen Stromversorgung nur auf Grund der Energiegewinnung. Es kann sich dabei beispielsweise um Lärm- oder Geruchsemissionen handeln oder um negative Auswirkungen des Transports bzw. Produktion des Betriebsmittels der dezentralen Stromproduktionsanlage.

Im vorliegenden Kapitel konzentrieren wir uns auf die Kosten der Netzerschließung, welche den grau hinterlegten Komponenten (Netzanschluss und vorgelagertes Netz) in Grafik 4-1 entsprechen. Auf die Energiekosten und die externen Kosten wird im Rahmen des konkreten Vergleichs mit der alternativen, dezentralen Stromversorgung eingegangen.

4.1 Erhebungsmethode für die Kosten der Netzerschliessung

In Grafik 4-2 ist dargestellt, welche Datenquellen wir für die Ermittlung der Netzerschliessungskosten bei den einzelnen Fallbeispielen verwenden.

Grafik 4-2: Bestandteile der Netzerschliessungskosten und verwendete Datenquellen

Kostenbestandteile	Datenquellen
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> Kosten des Netzan- schlusses <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block; margin-left: 20px;"> Investitions- kosten </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block; margin-left: 20px; margin-top: 5px;"> Betriebs- und Unterhaltskosten </div> </div>	Fallspezifisch gemäss Angaben EVU Erfahrungswerte im jeweiligen Netzgebiet umgelegt auf spezifische Charakteristiken des Fallbeispiels (z.B. Länge Leitung Mittel- bzw. Niederspannung, Anzahl Masten usw.)
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> Kosten des vorgelagerten Netzes </div>	Schweizerische Durchschnittswerte (Botschaft zum EMG)

Die Angaben zu den Investitionskosten des Netzan schlusses stammen von den jeweiligen EVU und beziehen sich spezifisch auf das jeweilige Fallbeispiel. Die Betriebs- und Unterhaltskosten basieren auf Erfahrungswerten der EVU im jeweiligen Netzgebiet, in welchem ein Fallbeispiel liegt. Die Kostensätze (CHF/m Leitung etc.) sind somit einheitlich für alle Fallbeispiele desselben Netzgebiets und werden mit den Längen bzw. Mengencharakteristika der jeweiligen Fallbeispiele multipliziert. Die Kosten des vorgelagerten Netzes basieren auf schweizerischen Durchschnittswerten, wie sie in der Botschaft des Bundesrates zum EMG publiziert worden sind.⁵⁵ Die Zurechnung zu den einzelnen Fallbeispielen geschieht in Abhängigkeit zur Beanspruchung des vorgelagerten Netzes, d.h. in Abhängigkeit zum bezogenen Strom (CHF/kWh).

4.1.1 Kapitalkosten der Investition

Grundsätzlich werden die Kosten der Netzerschliessung auf der Basis von Jahreskosten ermittelt. Dazu müssen die einmaligen Investitionsaufwendungen in jährlich gleichbleibende Beträge (Annuitäten) umgerechnet werden. Diese jährlichen Kapitalkosten sollen die Aufwendungen für Zinszahlungen und Amortisation der Investition decken.⁵⁶

⁵⁵ Schweizerischer Bundesrat (1999), Botschaft zum Elektrizitätsmarktgesetz, S. 7393. Vgl. Kapitel 4.1.3.

⁵⁶ Für eine detailliertere Beschreibung der Annuitäten-Methode vgl. zum Beispiel: Ecoplan (1992), RAVEL zahlt sich aus. S. 5.

Zur Ermittlung der Annuitäten bzw. jährlichen Kapitalkosten müssen folgende Bestandteile bekannt sein:

- Einmalige Investitionskosten
- Lebensdauer der Anlagen
- Zinssatz

a) Investitionskosten

Wie in Grafik 2-2 skizziert, werden den einzelnen Fallbeispielen die Investitionskosten aller Anlagen zwischen dem bestehenden Netz und dem zu erschliessenden Objekt zugerechnet. Soll beispielsweise ein Seitental neu mit leitungsgebundenem Strom versorgt werden, so werden ab dem Abzweigpunkt von der bestehenden Leitung im Haupttal alle Anlagen inkl. Hausanschlüsse diesem Fallbeispiel zugerechnet. Die berücksichtigten Anlagen sind in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt. Je nach Fallbeispiel sind nicht alle aufgeführten Anlagen erforderlich. Die Angaben stammen von den jeweiligen EVU und sind fallspezifisch.

Tabelle 4-1: Bestandteile der Investitionskosten

Abzweigpunkt von bestehender Mittelspannungsleitung		
Mittelspannungsleitung	Kabel	Kabelleitung Grabarbeiten
	Freileitung	Leitung Masten
Trafostation von Mittelspannung zu Niederspannung		
Niederspannungsleitung	Kabel	Kabelleitung Grabarbeiten
	Freileitung	Leitung Masten
Niederspannungskabinen		
Hausanschluss (Zähler und Kasten)		

b) Lebensdauer

Bei den Angaben zur Lebensdauer der einzelnen Anlagen handelt es sich um Durchschnittswerte über alle drei EVU. Die Annahmen zur Lebensdauer sind somit bei allen Fallbeispielen gleich, unabhängig davon aus welchem Netzgebiet sie stammen.

c) Zinssatz

Wir verwenden einen realen Zinssatz von 3%, ein Mischwert aus Kosten für Fremdkapital und den EVU-spezifischen Anforderungen an die Eigenkapitalverzinsung. Bei Bedarf kann

der Einfluss des Zinssatzes auf die Gesamtergebnisse mittels einer Sensitivitätsanalyse ermittelt werden.

4.1.2 Kosten von Betrieb und Unterhalt

Die Kostensätze zu Betrieb und Unterhalt pro Jahr sind Durchschnittswerte der drei EVU. Jedes der drei Werke hat Erfahrungswerte zu Betriebs- und Unterhaltskosten angegeben, aus welchen wir die Durchschnittswerte berechnet haben. Diese Durchschnittskostensätze verwenden wir für alle Fallbeispiele und multiplizieren sie mit den Längen- und Mengenangaben der einzelnen Beispiele. Dieses Vorgehen erlaubt es einerseits, die Erschliessungskosten der einzelnen Fallbeispiele abzubilden, andererseits wird durch die Verwendung der Durchschnittskostensätze zu Betrieb und Unterhalt sichergestellt, dass teilweise stark differierende Schätzwerte nicht die Resultate dominieren.

Die gesamten Kosten des Netzanschlusses (vgl. Grafik 4-2) berechnen sich aus der Addition der Annuitäten von Investitionskosten und den jährlichen Kosten von Betrieb und Unterhalt. Um die Kosten der einzelnen Fallbeispiele vergleichbar darzustellen, werden die totalen Kosten des Netzanschlusses pro Jahr durch die jeweilige bezogene Strommenge pro Jahr dividiert. Dies ergibt für jedes Fallbeispiel die Kosten des Netzanschlusses pro kWh.

4.1.3 Kosten des vorgelagerten Netzes

Um einen korrekten Vergleich der Kosten netzabhängiger mit netzunabhängiger Stromversorgung durchführen zu können, sind den Kosten des Netzanschlusses noch die Kosten des vorgelagerten Netzes hinzuzurechnen (vgl. Grafik 4-1). Das vorgelagerte Netz besteht zum einen aus dem Mittelspannungsnetz, von welchem per Stickleitung das dezentral gelegene Objekt versorgt wird, des weiteren aus dem Hoch- und Höchstspannungsnetz plus den Transformatoren/Unterwerken zwischen den jeweiligen Spannungsebenen. In Tabelle 4-2 sind die Kosten des vorgelagerten Netzes pro kWh für die jeweiligen Ebenen zusammengestellt.

Tabelle 4-2: Kosten des vorgelagerten Netzes (in Rp. pro kWh)⁵⁷

	Netzbenutzungspreise	
	Untergrenze	Obergrenze
Höchstspannung	< 1	
Hochspannung	2	4
Mittelspannung	2	3
Total	5	8

⁵⁷ Quelle: Schweizerischer Bundesrat (1999), Botschaft zum Elektrizitätsmarktgesetz, S. 7393.

Bei den Kosten aus Tabelle 4-2 handelt es sich um Bandbreiten von Netzbenutzungspreisen, wie sie in der Botschaft zum EMG ausgewiesen sind. Weil langfristig die Netzkosten durch die Netzbenutzungspreise gedeckt werden sollen, gehen wir im weiteren davon aus, dass das Preisband aus Tabelle 4-2 dem tatsächlichen Kostenband entspricht. Die Transformationskosten werden der jeweils nächst tieferen Ebene zugerechnet. Die Kosten der Transformation von Höchst- auf Hochspannung werden demnach mit den Netzbenutzungspreisen „Hochspannung“ abgegolten.

Auf Grund der vorangehenden Überlegungen schlagen wir vor, für die weiteren Berechnungen bei den Kosten des vorgelagerten Netzes von einer Bandbreite von 5 bis 8 Rp. auszugehen.

4.2 Erschliessungskosten für die Fallbeispiele

4.2.1 Erschliessungskosten im Netzgebiet des Elektrizitätswerks Altdorf (EWA)

Nach der beschriebenen Berechnungsmethode ergeben sich folgende Kosten pro kWh:

Tabelle 4-3: Erschliessungskosten (Investitionskosten, Betriebs- und Unterhaltskosten) im Netzgebiet EWA

Fallbeispiele	Investitions- volumen (CHF)	Strom- verbrauch pro Jahr (kWh)	Ohne vorgela- gertes Netz (Rp./kWh)		Inkl. vorgela- gertes Netz (Rp./kWh)	
			Unter- grenze	Ober- grenze	Unter- grenze	Ober- grenze
1) Furgelen	292'000	45'000	38	53	43	61
2) Fernigen	375'500	18'000	113	147	118	155
3) Trogen	256'000	8'400	167	231	172	239
4a) Riemenstalden, Variante Freiltg.	898'000	125'000	41	61	46	69
4b) Riemenstalden, Variante Kabel	998'000	125'000	42	59	47	67

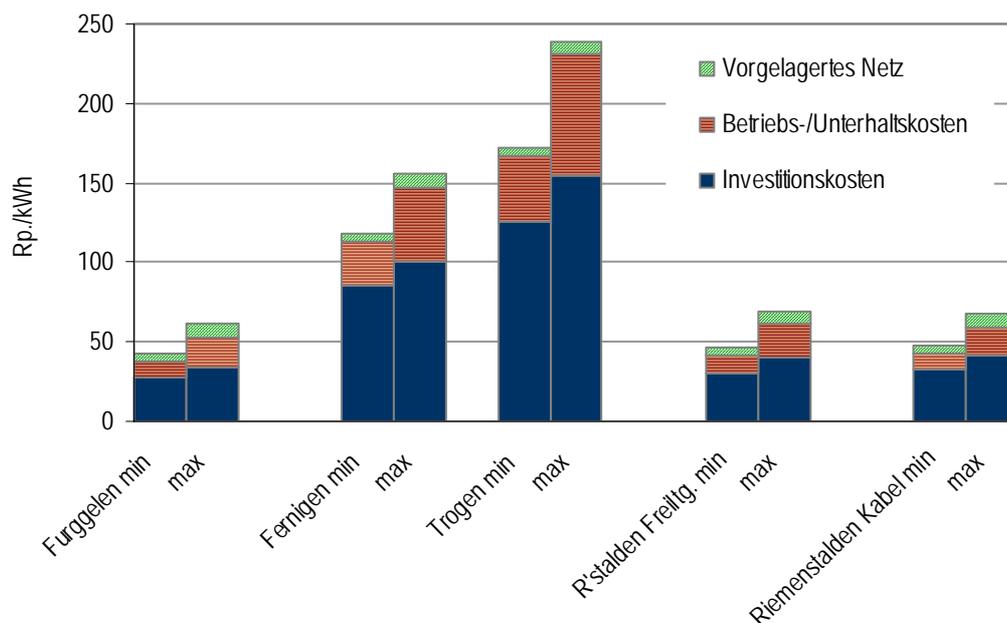
Verwendeter Zinssatz: 3%.

In Tabelle 4-3 sind die Kosten der Netzerschliessung pro kWh für die einzelnen Fallbeispiele aufgeführt. Eine detaillierte Zusammenstellung zu den verwendeten Berechnungsgrundlagen findet sich im Anhang B: Rohdaten Fallbeispiele.

Die Kosten „ohne vorgelagertes Netz“ beinhalten die Kosten aller Anlagen, welche zwischen dem Endverbraucher und dem Einspeisepunkt ins bestehende Netz gebaut und unterhalten werden müssen. Zu den Kosten „inkl. vorgelagertes Netz“ sind darüber hinaus noch anteilmässig die Kosten des vorgelagerten Netzes addiert worden. Die Kostengrenzen kommen folgendermassen zustande: Die Berechnungen der Kostenuntergrenze gehen von einer etwas höheren Lebensdauer der Anlagen aus, unter gleichzeitiger Verwendung von Betriebs- und Unterhaltskosten, welche am unteren Ende der über alle drei EVU ermittelten Bandbreite

liegen. Mit den jeweils gegenteiligen Annahmen wird die Kostenobergrenze berechnet. Die Spalte „Investitionsvolumen“ beinhaltet die gesamten Investitionskosten des jeweiligen Fallbeispiels, die Spalte „Stromverbrauch pro Jahr“ bezeichnet den tatsächlichen bzw. geschätzten jährlichen Stromverbrauch.

Grafik 4-3: Kostenzerlegung Kapital-, Unterhaltskosten, vorgelagertes Netz (EWA)



Die Kostenunterschiede zwischen den Fallbeispielen Furggelen, Fernigen und Riemenstalden (a/b) sind relativ gering. Das Fallbeispiel Trogen weist hingegen bedeutend höhere Kosten pro kWh auf, was vor allem darauf zurückzuführen ist, dass die Alp Trogen nicht ganzjährig bewohnt ist und somit einen geringen Jahresstromverbrauch aufweist. Das Fallbeispiel „Dorf Riemenstalden“ wird in zwei Varianten berechnet. Die vergleichsweise zu einer Freileitung geringen Unterhaltskosten einer Kabelleitung vermögen die über 10% höheren Investitionskosten zu kompensieren: Die Erschliessungskosten pro kWh sind letztendlich in beiden Varianten fast gleich hoch.

4.2.2 Erschliessungskosten im Netzgebiet der aurax energia ag (Aurax)

Nach der beschriebenen Berechnungsmethode ergeben sich folgende Kosten pro kWh:

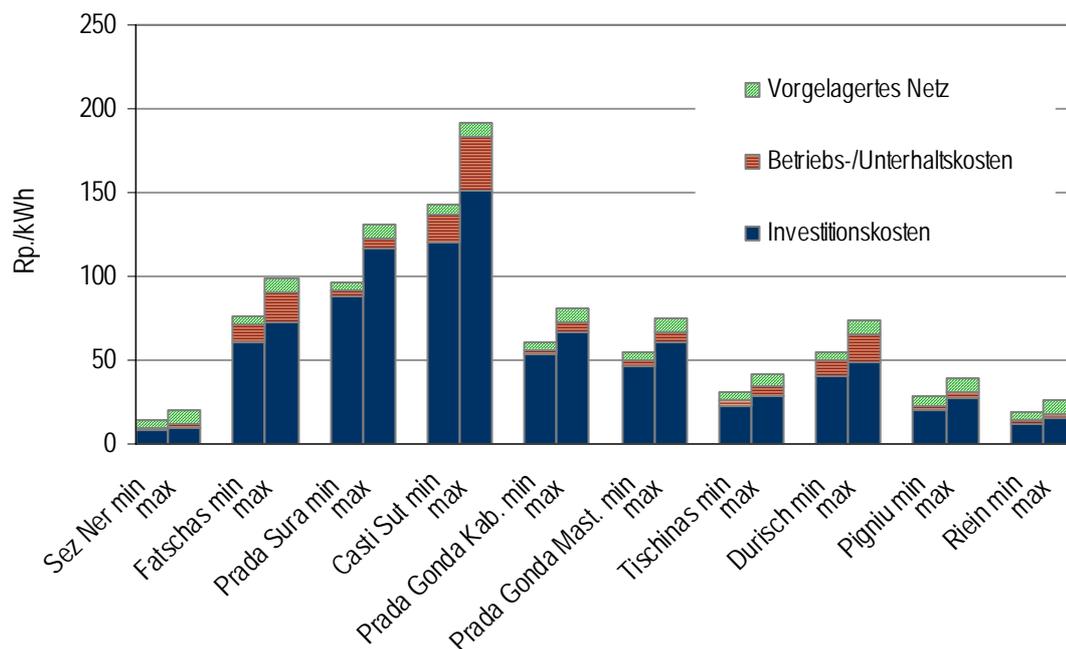
Tabelle 4-4: Erschliessungskosten im Netzgebiet Aurax

Fallbeispiele	Investitions- volumen (CHF)	Strom- verbrauch pro Jahr (kWh)	Ohne vorgela- gertes Netz (Rp./kWh)		Inkl. vorgela- gertes Netz (Rp./kWh)	
			Unter- grenze	Ober- grenze	Unter- grenze	Ober- grenze
5) Sez Ner	555'342	270'000	10	12	15	20
6) Fatschas	262'922	18'000	71	90	76	98
7) Prada Sura	169'704	8'000	92	123	97	131
8) Casti Sut	364'957	12'600	137	183	142	191
9a) Prada Gonda Kabinestation	136'951	10'600	56	73	61	81
9b) Prada Gonda Maststation	115'269	10'600	49	67	54	75
10) Tischinas	354'597	61'500	26	34	31	42
11) Durisch	243'322	23'700	50	66	55	74
12) Pigniu	669'678	131'800	23	31	28	39
13) Riein	648'561	216'800	14	18	19	26

Verwendeter Zinssatz: 3%.

In Tabelle 4-4 sind die Kosten der Netzerschliessung pro kWh für die einzelnen Fallbeispiele aufgeführt. Die Details zu den Berechnungsgrundlagen finden sich im Anhang B: Rohdaten Fallbeispiele.

Die Anlage Casti Sut, bestehend aus einem Schiessstand und zwei Mobilfunkantennen, weist die höchsten Erschliessungskosten innerhalb der Fallbeispiele der Aurax auf. Bei etwa gleichem Stromverbrauch liegen die Kosten des Schiessstandes Prada Gonda wesentlich tiefer, je nach Variante fällt der Betrag pro kWh weniger als halb so gross aus. Dieser Unterschied rührt daher, dass Casti Sut ca. 2.5 Mal weiter von der nächsten bestehenden Leitung entfernt liegt als Prada Gonda. Dieser Umstand führt zu einem etwa 3 Mal grösseren Investitionsvolumen. Pro kWh ergeben sich auf Grund der längeren Leitung, neben einem grösseren Anteil für die Investitionskosten, auch höhere Betriebs- und Unterhaltskosten. Hohe Erschliessungskosten weisen ausserdem die nicht ganzjährig betriebenen Anlagen Fatschas (Beschneigungsanlage) und das Maiensäss Prada Sura auf.

Grafik 4-4: Kostenzerlegung Kapital-, Unterhaltskosten, vorgelagertes Netz (Aurax)

4.2.3 Erschliessungskosten im Netzgebiet der Centralschweizerischen Kraftwerke AG (CKW)

Nach der beschriebenen Berechnungsmethode ergeben sich folgende Kosten pro kWh:

Tabelle 4-5: Erschliessungskosten im Netzgebiet CKW

Fallbeispiele	Investitions- volumen (CHF)	Strom- verbrauch pro Jahr (kWh)	Ohne vorgela- gertes Netz (Rp./kWh)		Inkl. vorgela- gertes Netz (Rp./kWh)	
			Unter- grenze	Ober- grenze	Unter- grenze	Ober- grenze
14) Buhütten	71'000	4'500	90	144	95	152
15) Lüchtersmoos	64'000	3'500	120	152	125	160
16) Marbachegg	418'000	68'700	36	52	41	60
17) Bramboden	729'000	80'500	51	72	56	80

Verwendeter Zinssatz: 3%.

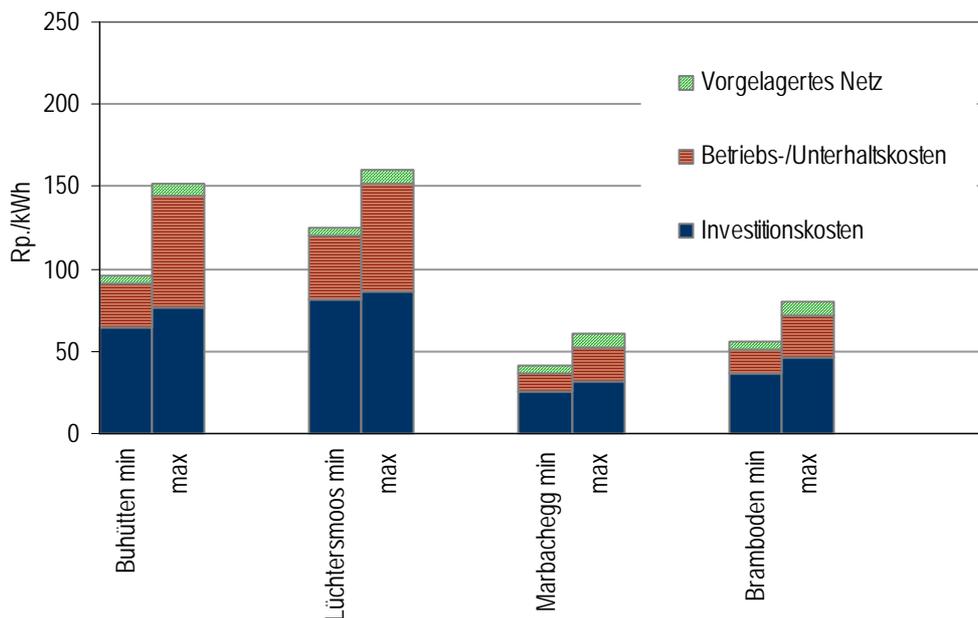
In Tabelle 4-5 sind die Kosten der Netzerschliessung pro kWh für die einzelnen Fallbeispiele aufgeführt. Die Details zu den Berechnungsgrundlagen finden sich im Anhang B: Rohdaten Fallbeispiele.

Im Unterschied zu den Fallbeispielen aus dem Netzgebiet des EWA und der Aurax, sind die Kostenunterschiede zwischen den jeweiligen Ober- und Untergrenzen bei den Fallbeispielen

CKW vor allem auf die Betriebs- und Unterhaltskosten zurückzuführen. Diese Unsicherheit bezüglich der notwendigen Aufwendungen für Betrieb- und Unterhalt pro kWh ist besonders bei den beiden Objekten Buhütten und Lüchtersmoos ausgeprägt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass beide einen vergleichsweise geringen Stromverbrauch pro Jahr aufweisen.

Wie auch bei den Fallbeispielen der übrigen zwei EVU, weisen die „Grossverbraucher“ Marbachegg und Bramboden pro kWh wesentlich geringere Erschliessungskosten pro kWh auf als die „Kleinkonsumenten“ Buhütten und Lüchtersmoos.

Grafik 4-5: Kostenzerlegung Kapital-, Unterhaltskosten, vorgelagertes Netz (CKW)



4.2.4 Zusammenfassung der Ergebnisse aus den Fallbeispielen

Die einzelnen Ergebnisse lassen sich bezogen auf die drei Typen von Fallbeispielen wie folgt zusammenfassen:

Tabelle 4-6: Übersicht Erschliessungskosten Fallbeispiele

Typus	Bezeichnung	Investitions- volumen (CHF)	Strom- verbrauch pro Jahr (kWh)	Inkl. vorgela- gertes Netz (Rp./kWh)	
				Unter- grenze	Ober- grenze
Haus/Hof	5) Sez Ner	555'342	270'000	15	20
Haus/Hof	6) Fatschas	262'922	18'000	76	98
Haus/Hof	7) Prada Sura	169'704	8'000	97	131
Haus/Hof	8) Casti Sut	364'957	12'600	142	191
Haus/Hof	9a) Prada Gonda Kabinestation	136'951	10'600	61	81
Haus/Hof	9b) Prada Gonda Maststation	115'269	10'600	54	75
Haus/Hof	14) Buhütten	71'000	4'500	95	152
Haus/Hof	15) Lüchtersmoos	64'000	3'500	125	160
Weiler	1) Furggelen	292'000	45'000	43	61
Weiler	2) Fernigen	375'500	18'000	118	155
Weiler	3) Trogen	256'000	8'400	172	239
Weiler	10) Tischinas	354'597	61'500	31	42
Weiler	11) Durisch	243'322	23'700	55	74
Weiler	16) Marbachegg	418'000	68'700	41	60
kleines Dorf	4a) Riemenstalden, Variante Freiltg.	898'000	125'000	46	69
kleines Dorf	4b) Riemenstalden, Variante Kabel	998'000	125'000	47	67
kleines Dorf	12) Pigniu	669'678	131'800	28	39
kleines Dorf	13) Riein	648'561	216'800	19	26
kleines Dorf	17) Bramboden	729'000	80'500	56	80

a) Einzelhof

Die acht Fallbeispiele 5 bis 9b sowie 14 und 15 entsprechen dem Typus Einzelhof.

- Das **Investitionsvolumen** für die Erschliessung liegt zwischen **CHF 64'000** für Lüchtersmoos, bis **CHF 364'957** für Casti Sut.⁵⁸
- Der jährliche **Stromverbrauch** schwankt zwischen **3'500 kWh** (Lüchtersmoos) und **18'000 kWh** im Falle von Fatschas.
- Die **Erschliessungskosten** inklusive vorgelagertem Netz bewegen sich bei einem Zinssatz von 3% zwischen **54 Rp./kWh** (Prada Gonda Maststation) und **142 Rp./kWh** (Casti Sut).⁵⁹

⁵⁸ Das Beispiel Sez Ner wird nicht weiter berücksichtigt, weil der Betrieb des Bergrestaurants und der Bergstation der Seilbahn zu einem ausserordentlich hohem Stromverbrauch führen. Der zweithöchste Stromverbrauch bei einem Einzelhof fällt mehr als 15fach geringer aus. Die Ergebnisse von Sez Ner sind daher nicht mit den übrigen vergleichbar.

b) Weiler

Die sechs Fallbeispiele 1 bis 3, 10 und 11 sowie 16 entsprechen dem Typus Weiler.

- Das **Investitionsvolumen** für die Erschliessung liegt zwischen **CHF 243'322** für Durisch und **CHF 418'000** für die Marbachegg.
- Der jährliche **Stromverbrauch** schwankt zwischen **8'400 kWh** (Trogen) und **68'700 kWh** im Falle der Marbachegg.
- Die **Erschliessungskosten** inklusive vorgelagertem Netz bewegen sich bei einem Zinssatz von 3% zwischen **31 Rp./kWh** (Tischinas) und **172 Rp./kWh** (Trogen).⁶⁰

c) Kleines Dorf

Die fünf Fallbeispiele 4a/b, 12 und 13 sowie 17 entsprechen dem Typus kleines Dorf.

- Das **Investitionsvolumen** für die Erschliessung liegt zwischen **CHF 648'561** für Riein und **CHF 998'000** für Riemenstalden, Variante Kabel.
- Der jährliche **Stromverbrauch** schwankt zwischen **80'500 kWh** (Bramboden) und **216'800 kWh** im Falle von Riein.
- Die **Erschliessungskosten** inklusive vorgelagertem Netz bewegen sich bei einem Zinssatz von 3% zwischen **19 Rp./kWh** (Riein) und **56 Rp./kWh** (Bramboden).⁶¹

⁵⁹ Es werden nur die Kostenuntergrenzen miteinander verglichen. Die Kostenobergrenzen bewegen sich zwischen 75 Rp./kWh (Prada Gonda Maststation) und 191 Rp./kWh (Casti Sut).

⁶⁰ Es werden nur die Kostenuntergrenzen miteinander verglichen. Die Kostenobergrenzen bewegen sich zwischen 42 Rp./kWh (Tischinas) und 239 Rp./kWh (Trogen).

⁶¹ Es werden nur die Kostenuntergrenzen miteinander verglichen. Die Kostenobergrenzen bewegen sich zwischen 26 Rp./kWh (Riein) und 80 Rp./kWh (Bramboden).

5 Kosten der dezentralen Stromerzeugung

5.1 Bestehende netzunabhängige Stromversorgungsanlagen

Bereits heute verfügen zahlreiche abgelegene Ferienhäuser und Berghütten in der Schweiz über eine netzunabhängige Stromversorgung, meist mit einer Photovoltaikanlage. Die Nutzer sind in der Regel bereit, auf übliche Komfortansprüche zu verzichten und beanspruchen nur äusserst wenig elektrische Energie. Ähnliche Anlagen verbreiten sich weltweit in Gebieten ohne bestehendes elektrisches Netz. So sollen z.B. in China bereits rund 150'000 netzunabhängige Stromerzeugungsanlagen in Betrieb stehen. Um einen möglichst grossen Teil der dezentral gelegenen Gebäude zu berücksichtigen, ist bei der vorliegenden Arbeit aber von üblichen Komfortansprüchen auszugehen. Die Alternativen müssen die Elektrizität folglich in derselben Menge und Qualität (Wechselstrom 50 Hz, 240 V) sowie mit einer vergleichbaren Versorgungssicherheit wie bei einem Netzanschluss zur Verfügung stellen. Bisher bestehen weltweit erst wenige Systeme, welche diese Anforderungen erfüllen. Die folgende Tabelle zeigt einige Beispiele:

Tabelle 5-1: Beispiele realisierter netzunabhängiger Stromversorgungsanlagen

Ort	Stromerzeugung	Verbraucher	Kosten
Lyklingholmen, Norwegen	PV: 0.5 kW Windturbine: 3 kW Diesel-Generator: 5.5 kW Batterie: 22 kWh	4'200 kWh/a Hauhalt/Werkstatt	Fr. 120'000.-- 350 Rp./kWh
San Juanico, Mexiko	Windturbinen: 75 kW PV: 17 kW Batterie: 420 kWh	Dorf ca. 180'000 kWh/a	Invest.: 1.5 Mio. Fr. 80 - 120 Rp./kWh*
Craigavon, Irland	Windturbinen: 12 kW Wasserkraft: 3 kW Batterie: 96 kWh	Sportzentrum ca. 20'000 kWh	Invest.: 140'000 Fr. 80 - 120 Rp./kWh*
Kythonos, Griechenland	PV: 6.6 kW Diesel-Generator: 9 kW Batterie: 48 kWh	11 Gebäude	?
Starkenburger Hütte, Deutschland	PV: 5 kW BHKW: 14 kW Batterie: ?	6'000 kWh/a Alphütte (Juni-Sept.)	?
Straubinger Haus, Deutschland	PV: 5.3 kW BHKW: 5.0 kW Batterie: ?	ca. 5'000 kWh/a Alphütte (Juni-Sept.)	?

* Zur Berechnung der Stromgestehungskosten mussten eigene Annahmen getroffen werden.

Die Anlagen besitzen in der Regel einen Dieselgenerator oder BHKW sowie zusätzlich ein oder zwei erneuerbare Stromerzeuger. Für den zeitlichen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch wird eine Batterie installiert. Es gilt zu berücksichtigen, dass die Anlagenstandorte für den Einsatz von Wind- oder Solaranlagen teilweise deutlich bessere Voraussetzungen bieten wie ein durchschnittlicher Standort in der Schweiz.

Von einigen Herstellern werden komplette Systeme für dezentrale Stromerzeugungsanlagen angeboten. Ecotècnia in Spanien bietet ein System mit Dieselgenerator (10 kW), Windturbine (10 kW) und PV-Anlage (2, 5 oder 10 kW) an. Senertec, Deutschland hat seit kurzer Zeit ein System im Angebot, welches auf dem Dachs-Kleinblockheizkraftwerk basiert und optional mit einer PV-Anlage kombiniert werden kann.

5.2 Bestimmung der zu untersuchenden Technologien

Gemäss Aufgabenstellung müssen die Alternativen in der Lage sein, den Strom zu konkurrenzfähigen Kosten zur Verfügung zu stellen - also unter den Kosten, welche bei einem Netzanschluss bestehen. Betreffend Qualität und Versorgungssicherheit der Stromversorgung sollen im Vergleich zu einem Netzanschluss keine spürbaren Einbussen in Kauf genommen werden müssen. Es geht also um Stromversorgungslösungen, die grundsätzlich für eine grösseres Potenzial von Gebäuden mit einem „normalen“ Qualitätsanspruch in Frage kommen.

Im Folgenden werden die Gestehungskosten für Stromerzeugung und -speicherung grob abgeschätzt und diejenigen Lösungen ausgewählt, welche bereits jetzt oder in absehbarer Zeit dieses Kriterium erfüllen können. In einem ersten Abschnitt wird auf die Elektrizitätsspeicherung kurz eingegangen. Anschliessend werden die Technologien zur Stromerzeugung kurz beschrieben. Neben den Erzeugungskosten wird auf die Standortabhängigkeit, die Anforderungen an die Elektrizitätsspeicherung, die Umweltbelastung und das Entwicklungspotential eingegangen. Abschliessend wird die Eignung der verschiedenen Systeme für eine dezentrale, netzunabhängige Stromerzeugung grob bewertet.

5.2.1 Elektrizitätsspeicherung

Da Energieerzeugung und Energieverbrauch in Inselnetzen nur zu einem beschränkten Teil zeitgleich erfolgen, muss für den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch ein Speicher zur Verfügung gestellt werden. Das Mass der notwendigen Speicherkapazität ist bei gegebenem Verbrauch von der Technologie der Stromerzeugung abhängig.

Die Elektrizitätsspeicherung in dezentralen Stromversorgungssystemen erfolgt heute ausschliesslich über Akkumulatoren.

Für Anwendungen mit einer ganzjährigen Nutzung werden insbesondere an die Zyklusfestigkeit der Akkumulatoren hohe Anforderungen gestellt. Normale Bleiakkumulatoren mit flüssigen Elektrolyten erreichen bei einer Entladetiefe von 40% der Akkukapazität lediglich eine Lebensdauer von ungefähr 500 Zyklen. Für den Dauerbetrieb werden deshalb spezielle

OPzS- oder OPzV-Akkumulatoren eingesetzt. Diese erreichen bei einer mittleren Entladetiefe von 40% eine Lebensdauer von 3'000 bis 5'000 Zyklen. Die um den Faktor zwei bis drei höheren Kosten sind dadurch mehr als gerechtfertigt.

Wesentlich für den Einsatz von Akkumulatoren zur dezentralen Stromversorgung sind folgende Eigenschaften:

- die Lebensdauer hängt wesentlich von der Entladetiefe ab. Bei kleinerer Entladetiefe steigt die Lebenserwartung überproportional.
- der Ladevorgang der Akkumulatoren sollte mindestens vier Stunden betragen. Kürzere Ladevorgänge verkürzen die Lebensdauer.

Gut wäre demnach eine Stromquelle, mit welcher der Akkumulator regelmässig (mehrmals täglich) während vier Stunden geladen werden kann. Im Idealfall steht die Stromquelle dauernd zur Verfügung und kann bei hohem Stromverbrauch (z.B. Kochspitze über Mittag) automatisch zugeschaltet werden.

Schwieriger sind dagegen Energiequellen, welche unregelmässig zur Verfügung stehen (Wind, Sonne etc.). Hier muss für längere Unterbrüche eine relativ grosse Speicherkapazität zur Verfügung gestellt werden und die Akkumulatoren werden höher belastet.

Die Kosten für die Akkumulatoren sind beträchtlich, und führen bei der vorliegenden Aufgabenstellung dazu, dass nur Stromerzeugungstechnologien in Frage kommen, welche sehr geringe Stromgestehungskosten aufweisen. Beispielsweise muss für Akkumulatoren mit einer Kapazität vom Tagesverbrauch eines Einfamilienhauses bei einer Entladetiefe von 40 % mit Anschaffungskosten von ca. CHF 15'000 gerechnet werden. Werden die Akkus täglich einmal nachgeladen, ergibt sich eine Lebensdauer von 9 bis 15 Jahren, was eine dezentrale Stromversorgung bereits mit 30 bis 50 Rp./kWh belastet.

Um die Batterien, welche die Elektrizität naturgemäss in Form von Gleichstrom abgeben, mit dem Erzeuger und den Verbrauchern zu verbinden, wird ein Inselwechselrichter benötigt. Dieser übernimmt gleichzeitig die Regelung des Netzes.

5.2.2 Technologien zur Stromerzeugung

a) Verbrennungsmotoren

Verbrennungsmotoren können zur dezentralen Stromerzeugung mit fossilen Brennstoffen (Heizöl resp. Diesel oder Propangas) aber auch mit erneuerbaren Brennstoffen (Biodiesel, Methanol, Biogas) betrieben werden.

Hier wird davon ausgegangen, dass der Motor ausschliesslich zur Stromerzeugung betrieben wird, d.h. die anfallende Wärme wird nicht genutzt.

Die für eine netzunabhängige Stromversorgung in Frage kommenden fossilen Brennstoffe Heizöl und Propangas unterscheiden sich durch die Kosten und die Schadstoffemissionen. Durch die um rund 30% günstigeren Brennstoffkosten und das Wegfallen eines speziellen

Gastanks resultieren bei der Verwendung von Heizöl um 15 bis 25% tiefere Stromgestehungskosten wie bei Propangas. Der Einsatz von Heizöl führt jedoch ohne kostenintensive zusätzliche Massnahmen zu massiv höheren Stickoxid- und Staubemissionen (Faktor > 10). Da die Luftreinhalteverordnung für stationäre Verbrennungsmotoren unter 100 kW Feuerungsleistung keine Grenzwerte vorgibt, ist der Betrieb von mit Heizöl betriebenen Motoren mindestens ausserhalb von Massnahmegebieten aber möglich. Trotzdem ist zu erwarten, dass eine grössere Verbreitung (wie sie im Rahmen dieser Arbeit zu prüfen ist) von mit Heizöl betriebenen Verbrennungsmotoren zu einem Konflikt mit der Luftreinhaltepolitik des Bundes führt. Wir sind deshalb von Propangas als Brennstoff ausgegangen und haben die entsprechenden Mehrkosten in Kauf genommen.

Bei den erneuerbaren Brennstoffen wird davon ausgegangen, dass der Brennstoff an zentraler Stelle aufbereitet wird und zur dezentralen Stromerzeugung als gebrauchsfertiges Produkt bezogen wird. Die Brennstoffaufbereitung wird dadurch wesentlich günstiger und die Stromerzeugung kann auch an Orten erfolgen, wo nicht genügend Biomasse vorhanden ist.

Um eine optimale Betriebsweise des Motors zu erreichen, wird von einer Batterieanlage mit einer Speicherkapazität von einem halben Tagesverbrauch ausgegangen. Grundsätzlich ist der Betrieb von Verbrennungsmotoren zur Stromerzeugung auch ohne Batterien möglich. Zu berücksichtigen ist aber, dass der Stromverbrauch bei den meisten Objekten stark schwankt. So liegen z.B. in einem Wohngebäude die kurzzeitigen Bedarfsspitzen, welche für die Auslegung des Verbrennungsmotors ausschlaggebend sind, um ca. das 100-fache über dem Leistungsbedarf bei Schwachlast (z.B. während der Nacht). Die durchschnittlich bezogene Leistung dürfte etwa um den Faktor 10 tiefer liegen wie die Bedarfsspitzen. Der Verbrennungsmotor wäre daher praktisch dauernd nur sehr gering belastet. Dies führt unweigerlich zu einem schlechteren Wirkungsgrad. Zusätzlich muss mit einem deutlich erhöhten Wartungsaufwand und mit einer geringeren Betriebssicherheit des Motors gerechnet werden. Das 'National Renewable Energy Laboratory' empfiehlt im Rahmen des Programms 'Diesel Retrofit for Village Power' deshalb u.a. den Einsatz von Batterien, um den Betrieb von bereits bestehenden Motoren zu optimieren. Wir haben daher eine Batterieanlage trotz der erheblichen Kosten mitberücksichtigt.

Die wichtigsten Vorteile der Stromerzeugung mit Verbrennungsmotoren sind die ständige Verfügbarkeit sowie die Standortunabhängigkeit. Werden fossile Brennstoffe eingesetzt, ergeben sich vergleichsweise geringe Stromerzeugungskosten.

Beim Einsatz von erneuerbaren Energieträgern, betragen die Brennstoffkosten 10 - 20 Rp./kWh, was unter Berücksichtigung eines elektrischen Nutzungsgrades von 30 % die Stromerzeugung bereits mit 35 - 70 Rp./kWh belastet.

Die Technologie führt zu beträchtlichen Umweltbelastungen, welche durch den elektrischen Nutzungsgrad von lediglich 25 - 35% und die nicht optimalen Bedingungen für den Verbrennungsprozess begründet sind. Beim Einsatz von fossilen Brennstoffen müssen neben den NOx- und Staubemissionen auch die CO₂-Emissionen berücksichtigt werden.

Entwicklungspotential besteht vor allem bei der Reduktion der Schadstoffemissionen und bei einer Erhöhung des elektrischen Nutzungsgrades. Die Realisierung dieser Potentiale dürfte aber die Eignung für die dezentralen Stromerzeugung nicht wesentlich beeinflussen.

b) Motorische Wärmekraftkopplung

Diese Variante unterscheidet sich von den Verbrennungsmotoren durch die möglichst umfassende Wärmenutzung. Der grösstmögliche Gesamtnutzungsgrad der WKK-Anlage wird dann erreicht, wenn die WKK-Anlage lediglich so ausgelegt und betrieben wird, wie dies zur Deckung des Strombedarfes nötig ist. Der mögliche Anteil der Wärmenutzung wird bestimmt durch das Verhältnis zwischen Elektrizitäts-, Heizenergie- und Warmwasserbedarf des versorgten Objektes.

Die folgende Tabelle zeigt den ungefähren Anteil der möglichen Wärmenutzung für Wohngebäude mit unterschiedlichem energietechnischen Standard:

Tabelle 5-2: Anteil möglicher Wärmenutzung für Wohngebäude

Gebäude: Energiebedarf pro m ²	mögliche Wärmenutzung		
	Sommer	Winter	Jahr
Altbau:			
- Heizen: 500 MJ/m ² a	30 %	95 %	70 %
- Warmwasser: 90 MJ/m ² a			
- Elektrizität: 100 MJ/m ² a			
Neubau Minergie:			
- Heizen: 75 MJ/m ² a	50 %	90 %	75 %
- Warmwasser: 75 MJ/m ² a			
- Elektrizität: 60 MJ/m ² a			

Annahmen WKK: Nutzungsgrad elektrisch: 0.25; Nutzungsgrad thermisch: 0.6.

Es zeigt sich, dass bei beiden Gebäuden ein ähnlich hoher jährlicher Gesamtnutzungsgrad erreicht wird. Dadurch wird erreicht, dass die Brennstoffkosten für die Stromerzeugung wesentlich tiefer ausfallen, wie bei Verbrennungsmotoren ohne Wärmenutzung. Dieser Kostenvorteil dürfte aber durch die höheren notwendigen Investitionen weitgehend ausgeglichen werden.

Auch die übrigen Eigenschaften entsprechen weitgehend den Verbrennungsmotoren ohne Wärmenutzung mit einer wesentlichen Ausnahme: Die Umweltbelastung durch den erhöhten Ausstoss an NO_x, Staub und CO₂ kann durch die Nutzung der Abwärme, um die vermiedenen Emissionen bei der Heizungsanlage reduziert werden.

c) Brennstoffzellen

Brennstoffzellen werden bisher erst ab ca. 200 kW elektrischer Leistung kommerziell angeboten. Kleinere Brennstoffzellensysteme befinden sich in der Entwicklung und werden im Rahmen von Feldtests resp. Vorserien eingesetzt. Gemäss Angaben der Hersteller soll die Serienproduktion ab 2004 anlaufen. Bisher wird vor allem Erdgas als Brennstoff eingesetzt. Aggregate für Diesel und Biogas sind aber bereits in Entwicklung.

Gegenüber motorischen Wärmekraftkopplungsanlagen weisen Brennstoffzellensysteme einige wesentliche Vorteile auf:

- bessere Eignung für kleine Leistungen
- wesentlich geringere Abgas- (NO_x und Staub) und Geräuschemissionen
- besseres Teillastverhalten
- Potential vorhanden für deutlich höheren elektrischen Wirkungsgrad

Vorausgesetzt es gelingt den Herstellern die angegebenen Kostenziele zu erreichen, dürften sich vor allem bei kleinen Leistungen deutlich niedrigere Stromerzeugungskosten wie bei motorischen WKK-Anlagen ergeben.

Obwohl sich die Leistung von Brennstoffzellen relativ gut bis ca. 20 % der Nennleistung regulieren lässt, wird bei dezentralen Stromerzeugungsanlagen der Einsatz von Akkumulatoren zur Deckung von Bedarfsspitzen wohl weiterhin sinnvoll bleiben.

d) Wasserkraft

Für abgelegene Siedlungen im Gebirge kann u.U. die Wasserkraft eine ökologische Alternative sein, insbesondere wenn die Quelle durch entsprechende Wassermenge oder Gefälle das ganze Jahr durch genügend Energie liefert.

An geeigneten Standorten können vergleichsweise sehr geringe Stromgestehungskosten erreicht werden. Bei einem Überangebot an Wasser kann die genutzte Menge reguliert werden und u.U. auf Akkumulatoren ganz verzichtet werden.

Grosser Nachteil dieser Technologie ist die Standortabhängigkeit, wodurch sich wohl auch in der Schweiz nur ein relativ geringes Potential für die dezentrale Stromerzeugung ergeben dürfte.

e) Photovoltaik

Die Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen im Netzverbund betragen heute ca. 1 CHF/kWh. Die Produktionsunterschiede zwischen Sommer und Winter spielen im Netzverbund keine Rolle. Bei Inselanlagen mit gleichmässigem Verbrauch über das ganze muss eine PV-Anlage auf den Winter ausgelegt werden, was im Sommer zu enormen Stromüberschüssen führt. Die Stromproduktionskosten betragen damit ein mehrfaches (Faktor 5 bis 6) einer Anlage im Netzverbund.

Da mit Schlechtwetterperioden von mehreren Tagen gerechnet werden muss, sind gross dimensionierte Akkumulatoren notwendig, welche ihrerseits die Stromgestehungskosten weiter in die Höhe treiben.

Trotz des ausgesprochen grossen Entwicklungspotentiales der Photovoltaik eignet sie sich daher für Inselanlagen auch längerfristig kaum für die zu untersuchende Aufgabe.

f) Windkraftanlagen

Die Windenergie ist eine sehr standortabhängige Energiequelle. Geeignete Standorte befinden sich in der Schweiz über 800 m.ü.M., d.h. vor allem im Jura und in den Alpen.

An Standorten mit durchschnittlichem Windangebot betragen die Produktionskosten von Kleinwindanlagen im Netzverbund 80 bis 150 Rp./kWh.

Die kurzfristig sehr unregelmässigen Windgeschwindigkeiten führen zusammen mit der Tatsache, dass die Stromerzeugung bis zur Nennleistung einer Anlage proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit verläuft, zu zusätzlichen Problemen. Wie bei der Photovoltaik müsste mit Produktionsunterbrüchen durch Windflauten von mehreren Tagen gerechnet werden. Kürzere Leistungsspitzen, welche bei einer Windkraftanlage einen beträchtlichen Teil der Jahresproduktion ausmachen, könnten dagegen nicht genutzt werden, da der Lade-strom der Akkumulatoren begrenzt werden muss.

Windkraftanlagen eignen sich daher für Inselnetze ausschliesslich an gut bewindeten Standorten und in Kombination mit anderen Energiequellen.

5.2.3 Eignung der Systeme für dezentrale Stromversorgung

Im Anhang A sind die wichtigsten Merkmale der verschiedenen Technologien tabellarisch zusammengefasst: Die angegebenen Kosten beinhalten Kapitaldienst, Betrieb und Unterhalt. Die Kapitalkosten werden mit der Annuitätenmethode mit einem Realzins von 3% berechnet.

Für die weiteren Arbeiten empfehlen wir, folgende Technologien weiter zu verfolgen:

- **Motorische WKK-Anlagen:**

Die bisher grob untersuchten Systeme, können sicher für gewisse Anwendungsfälle noch optimiert werden. Bei kleineren Objekten kann eine Kombination mit einer Photovoltaik-Anlage die Umweltbelastung deutlich reduzieren.

- **Kleinwasserkraftanlagen:**

Unter der Voraussetzung das ein ausreichendes Angebot zur Verfügung steht, kann ein Kleinwasserkraftwerk eine ökonomisch und ökologisch sehr sinnvolle Variante sein. Für Hochrechnung auf die Schweiz müsste geprüft werden, inwieweit ein lohnenswertes Potential besteht.

- **WKK-Anlagen mit Brennstoffzellen:**

Brennstoffzellen besitzen - sofern ihre Entwicklung wie vorgesehen verläuft - in Zukunft die besten Voraussetzungen für die dezentrale Stromerzeugung.

5.3 Kosten verfügbarer Systeme der dezentralen Stromerzeugung

5.3.1 Untersuchte Systeme

In diesem Kapitel werden die Kosten von Technologien berechnet, welche derzeit kommerziell verfügbar sind. Folgende Systeme werden untersucht:

- Wärmekraftkopplung Objektlösung:
jedes Objekt verfügt über eine eigenen, autonomen Stromversorgung
- Wärmekraftkopplung/Photovoltaik Objektlösung:
die oben aufgeführten Systeme werden mit einer Photovoltaikanlage ergänzt
- Wärmekraftkopplung Verbundlösung:
Strom und Wärme einer gemeinsamen WKK-Anlage werden an alle Objekte mit einem Inselnetz resp. einem Wärmeverbund verteilt.
- Wasserkraft Verbundlösung:
bei der Wasserkraft kommt aus wirtschaftlichen Gründen bei allen Fallbeispielen nur eine Verbundlösung in Frage. Die Wärmeversorgung der Objekte wird nicht beeinflusst.

5.3.2 Methodik zur Berechnung der Kosten

Zur Berechnung der Kosten wurden alle Fallbeispiele aufgrund der vorhandenen Daten mit standardisierten Objekten nachgebildet. Spezielle Anlagen (wie z.B. Sessellifte) wurden einzeln erfasst.

Die Annahmen bezüglich Strombezug und maximal bezogener elektrischer Leistung der einzelnen Standardobjekte stammen aus verschiedenen Ravel-Unterlagen sowie einer neueren Studie 'Rationelle Energieanwendung in der Landwirtschaft'. Die Werte konnten aufgrund der von den Elektrizitätswerken gelieferten Daten zu den Fallbeispielen verifiziert und teilweise genauer bestimmt werden.

Im folgenden sind die wichtigsten Daten der Standardobjekte dargestellt:

Tabelle 5-3: Eckdaten Standardobjekte

	Elektrizität		Wärme		
	max. bezogene Leistung	Strombezug jährlich	Leistungsbedarf:	Wärmebezug:	WW-Anteil
Objekte					
Wohngebäude	3	4'500	7.5	15'000	0.25
Ferienhaus	3	1'600	7.5	10'000	0.15
Landwirtschaftsgebäude	15	8'000	0	0	0
Gasthof	10	20'000	15	30'000	0.25
Gewerbegebäude	5	10'000	10	20'000	0.15
Hof Typ A	18	12'500	7.5	15'000	0.25
Hof Typ B	33	20'500	7.5	15'000	0.25
Wohn-/Gewerbegebäude	8	14'500	17.5	35'000	0.2
Luftseilbahn Furggelen	12	12'000	0	0	0
Luftseilbahn Riemenstalden	18	18'000	0	0	0
Sessellift Sez Ner	800	250'000	0	0	0
Beschneigungsanlage Fatschas	100	18'000	0	0	0
Schiesstand Casti Sut	10	9'000	0	0	0
Natelantenne Casti Sut	2	2'000	0	0	0
Schiesstand Prada Gonda	10	9'000	0	0	0

G:\2002\1029\3-Bearb\Fallbeispiele.xls\Objekte

Die folgende Tabelle zeigt einen Vergleich der Angaben der Elektrizitätswerke für die Fallbeispiele mit den Werten, welche sich anhand der obigen Daten der Standardobjekte ergeben.

Tabelle 5-4: Vergleich Angaben EW mit berechneten Werten auf Basis Standardobjekte

	Angaben EW's		berechnete Werte	
	inst. Leistung	Bezug	max. bezogene Leistung	Bezug
	[KVA]	[kWh/a]	[kW]	[kWh/a]
Weiler				
Furggelen, Isenthal (UR)	100	48'200	63	45'000
Fernigen, Meienthal (UR)	100	28'800	12	18'000
Trogen, Unterschächen (UR)	100	8'400	90	62'500
Tischinas, Ruschein (GR)	250	178'132	99	61'500
Durisch, Valendas (GR)	100	30'901	39	23'700
Marbachegg, Marbach (LU)	55	180'000	85	68'700
Dorf				
Riemenstalden (SZ)	160	140'000	123	125'000
Pigniu (GR)	160	292'893	108	131'800
Riein (GR)	200	415'403	213	216'800
Bramboden, Romoos (LU)	87	200'000	47	80'500
Haus-Hof				
Sez Ner, Obersaxen (GR)	1250	265'267	810	270'000
Fatschas, Falera (GR)	400	17'136	100	18'000
Prada Sura, Siat (GR)	63	7'673	15	8'000
Casti Sut, Castrisch (GR)	125	12'456	15	12'600
Prada Gronda, Sovgein (GR)	100	9'000	13	10'600
Buhütten, Marbach (LU)	17	3'000	3	4'500
Lüchtermoos, Flühli (LU)	28	3'500	8	3'500

G:\2002\1029\3-Bearb\Fallbeispiele.xls\Übersicht

Die Tabelle zeigt bei folgenden Fallbeispielen bedeutende Abweichungen:

- Trogen und Lüchtermoos: es handelt sich um Objekte, welche nur im Sommer bewohnt sind. Diese Fallbeispiele müssen gesondert behandelt werden.
- Fernigen, Tischinas, Marbachegg, Pigniu, Riein, Bramboden und Buhütten. Die tatsächlichen Verbrauchswerte liegen deutlich über den berechneten Werten. Nachfragen bei den Elektrizitätswerken haben bestätigt, dass die Abweichungen weitgehend auf vorhandene Elektroheizungen zurückgeführt werden können.

Damit die Kosten der dezentralen Stromerzeugung und der netzabhängigen Stromerschliessung miteinander verglichen werden können, wird bei beiden Varianten der Stromverbrauch entsprechend der Berechnung anhand der Standardobjekte eingesetzt.

Dies beeinflusst insbesondere die Fallbeispiele mit Elektroheizungen. Es ist davon auszugehen, dass Siedlungen mit einem nennenswerten Anteil Elektroheizungen für eine dezentrale Stromerzeugung nicht geeignet sind. Zum einen müssten die Kosten für den Ersatz der Elektroheizungen durch ein konventionelles Heizsystem berücksichtigt werden (ca. CHF 20'000 für ein EFH), zum andern ist anzunehmen, dass ein allenfalls notwendiger Ersatz von

Elektroheizungen durch die baulichen Umtriebe ein wesentliches zusätzliches Hemmnis darstellt.

Die Fallbeispiele Trogen und Lüchtermoos werden jeweils mit den von den EW's angegebenen Werten gerechnet, um auch Objekte zu berücksichtigen, welche nur im Sommer genutzt werden.

Um die Kosten der Objektlösungen zu berechnen wurden in einem ersten Schritt die Kosten der einzelnen Normobjekte berechnet, welche anschliessend für die verschiedenen Fallbeispiele aufsummiert werden.

Bei den Verbundlösungen werden die Kosten für die elektrischen Verbindungsleitungen unter den Objekten und die Anschlüsse aus der Kostenberechnungen für die netzabhängige Stromversorgung übernommen.

Die Berechnung der Energiegestehungskosten erfolgt nach den im Hochbau üblichen Verfahren der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung gemäss SIA 480. Es wird ein realer Zinssatz von 3.0% zu Grunde gelegt.

5.3.3 Grundlagen für die Kostenberechnungen

Für die einzelnen Technologien werden folgende Grundlagen verwendet:

a) Dimensionierung der Stromerzeugungsanlagen

Ein wesentlicher Faktor für die Kosten einer dezentralen Stromerzeugungsanlage ist deren Leistung. Die Leistung soll im Rahmen dieser Arbeit so bemessen sein, dass auch an Tagen mit ausserordentlich hohem Verbrauch genügend Elektrizität zur Verfügung steht und der Benutzer keine spürbaren Komforteinbussen in Kauf nehmen muss. Wir gehen davon aus, dass die dezentrale Stromerzeugung weniger wie einmal pro Jahr an ihre Leistungsgrenzen gelangen sollte.

Üblicherweise erfolgt die Dimensionierung heute aufgrund einer individuellen Beurteilung zusammen mit dem Benutzer, wobei der maximal zu deckende Tagesverbrauch ermittelt wird. Die installierte Leistung hängt bei diesem Verfahren, somit sehr stark von den individuellen Komfortansprüchen der Nutzer ab und ist für die vorliegende Arbeit nicht anwendbar. Leider existieren auch keine statistischen Werte über die Schwankung des Tagesstromverbrauches einzelner Haushalte oder Betriebe auf welche die Dimensionierung abgestützt werden könnte.

Um trotzdem eine plausible Regel für Dimensionierung zu erhalten, dienen folgende Überlegungen:

- Im Haushalt können knapp 50% des Jahresstromverbrauches als Bandlast bezeichnet werden (z.B. Tiefkühler), ca. 25% entfallen auf das Waschen und ca. 20% auf das Kochen und Backen. Das Waschen fällt üblicherweise auf einen Tag in der Woche, so dass am Waschtag der Stromverbrauch ohne andere Einflüsse bereits das Doppelte des durch-

schnittlichen Tagesverbrauches beträgt. Das Zubereiten einer Mahlzeit beansprucht üblicherweise ca. 2 kWh. Sind Gäste eingeladen, wird rasch ein mehrfaches davon benötigt, so dass zusammen mit einem Mehrverbrauch für Licht, Musik, etc. ebenfalls knapp das Doppelte eines durchschnittlichen Tagesverbrauches resultiert.

- In Landwirtschaftsbetrieben entfallen ca. 60% des Stromverbrauches auf die Milchverarbeitung, sind also täglich konstant. Allerdings sind einige stromintensive, unregelmässige Arbeitsgänge zu berücksichtigen. Insbesondere für das Ausbringen der Gülle (resp. das vorgängige Aufrühren des Düngers mittels Rührwerk) wird ca. das 1.5-fache eines durchschnittlichen Tagesstromverbrauches benötigt.
- In Gewerbebetrieb und Gasthöfen gehen wir von geringeren Schwankungen des täglichen Stromverbrauches aus, da kaum stromintensive, unregelmässige Arbeiten bestehen. Dagegen dürfte das Bedürfnis nach einer gewissen Reserve bestehen, um eine Steigerung der Produktionsmenge oder den Einsatz neuer Geräte ohne aufwändige Anpassungen bei der Stromerzeugungsanlage zu ermöglichen.

Für die Dimensionierung der Stromerzeugungsanlagen wenden wir aufgrund der oben geschilderten Überlegungen folgende Richtwerte an:

Tabelle 5-5: Richtwerte Dimensionierung Stromerzeugungsanlagen

Gebäude-/Anlagentyp:	max. Stromerzeugung pro Tag
Haushalt	3 mal Durchschnittsverbrauch
Landwirtschaftsbetrieb	4 mal Durchschnittsverbrauch
Gasthof, Gewerbebetrieb	3 mal Durchschnittsverbrauch

Zu berücksichtigen ist, dass durch eine vorhandene Speicherbatterie in der Regel ein guter Teil der maximal erforderlichen Tagesstromerzeugung bereitgestellt werden kann. Um eine schädliche Tiefentladung der Batterien zu vermeiden, wird bei der Leistungsdimensionierung nur die Hälfte der Batteriekapazität berücksichtigt.

Für Inselnetze mit mehreren zu versorgenden Objekten wird ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0.75 eingerechnet.

b) Wärmekraftkopplung

Die Werte für die Investitions- und Wartungskosten sowie elektrischen und thermischen Nutzungsgrad wurden von der Arbeit 'Zukünftige Marktbedeutung von WKK-Anlagen mit 1 bis 1'000 kW elektrischer Leistung' übernommen. Für Kleinblockheizkraftwerke (ca. 5 kW_e) wurden zusätzliche Kostenschätzungen durchgeführt. Eingerechnet in die Investitionskosten sind sämtliche notwendigen Bestandteile inklusive Notkühler für die Stromerzeugung im Sommer und Heizkessel zur Abdeckung von thermischer Spitzenlast und zum Heizen, wenn kein Strombedarf vorhanden ist (ein allenfalls vorhandener Heizkessel kann kaum verwendet

werden, da Flüssiggas als Brennstoff vorgesehen wird). Ab einer Leistung von 15 kW_{el} werden Raumkosten für den Bau resp. die Vergrößerung eines Heizraumes berücksichtigt. Bei kleineren Leistungen wird davon ausgegangen, der bisherige Heizraum genügend Platz bietet. Die Kosten für Flüssiggas sind gemäss Auskunft der Anbieter nicht abhängig vom Standort der Anlage.

Um die Stromerzeugungskosten zu berechnen, wird die von der WKK-Anlage erzeugte Wärme mit 15 Rp./kWh bewertet. Dies entspricht in etwa den Wärmegestehungskosten einer konventionellen Wärmeenergieerzeugung (siehe Studie 'Technologie-Monitoring').

Tabelle 5-6: Verwendete (einmalige) Investitionskosten WKK-Anlagen

Leistung	Modulkosten	Kosten Einbindung, Bau, etc.	Total	Total spez. Kosten
[kW]	[Fr.]	[Fr.]	[Fr.]	[Fr./kW]
5	24'000	25'000	49'000	9'800
10	48'000	40'000	88'000	8'800
15	50'000	80'000	130'000	8'700
30	80'000	125'000	205'000	6'800
50	110'000	170'000	280'000	5'600
70	130'000	190'000	320'000	4'600
100	145'000	210'000	355'000	3'600

G:\2002\1029\3-Bearb\Divkosten.xls\Tabelle1

Bei Objekten ohne Wärmebedarf werden die Kosten für die Stromerzeugung mit einem Verbrennungsmotor ohne Abwärmenutzung berechnet. Betreffend der Eignung für Dauerbetrieb, Schalldämmung, Abgasreinigung müssen dieselben Anforderungen wie an ein Blockheizkraftwerk gestellt werden. Handelsübliche Notstromaggregate erfüllen diese Anforderungen nicht, sind aber auch entsprechend billiger (ca. 50% der Kosten eines BHKW's mit gleicher Leistung). Für die Abschätzung der Investitionskosten der Verbrennungsmotoren ohne Abwärmenutzung wird daher von den Modulkosten für BHKW's ausgegangen. Im Gegensatz zu einem BHKW entfallen Kühlwasser- und Abgaswärmetauscher, was mit einem Abzug von 20 % der Investitionskosten berücksichtigt wird. Die Kosten für die elektrische Einbindung und bauliche Massnahmen unterscheiden sich dagegen stark von den entsprechenden Kosten einer WKK-Anlage. es entfallen die hydraulische Einbindung, Speicher sowie Heizkessel.

Tabelle 5-7: Verwendete (einmalige) Investitionskosten Verbrennungsmotoren ohne Abwärmenutzung

Leistung	Modulkosten	Kosten Einbindung, Bau, etc.	Total	Total spez. Kosten
[kW]	[Fr.]	[Fr.]	[Fr.]	[Fr./kW]
5	19'000	12'000	31'000	6'200
10	38'000	15'000	53'000	5'300
13	39'000	17'000	56'000	4'300
15	40'000	18'000	58'000	3'900
20	52'000	20'000	72'000	3'600
30	64'000	23'000	87'000	2'900
50	88'000	27'000	115'000	2'300
70	104'000	29'000	133'000	1'900
100	116'000	30'000	146'000	1'500

G:\2002\1029\3-Bearb\Divkosten.xls]Tabelle1

c) Wasserkraft

Die Kosten für die Wasserkraftanlagen werden aufgrund verschiedener Unterlagen von PACER resp. DIANE 10 Klein-Wasserkraftwerke berechnet. Die Kostenberechnungen beruhen auf Auswertungen realisierter Anlagen und gehen daher folglich von eher günstigen Voraussetzungen aus (siehe folgende Tabelle). Da dies bei dezentral gelegenen Objekten nicht vorausgesetzt werden kann, muss dieser Umstand bei der Ermittlung des Potenziales für die gesamte Schweiz berücksichtigt werden.

Für die massgebenden Investitionskosten werden folgende Werte verwendet:

Tabelle 5-8: Verwendete (einmalige) Investitionskosten Wasserkraftwerke

Leistung	Kosten		
	bauliches	El.mech.	Total
[kW]	[Fr./kW]	[Fr./kW]	[Fr./kW]
5	18'000	10'000	28'000
10	14'000	8'000	22'000
15	13'000	7'000	20'000
30	10'000	5'000	15'000
60	8'500	4'500	13'000
100	7'250	3'750	11'000
200	5'250	2'750	8'000
800	2'200	1'800	4'000

G:\2002\1029\3-Bearb\KWKW-Beispiele.xls]Tabelle1

Die Wasserkraftanlagen sind so ausgelegt, dass ausser für kurzzeitige Leistungsspitzen zu jeder Zeit genügend Energie zur Verfügung gestellt werden kann. Damit deckt die Batterie

lediglich noch kurze Leistungsspitzen ab und kann entsprechend kleiner ausgelegt werden. Damit die Anlage jedoch nicht auf unnötig grosse Leistungsspitzen dimensioniert werden muss, werden grosse Verbraucher mit einem Lastmanagement koordiniert.

d) WKK-Photovoltaik

Die Dimensionierung der PV-Anlage erfolgt so, dass möglichst ein Gesamtnutzungsgrad des WKK-PV-Systems von 0.8 erreicht wird. Die PV-Anlage wird jedoch höchstens so gross, gewählt, dass kein monatlicher Produktionsüberschuss entsteht.

Die einmaligen Investitionskosten (PV-Module, Installationsmaterial, Wechselrichter etc.) werden mit CHF 8'000 /kW, der jährliche Ertrag mit 800 kWh/kW eingesetzt. Die monatliche Verteilung der Stromproduktion erfolgt auf Basis der Meteonorm-Daten.

e) Photovoltaik

Für die Alp Trogen und die Natel-Antenne in Casti Sut wird zusätzlich ein Inselnetz gerechnet, welches ausschliesslich mit einer Photovoltaik-Anlage versorgt wird.

Die Dimensionierung der PV-Anlage und der Batterien erfolgt entsprechend einer Richtlinie der TU Berlin. Für die Batterien beträgt die Speicherkapazität das 5-fache eines durchschnittlichen Tagesverbrauches, um auch ungünstige Wetterperioden ohne Unterbruch zu überstehen.

Die einmaligen Investitionskosten für die PV-Anlage (PV-Module, Installationsmaterial, Wechselrichter etc.) werden mit CHF 8'000 /kW eingesetzt.

f) Verbundlösungen

Die Kosten für die Wärmeverbände beruhen auf Erfahrungswerten und betragen CHF 530 pro Meter Leitungslänge und CHF 4'000 pro Anschluss. Bei den Leistungskosten sind Synergien mit der Verlegung neuer Elektrokabel bereits berücksichtigt.

Da die hier betrachteten Wärmeverbände eine sehr niedrige Anschlussdichte aufweisen, wird von einem Nutzungsgrad von 0.80 ausgegangen.

Die Kosten für die elektrischen Verbindungsleitungen unter den Objekten und die Anschlüsse werden aus der Kostenberechnungen für die netzabhängige Stromversorgung übernommen.

g) Stromspeicherung

Die Batterien werden so ausgelegt, dass bei Objektlösungen eine Kapazität von zwei durchschnittlichen Tagesverbräuchen besteht: Bei Verbundlösungen wurde aufgrund der geringeren Beanspruchung eine Kapazität von 1.5 Tagesverbräuchen zu Grunde gelegt. Bei Nutzung der Wasserkraft, wo die Batterie lediglich Leistungsspitzen abdeckt, wurde lediglich ein halber Tagesverbrauch angenommen.

Die Kosten für die Batterien und die Inselnetzwechselrichter beruhen auf Herstellerangaben. Bei den Batterien wird vom Bleibatterien vom Typ OPzS ausgegangen. Die Kosten betragen heute CHF 625 pro kWh Kapazität (inkl. notwendiges Zusatzmaterial).

Ein Inselnetzwechselrichter verfügt üblicherweise über einen Wirkungsgrad von ca. 90%. Bleibatterien verursachen bei einem Lade- Entladezyklus ca. 20 % Verluste. Es gilt aber zu berücksichtigen, dass nur ein Teil des erzeugten Stromes über die Batterien umgesetzt wird. Für den Gesamtwirkungsgrad des Inselnetzes werden deshalb 80 % eingesetzt.

Schwierig abschätzbar ist insbesondere die Lebensdauer der Batterien, welche stark abhängig ist vom Belastungsprofil (Verbrauch minus Erzeugung). In den Berechnungen wurden 7 Jahre eingesetzt.

5.4 Ergebnisse

5.4.1 Ergebnisse Standardobjekte

In der folgenden Tabelle sind für Standardobjekte und spezielle Anlagen die Stromgestehungskosten für folgende Technologien dargestellt.

- WKK: Wärmekraftkopplungsanlage mit Flüssiggas, bei Objekten ohne Wärmebedarf wird ein Gasmotor ohne Wärmenutzung eingesetzt.
- WKK/PV: Ergänzung der WKK-Anlage mit einer Photovoltaikanlage. Die PV-Anlage wird so dimensioniert, dass ein Nutzungsgrad von 0.8 erreicht wird. Die PV-Anlage wird jedoch höchstens so gross, gewählt, dass kein monatlicher Produktionsüberschuss entsteht (beim Ferienhaus wird deshalb keine Variante WKK/PV.berechnet)

Tabelle 5-9: Stromgestehungskosten und Nutzungsgrad der Standardobjekte

Standardobjekte	WKK		WKK/PV	
	Strom- gestehungs- kosten [Rp./kWh]	Nutzungs- grad	Strom- gestehungs- kosten [Rp./kWh]	Nutzungs- grad
Wohngebäude	153	0.69	169	0.80
Ferienhaus	293	0.74	-	-
Landwirtschaftsgebäude	144	0.20	172	0.57
Gasthof	106	0.51	121	0.81
Gewerbegebäude	111	0.59	131	0.82
Hof Typ A	131	0.45	147	0.82
Hof Typ B	115	0.35	166	0.81
Wohn-/ Gewerbegebäude	103	0.63	121	0.81

G:\2002\1029\3-Bearb\Stromkosten-neu.xls\Resultate-Objekte

Die Bandbreite der Stromgestehungskosten ist mit 100 bis 300 Rp./kWh sehr gross. Stromgestehungskosten von rund 1 CHF/kWh werden nur von grösseren Objekten (Gasthof, Ge-

werbegebäude resp. Wohn-/Gewerbegebäude) erreicht. Kleinere Objekte weisen unter anderem deshalb hohe Kosten auf, weil derzeit keine WKK-Technologie mit entsprechend kleiner Leistung verfügbar ist. Die kleinsten motorischen WKK-Anlagen haben eine elektrische Leistung von gut 5 kW bei einem Hubraum von 700 ccm. Für ein normales Wohnhaus wäre aber lediglich eine elektrische Leistung von 1.5 kW notwendig.

Die Nutzungsgrade betragen ohne PV-Anlage durch die Verluste von Wechselrichter und Batterie sowie infolge der fehlenden Abwärmenutzung im Sommer maximal 0.74 (Ferienhaus).

Bei WKK-Anlagen werden die Stromkosten vor allem durch die hohen Kapitalkosten verursacht. Wo die vom WKK-Modul erzeugte Wärme grösstenteils genutzt werden kann, heben sich Betriebskosten und Wärmeertrag nahezu auf. Bei Anlagen mit nur geringem Wärmebedarf (Landwirtschaftsgebäude, Hof) setzen sich die Stromgestehungskosten zu ähnlichen Teilen aus Kapital- und Betriebskosten zusammen. Durch den fehlenden Wärmeertrag fallen die Stromgestehungskosten höher aus.

Mit einer zusätzlichen PV-Anlage lassen sich die Nutzungsgrade teilweise deutlich verbessern, ohne dass bedeutende Mengen an Überschussstrom produziert würden. Trotzdem führen die zusätzlichen Investitionen zu spürbar höheren Stromgestehungskosten.

Damit die Fallbeispiele möglichst vollständig abgebildet werden können, werden zusätzlich die Stromgestehungskosten für spezielle technische Anlagen (z.B. Sessellifte) berechnet.

Tabelle 5-10: Stromgestehungskosten und Nutzungsgrad der speziellen Anlagen

Spezielle Anlagen	WKK		WKK/PV	
	Stromgestehungskosten [Rp./kWh]	Nutzungsgrad	Stromgestehungskosten [Rp./kWh]	Nutzungsgrad
Seilbahn Furggelen	63	0.26	139	0.58
Seilbahn Riemenstalden	57	0.26	134	0.64
Sessellift Sez Ner	31	0.38	-	-
Beschneiungsanlage Fatschas	75	0.35	-	-
Schiesstand Casti Sut	72	0.26	-	-
Natelantenne Casti Sut	169	0.20	447	-
Schiesstand Prada Gonda	72	0.26	-	-

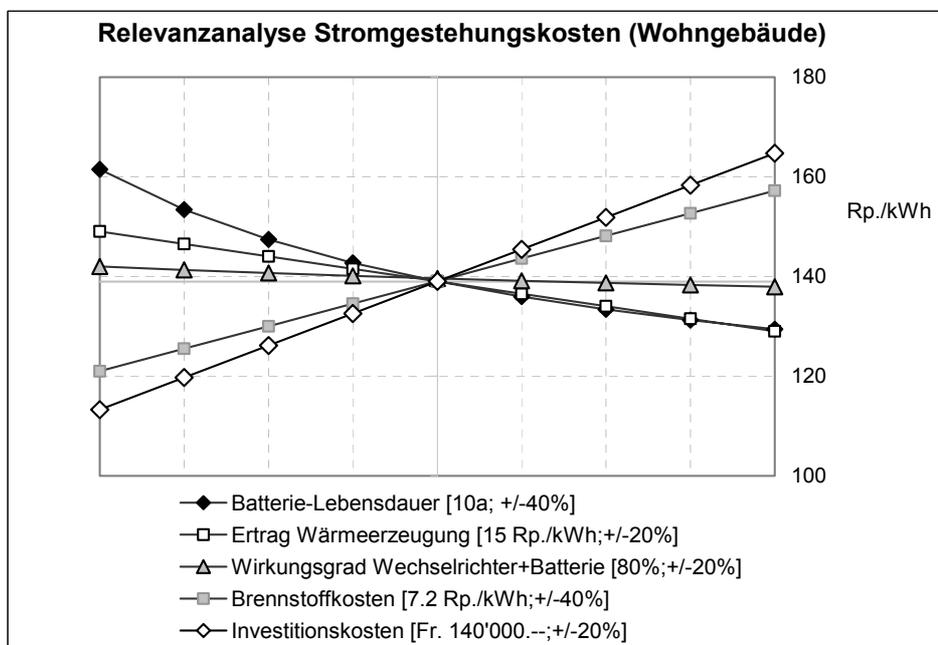
G:\2002\1029\3-Bearb\Stromkosten-neu.xls\Resultate-Objekte

Anmerkung: der Wert von 447 Rp./kWh für die Natelantenne Casti Sut bezieht sich auf eine reine PV-Anlage.

Im folgenden wird für ein Wohngebäude die Sensitivität der Stromgestehungskosten bezüglich Batterielebensdauer, Ertrag der Wärmeerzeugung, Wirkungsgrad von Wechselrichter und Batterie, Brennstoffkosten sowie Investitionskosten der WKK-Anlage untersucht: Die Batterielebensdauer und die Brennstoffkosten werden um +/-40% variiert, da bei diesen Wer-

ten relativ grosse Unsicherheiten bestehen. Die übrigen Parameter werden mit jeweils +/- 20% variiert.

Grafik 5-1: Relevanzanalyse Stromgestehungskosten für Wohngebäude



G:\2002\1029\3-Bearb\[Stromkosten.xls]Relevanzanalyse

Aufgrund der Ergebnisse gehen wir von einer Genauigkeit der angegebenen Stromgestehungskosten von +/- 20 % aus.

5.4.2 Ergebnisse für Fallbeispiele

Um die Kosten der Objektlösungen zu berechnen, wurden die Kosten der einzelnen Normobjekte für die verschiedenen Fallbeispiele aufsummiert.

Bei den Verbundlösungen werden die Kosten für die elektrischen Verbindungsleitungen unter den Objekten sowie die Kosten für die Anschlüsse aus der Kostenberechnungen der netzabhängigen Stromversorgung übernommen.

Im Anhang D ist die detaillierte Wirtschaftlichkeitsrechnung einiger Fallbeispiele für eine WKK-Verbundlösung exemplarisch dargestellt.

Die folgenden Tabellen zeigen die Stromgestehungskosten der untersuchten Technologien für sämtliche Technologien.

Tabelle 5-11: Stromgestehungskosten Fallbeispiele Typus Einzelhof

Resultate Fallbeispiele		Weiler						
		Sez Ner, Obersaxen (GR)	Fatschas, Falera (GR)	Prada Sura, Siat (GR)	Haus/Hof Casti Sut, Castrisch (GR)	Prada Gonda, Sovgein (GR)	Buhütten, Marbach (LU)	Lüchter- moos, Fiühli (LU)
WKK - Objektlösung								
Investition	[Fr.]	781'500	156'000	81'000	168'000	130'500	78'500	100'000
Stromgestehungskosten min.	[Rp./kWh]	29	60	115	93	85	123	203
Stromgestehungskosten max.	[Rp./kWh]	44	89	173	139	127	184	305
Nutzungsgrad		0.40	0.35	0.20	0.38	0.41	0.69	0.20
WKK/Photovoltaik - Objektlösung								
Investition	[Fr.]	855'000	-	145'000	234'500	-	-	172'000
Stromgestehungskosten min.	[Rp./kWh]	32	-	138	130	-	-	317
Stromgestehungskosten max.	[Rp./kWh]	48	-	207	196	-	-	476
Nutzungsgrad		0.42	-	0.57	0.45	-	-	(PV-Anlage)
WKK - Verbundlösung								
Investition	[Fr.]	-	-	-	-	-	-	-
Stromgestehungskosten min.	[Rp./kWh]	-	-	-	-	-	-	-
Stromgestehungskosten max.	[Rp./kWh]	-	-	-	-	-	-	-
Nutzungsgrad		-	-	-	-	-	-	-
Wasserkraft - Verbundlösung								
Investition	[Fr.]	3'471'000	1'115'000	131'000	273'384	198'480	96'000	151'000
Stromgestehungskosten	[Rp./kWh]	127	577	168	198	188	218	436

G:\2002\1029\3-Bearb\Stromkosten-neu.xls\Resultate

Tabelle 5-12: Stromgestehungskosten Fallbeispiele Typus Weiler

Resultate Fallbeispiele		Weiler					
		Furggelen, Isenthal (UR)	Fernigen, Meienthal (UR)	Trogen, Unter- schächen (UR)	Tischinas, Ruschein (GR)	Durisch, Valendas (GR)	Marbachegg, Marbach (LU)
WKK - Objektlösung							
Investition	[Fr.]	356'000	314'000	-	1'797'500	642'000	1'092'500
Stromgestehungskosten min.	[Rp./kWh]	84	123	-	174	166	120
Stromgestehungskosten max.	[Rp./kWh]	127	184	-	261	249	180
Nutzungsgrad		0.36	0.69	-	0.66	0.64	0.55
WKK/Photovoltaik - Objektlösung							
Investition	[Fr.]	719'000	378'000	368'000	1'937'500	704'000	1'352'000
Stromgestehungskosten min.	[Rp./kWh]	123	135	321	190	182	134
Stromgestehungskosten max.	[Rp./kWh]	185	203	481	285	273	201
Nutzungsgrad		0.76	0.80	(PV-Anlage)	0.76	0.76	0.79
WKK - Verbundlösung							
Investition	[Fr.]	429'100	277'000	156'500	772'380	639'100	1'134'000
Stromgestehungskosten min.	[Rp./kWh]	91	100	158	64	138	97
Stromgestehungskosten max.	[Rp./kWh]	137	150	237	96	207	145
Nutzungsgrad		0.41	0.72	0.22	0.76	0.73	0.71
Wasserkraft - Verbundlösung							
Investition	[Fr.]	511'000	209'000	445'000	593'180	323'500	602'000
Stromgestehungskosten	[Rp./kWh]	108	114	471	92	130	85

G:\2002\1029\3-Bearb\Stromkosten-neu.xls\Resultate

Tabelle 5-13: Stromgestehungskosten Fallbeispiele Typus Dorf

Resultate Fallbeispiele		Dorf			
		Riemenstalden (SZ)	Pigniu (GR)	Riein (GR)	Bramboden (LU)
WKK - Objektlösung					
Investition	[Fr.]	1'296'000	1'980'500	2'977'000	1'042'000
Stromgestehungskosten min.	[Rp./kWh]	92	113	110	102
Stromgestehungskosten max.	[Rp./kWh]	138	170	165	153
Nutzungsgrad		0.51	0.63	0.60	0.63
WKK/Photovoltaik - Objektlösung					
Investition	[Fr.]	2'019'500	2'480'000	3'885'000	1'353'500
Stromgestehungskosten min.	[Rp./kWh]	117	126	123	115
Stromgestehungskosten max.	[Rp./kWh]	175	189	184	173
Nutzungsgrad		0.80	0.80	0.81	0.81
WKK - Verbundlösung					
Investition	[Fr.]	1'239'000	1'004'500	1'890'200	1'170'000
Stromgestehungskosten min.	[Rp./kWh]	73	53	59	84
Stromgestehungskosten max.	[Rp./kWh]	110	80	88	126
Nutzungsgrad		0.65	0.72	0.71	0.74
Wasserkraft - Verbundlösung					
Investition	[Fr.]	910'000	638'000	1'080'700	589'000
Stromgestehungskosten	[Rp./kWh]	70	50	50	69

G:\2002\1029\3-Bearb\Stromkosten-neu.xls\Resultate

Die Kosten der Objektlösungen ergeben sich aus der Summe der Ergebnisse der Standardobjekte. Entsprechend hoch sind die Stromgestehungskosten für Weiler und Dörfer, welche mehrheitlich aus Ferienhäusern bestehen (Tischinas und Durisch).

Bei praktisch allen Fallbeispielen mit mehreren Objekten (d.h. Weiler und Dörfer) führt eine Verbundlösung zu geringeren Kosten wie eine Objektlösung. Die Differenzen sind vor allem dort beträchtlich, wo die einzelnen Objekte relativ nahe zueinander liegen (kurze Netze).

Die Kosten der Kleinwasserkraftwerke liegen erheblich über den Kosten realisierter Anlagen, welche im Netzverbund betrieben werden. Dies ist insbesondere auf die geringe Anlagengrösse und die schlechte Auslastung zurückzuführen. Nur bei den Fallbeispielen vom Typ 'Dorf' werden über 3'000 Vollbetriebsstunden pro Jahr erreicht, bei den übrigen Fallbeispielen sind es 2'000 oder deutlich weniger Vollbetriebsstunden pro Jahr.

5.4.3 Diskussion der Ergebnisse

Die berechneten Stromgestehungskosten für die Standardprojekte und Fallbeispiele erscheinen auf den ersten Blick relativ hoch. Ein Vergleich mit anderen Arbeiten zeigt, dass deutlich tiefere Stromkosten erreicht werden können, wenn einfache Dieselgeneratoren ohne Batterien zur Stromerzeugung eingesetzt werden. So weist z.B. das CUEPE in der Arbeit 'Réseaux de distribution versus production distribuée' für untersuchte Dorf Bedretto Stromkosten von lediglich 30 Rp./kWh aus.⁶² Da solche Anlagen in Bezug auf Schadstoffemissionen, Betriebssicherheit und Wartungsaufwand problematisch sind (siehe Kap. 5.2,2), eignen sie sich kaum für eine grössere Verbreitung und werden deshalb im Rahmen dieser Arbeit nicht näher untersucht. An bestimmten Standorten, wo die genannten Nachteile nicht von Bedeutung sind, stellen Dieselgeneratoren aber eine mögliche Lösung dar.

⁶² CUEPE (2003), Réseaux de distribution versus production distribuée, S. 17.

6 Kostenvergleich netzabhängige / netzunabhängige Versorgung

6.1 Vergleichskriterien

Bei einem Vergleich zwischen der netzabhängigen und netzunabhängigen Versorgung sind verschiedene Faktoren zu berücksichtigen. Nebst dem rein betriebswirtschaftlichen Kostenvergleich von Investitions-, Betriebs- und Unterhaltskosten müssen bei umfassenden Abwägung der Vor- und Nachteile auch weitere Faktoren wie die

- Umweltbelastung
- die Versorgungssicherheit und –qualität
- die Kapazitätsreserven der Versorgung bzw. die Kosten einer in der Zukunft allfällig erforderlichen Leistungserhöhung
- der Investitionszyklus (zeitliche Zusammenfallen des Ersatzbedarfs von unterschiedlichen Komponenten)
- Synergieeffekte mit anderen Nutzungen
- und weitere Aspekte wie z.B. psychologische Faktoren

berücksichtigt werden. Je nach Entscheideträger kann dabei das Gewicht der einzelnen Entscheidungsfaktoren von unterschiedlicher Bedeutung sein.

- Für das **Elektrizitätsversorgungsunternehmen** dürfte in erster Linie der direkte Vergleich von Investitions-, Betriebs- und Unterhaltskosten von Bedeutung sein. Zusätzlich spielt insbesondere beim Ersatz von bestehenden Leitungen auch die Frage des zeitlichen Zusammenfalls der Ersatzzyklen eine Rolle: Ein Wechsel auf eine dezentrale Versorgung ist leichter zu vollziehen und schneidet betriebswirtschaftlich besser ab, wenn möglichst alle Komponenten der Netzerschliessung (Hausanschlusskosten, Trafo, Leitung, Masten usw.) am Ende ihrer Lebensdauer stehen.
- Für die **StromkonsumentInnen** werden vor allem jene Stromgestehungskosten im Vordergrund stehen, welche von ihnen selbst in Form von einmaligen und jährlichen wiederkehrenden Kosten zu tragen sind:
 - Bei der netzabhängigen Versorgung setzen sich diese Kosten zusammen aus, einmaligen Anschlusskosten, einer evtl. zusätzlichen Beteiligung an den Erschliessungskosten (z.B. durch Übernahme der Grabarbeiten) und den jährlichen Strombezugskosten.
 - Bei der netzunabhängigen Versorgung sind dies vor allem die Investitionskosten für die neue Anlage sowie die Energie-, Betriebs- und Unterhaltskosten für die dezentrale Stromproduktion.

Zusätzlich wird vor allem die Frage der Versorgungssicherheit und –qualität von grosser Bedeutung sein. Eine Einschränkung der Versorgungssicherheit wird kaum in Kauf genommen. Auch die Frage der vorhandenen Kapazitätsreserven bzw. der Kosten einer allfälligen Leistungserhöhung dürfte von Bedeutung sein: Je mehr Reservekapazitäten zur

Verfügung stehen und je geringer die Kosten einer Leistungserhöhung sind, desto vorteilhafter ist aus Sicht der KonsumentInnen die angebotene Lösung. Ebenso können auch psychologische Faktoren eine Rolle spielen: Beispielsweise dürfte es sowohl aus gesellschaftspolitischen Überlegungen wie auch aus Sicht der regionalwirtschaftlichen Entwicklungsperspektiven sehr schwierig sein, ein bisher erschlossenes Seitental vom Stromnetz abzukoppeln und in Zukunft mit dezentraler Energieproduktion vor Ort zu versorgen.

- Aus ökologischer Sicht sind vor allem die Auswirkungen auf die Umwelt von Bedeutung. Dabei spielt nicht nur die Art der Stromproduktion (Nutzung von erneuerbaren bzw. nicht-erneuerbaren Energiequellen) und deren Umweltbelastungen eine Rolle. Je nach Produktionsart (Kleinwasserkraftwerk oder Stausee, Solarzellen auf Dachfläche oder Windenergieanlage) und Verteilungsart (Freileitung, Kabel) können auch die Eingriffe ins Landschaftsbild von unterschiedlicher Tragweite sein.

Im Rahmen dieser Arbeit können weder sämtliche Einflussfaktoren umfassend quantifiziert und bewertet werden noch alle Sichtweisen detailliert erläutert werden. Wir wollen uns im Folgenden vor allem auf den betriebswirtschaftlichen Kostenvergleich konzentrieren (Abschnitt 6.2) und in Abschnitt 6.3 eine qualitative Würdigung der wichtigsten übrigen Einflussfaktoren vornehmen. Im letzten Abschnitt 6.4 folgt dann eine Zusammenfassung und Würdigung der Ergebnisse.

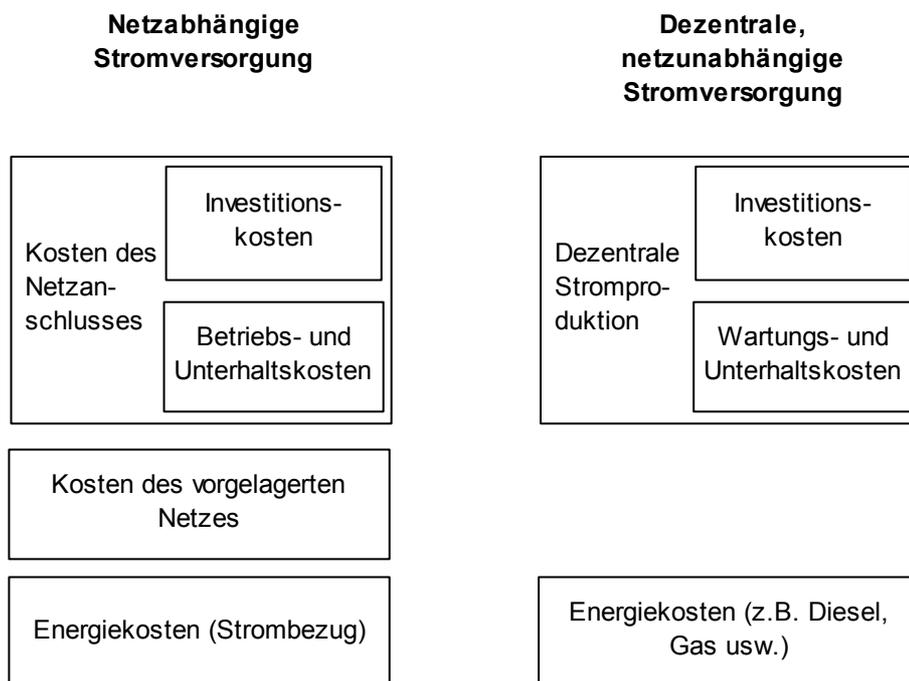
6.2 Betriebswirtschaftlicher Kostenvergleich

Der Kostenvergleich beinhaltet eine Gegenüberstellung der betriebswirtschaftlichen Stromgestehungskosten bei netzabhängiger Stromversorgung mit jenen von dezentralen, netzunabhängigen Lösungen.

Zu den betriebswirtschaftlichen Stromgestehungskosten zählen wir wie in Grafik 6-1 dargestellt die Kosten für die Amortisation (Abschreibung und Verzinsung) der Investitionen, die Betriebs- und Unterhaltskosten, die Energiekosten und im Fall der netzabhängigen Erschliessung auch die Kosten des vorgelagerten Netzes. Für den betriebswirtschaftlichen Vergleich werden keine externen Kosten berücksichtigt.⁶³

Bei der dezentralen Stromversorgung sind die Energiekosten in den ermittelten Stromgestehungskosten gemäss Kapitel 5.4 bereits enthalten. Bei der netzabhängigen Versorgung müssen die Energiekosten für den Strombezug (5 Rp./kWh bis 10 Rp./kWh) noch zu den Erschliessungskosten in Kapitel 5.4 hinzu gerechnet werden. Für die Ermittlung dieser Energiekosten verweisen wir auf den nachstehenden Exkurs.

⁶³ Auf die externen Kosten werden wir bei der Beurteilung der übrigen Vergleichsfaktoren in Abschnitt 6.3 noch kurz eingehen.

Grafik 6-1: Betriebswirtschaftlicher Kostenvergleich**Exkurs: Stromproduktionskosten**

Im Falle einer netzabhängigen Erschliessung ist hierfür der Gestehungspreis loco Kraftwerkklamme relevant, da die folgenden Übertragungs- und Transformationskosten bis zum Endverbraucher schon in die Berechnung der Erschliessungskosten einfließen. Die praktische Ermittlung solcher Kosten basiert auf den jeweiligen betriebsinternen Kostenrechnungen nach unterschiedlichen Methoden. Trotz dieser uneinheitlichen Datenlage hat der VSE mittlere Produktionskosten berechnet. Die Energiekosten liegen demnach bei ca. 8 Rp./kWh.⁶⁴ In Anbetracht der uneinheitlichen Berechnungsgrundlagen und insbesondere der unterschiedlicher Kostenzuordnungen der Gemeinkosten auf die Kostenstellen Produktion, Übertragung und Verteilung bringt der VSE aber grosse Vorbehalte gegenüber der Aussagekraft dieses schweizerischen Mittelwerts an.

Neben der Landeserzeugung spielt auch der Stromhandel mit dem Ausland eine bedeutende Rolle. Die Betrachtung inländischer Produktionskosten ist daher mit den Möglichkeiten der Strombeschaffung aus dem Ausland zu ergänzen. Über die Jahre 1985 bis 1995 lagen die bezahlten Preise (nicht die Kosten) für Stromimporte zwischen 4.5 und 6 Rp./kWh loco Schweizergrenze.⁶⁵

In Anbetracht der angesprochenen Unsicherheiten und der Möglichkeit von Strombeschaffung aus dem Ausland, verwenden wir für die Energiekosten bei netzabhängiger Versorgung 5 Rp./kWh als Kostenuntergrenze und 10 Rp./kWh als Obergrenze.

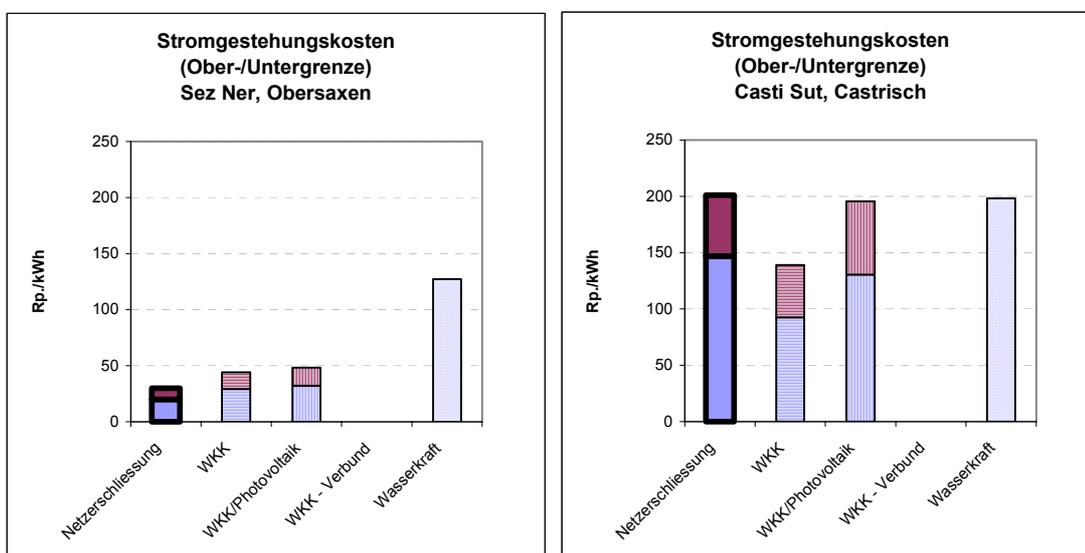
⁶⁴ Stand 1.1.1997 exkl. MWSt. Quelle: VSE (1997), Tarife, Preise und Kosten der elektrischen Energie, S. 64.

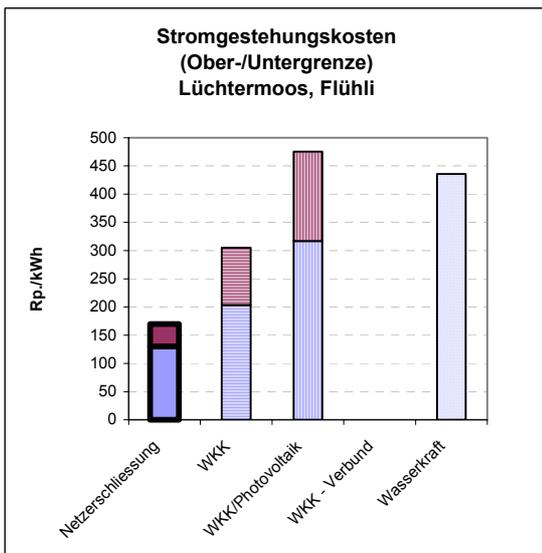
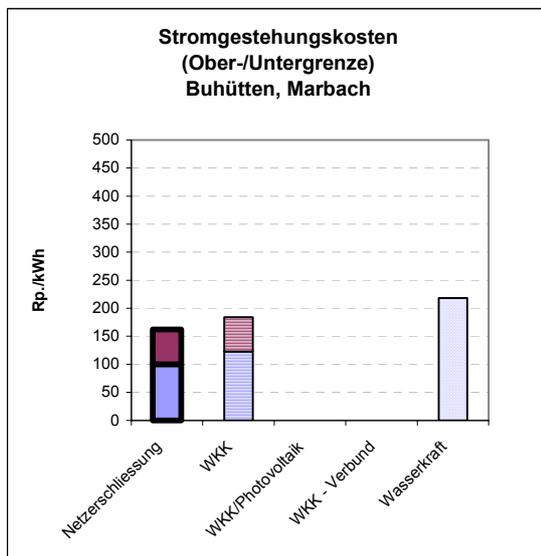
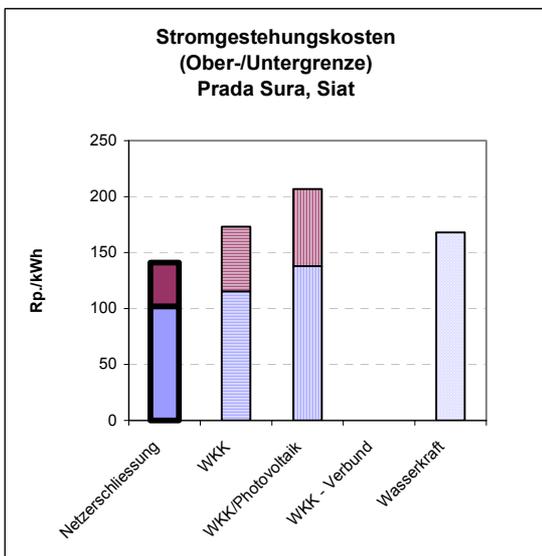
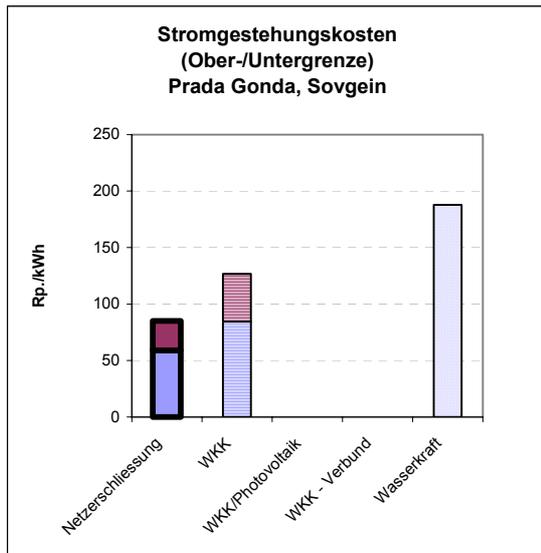
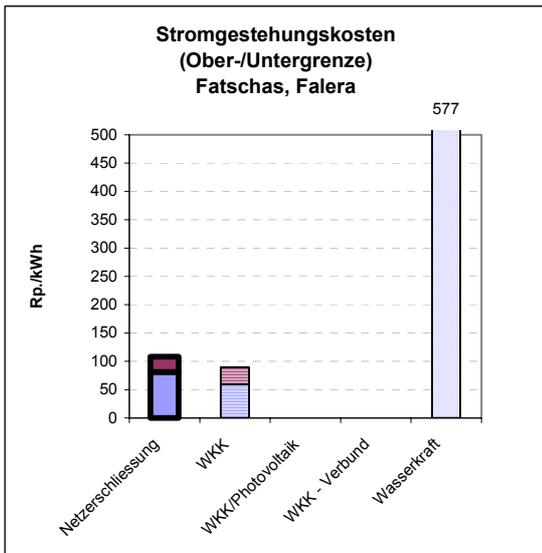
⁶⁵ VSE (1997), Tarife, Preise und Kosten der elektrischen Energie, S. 63.

Mit den so ermittelten Kostensätzen kann der betriebswirtschaftliche Vergleich im Folgenden vorgenommen werden. Die nachstehenden Grafiken zeigen die Stromgestehungskosten der untersuchten Technologien im Vergleich mit den Kosten der netzabhängigen Stromversorgung.

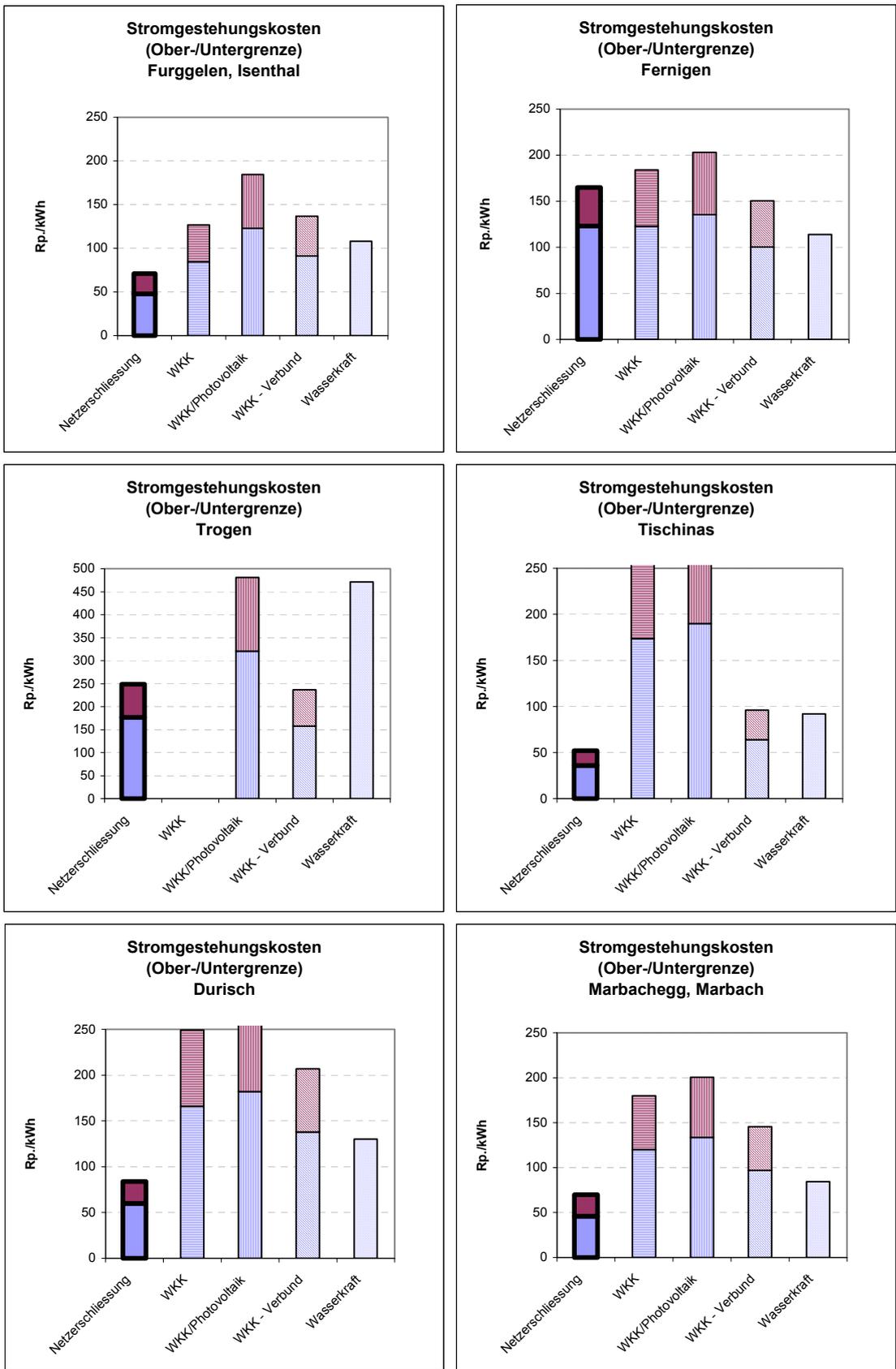
Dargestellt sind jeweils die Unter- und die Obergrenzen der berechneten Kosten, ohne Berücksichtigung der externen Kosten. Bei den Kosten der netzabhängigen Erschliessung sind wie erwähnt Energiekosten von 5 Rp./kWh. (Untergrenze) resp. 10 Rp./kWh (Obergrenze) berücksichtigt.

Grafik 6-2: Fallbeispiele Typ 'Haus/Hof'

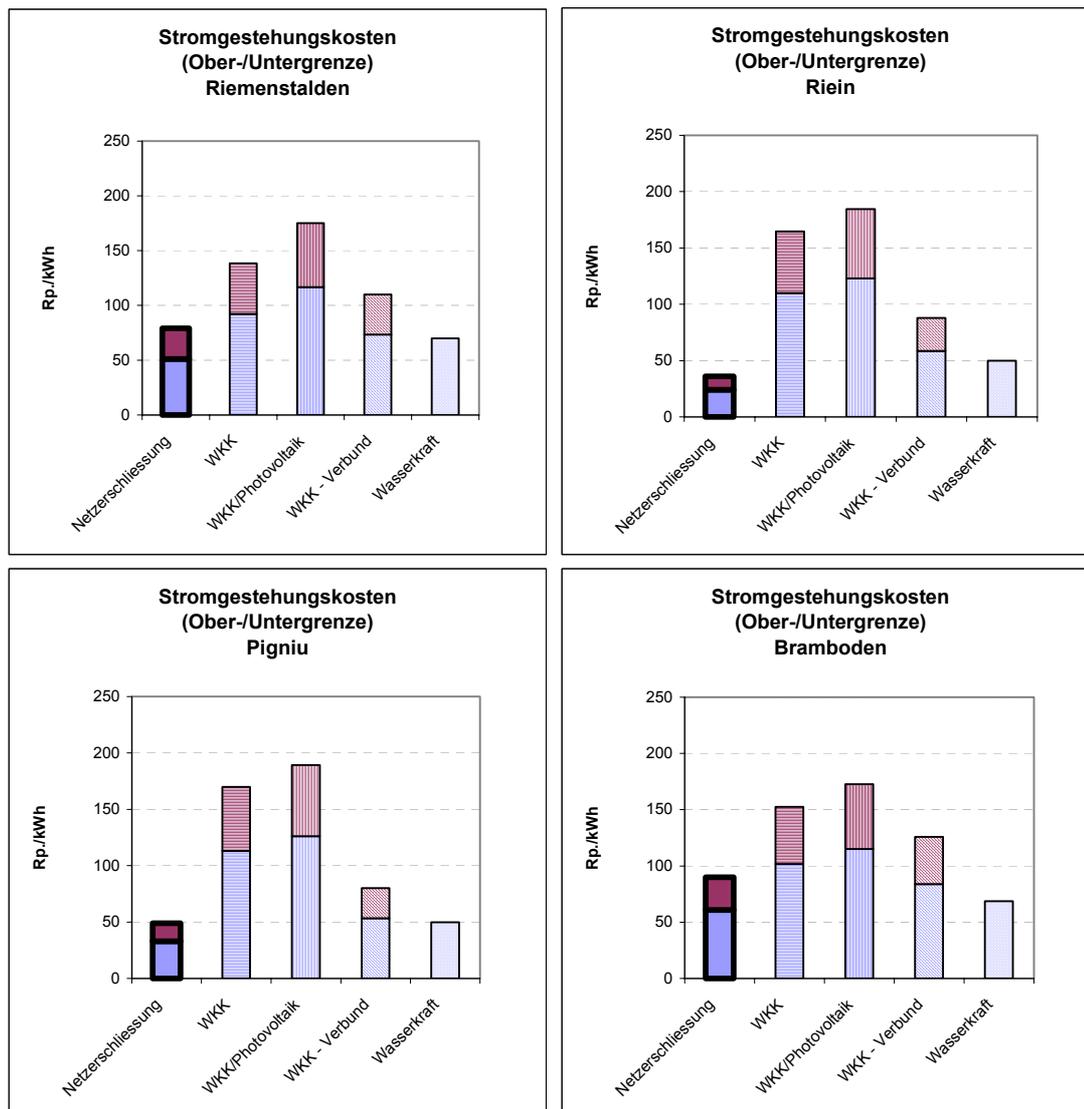




Grafik 6-3: Fallbeispiele Typ Weiler



Grafik 6-4: Fallbeispiele Typ Dorf



Der Vergleich zeigt, dass die heute verfügbaren Technologien zur dezentralen Stromerzeugung unter günstigen Voraussetzungen mit einer netzabhängigen Stromversorgung vergleichbar sind.

Vergleichbare oder günstigere Stromgestehungskosten werden von der dezentralen Stromerzeugung bei folgenden Fallbeispielen erreicht:

- **Einzelobjekte (Haus/Hof):**

Bei mehreren Einzelobjekten (Casti Sut, Prada Sura, Fatschas und Buhütten) sind die Kosten einer dezentralen Stromversorgung mit WKK-Anlagen in der Bandbreite der netzabhängigen Versorgungskosten.

- **Weiler:**

Nur bei zwei Fallbeispiel (Fernigen, Trogen) kommen die Stromgestehungskosten einzel-

ner dezentraler Technologien in den Bereich der netzabhängigen Versorgungskosten oder darunter zu liegen.

- **Dörfer:**

Bei einzelnen Fallbeispielen (Riemenstalden, Pigniu, Bramboden) scheinen Kleinwasserkraftwerke prüfenswert zu sein. Auch WKK-Verbundlösungen können in Einzelfällen eine rentable Lösung darstellen.

6.3 Weitere Vergleichskriterien

Bei den übrigen Vergleichsfaktoren beschränken wir uns im Rahmen dieses Projektes auf eine qualitative Beurteilung (vgl. dazu auch die Zusammenstellung in Tabelle 6-1):

- **Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität**

Für die Auswahl und Dimensionierung von dezentralen Lösungen wurde wie in Kapitel 5.1 erläutert von üblichen Komfortansprüchen ausgegangen. Es wurde also gefordert, dass die Alternativen zur netzabhängigen Versorgung die Elektrizität in derselben Menge und Qualität (Wechselstrom 50 Hz, 240 V) sowie mit einer vergleichbaren Versorgungssicherheit zur Verfügung stellen. Dementsprechend wurde bei der Dimensionierung und Auslegung der dezentralen Produktionsanlagen (z.B. bezüglich Speicherkapazität der Batterien) auch grosser Wert auf diese Faktoren gelegt. Dies hat zum Teil zu deutlich höheren Investitionskosten geführt, als wenn die Anlagen auf minimale Komfort- und Sicherheitsansprüche ausgelegt worden wären.

Bei objektiver Betrachtung können daher bezüglich Versorgungsqualität und -sicherheit keine wesentlichen Nachteile von dezentralen Lösungen gegenüber der netzunabhängigen Versorgung festgestellt werden. Selbstverständlich mag es sein, dass bei kurzfristigem Spitzenbedarf die netzabhängige Versorgung immer noch flexibler ist als eine dezentrale Lösung. Ebenso gilt es aber zu beachten, dass die Versorgungssicherheit einer dezentralen Produktion in abgelegenen Gebieten höher sein, kann als wenn diese allenfalls schwer zugänglichen Gebiete mit Freileitungen versorgt werden, welche sämtlichen Witterungs- und Naturereignissen (Lawinen, Rufenen, Steinschlag usw.) ausgesetzt sind.

- **Umwelt (externe Kosten)**

Die Beurteilung von Umweltkriterien kann in erster Näherung anhand der externen Kosten erfolgen. Als Richtwerte für die externen Kosten können die Energiepreiszuschläge dienen, welche das ehemalige Amt für Bundesbauten für den Vergleich von Energiesystemen verwendet hat: Elektrizität (ab Netz) 5 Rp./kWh, Heizöl EL 4.5 Rp./kWh und Erdgas 3 Rp./kWh. In Anbetracht der hohen Kosten der dezentralen Stromversorgung (in der Regel > 50 Rp./kWh) spielen die externen Kosten nur bei sehr geringem Nutzungsgrad eine entscheidende Rolle.

Für die Fallbeispiele fällt auf, dass die dezentralen Energieversorgungsanlagen sehr unterschiedliche Nutzungsgrade aufweisen. Bei einer Stromerzeugung mit einer WKK-Anlage und nur geringem Wärmebedarf liegen diese deutlich unter 0.5. Dagegen ist bei einer Erzeugung mit Wasserkraft der Nutzungsgrad nicht relevant, da nur erneuerbare Energie eingesetzt wird. Berücksichtigt man beim Vergleich von dezentraler und netzab-

hängiger Stromversorgung die externen Kosten, so verschlechtert sich das Ergebnis für die dezentrale Stromversorgung bei sehr tiefen Nutzungsgraden geringfügig.

Bezüglich den Eingriffen in allenfalls bestehende Naturräume und ins Landschaftsbild hängt die Beurteilung stark vom Einzelfall ab: Erfolgt die netzabhängige Erschliessung über Freileitung, so kann sich dies störend aufs Landschaftsbild auswirken. Allerdings werden heute auch dezentrale Gebiete wegen den langfristig tieferen Unterhaltskosten und der geringeren Störanfälligkeit von Kabelleitungen in vielen Fällen nicht mehr mit Freileitungen erschlossen, so dass der Eingriff ins Landschaftsbild entfällt.

Zusätzlich können auch dezentrale Produktionsanlagen (z.B. Kleinwasserkraftwerke, Windanlagen) je nach den Gegebenheiten einen störenden Faktor in einem sonst intakten Landschaftsbild darstellen.

Zusammengefasst sind wir der Ansicht, dass die dezentrale Produktion vor allem wegen der tiefen Wirkungsgrade im ökologischen Vergleich in der Tendenz eher schlechter abschneidet als die netzabhängige Stromversorgung.

- **Kapazitätsreserven, Kosten der Leistungserhöhung**

Bei den Kapazitätsreserven bzw. bei den Kosten einer späteren Leistungserhöhung weist die netzabhängige Versorgung gegenüber der dezentralen Produktion eindeutige Vorteile auf.

Bei der netzabhängigen Erschliessung eines Hofes, Weilers oder kleinen Dorfes werden üblicherweise sowohl bei der Zuleitung als auch beim Trafo in einem bedeutenden Ausmass Leistungsreserven installiert.⁶⁶ Grund dafür sind die vergleichsweise geringen Mehrkosten dieser Kapazitätsreserve.⁶⁷ Ebenso lässt sich eine spätere Leistungserhöhung meist mit vergleichsweise geringen Kosten bewerkstelligen, weil z.B. beim Kabelrohr oder / und bei der Trafostation selbst keine Anpassungen erforderlich sind.

Demgegenüber führt der Einbau von Kapazitätsreserven bei Wärmekraft- und Photovoltaikanlagen zu erheblichen Mehrkosten nicht nur bei der eigentlichen Anlage, sondern auch bei der Speicherung (Batterien). Ein späterer Ausbau der Anlage führt zu bedeutenden Mehrkosten, weil die meisten Bestandteile der Anlage vergrössert oder im ungünstigen Fall sogar ersetzt werden müssen.

Zusammengefasst zeigt sich, dass bei der netzabhängigen Versorgung die Frage der Leistungsdimensionierung flexibler gehandhabt werden kann. Der Einbau von Kapazitäts-

⁶⁶ Die Leistung P ($P = U \times I$) hängt ab von der Spannung (U) und der Stromstärke (I). Im Prinzip könnte eine gewünschte Leistung durch unterschiedliche Kombinationen von Spannung und Stromstärke erzielt werden. Allerdings sind die Stromnetze auf eine vorgegebene Spannung (Niederspannung bis 0.4kV), Mittelspannung (oft 15kV), Hochspannung (220kV) ausgelegt, welche aus Kompatibilitätsgründen mit anderen Netzen nicht einfach variiert werden kann. Je nach benötigter Leistung wählt man daher einen grösseren Stromstärke. Dies wird erreicht, indem für die Zuleitung ein grösserer Leitungsquerschnitt verwendet wird.

⁶⁷ Für den Leitungsbau gibt es sogenannte Normquerschnitte (25 Quadrat, 50 Quadrat, 90 Quadrat). Die Mehrkosten eines 50-Quadrat Kabels gegenüber einem 25-Quadrat Kabel belaufen sich auf etwa 20%, bei doppelter Leistung!

Bei den Trafos werden üblicherweise ebenfalls gewisse Normgrössen (100kVA, 125kVA, 160kVA, 250kVA, 400kVA, 1'000kVA) verwendet. In vielen Fällen kann dabei ein Ersatz durch einen höheren Trafo vorgenommen werden, ohne dass eine bauliche Anpassung der gesamten Trafostation erforderlich wird.

reserven in der Planungsphase macht wegen der geringen Mehrkosten Sinn und eine spätere Leistungserhöhung ist mit vertretbarem Aufwand machbar.

- **Investitionszyklus**

Bei Neuerschliessungen sind die Unterschiede in der zeitlichen Lebensdauer der einzelnen Komponenten kaum von Bedeutung.

Es ist aber davon auszugehen, dass sich in Zukunft die Frage der zu wählenden Technologie (netzabhängige Versorgung oder dezentrale netzunabhängige Produktion vor Ort) vor allem dann stellt, wenn es um die Erneuerung einer bereits bestehenden Stromerschliessung geht.⁶⁸ In diesem Fall kann die Frage des zeitlichen Zusammenfallens der Ersatzzyklen eine wichtige Rolle spielen:

- Das Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist im Normalfall mit dem Problem konfrontiert, dass bei einer bestehenden Erschliessung nicht alle Komponenten der Erschliessung (Hausanschlusskasten, Gebäude der Trafostation, Trafo, Rohrleitung und Kabel bei Kabelleitungen, Masten und Leitung bei Freileitungen) gleichzeitig zu ersetzen sind, weil sie eine unterschiedliche Lebensdauer haben. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist es daher meist günstiger, nur jene Teile zu ersetzen, welche die Nutzungsdauer erreicht haben, während die übrigen Komponenten belassen werden oder bei diesen nur die notwendigen Unterhaltsarbeiten vorgenommen werden. Bei einem Wechsel auf eine dezentrale Produktionsform müssten alle noch nutzbaren Komponenten auf einmal abgeschrieben werden und bei betriebswirtschaftlicher Sicht als zusätzliche (Abschreibungs-)Kosten der dezentralen Produktionsanlage belastet werden.
- Sofern eine Liegenschaft mit Elektroheizung ausgestattet ist, kämen zusätzlich die Kosten für den Ersatz des Heizsystems dazu (ca. 20'000 CHF für ein Einfamilienhaus). Wenn der Ersatzzeitpunkt der Stromleitung nicht mit der Lebensdauer der Elektroheizung zusammenfällt, stellt dies einen weiteren Hinderungsgrund dar. Zusätzlich gilt es zu berücksichtigen, dass der Ersatz eines Heizsystems zu baulichen Umtrieben führt, die in jedem Fall ein wesentliches zusätzliches Hindernis darstellen.
- Verschärft wird die gesamte Problematik, wenn es nicht um die Erschliessung eines einzelnen Gebäudes, sondern um mehrere Gebäude (Weiler) oder z.B. ein gesamtes Dorf in einem Seitental geht. In diesem Fall wird es noch unwahrscheinlicher, dass der Zeitpunkt des Ersatzbedarfs bei allen installierten Bestandteilen (Hausanlagen, Leitungen über das gesamte Erschliessungsnetz, Trafos und Trafostationen usw.) zusammenfällt.

Zusammenfassend zeigen die Ausführungen, dass der Investitionszyklus bzw. die unterschiedliche Lebensdauer der einzelnen Komponenten im Ersatzfall ein entscheidendes

⁶⁸ Neue Erschliessungen von bisher ans Stromnetz nicht angeschlossenen Gebäuden ausserhalb der Bauzone sind nicht sehr zahlreich. Bei 31 befragten Elektrizitätsversorgungsunternehmen wurden in jüngster Vergangenheit pro Jahr nur knapp 210 Neuanschlüsse ausserhalb der Bauzone erstellt. Dies ist weniger als 0.2% des von diesen Werken repräsentierten Hausanschlussbestandes (551'200 im Jahr 2002). Von diesen 210 Neuanschlüssen ausserhalb der Bauzone dürfte nur ein sehr geringer Anteil tatsächlich in dezentralen Gebieten liegen (vgl. dazu auch die Abschätzungen in Kapitel 7.1.2). Dementsprechend gering wäre das Potenzial, wenn man sich ausschliesslich auf Neuanschlüsse konzentrieren würde.

Hindernis für einen Wechsel auf eine dezentrale Anlagen darstellen kann. Vor allem bei mehreren Gebäuden (Weiler) oder kleinen Dörfern dürfte diese Schwierigkeit besonders gross sein.

- **Synergieeffekte mit anderen Nutzungen**

Erfolgt die netzabhängige Stromversorgung über Kabelleitungen, so bieten sich verschiedene Synergieeffekte an:

- Gleichzeitige Nutzung des Kabelgrabens für Wasserzuleitungen und Abwasserableitungen
- Nutzung der Rohrleitung für verschiedene Kommunikationsmedien (Telefon, Fernsehen, Internet usw.)

Ähnlich umfangreiche Synergieeffekte können bei einer dezentralen Produktion nur erzielt werden, wenn die Stromerzeugung mit einem Klein- oder Trinkwasserkraftwerk oder mit einem WKK-Verbund erfolgt. Erfolgt die Stromerzeugung für die zu versorgenden Objekte unabhängig (WKK-Objektlösung), so sind praktisch keine Synergieeffekte möglich.

- **Psychologische Faktoren**

Nicht zu vernachlässigen sind bei der Wahl zwischen netzabhängiger und netzunabhängiger Stromversorgung u.E. auch weitere „weiche“ Faktoren, welche unter dem Begriff „psychologische Faktoren“ zusammengefasst werden können.

Netzunabhängige dezentrale Produktionstechnologien weisen bezüglich Innovation, Eigenständigkeit und Unabhängigkeit sicherlich ein positives Image auf. Problematisch kann demgegenüber sein, dass sie als Insellösungen und damit als eine gewisse Art von „Abkopplung vom Rest der Welt“ verstanden werden. Vor allem bei bereits bestehenden netzabhängigen Stromerschliessungen dürfte dieser „Abkopplungseffekt“ von besonderer Bedeutung sein. Von der betroffenen Bevölkerung kann diese Abkoppelung als definitive Bestätigung der mangelnden wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Zukunftsperspektiven empfunden werden.

Zusammenfassend sind wir der Ansicht, dass im Fall einer Neuerschliessung dezentrale Produktionsformen bei den „weichen“ Faktoren durchaus Vorteile aufweisen können. Geht es jedoch um den Ersatz einer bisherigen netzabhängigen Erschliessung, so dürfte wohl der Abkoppelungseffekt zu grosse Bedenken auslösen. Zusätzlich hat im aktuellen politischen Umfeld die Diskussion um den Service Public gerade im Strommarkt an Bedeutung gewonnen. Ein bisher erschlossenes Gebiet vom Netz abzukoppeln, dürfte daher auch auf erheblichen politischen Widerstand stossen.

6.4 Würdigung

In der Tabelle 6-1 haben wir die Vergleichsergebnisse zusammengefasst.

Tabelle 6-1: Zusammenstellung der Vergleichsbewertung zwischen netzabhängiger und dezentraler, netzunabhängiger Stromversorgung

Übrige Vergleichskriterien	Netzabhängige Stromversorgung	Dezentrale, netzunabhängige Stromversorgung
Betriebswirtschaftlicher Kostenvergleich		
- Haus/Hof	meist kostengünstiger	zum Teil vergleichbar hohe Kosten
- Weiler	meist kostengünstiger	in einem Beispiel günstiger
- Kleines Dorf	meist kostengünstiger	Kleinwasserkraftwerk prüfenswert
Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität	+	+
Umwelt		
- Energieverbrauch	+	⁶⁹ -
- Eingriffe ins Landschaftsbild	+ / -	+ / -
Kapazitätsreserven, Kosten der Leistungserweiterung	+	-
Investitionszyklus		
- bei Neuerschliessung	+	+
- im Ersatzfall	+	-
Synergieeffekte mit anderen Nutzungen	+	-
Psychologische Faktoren		
- Innovationscharakter, Unabhängigkeit	-	+
- Verhindern des „Abkoppelungseffekts“	+	-

Wenn wir uns vorerst auf die nur qualitativ bewerteten Kriterien konzentrieren, so lassen sich die Ergebnisse wie folgt interpretieren:

- Bezüglich Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit bestehen zwischen den netzabhängigen und den dezentralen, netzunabhängigen Lösungen keine grossen Unterschiede. Beide können in etwa als gleich gut eingestuft werden.
- Bei den Umweltkriterien spricht der tiefe Nutzungsgrad eher gegen die dezentralen Lösungen.
- Bezüglich den Kapazitätsreserven und den Kosten einer Leistungserhöhung liegen die Vorteile eindeutig bei der netzabhängigen Versorgung.

⁶⁹ Gilt für Stromerzeugung mit fossiler Wärmekraftkopplung. Bei Stromerzeugung mit Klein-/Trinkwasserkraftwerk fällt der Vergleich zugunsten der dezentralen Stromerzeugung aus.

- Beim Investitionszyklus ergeben sich Unterschiede vor allem im Ersatzfall: Bei bereits bestehenden Netzerschliessungen spricht die unterschiedliche Lebensdauer der verschiedenen Netzkomponenten gegen einen Wechsel auf dezentrale Lösungen (daher auch das Zeichen „+“ bei der zentralen Lösung).
- Bezüglich der erzielbaren Synergieeffekte liegen die Vorteile deutlich auf Seiten der netzabhängigen Lösungen.
- Bei den psychologischen Faktoren ist das Ergebnis nicht einheitlich. Da dem Abkopplungseffekt u.E. im aktuellen politischen Umfeld ein höheres Gewicht zukommt, ist die netzabhängige Lösung wohl insgesamt zu favorisieren.

Fazit: Die netzabhängige Stromversorgung schneidet bei den qualitativ bewerteten Kriterien (Versorgungssicherheit bis psychologische Faktoren) insgesamt besser ab als die dezentrale, netzunabhängige Stromproduktion vor Ort.

Um dieses Ergebnis ausgleichen zu können, müsste der betriebswirtschaftliche Kostenvergleich deutlich zu Gunsten der dezentralen, netzunabhängigen Versorgung sprechen. Dies ist - wie der Vergleich in Abschnitt 6.2 bei den heutigen Kostenverhältnissen zeigt - nicht der Fall.

Das Potenzial für eine dezentrale, netzunabhängige Versorgung muss daher in der Schweiz wohl als insgesamt gering eingeschätzt werden. Wir werden darauf im nächsten Kapitel näher eingehen.

7 Potenzial netzunabhängiger Stromversorgung in der Schweiz

Dieses Kapitel enthält in Abschnitt 7.1 eine Abschätzung des Potenzials dezentraler, netzunabhängiger Stromversorgungen in der Schweiz bei den heute gegebenen Kostenverhältnissen. In Abschnitt 7.2 wird ein Ausblick über die Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten bei dezentralen Stromversorgungsformen gegeben. Im letzten Abschnitt 0 werden die Ergebnisse zusammengefasst und eine kurze Würdigung vorgenommen.

7.1 Potenzial bei heutigen Kostenverhältnissen

7.1.1 Das Auswertungsverfahren im Überblick

Die EVU selbst verfügen über keine Datengrundlagen, aus welchen die Häufigkeit dezentraler Gebiete oder das Ausmass der in dezentralen Gebieten vorgenommenen Stromerschliessungen ermittelt werden könnten.

Wir wählen deshalb für die Potenzialabschätzung ein Verfahren, welches in dieser Art für die Schweiz bisher noch nicht angewendet wurde. Das Verfahren basiert auf einem Geografischen Informationssystem. In diesem System ist (fast) das gesamte Siedlungsgebiet der Schweiz als Vektordatensatz⁷⁰ erfasst. Mit Hilfe von computergestützten Abfragen wird geprüft, mit welcher Häufigkeit dezentrale Gebiete vom Typ Haus/Hof, Weiler und kleines Dorf in der Schweiz vorkommen.

Für die computergestützte Auswertung ist es erforderlich, aus den Ergebnisse der Fallbeispiele in Kapitel 5.1 gewisse generalisierte „Grundmuster“ für die drei Siedlungstypen Haus/Hof, Weiler und kleine Dörfer herzuleiten, bei welchen eine dezentrale Erschliessung in Frage kommt. Zentral für die Festlegung der Grundmuster sind zwei Punkte:

- **Distanz zur nächsten Siedlungsfläche:** Welche Distanz muss überschritten werden, damit dezentrale, netzunabhängige Lösungen in Frage kommen?
- **Vermaschung der Objekte:** Bis zu welcher Distanz sind Einzelobjekte zu einer Siedlungsfläche zusammenzufassen?

a) Distanz zur Siedlungsfläche

Zur Beantwortung der ersten Frage (Distanz zur Siedlungsfläche) stützen wir uns auf die Ergebnisse der Fallbeispiele ab. Wir haben dazu in Tabelle 7-1 nochmals eine Zusammenfassung der wichtigsten Eckdaten vorgenommen. Grau hinterlegt sind jene Fallbeispiele, bei welchen mindestens eine netzunabhängige Lösung unter einer rein betriebswirtschaftlichen Optik in Frage kommt.

⁷⁰ Zur Erfassung des Siedlungsgebietes als Vektordatensatz vgl. die Ausführungen im Anhang E: Dokumentation der GIS-Analyse.

Wenn wir nun bei diesen, für die Potenzialauswertung interessanten Fällen, die Distanz bei den Mittelspannungsleitungen (vgl. Spalte „Mittelspannung“ unter der Rubrik „Totalwerte“) beachten, so lassen sich für die Generalisierung der Grundmuster folgende Hinweise gewinnen:

- **Haus / Hof:** Ab einer Distanz von rund 800 m scheinen netzunabhängige Stromversorgungen prüfenswert zu sein.
- **Weiler:** Die vier Fallbeispiele mit einer relativ kurzen Mittelspannungsstichleitung (Durisch, Furggelen, Tischinas und Trogen) weisen alle keine wirtschaftliche dezentrale Versorgungslösung auf. Wir werden daher für die computergestützte Abfrage mit einer Mindestdistanz von 1'500 m zu rechnen. Das Beispiel Marbachegg zeigt deutlich, dass die Länge der Stichleitung nur einen ersten Hinweis auf die Wirtschaftlichkeit dezentraler Lösungen gibt. Trotz einer grossen Distanz weist Marbachegg nämlich keine wirtschaftlichen Alternativen auf. Daraus zeigt sich auch, dass die betriebswirtschaftliche Rentabilität nicht nur von der Distanz zur nächsten Mittelspannungsleitung abhängt, sondern noch von weiteren Faktoren (z.B. Höhe der tatsächlich erforderlichen Investitionskosten, Stromverbrauch usw.) beeinflusst wird.⁷¹
- **Kleines Dorf:** Es zeigt sich, dass nur Kleinwasserkraftwerke und WKK-Verbund-Lösungen eine rentable Alternative zu einer netzabhängigen Erschliessung eines kleineren Dorfes bieten können. Selbst bei diesen beiden möglichen Alternativen muss die Distanz zur nächsten Siedlung relativ gross sein, um in den Bereich der Wirtschaftlichkeit zu gelangen. Ausgehend von den Fallbeispielen werden wir für die Abfrage mit einer Mindestdistanz von 2'200 m rechnen.

⁷¹ Die konkrete Beurteilung der betriebswirtschaftlichen Rentabilität muss daher in jedem Einzelfall separat überprüft werden und kann nicht einfach aus dem allfälligen Übereinstimmen mit einem Grundmuster abgeleitet werden.

Tabelle 7-1: Auswertung der Fallbeispiele

Haus / Hof	Anzahl Anschlüsse	Rentable netzunabhängige Lösungen				Totalwerte			Spezifische Werte pro Anschluss		
		WKK	WKK/Photovoltaik	WKK Verbund	Kleinwasserkraftwerk	Netzlänge in m			Netzlänge in m		
						Investitionskosten in CHF	Mittelspannung	Mittel- und Niederspannung	Investitionskosten in CHF	Mittelspannung	Mittel- und Niederspannung
Casti Sut	4	■	■	■	■	364'957	1'198	1'698	91'239	300	425
Prada Sura	1	■	■	■	■	169'704	790	855	169'704	790	855
Fatschas	1	■	■	■	■	262'922	975	975	262'922	975	975
Buhütten	1	■	■	■	■	71'000	-	1'160	71'000	-	1'160
Prada Gonda	2	■	■	■	■	136'951	505	665	68'476	253	333
Sez Ner	2					2'599'919	2'135	2'275	1'299'960	1'068	1'138
Lüchtermoos	1					64'000	-	700	64'000	-	700
Weiler											
Fernigen	4	■	■	■	■	375'500	1'900	2'400	93'875	475	600
Trogen	10			■	■	256'000	600	1'400	25'600	60	140
Tischinas	25					354'597	236	716	14'184	9	29
Marbachegg	11					418'000	2'400	3'600	38'000	218	327
Furggelen	6					292'000	880	1'780	48'667	147	297
Durisch	9					243'322	440	1'185	27'036	49	132
Dorf											
Bramboden	13			■	■	729'000	4'250	5'450	56'077	327	419
Riementstalden	17			■	■	898'000	3'750	5'600	52'824	221	329
Pigniu	25					669'678	2'880	3'485	26'787	115	139
Riein	41					648'561	1'021	2'531	15'819	25	62

■ Rentable dezentrale Lösung

▨ Dezentrale Lösung nahe im Bereich der Rentabilität (Mehrkosten < 15%)

Nebst dem betriebswirtschaftlichen Kriterium gibt es wie im vorangehenden Kapitel ausgeführt selbstverständlich noch weitere Kriterien (Versorgungssicherheit und –qualität, Umwelt, Kapazitätsreserven, Investitionszyklus, Synergieeffekte, psychologische Faktoren), welche den Entscheid für oder gegen eine dezentrale, netzunabhängige Lösung beeinflussen. Diese Kriterien lassen sich aber nicht in distanzabhängige Werte umsetzen und können daher für die vorliegende Potenzialabschätzung nicht direkt berücksichtigt werden.

Entsprechend sind auch die Ergebnisse der Potenzialabschätzung zu interpretieren: In der Tendenz führt das gewählte Verfahren zu einer Überschätzung des tatsächlichen Potenzials,

da sämtliche übrigen Entscheidungsfaktoren vernachlässigt werden und diese eher gegen dezentrale Lösungen sprechen (vgl. dazu die Zusammenstellung in Tabelle 6-1).

b) Vermaschung der Objekte

Auf Grund von Erfahrungen aus früheren GIS-Analysen mit dem Vektordatensatz wählen wir für die beiden kleineren Typen „Haus/Hof“ sowie „Weiler“ 60 m als Vermaschung und 110 m für die Typen „kleines Dorf“ bzw. „Netzgrundgebiet“⁷². Wird eine zu grosse Vermaschung gewählt, so werden in der GIS-Analyse Siedlungsflächen zusammengefasst, die in Wirklichkeit nicht als Einheit wahrgenommen werden. Bei einer zu kleinen Vermaschung hingegen werden zusammengehörende Siedlungsgebiete aufgeteilt.

c) Grundmuster

Zusammenfassend ergeben sich aus den Erkenntnissen der Fallbeispiele und den Erfahrungen zur Vermaschung folgende, in Tabelle 7-2 dargestellten Grundmuster für Haus/Hof, Weiler und kleines Dorf. Zusätzlich musste für die Auswertung des Siedlungsgebietes eine sogenannte Netzgrundgebiet festgelegt werden. Dieses Netzgrundgebiet zeichnet sich dadurch aus, dass aufgrund der Überbauungsdichte und der sich daraus ergebenden Kostenvorteile in jedem Fall von einer netzabhängigen Erschliessung ausgegangen werden kann.

Tabelle 7-2: Geographische Grundmuster zur Auswertung des Siedlungsgebietes Schweiz

	Haus / Hof	Weiler	kleines Dorf	Netzgrundgebiet
Anzahl Gebäude	1-2	3-10	11-25	> 25
Vermaschung	300 m	300 m	300 m	110 m
Distanz zur nächsten Siedlungsfläche	> 800 m	> 1'500 m	> 2'200 m	-

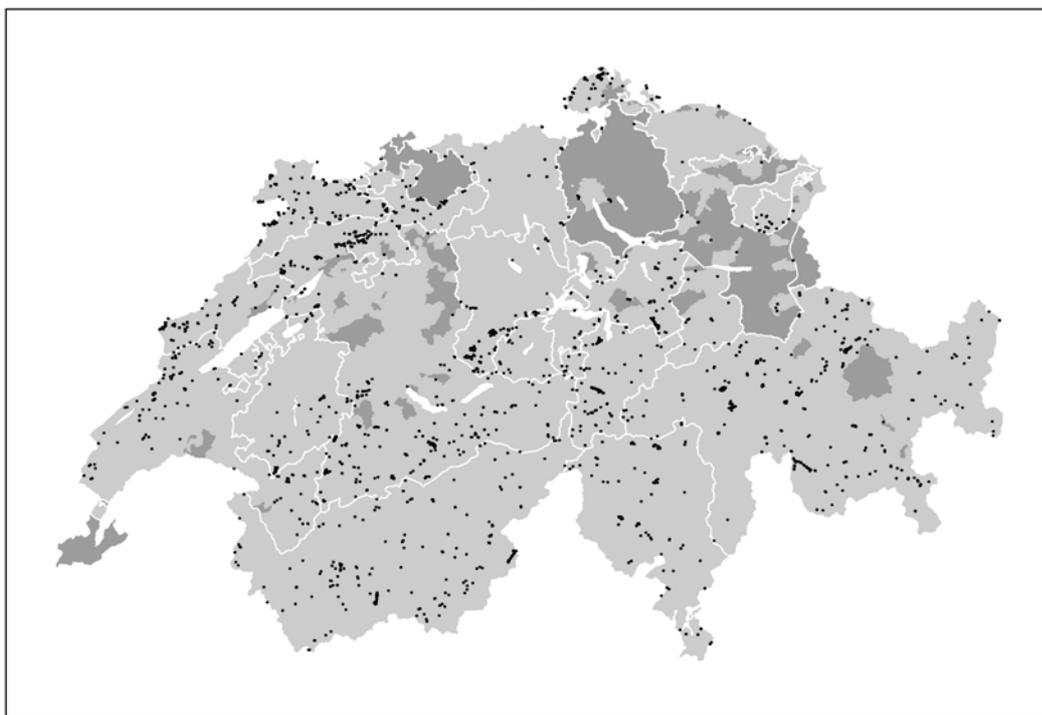
7.1.2 Resultate

Auf der Basis der geographischen Grundmuster werden die dezentralen Gebiete im Vektordatensatz „Siedlungsgebiet Schweiz“ abgefragt. Ein dezentrales Gebiet liegt demnach von einem bereits erschlossenem Gebiet weiter entfernt als die kritische Distanz. Der verwendete Vektordatensatz sowie die Abfrage sind im Detail im Anhang E: Dokumentation der GIS-Analyse beschrieben.

⁷² Zur Definition des Netzgrundgebietes vgl. die Ausführungen im nachstehenden Abschnitt.

In der Grafik 7-1 sind die identifizierten dezentralen Gebiete der Schweiz markiert. Ein Punkt steht somit entweder für ein dezentral gelegenes Gebiet vom Typ Haus/Hof, Weiler oder kleines Dorf.⁷³

Grafik 7-1: Lokalität der dezentralen Gebiete



Werden die Ergebnisse entsprechend der Beschreibung im Anhang E: Dokumentation der GIS-Analyse hochgerechnet, so können auf kantonaler und schweizerischer Ebene folgende Aussagen gemacht werden:

- In der Schweiz gibt es rund **3'000 Gebäude**⁷⁴, welche in dezentralen Gebieten liegen. Sie verteilen sich wie folgt auf die einzelnen Siedlungsgebiete:
 - 2'435 Gebäude in knapp 2'200 Gebieten des Typs „Haus/Hof“

⁷³ Die GIS-Abfrage kann nur für diejenigen Gebiete der Schweiz durchgeführt werden, in welchen die Gebäude in Meterkoordinaten zur Verfügung stehen. Diese sind hell markiert. Die dunkel markierten Gebiete sind nicht im Datensatz enthalten.

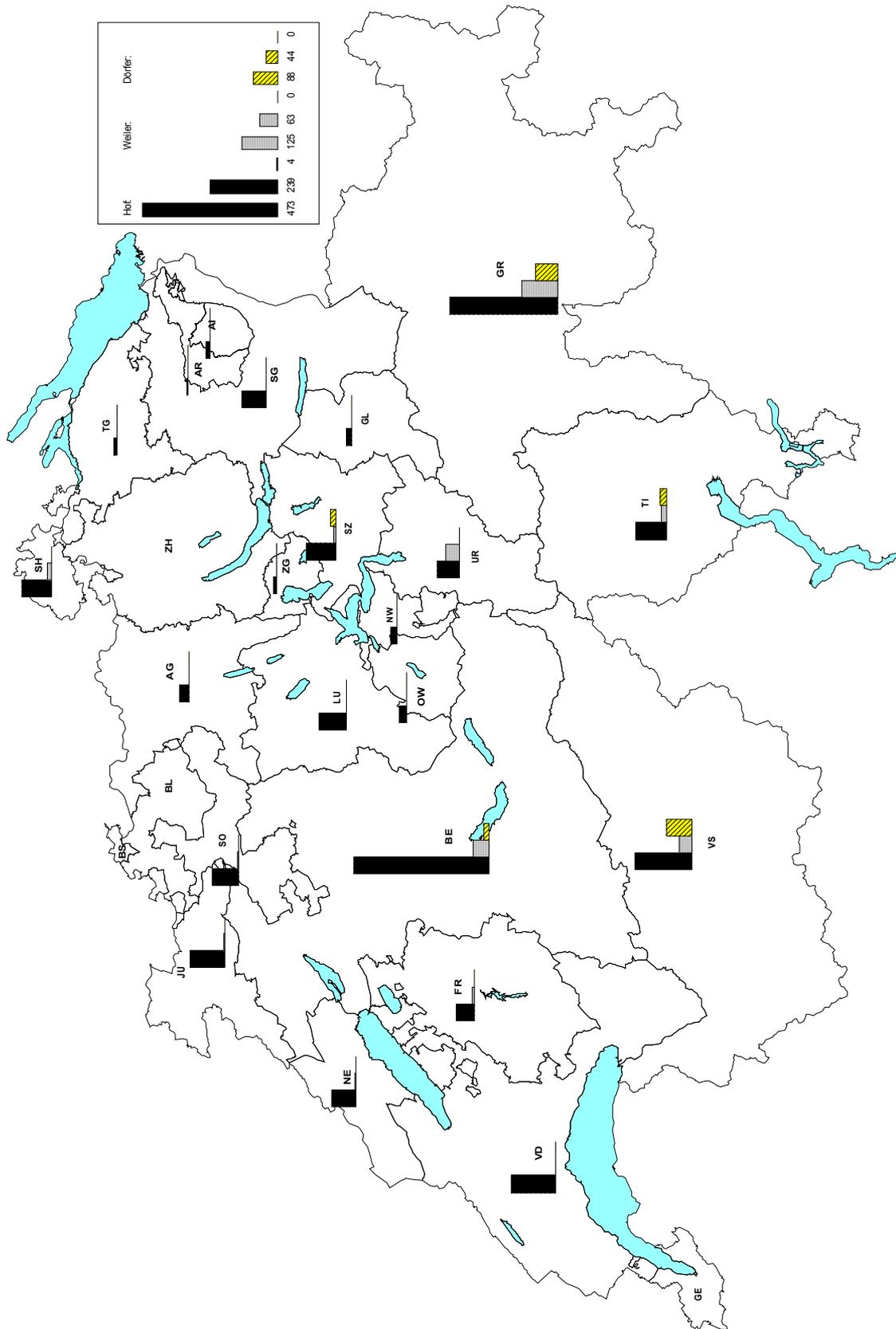
⁷⁴ Würde bei der Auswertung nur die Distanz der Gebäude zum Netzgrundgebiet und nicht zu allenfalls benachbarten (dezentralen) Gebäuden, Weilern oder Dörfern beachtet, so würde sich die Zahl der Gebäude in dezentralen Gebieten auf rund 12'000 erhöhen. Allerdings ist diese Zahl für die vorliegende Fragestellung nicht von Bedeutung, da netzunabhängige Lösungen nur in Frage kommen, wenn die kritische Distanz zu allen Nachbargebäuden (und nicht nur zu jenen aus dem Grundgebiet) überschritten ist. Für eine ausführliche Darstellung dieses Punktes vgl. Anhang E: Dokumentation der GIS-Analyse (Abschnitt 14.3.2): Die 12'000 Gebäude entsprechen jener Anzahl Gebäude, welche sich nach Schritt 1 ergeben, ohne dass die weiteren Auswertungsschritte 2-5 ausgeführt werden.

- 366 Gebäude in knapp 80 abgelegenen Weilern
- 253 Gebäude in 14 dezentral gelegenen, kleinen Dörfern
- In diesen dezentralen Gebieten leben rund **4'800 Personen**.

Grafik 7-2 enthält einen Überblick über die Verteilung der dezentralen Gebiete nach Kantonen und Siedlungstypen:

- Am meisten Gebäude in dezentralen Gebieten vom Typ Haus/Hof befinden sich in den Kantonen Bern, Graubünden und Wallis.
- Beim Kanton Graubünden fällt zusätzlich auch die vergleichsweise grosse Anzahl von Gebäuden in dezentralen Weilern auf.
- Zusammen mit dem Kanton Wallis ist Graubünden auch der „Spitzenreiter“ bei den Gebäuden in dezentralen, kleinen Dörfern.
- Zu den Kantonen Zürich, den beiden Basel und Genf kann auf Grund fehlender Daten keine Aussage gemacht werden.

Grafik 7-2: Anzahl Gebäude in dezentralen Gebieten nach Kantonen und Siedlungstypen



Die Legende dient ausschliesslich zur Einschätzung der Balkenlängen. Als Vergleich wurden pro Siedlungstyp jeweils die Maximal- und Minimalwerte dargestellt.

In Tabelle 7-3 sind die detaillierten Ergebnisse pro Kanton angeführt. Nebst der Anzahl Gebäude sind auch Angaben zur Wohnbevölkerung bzw. den Beschäftigten enthalten, die in dezentralen Gebieten leben bzw. arbeiten.

Tabelle 7-3: Dezentrale Gebiete in der Schweiz (absolute Werte)

	Anzahl Gebäude				Wohnbevölkerung				Beschäftigte			
	Hof	Weiler	Dorf	Total	Hof	Weiler	Dorf	Total	Hof	Weiler	Dorf	Total
ZH	k. A.	k. A.	k. A.	k.A.	k. A.	k. A.	k. A.	k.A.	k. A.	k. A.	k. A.	k.A.
BE	473	56	19	549	770	122	62	954	1'676	85	30	1'791
LU	96	0	0	96	156	0	0	156	124	0	0	124
UR	80	49	0	129	77	83	0	161	173	58	0	231
SZ	104	7	18	130	190	18	0	209	211	7	0	218
OW	24	0	0	24	32	0	0	32	201	0	0	201
NW	22	0	0	22	47	0	0	47	125	0	0	125
GL	17	0	0	17	1	0	0	1	30	0	0	30
ZG	9	0	0	9	21	0	0	21	26	0	0	26
FR	62	8	0	70	151	0	0	151	91	1	0	92
SO	92	3	0	95	332	30	0	362	573	0	0	573
BS	k. A.	k. A.	k. A.	k.A.	k. A.	k. A.	k. A.	k.A.	k. A.	k. A.	k. A.	k.A.
BL	k. A.	k. A.	k. A.	k.A.	k. A.	k. A.	k. A.	k.A.	k. A.	k. A.	k. A.	k.A.
SH	101	12	0	113	223	44	0	267	206	24	0	230
AR	4	0	0	4	2	0	0	2	12	0	0	12
AI	13	0	0	13	7	0	0	7	67	0	0	67
SG	86	0	0	86	132	0	0	132	393	0	0	393
GR	375	125	75	575	341	123	50	515	1'103	136	40	1'279
AG	33	0	0	33	110	0	0	110	157	0	0	157
TG	11	0	0	11	52	0	0	52	46	0	0	46
TI	105	18	23	146	11	1	0	12	104	0	2	106
VD	157	0	0	157	347	0	0	347	363	0	0	363
VS	200	44	88	333	120	38	176	335	976	70	81	1'127
NE	85	1	0	86	159	0	0	159	139	0	0	139
GE	k. A.	k. A.	k. A.	k.A.	k. A.	k. A.	k. A.	k.A.	k. A.	k. A.	k. A.	k.A.
JU	121	4	0	125	422	13	0	435	244	4	0	248
CH	2'425	366	253	3'044	3'985	520	327	4'833	7'452	427	173	8'052

In der Tabelle 7-4 sind die Resultate relativ zu den jeweiligen Totalen dargestellt. Schweizweit liegen 22 Promille aller Gebäude in dezentral gelegenen Gebieten vom Typ „Haus/Hof“, bei den Weilern sind dies 3 Gebäude auf 1'000, bei kleinen Dörfern 2 Promille. Bei den Siedlungsflächen „Haus/Hof“ liegen die Kantone Bern, Uri, Schwyz, Ob- und Nidwalden, Schaffhausen, Appenzell Innerrhoden, Graubünden, Wallis, Neuenburg und Jura über dem schweizerischen Mittel. In keinem der Kantone lebt ein Prozent oder mehr der Wohnbevölkerung in

dezentralen Gebieten. Bei den Beschäftigten ist dies in den Kantonen Uri, Schaffhausen⁷⁵, Appenzell Innerrhoden und Graubünden der Fall.

Tabelle 7-4: Dezentrale Gebiete in der Schweiz (Prozentwerte)

	Gebäude				Wohnbevölkerung				Beschäftigte			
	Hof	Weiler	Dorf	Total	Hof	Weiler	Dorf	Total	Hof	Weiler	Dorf	Total
ZH	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
BE	0.28%	0.03%	0.01%	0.32%	0.11%	0.02%	0.01%	0.14%	0.53%	0.03%	0.01%	0.56%
LU	0.18%	0.00%	0.00%	0.18%	0.05%	0.00%	0.00%	0.05%	0.07%	0.00%	0.00%	0.07%
UR	1.00%	0.61%	0.00%	1.61%	0.22%	0.24%	0.00%	0.46%	0.99%	0.33%	0.00%	1.32%
SZ	0.45%	0.03%	0.08%	0.56%	0.18%	0.02%	0.00%	0.19%	0.42%	0.01%	0.00%	0.44%
OW	0.33%	0.00%	0.00%	0.33%	0.11%	0.00%	0.00%	0.11%	1.25%	0.00%	0.00%	1.25%
NW	0.30%	0.00%	0.00%	0.30%	0.12%	0.00%	0.00%	0.12%	0.64%	0.00%	0.00%	0.64%
GL	0.16%	0.00%	0.00%	0.16%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	0.00%	0.00%	0.20%
ZG	0.07%	0.00%	0.00%	0.07%	0.03%	0.00%	0.00%	0.03%	0.06%	0.00%	0.00%	0.06%
FR	0.13%	0.02%	0.00%	0.14%	0.07%	0.00%	0.00%	0.07%	0.08%	0.00%	0.00%	0.08%
SO	0.19%	0.01%	0.00%	0.20%	0.16%	0.01%	0.00%	0.18%	0.60%	0.00%	0.00%	0.60%
BS	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
BL	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
SH	1.10%	0.12%	0.00%	1.22%	0.71%	0.14%	0.00%	0.85%	1.41%	0.17%	0.00%	1.58%
AR	0.03%	0.00%	0.00%	0.03%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.05%	0.00%	0.00%	0.05%
AI	0.31%	0.00%	0.00%	0.31%	0.05%	0.00%	0.00%	0.05%	1.05%	0.00%	0.00%	1.05%
SG	0.07%	0.00%	0.00%	0.07%	0.03%	0.00%	0.00%	0.03%	0.14%	0.00%	0.00%	0.14%
GR	0.79%	0.26%	0.16%	1.21%	0.25%	0.09%	0.04%	0.38%	1.42%	0.17%	0.05%	1.65%
AG	0.03%	0.00%	0.00%	0.03%	0.02%	0.00%	0.00%	0.02%	0.06%	0.00%	0.00%	0.06%
TG	0.02%	0.00%	0.00%	0.02%	0.02%	0.00%	0.00%	0.02%	0.04%	0.00%	0.00%	0.04%
TI	0.12%	0.02%	0.03%	0.16%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.06%	0.00%	0.00%	0.06%
VD	0.15%	0.00%	0.00%	0.15%	0.07%	0.00%	0.00%	0.07%	0.16%	0.00%	0.00%	0.16%
VS	0.27%	0.06%	0.12%	0.45%	0.05%	0.02%	0.07%	0.13%	0.73%	0.05%	0.06%	0.85%
NE	0.34%	0.00%	0.00%	0.34%	0.11%	0.00%	0.00%	0.11%	0.21%	0.00%	0.00%	0.21%
GE	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
JU	0.66%	0.02%	0.00%	0.68%	0.64%	0.02%	0.00%	0.66%	0.73%	0.01%	0.00%	0.74%
CH	0.22%	0.03%	0.02%	0.27%	0.08%	0.01%	0.01%	0.10%	0.28%	0.02%	0.01%	0.30%

Anmerkung: Basis für die Ermittlung der Prozentzahlen bildet jeweils das hochgerechnete Total der Angaben im Datensatz „Siedlungsgebiet Schweiz“.⁷⁶

⁷⁵ Schaffhausen ist ein Kanton mit einer relativ langen „Grenze“ zu Gebieten, die nicht im Datensatz enthalten sind (Ausland bzw. Gebiet ohne Meterkoordinaten). Daher werden fälschlicherweise zu viele Siedlungstypen als dezentral bezeichnet.

⁷⁶ Im Datensatz, welcher 85% der schweizerischen Fläche abdeckt, sind z.B. 168'000 Gebäude enthalten. Für die Ermittlung der Prozentzahlen wird vom hochgerechneten Gesamttotal, also von ca. 198'000 Gebäuden ausgegangen.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass bei den verwendeten Distanzen **nur ein sehr geringes Potenzial** (ca. 3'000 Gebäude mit rund 3'800 EinwohnerInnen) **für eine dezentrale, netzunabhängige Stromversorgung** in der Schweiz besteht.⁷⁷

7.1.3 Sensitivitätsanalyse

Die Ergebnisse hängen wesentlich von der Wahl der Grundmuster ab. Bedeutsam ist vor allem die festgelegte kritische Distanz zur nächsten Siedlungsfläche, ab welcher ein Potenzial für eine dezentrale, netzunabhängige Versorgung angenommen wird. Wir haben diese Distanzen wie in Abschnitt 7.1.1 dargelegt aus den Ergebnisse der Fallbeispiele abgeleitet. Sie belaufen sich auf mindestens 800 m beim Typ Haus/Hof, 1'500 m bei Weilern und 2'200 m bei kleineren Dörfern (vgl. grau hinterlegte Zeile in Tabelle 7-5). Allerdings besteht bei dieser Festlegung ein erheblicher Ermessensspielraum. Daher haben wir im Folgenden Sensitivitätsanalysen mit rund 25% verkürzten Distanzen vorgenommen. Ebenfalls wurden die Auswirkungen von längeren Distanzen (bis +36%) untersucht.

Tabelle 7-5: Werte Sensitivitätsanalyse

	Haus / Hof	Weiler	kleines Dorf	Netzgrundgebiet
Anzahl Gebäude	1	2-10	11-25	> 25
Vermaschung	300 m	300 m	300 m	110 m
Distanzen zur nächsten Siedlungsfläche:				
- kurze Distanzen	> 600 m	> 1'125 m	> 1'650 m	-
- mittlere Distanzen*	> 800 m	> 1'500 m	> 2'200 m	-
- lange Distanzen	> 1'000 m	> 2'000 m	> 3'000 m	-

* Basis für die Ergebnisse in Abschnitt 7.1.2

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse (vgl. nachstehenden Tabelle) zeigen, dass das Potenzial (Anzahl Gebäude) bei verkürzten Distanzen deutlich zunimmt und von rund 3'000 Gebäuden (bei mittleren Distanzen in der Grundausswertung) auf etwa 7'400 Gebäude ansteigt. Bei einer Verlängerung der kritischen Distanzen nimmt die Zahl der Gebäude um etwa 1'300 ab und es verbleibt ein Potenzial von nur noch rund 1'700 Gebäuden.

⁷⁷ Dies bedeutet allerdings nicht, dass die Anzahl dezentraler Gebiete mit vergleichsweise hohen Erschliessungskosten gering ist. Die Erschliessungskosten in vielen dieser dezentralen Gebiete sind aber nicht so hoch, dass sich der Einsatz von netzunabhängigen, dezentralen Versorgungslösungen lohnen würde.

Tabelle 7-6: Auswertung Sensitivitätsanalyse

	Anzahl Gebäude				Wohnbevölkerung				Beschäftigte			
	Hof	Weiler	Dorf	Total	Hof	Weiler	Dorf	Total	Hof	Weiler	Dorf	Total
kurze Distanzen	5'906	922	544	7'372	13'081	1'635	866	15'583	16'343	990	453	17'787
mittlere Distanzen	2'425	366	253	3'044	3'985	520	327	4'833	7'452	427	173	8'052
lange Distanzen	1'354	166	153	1'673	1'621	231	259	2'111	4'944	270	140	5'354

Insgesamt ist zu erkennen, dass das Potenzial von Gebäuden mit einer (möglicherweise) betriebswirtschaftlich rentablen dezentralen Stromversorgung zwar von der angenommenen Distanz bis zur nächsten Siedlungsfläche abhängt: je grösser diese Distanz ist, desto geringer ist das Potenzial und umgekehrt.

In der Grössenordnung ergeben sich aber keine wesentlichen Veränderungen. Selbst wenn die Investitions- und Betriebskosten von dezentralen Stromerzeugungsanlagen dank zukünftig günstigeren Technologien sinken und die kritische Distanz zum Siedlungsgebiet z.B. um 25% vermindert werden könnte, ist das resultierende Potenzial von rund 7'400 Gebäuden immer noch als eher bescheiden zu bezeichnen.

7.2 Entwicklung der Kosten der dezentralen Stromversorgung

In Kapitel 5 wurden die Stromgestehungskosten der heute verfügbaren Systeme detailliert analysiert. Wie der Vergleich mit der netzabhängigen Stromversorgung (Kapitel 5.1) sowie die Potenzialabschätzung im vorangehenden Abschnitt 7.1 zeigen, erscheint der Einsatz dezentraler Stromerzeugungsanlagen mit den heute verfügbaren Technologien nur in wenigen Ausnahmefällen lohnenswert. Um eine deutlich bessere Ausgangslage zu erhalten, müssten die Stromgestehungskosten der dezentralen Stromerzeugungsanlagen massiv reduziert werden. Es soll deshalb grob untersucht werden, inwieweit sich die Kosten der dezentralen Stromerzeugung mit künftigen Technologien reduzieren lassen. Berücksichtigt wird der Zeithorizont bis 2010.

7.2.1 Kostenstruktur heute verfügbarer Systeme

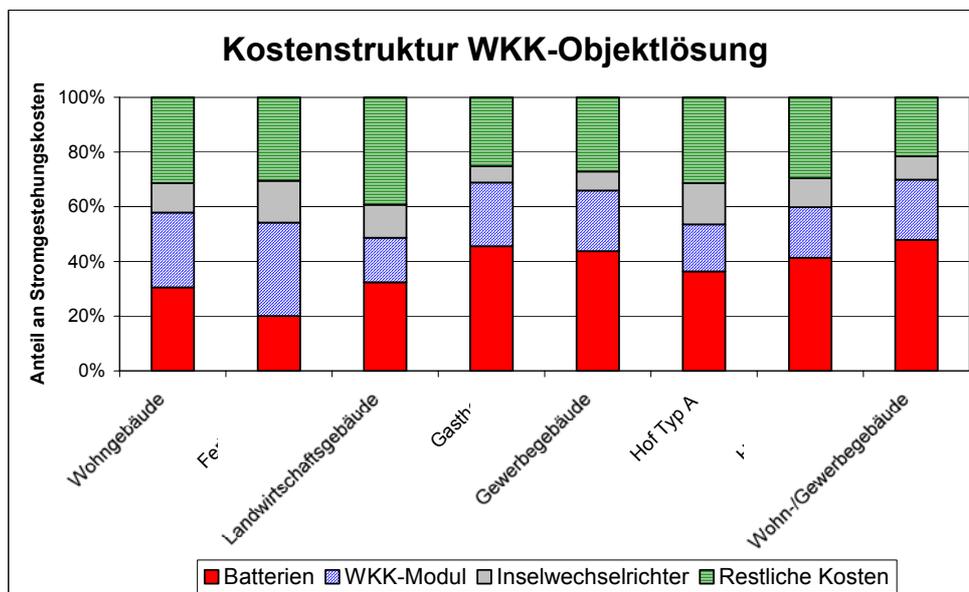
Im folgenden werden die Kostenanteile der Stromerzeugungsanlage (WKK-Modul oder Kleinwasserkraftwerk), der Batterien und des Wechselrichters analysiert. Berücksichtigt sind jeweils die Kapital- und die Wartungskosten der einzelnen Komponenten. Somit lässt sich schnell abschätzen, wie stark die Stromgestehungskosten reduziert werden können, wenn die Kosten einzelner Komponenten sinken.

a) WKK-Anlagen

Bei einer Stromerzeugung durch WKK-Anlagen belasten die Batterien die Stromgestehungskosten mit 30 - 40 Rp./kWh, was einem Anteil an den gesamten Stromgestehungskosten von 30 - 50% entspricht (siehe auch Grafik 7-3). Nimmt man das Standardobjekt Typ 'Ferienhaus' aus, führt das WKK-Modul führt zu zusätzlichen Kosten von 12 - 40 Rp./kWh, wobei tiefe

Anteile nur bei WKK-Verbundlösungen möglich sind. Der Anteil an den gesamten Stromerzeugungskosten beträgt 12 - 30% entspricht. Die Kosten für den Inselwechselrichter sind von untergeordneter Bedeutung.

Grafik 7-3: Kostenstruktur WKK-Objektlösungen



G:\2002\1029\3-Bearb\Stromkosten.xls\WKK-Objekt

Eine entscheidende Reduktion der Stromgestehungskosten ist nur möglich, wenn sowohl die Kosten für die Batterien (resp. Stromspeicherung) wie auch für die WKK-Module massiv gesenkt werden können.

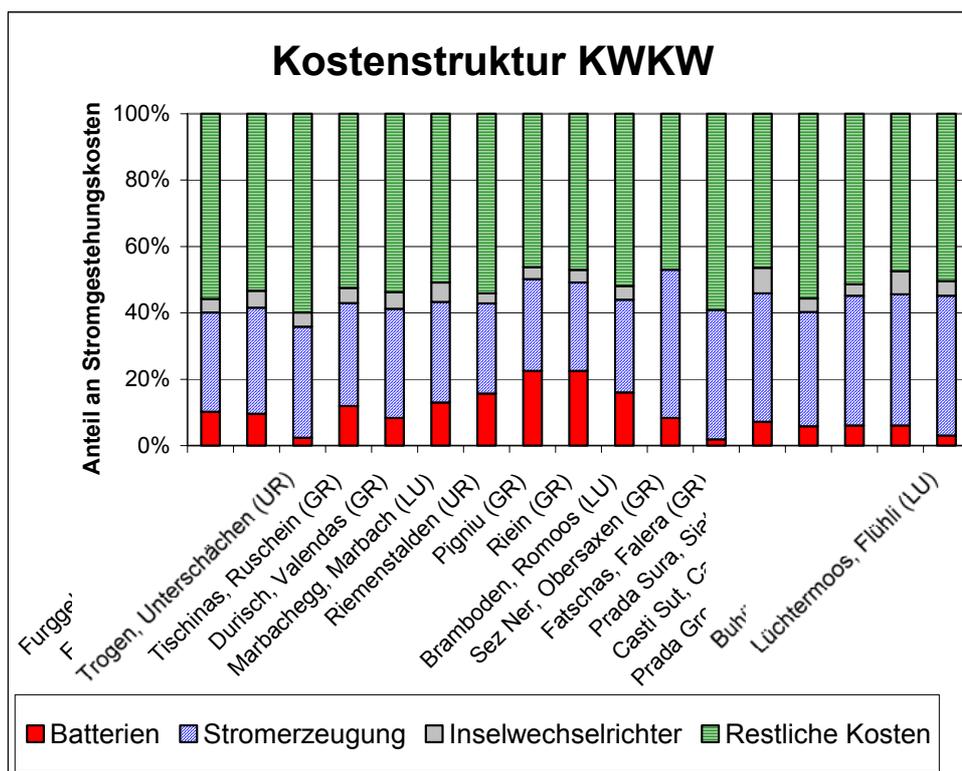
b) Kleinwasserkraftwerke

Bei den Kleinwasserkraftwerken liegen die Kostenanteile für die elektromechanischen Bestandteile der Stromerzeugung (Turbine, Generator, etc.) bei 30 - 45% der gesamten Stromgestehungskosten.

Die Kosten für die Batterien, welche nur kurzfristige Leistungsspitzen abdecken, liegen bei rund 10 Rp./kWh, was einem Anteil von maximal 23% entspricht.

Bei allen Fallbeispielen dominieren die restlichen Kosten, welche vor allem von den baulichen Kosten der Wasserkraftwerks abhängen.

Grafik 7-4: Kostenstruktur Kleinwasserkraftwerke (KWKW)



G:\2002\1029\3-Bearb\Stromkosten.xls\KWKW

Eine deutliche Reduktion der Stromgestehungskosten scheint angesichts der bereits sehr ausgereiften Technologie und der relativ bedeutenden Kostenanteile für bauliche Massnahmen (in der Grafik unter 'restliche Kosten' berücksichtigt) kaum möglich.

7.2.2 Kostenrelevante, mögliche Entwicklungen

Im folgenden wird beschrieben, inwieweit technologischen Entwicklungen absehbar erscheinen, welche eine entscheidende Verbesserung der Konkurrenzfähigkeit netzunabhängiger Stromversorgungsanlagen ermöglichen.

a) Speichertechnologien

Die heute vorwiegend eingesetzten Bleibatterien bieten kaum mehr Optimierungspotenziale. Die Entwicklung neuer Batterien beruht daher auf der Nutzung anderer elektrochemischer Prozesse und zielt vor allem auf eine Verminderung von Gewicht und Volumen ab. Für netzunabhängige Stromversorgungsanlagen sind Gewicht und Volumen allerdings kaum von Bedeutung. Gefragt sind vielmehr Batterien, welche gegenüber den herkömmlichen Bleibatterien geringere spezifischen Kosten und eine bessere Zyklenfestigkeit aufweisen. Besonders in Bezug auf die Kosten schneiden die neuen Batterietechnologien allerdings deutlich schlechter ab und es scheint eher unwahrscheinlich, dass sich dies bis 2010 entscheidend ändern wird.

Alternativ zur elektrochemischen Speicherung werden daher intensiv physikalische Elektrizitätsspeicher entwickelt. Zu nennen sind hier Schwungmassenspeicher, Superkondensatoren und supraleitende Spulen. Grundsätzlich können die genannten physikalischen Speicher viel schneller geladen resp. entladen werden als elektrochemische Batterien, weshalb sie primär für kurzfristige Speicheranwendungen (z.B. Spannungsstabilisierung) entwickelt werden. Für netzunabhängige Stromversorgungsanlagen ist die praktisch unbegrenzte Zyklusfestigkeit interessant.

Moderne Schwungmassenspeicher weisen dank dem Einsatz von faserverstärkten Kunststoffen eine viel höhere Energiedichte auf wie ihre Vorgänger. Die Schwungmasse rotiert in einer Vakuumkammer um aerodynamische Verluste zu minimieren. Problematisch für längerfristige Speichervorgänge sind die Reibungsverluste in den Lagern, welche zu einer relativ starken Selbstentladung führen. Durch neue Technologien wie supraleitende passive oder kostengünstige aktive Magnetlager könnte dieser Mangel behoben werden. Die Kosten für kleine Schwungmassenspeichersysteme liegen mit Fr. 3'000.--/kWh heute rund fünf mal höher wie für hochwertige Batterien. Allerdings ist die Zyklusfestigkeit absolut unkritisch ($>10^6$) und der gesamte Speicherinhalt kann ohne Folgen auf die Lebensdauer regelmässig genutzt werden. Damit sich für die netzunabhängige Stromversorgung entscheidende Vorteile gegenüber von Bleibatterien ergeben, müssen aber auch die Kosten noch beträchtlich gesenkt werden. Dies scheint mit höheren Produktionszahlen möglich, wenn sich Schwungmassenspeicher im Bereich der kurzzeitigen Speicheranwendungen durchsetzen können.

Superkondensatoren sind aufgrund der hohen Kosten (bezogen auf den Speicherinhalt) und der geringen Energiedichte (Platzbedarf) derzeit kaum geeignet für dezentrale Stromversorgungsanlagen. Ähnliches gilt auch für supraleitende Spulen, welche zusätzlich eine verhältnismässig grosse Selbstentladung aufweisen und somit nur für sehr kurze Speicherintervalle in Frage kommen.

Druckluftspeicher wurden bisher zur Energiespeicherung kaum eingesetzt. Es existieren einige wenige grosstechnische Anlagen (> 100 MW), welche Kavernen als Speichergefäss benutzen. Armin Reller, F+E Programmleiter des Bereichs Solarchemie des BFE, skizziert in einem Beitrag die Möglichkeit für kleinere Systeme, welche auch für die netzunabhängige Stromversorgung geeignet scheinen. Mit der Entwicklung von Komposit-Kohlefasertanks für mit Erdgas betriebene Fahrzeuge stehen preiswerte Hochdruckbehälter zur Verfügung. Zentrales Problem bleibt damit der Wandler zwischen Druckluft und elektrischer Nutzenergie, welches gemäss Reller mit einem Flüssigkolben-Wandler gelöst werden könnte. Allerdings sind keine konkreten Entwicklungsarbeiten in dieser Richtung im Gange.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass für Speichervorgänge im Stunden- bis Tagesbereich, wie sie für netzunabhängige Stromversorgungsanlagen derzeit typisch sind, entscheidende Fortschritte vor allem mit weiterentwickelten Schwungmassenspeichern bis 2010 realistisch erscheinen. Für kurzzeitige Speichervorgänge sind dagegen umfassende Entwicklungen im Gange.

b) Motorische WKK-Module

Die Entwicklungspotenziale für motorische WKK-Anlagen sind im Rahmen der Studie 'Zukünftige Marktbedeutung von WKK-Anlagen'⁷⁸ detailliert untersucht worden. Für Module kleiner Leistung wird bis 2010 mit einer Kostenreduktion zwischen 15 bis 35 % gerechnet. Obwohl auch für die Wartungskosten und den elektrischen Nutzungsgrad mit weiteren Fortschritten gerechnet werden darf, ist aufgrund der im vorhergehenden Abschnitt untersuchten Kostenstruktur klar, dass die Verbesserungen kaum ausreichen werden, um das Potenzial für netzunabhängige Stromversorgungsanlagen mit motorischen WKK-Anlagen markant zu erhöhen.

c) Brennstoffzellen

Brennstoffzellensysteme werden u.a. für WKK-Anwendungen im Leistungsbereich von 1 kW_{el} bis über 1 MW_{el} entwickelt und derzeit im Rahmen von Feldtests resp. Vorserien eingesetzt. Die Entwicklungspotenziale sind im Rahmen der Studie 'Zukünftige Marktbedeutung von WKK-Anlagen bis 1'000 kW elektrischer Leistung' detailliert untersucht worden.

Die Markteinführung von Brennstoffzellensystemen wird von den Herstellern für die zweite Hälfte dieses Jahrzehnts angestrebt. Bis dahin sind allerdings noch gewaltige Fortschritte notwendig. Insbesondere müssen die Kosten der Systeme um eine bis zwei Grössenordnungen und die Lebensdauer der Zellstapel um mindestens eine Grössenordnung verbessert werden. Aufgrund der Erfahrungen vergleichbarer Technologien erscheint dies trotz aller Schwierigkeiten erreichbar.

Für netzunabhängige Stromversorgungsanlagen sind Brennstoffzellen aufgrund der folgenden Eigenschaften besonders interessant:

- Brennstoffzellen weisen im Gegensatz zu Verbrennungsmotoren ein äusserst günstiges Teillastverhalten auf. Der maximale elektrische Wirkungsgrad wird im Bereich zwischen 30 und 50 % der Volllast erreicht. In Richtung niedriger Leistungen fällt von diesem Punkt aus der elektrische Wirkungsgrad steil ab, in Richtung höherer Leistungen dagegen kaum. Polymermembran-Brennstoffzellen (PEMFC) verfügen zusätzlich über ein sehr gutes dynamisches Verhalten und sind daher für die Versorgung von Verbrauchern mit stark wechselnden Lasten speziell geeignet. Für die netzunabhängige Stromversorgung sind daher Anlagekonzepte denkbar, welche mit einer sehr kleinen Speicherkapazität für kurze Zeiträume auskommen.
- Für Brennstoffzellen wird bei entsprechendem Entwicklungsstand erwartet, dass die spezifischen Kosten weniger stark von der Anlagengrösse abhängig sind, wie dies bei motorischen WKK-Anlagen der Fall ist. Dies ermöglicht tendenziell geringe Kosten für kleine Systeme, wie sie für netzunabhängige Stromversorgungsanlagen benötigt werden.

⁷⁸ siehe auch Literaturverzeichnis

Brennstoffzellensysteme bieten aufgrund der genannten Eigenschaften ein markantes Potenzial zur Realisierung bedeutend kostengünstigerer Stromversorgungsanlagen, wie sie heute verfügbar sind.

d) Kleinwasserkraftwerke

Wie bereits erwähnt, erscheint eine deutliche Reduktion der Stromgestehungskosten angesichts der bereits sehr ausgereiften Technologie und der relativ bedeutenden Kostenanteile für bauliche Massnahmen kaum möglich.

e) Andere Stromerzeugungstechnologien

Wie bereits im Kapitel 5.1 erwähnt sind Photovoltaik- und Windenergieanlagen aufgrund des unregelmässigen Energieangebots nur ökonomisch konkurrenzfähig, wenn sie entweder mit anderen Stromerzeugern kombiniert werden oder unter der Voraussetzung, dass der produzierte Strom um Faktoren günstiger gespeichert werden kann, wie dies heute möglich ist.

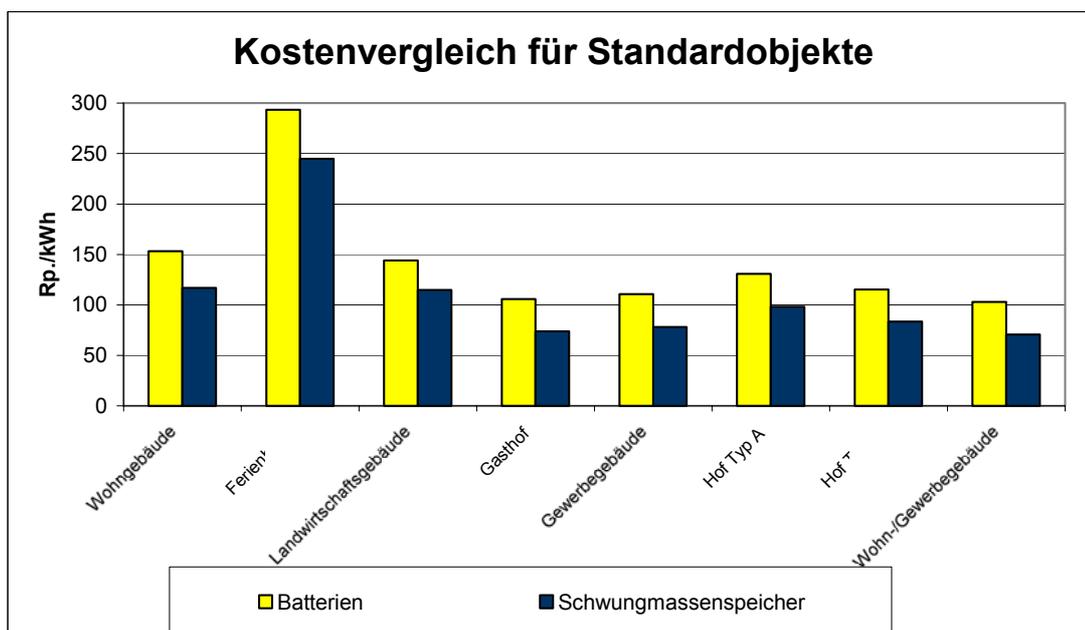
7.2.3 Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten künftiger Systeme

Im den folgenden zwei Abschnitten werden die Auswirkungen der wichtigsten technologischen Entwicklungen untersucht, welche für die dezentrale Stromversorgung von Bedeutung sind.

a) WKK-Objektlösung mit Schwungmassenspeicher

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass Schwungmassenspeicher in den kommenden Jahren insbesondere für kurzfristige Speicheranwendungen zunehmend eingesetzt werden und die Preise in der Folge gegenüber heute um den Faktor 5 auf Fr. 600.--/kWh sinken. Da Schwungmassenspeicher über eine sehr grosse Zyklensfestigkeit verfügen, können für die Lebensdauer 15 Jahre eingesetzt werden. Die Speichergrosse wird wie beim Einsatz von Batterien auf zwei Tagesverbräuche ausgelegt. Die eine Hälfte des Speicherinhalts wird benötigt, um einen gleichmässigen Betrieb des BHKW-Moduls zu ermöglichen. Die zweite Hälfte erlaubt bei Störungen eine Reaktionszeit von mindestens einem Tag. Bei den BHKW-Modulen wird eine Kostenreduktion von 25 % angenommen, welche bei kleinen Modulen durch gesteigerte Absatzzahlen und entsprechende Lern- und Skaleneffekte erreichbar scheinen.

Grafik 7-5: Kostenvergleich für Standardobjekte



G:\2002\1029\3-Bearb[Stromkosten-neu.xls]WKK-Objekt-SWSP

Es zeigt sich, dass die Stromgestehungskosten bei einer relativ starken Vergünstigung von Schwungmassenspeichern zusammen mit einer Kostensenkung der BHKW-Module um 20 bis 30 % gesenkt werden können. Dies genügt kaum, um entscheidende Fortschritte für die dezentrale Stromversorgung zu ermöglichen.

b) WKK-Objektlösung mit Brennstoffzellen und Superkondensatoren

Wie im vorangehenden Kapitel dargestellt, ermöglichen modulare Brennstoffzellensysteme neue Anlagenkonzepte, welche nur noch sehr kleine Speicherkapazitäten für kurzfristige Lastspitzen erfordern. Diese können dann z.B. mit Superkondensatoren, welche über eine sehr grosse Zyklenfestigkeit verfügen (500'000 Zyklen), abgedeckt werden.

Im Folgenden werden die Stromgestehungskosten für ein Brennstoffzellen/Superkondensatorsystem mit folgenden Eigenschaften berechnet:

- Die Stromerzeugung erfolgt über drei Brennstoffzellenmodule, wovon jeweils zwei Module für eine ausreichende Stromproduktion sorgen und das dritte als Reserve zur Verfügung steht. Das oder die in Betrieb stehenden Module werden im Leistungsbereich von 30 bis 100 % entsprechend der elektrischen Last betrieben. In diesem Bereich sind keine nennenswerten Wirkungsgradeinbussen zu erwarten.
- Für die Brennstoffzellenmodule muss ein schnell reagierender Zellentyp eingesetzt werden. PEM-Brennstoffzellen⁷⁹, welche auch für die laufenden Entwicklungen im Automobilsektor im Vordergrund stehen, dürften dieser Anforderung am besten gewachsen sein. Al-

⁷⁹ PEM steht für Polymer Electrolyte Membrane resp. Polymermembran

lerdings benötigen PEM-Brennstoffzellen sehr reinen Wasserstoff, was in unserem Fall sehr hohe Anforderungen an den Reformier stellt, welcher den Wasserstoff aus Propan- gas gewinnt. Es ist daher mit einer längeren Entwicklungszeit wie beispielsweise für SOFC-Brennstoffzellen⁸⁰ zu rechnen. Ob letztere in Zukunft auch für rasche Lastwechsel eingesetzt werden können, ist noch offen.

- Kurze Leistungsspitzen (z.B. Einschaltspitzen) und längere Perioden mit sehr geringem Strombedarf werden mit einer Speichereinheit abgedeckt. Der Energieinhalt des Spei- chers kann deshalb viel kleiner gewählt werden, wie bei den in Kapitel 5 beschriebenen Systemen. Dagegen werden höhere Anforderungen an die Zyklenfestigkeit und die Entla- deleistung gestellt. Diesen Anforderungen kommen Superkondensatoren am nächsten.

Kritischer Punkt bei einem derartigen System ist, dass mit dem geringen Speicherinhalt keine Lasten abgedeckt werden können, welche über eine längere Zeit deutlich über der ebenfalls niedrigen Leistung der Brennstoffzellenmodulen liegen. In einem Wohngebäude könnte dies allenfalls beim Kochen knapp werden. Durch die Verwendung eines Gasherdes kann dies aber gelöst werden. Für die übrigen Lasten in einem Wohngebäude (Waschmaschine, Ge- schirrspüler, etc.) sind keine Probleme zu erwarten. Für andere Gebäudetypen müssten entsprechende Abklärungen gemacht werden.

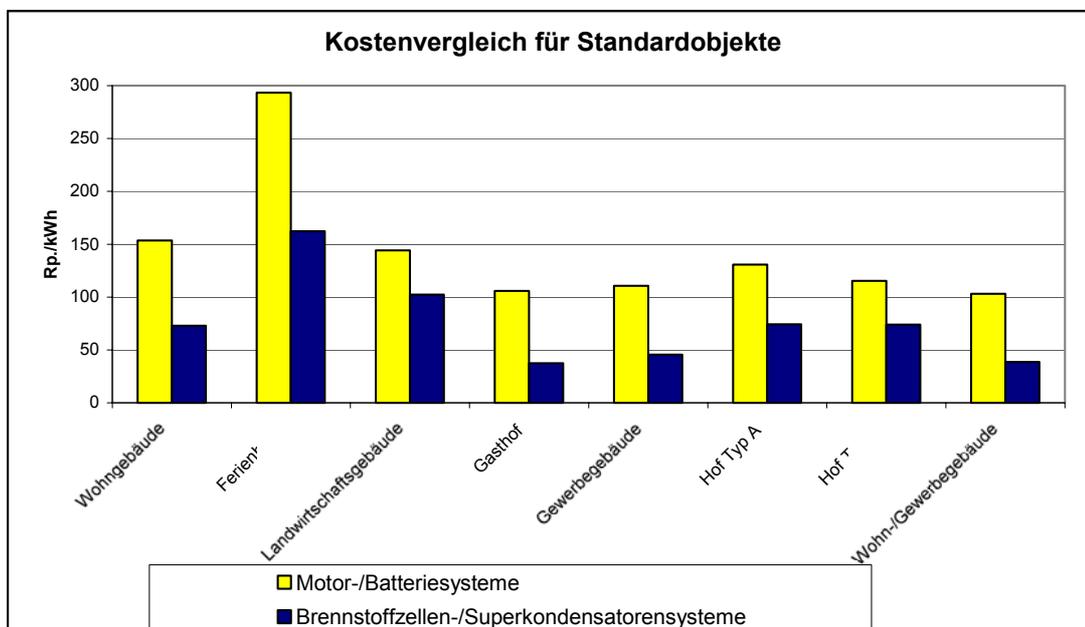
Tabelle 7-7: Kenngrössen für Wohngebäude

	Brennstoffzellen-/Super- kondensatorsystem	Motor-/Batteriesystem
Aggregat	3 Module je 0.75 kW _{el}	5.5 kW _{el}
Investitionskosten	Fr. 7'000.--	Fr. 24'000.--
Wartungskosten	4 Rp./kWh	6 Rp./kWh
Nutzungsgrad:		
- elektrisch	35 %	26 %
- thermisch	45 %	58 %
Lebensdauer	15 a	15 a
Speicher	Superkondensatoren	Batterie (OPzS)
Kapazität	1.5 kWh	25 kWh
Investitionskosten	Fr. 4'500.--	Fr. 15'000.--
Wartungskosten	-	Fr. 150.--/a
Lebensdauer	20 a	7 a

⁸⁰ SOFC steht für Solid-Oxid Fuel Cell oder oxidkeramische Brennstoffzelle

Die folgende Darstellung zeigt den Kostenvergleich für die beiden Systeme:

Grafik 7-6: Kostenvergleich mit neuer Technologie (Brennstoffzelle mit Superkondensatoren)



G:\2002\1029\3-Bearb\Stromkosten-neu.xls\WKK-Objekt-BZ

Der Kostenvergleich zeigt, dass durch Brennstoffzellen-Superkondensatorsysteme die Stromgestehungskosten um ca. 50 % gesenkt werden können. Noch nicht berücksichtigt darin sind weitere Kostensenkungspotenziale durch integrierte, netzunabhängige Stromversorgungssysteme.

Zu erwähnen ist, dass das beschriebene Brennstoffzellen/Superkondensatorsystem gegenüber dem Motor-/Batteriesystem nebst den geringeren Kosten weitere gewichtige Vorteile aufweist:

- praktisch vernachlässigbare Schadstoff- und Lärmemissionen
- höhere Flexibilität, d.h. durch zusätzliche Module relativ einfach zu erweitern
- geringerer Wartungsaufwand mit tendenziell längeren Wartungsintervallen

Dieses Entwicklungspotenzial ist deshalb besonders interessant, weil die netzunabhängige Stromversorgung bereits heute in Gebieten ohne bestehendes elektrisches Netz eine sehr dynamische Entwicklung erlebt. In China sollen z.B. bereits rund 150'000 netzunabhängige Stromerzeugungsanlagen in Betrieb stehen, welche es den Nutzern erlauben, die wichtigsten Bedürfnisse abzudecken. Weltweit sind derzeit ca. 400 Millionen Haushalte ohne Stromversorgung vorhanden, wobei gemäss Einschätzung der Bank Sarasin aber rund die Hälfte davon über die notwendigen finanziellen Möglichkeiten verfügt. Wenn man berücksichtigt, dass die Schweiz sowohl bei den heute verfügbaren Technologien wie auch bei der Entwicklung von neuen Technologien für die dezentrale Stromversorgung eine führende Stellung ein-

nimmt, so wird klar, dass hier bedeutende Entwicklungschancen bestehen. Voraussetzung sind allerdings ein minimaler Heimmarkt und eine Förderung von Forschung und Entwicklung.

7.3 Fazit

Bei den heutigen Kostenverhältnissen ist das Potenzial für eine netzunabhängige, dezentrale Stromversorgung gering: Nur bei rund 3'000 Gebäuden kommt aus betriebswirtschaftlicher Sicht eine dezentrale Versorgung in Frage.

In Zukunft ist bei WKK-Objektlösungen durch den Einsatz neuer Technologien (Brennstoffzellen mit Superkondensatoren) zum Teil mit deutlichen Kosteneinsparungen zu rechnen. Je nach Objekt kommen die Gestehungskosten zwischen 40 Rp./kWh bis 160 Rp./kWh zu stehen. Umgelegt auf unsere Fallbeispiele zeigt sich, dass die neue Technologie vor allem bei Einzelobjekten (Typ Haus / Hof) eine betriebswirtschaftlich interessante Alternative zur netzabhängigen Versorgung darstellen könnte. Sobald aber mehrere Gebäude zu erschliessen sind, ergeben sich mit wenigen Ausnahmen (Fallbeispiel Trogen und evtl. Fernigen vom Typ „Weiler“) keine Änderungen gegenüber den bisherigen Ergebnissen.

8 Kostenverrechnung in zentralen und dezentralen Gebieten

8.1 Einleitung

Aus der Berechnung der netzabhängigen Stromerschliessung im Kapitel 4 wird ersichtlich, dass die Erschliessung dezentraler Gebiete teilweise mit hohen Kosten verbunden ist. Es stellt sich daher die Frage, ob die Anschlusskosten durch den erhobenen Anschlusskostenbeitrag gedeckt werden. Aus der Sicht des Verursacherprinzips wäre eine kostenorientierte Verrechnungspraxis erwünscht und würde auch dazu führen, dass die netzunabhängige Stromversorgung gegenüber der netzabhängigen nicht benachteiligt würde.

Entsprechend der Fragestellung interessieren die Erschliessungskosten in dezentralen Gebieten. Die EVU unterscheiden jedoch nicht zentrale und dezentrale Gebiete, sondern Bauten inner- bzw. ausserhalb von Bauzonen. Wie in Kapitel 2.5.1 ausgeführt, entspricht diese Unterscheidung nur teilweise der vorliegenden Problemstellung, jedoch muss für die Durchführung einer schriftlichen Befragung auf die in der Praxis verwendeten Kategorien zurückgegriffen werden. Dies hat zur Folge, dass unter der Kategorie „ausserhalb der Bauzone“ teilweise Objekte abgefragt werden, die nicht besonders teuer zu erschliessen sind, während dezentral gelegene Objekte in einer Bauzone liegen können und trotzdem sehr teuer zu erschliessen sind (z.B. ein abgelegenes „kleines Dorf“).⁸¹

Trotz dieser Einschränkung lassen sich aus der Verrechnungspraxis der EVU Hinweise auf die Handhabung des Verursacherprinzips (auch in dezentralen Gebieten) gewinnen.⁸² Mit der Einarbeitung ins Thema hat sich gezeigt, dass die Berechnungssysteme zur Ermittlung der Anschlusskosten fast so zahlreich sind, wie es EVU in der Schweiz gibt. Dies führt dazu, dass wir den Fragebogen teilweise recht offen formulieren mussten, was die Interpretation der Ergebnisse verschiedentlich erschwert hat.

⁸¹ Zusätzlich lässt sich mit gewählten Vorgehen überprüfen, wie die Bestimmungen der Raumplanungsverordnung (RPV) in der Praxis umgesetzt bzw. eingehalten werden. Art. 39 bzw. 43 RPV fordern, dass bei Bauten ausserhalb von Bauzonen sämtliche Investitionskosten der Erschliessung auf den Verursacher überwältzt werden.

⁸² In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass eine vollumfängliche Weiterverrechnung der Erschliessungskosten an die Kunden nicht in jedem Fall bedeutet, dass der Kunde auch tatsächlich die Kosten allein zu tragen hat. Es ist in der Praxis verschiedentlich der Fall, dass die ausgewiesenen Erschliessungskosten nur zum Teil vom Kunden getragen werden, der Rest wird über Drittbeiträge (z.B. von der Berghilfe oder aus dem Strukturverbesserungsfond für landwirtschaftliche Betriebe) finanziert. Es handelt sich dabei aber nicht um eine Verletzung des Verursacherprinzips: Entscheidend ist, dass die EVU die Erschliessungskosten an die Kunden weiterverrechnen. Die Frage, wie die Kunden diese Kosten finanzieren bzw. in welchem Ausmass sie Drittbeiträge erhalten, ist nicht innerhalb des Elektrizitätsmarktes zu regeln. Selbstverständlich können solche Drittbeiträge aus Sicht der Raumplanung zu Verzerrungen führen, weil z.B. ohne diese Beiträge zentraler gebaut würde. Letztlich handelt es sich dabei aber um eine Wertfrage, welche ausserhalb der Elektrizitätsversorgung zu regeln ist.

8.2 Umfrage

Die erwähnte Vielfalt der Berechnungssysteme hat bedingt, dass die Verrechnungspraxis der Anschlussgebühren Mittels einer schriftlichen Umfrage erhoben werden musste. Wir haben hierzu einen deutschsprachigen Fragebogen an 40 EVU in der ganzen deutschsprachigen Schweiz und in den Kantonen Freiburg, Tessin und Wallis versendet.⁸³ Unter den ausgewählten EVU befinden sich sowohl kleine Gemeindewerke, wie auch grosse überregionale Werke. Der Versand der Fragebogen fand im Dezember 2002 statt. Nach teilweise mehrmaligem telefonischem Nachfassen, war der Rücklauf Ende Januar 2003 abgeschlossen.

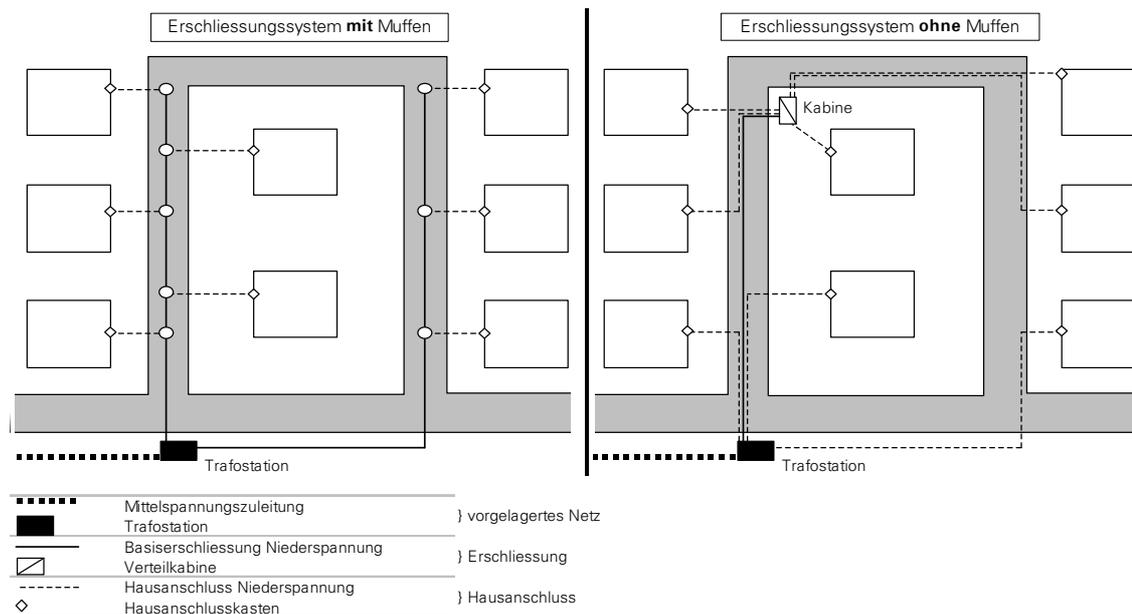
Von den 40 angeschriebenen EVU haben wir 31 auswertbare Fragebogen erhalten (Quote: 77%), 7 Werke wollten aus unterschiedlichen Gründen nicht an der Befragung teilnehmen, von 2 EVU haben wir keine Rückmeldung erhalten.

8.3 Ergebnisse der Umfrage

8.3.1 Bauten innerhalb von Bauzonen

Im Fragebogen zu den Anschlussgebühren wird zwischen Bauten inner- und ausserhalb von Bauzonen unterschieden. Bauten innerhalb von Bauzonen zeichnen sich dadurch aus, dass sich die Vollkosten des Netzanschlusses aus einem Anteil an den Erschliessungskosten sowie dem Hausanschluss zusammensetzen. Entsprechend unterscheiden die meisten Werke auch zwischen einem sogenannten Erschliessungskosten- und einem Hausanschlussbeitrag. Grafik 8-1 zeigt die zwei gängigen Netzanschlussysteme, wie sie innerhalb der Bauzone zur Anwendung gelangen:

⁸³ An dieser Stelle möchten wir dem VSE danken, der uns bei der Ausarbeitung des Fragebogens beratend zur Seite gestanden und die Befragung mit einem Empfehlungsschreiben unterstützt hat.

Grafik 8-1: Netzanschlussssysteme innerhalb der Bauzone**a) Erschliessungskostenbeitrag**

In Tabelle 8-1 ist aufgeführt, welche Investitionen bei den befragten EVU durch den Erschliessungskostenbeitrag abgegolten werden. So beinhaltet der Erschliessungskostenbeitrag beispielsweise bei 71% der 31 EVU die Grabarbeiten für die Leitung „Basiserschliessung Niederspannung“.

Tabelle 8-1: Abgeltung durch Erschliessungskostenbeitrag innerhalb von Bauzonen

Ltg. "Basiserschliessung NS" inkl. Verteilkabine	Grabarbeiten für Ltg.	Traforaum	Trafo	weitere	Anzahl Antworten	keine Angabe
90%	71%	68%	65%	42%	31	0

Anmerkung: „Ltg.“ steht für Leitung und „NS“ für Niederspannung.

Neben den aufgeführten vier Elementen der Basiserschliessung wird bei 42% der EVU noch weiteres mit dem Erschliessungskostenbeitrag abgegolten. In den meisten Fällen ist dies die Mittelspannungszuleitung (vgl. Grafik 8-1).

Die effektiven Erschliessungskosten werden bei allen 31 EVU vom Bauherr sowie dem EVU selbst getragen, wobei im Durchschnitt der Bauherr eher einen grösseren Anteil bezahlt als das EVU. In zwei Fällen trägt auch jeweils die Gemeinde einen geringen Anteil.

Tabelle 8-2: Träger der effektiven Erschliessungskosten innerhalb von Bauzonen

	100%	80%	60%	40%	20%	10%	<10%	Anzahl Antworten	keine Angabe
EVU	3	2	9	5	4	0	0	31	0
Gemeinde	0	0	0	0	0	1	1	31	0
Bauherr	8	5	3	9	3	0	0	31	0
weitere	0	0	0	0	1	0	0	31	0

13 der 31 EVU überwälzen mindestens 80% der effektiven Erschliessungskosten auf den Verursacher, den Bauherrn. Bei 14 Werken kommt das EVU für mindestens 60% der Erschliessungskosten auf. Bei knapp der Hälfte der Werke kann daher kaum von einer Orientierung am Verursacherprinzip gesprochen werden.⁸⁴

b) Hausanschlusskostenbeitrag

Tabelle 8-3 gibt Auskunft, welche Investitionen mit dem Hausanschlusskostenbeitrag abgegolten werden. Der Hausanschlusskostenbeitrag bei Bauten mit bestehender Basiserschliessung (innerhalb von Bauzonen) ist bei 81% der EVU eine Abgeltung für die Investition in den Hausanschlusskasten und bei allen 31 EVU für die Leitung „Hausanschluss Niederspannung“. Bei über 70% der befragten EVU müssen die Grabarbeiten für die Leitung „Hausanschluss Niederspannung“ bauseits erstellt werden.

Tabelle 8-3: Abgeltung durch Hausanschlusskostenbeitrag innerhalb von Bauzonen

Hausanschlusskasten	Leitung "Hausanschluss Niederspannung"	Grabarbeiten für Leitung	weitere	Anzahl Antworten	keine Angabe
81%	100%	29%	13%	31	0

(Tabelle 8-4) zeigt auf, in welcher Art der Hausanschlusskostenbeitrag erhoben wird. Bei über der Hälfte der befragten EVU wird ein Pauschalbeitrag in Rechnung gestellt, meistens als Pauschale pro Leistungsstufe. Nur gut 40% berechnen den Hausanschlusskostenbeitrag nach Aufwand.

⁸⁴ Bei der Interpretation dieses Ergebnisses gilt es zu beachten, dass innerhalb der Bauzone die RPV keine solche strikte Durchsetzung des Verursacherprinzips verlangt.

Tabelle 8-4: Art des Hausanschlusskostenbeitrags innerhalb von Bauzonen

nach Aufwand / Einzelfallabrechnung	Pauschale pro Leistungsstufe	andere Pauschale	Antworten	keine Angabe
42%	45%	13%	31	0

Falls ein Werk angibt, als Anschlusskostenbeitrag eine Pauschale zu erheben (Tabelle 8-4), so haben wir auch nach deren Höhe gefragt (Tabelle 8-5). Diejenigen, die Einzelfallabrechnungen vornehmen, erscheinen in der Kategorie „Frage nicht relevant“. Tendenziell werden für Kleinstverbraucher (6-8 kW) tiefere Beiträge erhoben als für Kleinbetriebe (16 kW). Angesichts der geringen Anzahl Antworten und der beachtlichen Streuung der Werte dürfen die Zahlen höchstens als Indikatoren verwendet werden.⁸⁵

Tabelle 8-5: Pauschalbeträge Hausanschlusskostenbeitrag (CHF) innerhalb von Bauzonen

	Mittelwert (CHF)	Standard- abweichung	Anzahl Antworten	keine Angabe	Frage nicht relevant
Ganzjährig bewohnt					
Einfamilienhaus (6-8 kW)	3'271	1'321	18	0	13
Kleinbetrieb (16kW)	4'430	2'132	18	0	13
nicht ganzjährig bewohnt					
Einfamilienhaus (6-8 kW)	3'674	1'505	8	9	14
Kleinbetrieb (16kW)	4'858	2'581	7	10	14

c) Geschätzte Kostendeckungsgrade

Eine weitere Frage erkundigt sich nach der durchschnittlichen Deckung der tatsächlichen Kosten für den Hausanschluss. Bei der Interpretation der Resultate ist zu beachten, dass die einzelnen EVU jeweils leicht unterschiedliche Investitionen zu den „Kosten des Hausanschlusses“ zählen (vgl. Tabelle 8-3). Das extremste Beispiel diesbezüglich bildet dasjenige Werk, welches angibt, mit dem Hausanschlusskostenbeitrag über 110% der tatsächlichen Kosten zu decken, zu letzteren aber explizit nur die Leitung „Hausanschluss Niederspannung“ zählt.

⁸⁵ Werden die Mittelwerte mit einem statistischen Test verglichen, so bspw. muss die Hypothese verworfen werden, dass der mittlere Pauschalbeitrag für ein ganzjährig bewohntes Einfamilienhaus kleiner ist als der mittlere Pauschalbeitrag für einen nicht ganzjährig betriebenen Kleinbetrieb.

Tabelle 8-6: Geschätzte Kostendeckung durch Hausanschlusskostenbeitrag innerhalb von Bauzonen

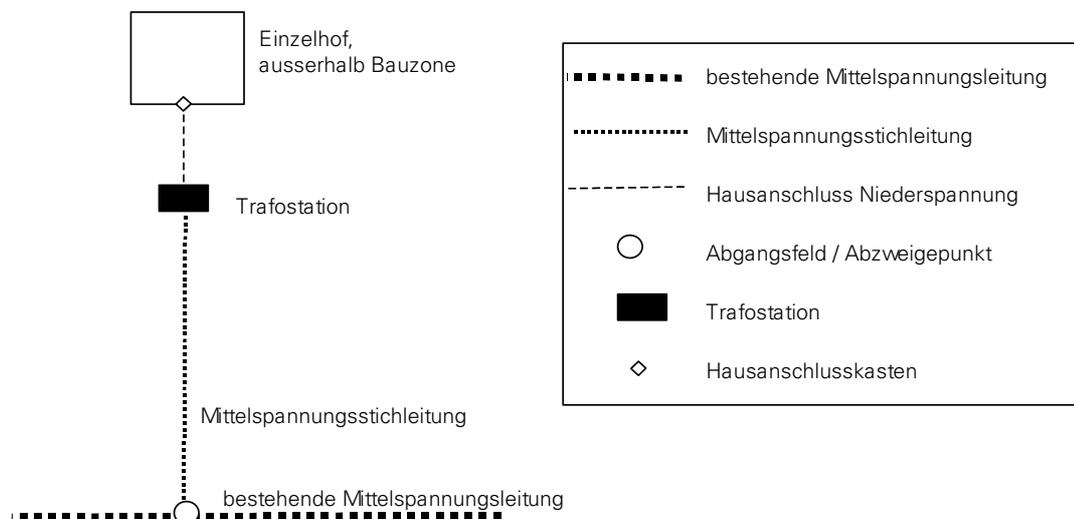
	>110%	110-90%	89-70%	69-50%	49-30%	29-10%	<10%	keine Angabe
	alle Fälle							
Einfamilienhaus (6-8 kW)	2	19	8	1	0	0	0	1
Kleinbetrieb (16kW)	2	19	7	2	0	0	0	1
	Hausanschlusskostenbeitrag als Pauschale							
Einfamilienhaus (6-8 kW)	2	6	8	1	0	0	0	1
Kleinbetrieb (16kW)	2	6	7	2	0	0	0	1

Die Investitionskosten, welche durch den Hausanschluss bei schon vorhandener Basiserschliessung verursacht werden, sind in 21 von 30 Fällen zu mindestens 90% durch den Hausanschlusskostenbeitrag gedeckt. Unter den erwähnten Vorbehalten kann daher von einer recht guten Orientierung am Verursacherprinzip gesprochen werden.

Es stellt sich zudem die Frage, ob unterschiedliche Kostendeckungsgrade zu beobachten sind, je nachdem ob fallweise oder mittels einer Pauschale abgerechnet wird. Alle EVU, welche den Hausanschlussbeitrag nach den angefallenen Kosten abrechnen, geben einen Kostendeckungsgrad von 90-110% an. Bei einer Abrechnung mittels Pauschalen kommen sowohl Über- wie auch Unterdeckungen vor, wobei letztere überwiegen.

8.3.2 Bauten ausserhalb von Bauzonen

Wird eine Baute ausserhalb einer Bauzone, d.h. in einem Gebiet ohne bestehende Basiserschliessung ans Stromnetz angeschlossen, so erfolgt dies mit einer Stichleitung ab einer bestehenden Mittelspannungsleitung (vgl. Grafik 8-2). Im Vergleich zu einem Netzanschluss innerhalb einer Bauzone werden die Netzanschlusskosten mit einem einzigen, sogenannten Anschlusskostenbeitrag erhoben.

Grafik 8-2: Anschluss Einzelbetrieb (z.B. Hof) ausserhalb der Bauzone**a) Anschlusskostenbeitrag**

Bei Bauten ausserhalb der Bauzone umfasst der Anschlusskostenbeitrag gemäss unserer Umfrage zu 80% die Abgeltung für den Hausanschlusskasten und zu 100% die NS-Leitung Hausanschluss. Es mag etwas erstaunen, dass bei Bauten ausserhalb der Bauzone die Grabarbeiten für die NS-Leitung häufiger vom EVU ausgeführt werden als bei Bauten innerhalb der Bauzone. Dies kommt daher, dass auch schon für die MS-Stichleitung Grabarbeiten getätigt werden müssen, die entsprechenden Baugeräte also schon „auf Platz“ sind.

Tabelle 8-7: Abgeltung durch Anschlusskostenbeitrag ausserhalb von Bauzonen

Hausan- schlusskasten	Ltg. Haus- anschluss-NS	Grabarbeiten Ltg.	Trafo	MS-Freileitung	MS-Kabel	Grabarbeiten für MS-Kabel	Abzweige- punkt	Anzahl Antworten	keine Angabe
80%	100%	63%	77%	77%	77%	63%	53%	30	1

Anmerkung: „Ltg.“ steht für Leitung, „NS“ für Niederspannung, „MS“ für Mittelspannung, „Kabel“ für Kabelleitung.

Neben den ersten drei Kostenfaktoren, sind bei Bauten ausserhalb der Bauzone auch diejenigen Elemente im Anschlusskostenbeitrag enthalten, die innerhalb der Bauzone Bestandteil der Basiserschliessung sind. Es handelt sich dabei um die Kosten für den Trafo, die MS-Zuleitung (entweder als Frei- oder als Kabelleitung) und den Abzweigepunkt von der bestehenden Mittelspannungsleitung. Die Kosten für Letzteren werden nur gerade bei der Hälfte der EVU über den Anschlusskostenbeitrag in Rechnung gestellt, ansonsten jedoch scheint das Verursacherprinzip recht gut angewendet zu werden.

Tabelle 8-8: Art des Anschlusskostenbeitrags ausserhalb von Bauzonen

nach Aufwand / Einzelfallabrechnung	Pauschale pro Leistungsstufe	andere Pauschale	Anzahl Antworten	keine Angabe
90%	7%	3%	30	1

Die Ergebnisse in Tabelle 8-8 zeigen, dass ausserhalb von Bauzonen die Netzanschlusskosten in 90% der Fälle als Einzelfallabrechnung dem Kunden in Rechnung gestellt werden. In 10% wird nach einem Pauschalsystem vorgegangen. Den meist überdurchschnittlichen Investitionskosten für Erschliessungen ausserhalb der Bauzone wird also meist insofern Rechnung getragen, als eine Einzelfallberechnung erstellt wird. In welchem Ausmass dabei die tatsächlichen Kosten in Rechnung gestellt und damit auf die Nutzniesser überwältzt werden, ist Gegenstand von Abschnitt b).

In der Tabelle 8-9 sind die Anschlusskostenbeiträge für jene Werke abgebildet, welche diese als Pauschale erheben.⁸⁶ Mit nur drei Antworten sind die Mittelwerte mit äusserster Vorsicht zu interpretieren. Die grossen Standardabweichungen zeigen, dass drei Antworten stark differieren.

Tabelle 8-9: Pauschalbeträge Anschlusskostenbeitrag (CHF) ausserhalb von Bauzonen

	Mittelwert (CHF)	Standard- abweichung	Anzahl Antworten	keine Angabe	Frage nicht relevant
Ganzjährig bewohnt					
Einfamilienhaus (6-8 kW)	3'920	1'282	3	1	27
Kleinbetrieb (16kW)	5'173	2'276	3	1	27
nicht ganzjährig bewohnt					
Einfamilienhaus (6-8 kW)	-	-	0	4	27
Kleinbetrieb (16kW)	-	-	0	4	27

b) Geschätzte Kostendeckungsgrade

Aus Sicht des Verursacherprinzips von besonderem Interesse ist die Frage nach der durchschnittlichen Deckung der tatsächlichen Kosten für den Netzanschluss. In 25% der Fälle geben die EVU an, dass weniger als 70% der Investitionskosten durch den Anschlusskostenbeitrag gedeckt werden. Nur bei rund der Hälfte der EVU liegt der Kostendeckungsgrad über 90%.⁸⁷

⁸⁶ Werke mit Einzelfallabrechnung erscheinen in der Tabelle unter der Kategorie „Frage nicht relevant“.

⁸⁷ Ein EVU hat zudem angegeben, bei Bauten ausserhalb der Bauzone den Anschlusskostenbeitrag nicht nur auf der Basis der Investitionskosten festzusetzen, sondern auf Grund einer einfachen Wirtschaftlichkeitsrechnung. D.h. neben den Investitionskosten fliessen der erwartete Stromverbrauch sowie evtl. auch die oftmals überdurchschnittlichen Betriebskosten in die Berechnung des Anschlusskostenbeitrags ein.

Insgesamt ist festzustellen, dass bei Bauten ausserhalb von Bauzonen die Investitionskosten nur zum Teil den Verursachern verrechnet werden. Gemäss diverser Gespräche mit den EVU ist davon auszugehen, dass die Kostendeckung früher noch geringer war und erst in den letzten Jahren eine Neuorientierung hin zu einer vermehrt verursachergerechten Ausgestaltung der Anschlussgebühren stattgefunden hat.⁸⁸

Tabelle 8-10: Geschätzte Kostendeckung durch Anschlusskostenbeitrag bzw. geschätzte Kostendeckung bei Leistungsverstärkungen ausserhalb von Bauzonen

	>110%	110-90%	89-70%	69-50%	49-30%	29-10%	<10%	keine Angabe
	alle Fälle							
Einfamilienhaus (6-8 kW)	0	16	5	4	2	0	1	3
Kleinbetrieb (16kW)	0	15	6	3	4	0	1	2
	Anschlusskostenbeitrag als Pauschale							
Einfamilienhaus (6-8 kW)	0	0	1	1	0	0	1	0
Kleinbetrieb (16kW)	0	0	1	0	1	0	1	0

Zum Vergleich der Kostendeckung zwischen der Einzelfallberechnung und der pauschalen Erhebung lassen sich aus der geringen Anzahl Nennungen bei der Pauschalenerhebung keine eindeutigen Aussagen gewinnen. Bei Bauten ausserhalb von Bauzonen rechnen nur drei der befragten EVU mit Pauschalen ab. Die mittleren Kostendeckungsgrade dieser Pauschalen variieren bei diesen drei Werken sehr stark: Während das erste EVU einen recht hohen Kostendeckungsgrad angibt, schätzt das zweite einen mittleren Deckungsgrad während beim dritten die tatsächlichen Kosten zu weniger als 10% gedeckt werden.

Exkurs: Beiträge gemäss der Strukturverbesserungsverordnung⁸⁹

Auf der Basis von Art. 14 der Strukturverbesserungsverordnung⁹⁰ können Landwirte für abgelegene Gehöfte im Berg- und Hügelgebiet Beiträge an die Stromerschliessungskosten beantragen. Im Elektrizitätsbereich werden Investitionen für Leistungsverstärkungen oder Neuerschliessungen unterstützt, wobei bei letzteren geprüft wird, ob eine dezentrale Versorgung wirtschaftlicher wäre. Ist dies der Fall, so werden nur Beiträge für die dezentrale Lösung gesprochen. Das Gesuch wird beim jeweiligen Kanton eingereicht und wird vom Bundesamt für Landwirtschaft (BLW) beurteilt. Auf der Basis verschiedener Kriterien werden Bundesbeiträge im Umfang von 15-30% der Investitionskosten bezahlt. Die jewei-

⁸⁸ Diese Praxisänderung mag auch erklären, weshalb bei den hohen Erschliessungskosten überhaupt so viele Einzelgebäude in dezentralen Gebieten erschlossen wurden. Es muss angenommen werden, dass in den 1960er bis 1980er Jahren die Erschliessungskosten von dezentralen Gebäuden noch zu einem wesentlich grösseren Teil durch die EVU getragen wurden.

⁸⁹ Gemäss telefonischer Mitteilung des Bundesamtes für Landwirtschaft (BLW).

⁹⁰ Verordnung über die Strukturverbesserung in der Landwirtschaft (Strukturverbesserungsverordnung, SVV) vom 7. Dezember 1998 (Stand 22. Februar 2000).

ligen Kantone beteiligen sich i.d.R. an den Beiträgen, so dass letztendlich bspw. 2x15% bzw. 2x30% ausbezahlt werden. Das jährliche Beitragsvolumen des Bundes wird nicht direkt ausgewiesen, liegt aber schätzungsweise unter 1 Mio. CHF pro Jahr.

In Tabelle 8-11 sind die mittleren Kostendeckungsgrade von Leistungsverstärkungen angegeben.

Tabelle 8-11: Kostendeckung bei Leistungsverstärkung

	>110%	110-90%	89-70%	69-50%	49-30%	29-10%	<10%	keine Angabe
Leistungsverstärkung Einzelbetrieb	0	12	6	1	3	2	4	3

Von den 28 auswertbaren Antworten geben 12 (nur rund 43%) an, dass dies zu 110-90% geschieht. Am anderen Ende der Skala geben 4 Werke einen Deckungsgrad von unter 10% an. Es zeigt sich in diesem Bereich eine sehr heterogene Praxis. U.a. hat ein EVU angegeben, dass bei Leistungsverstärkungen zwischen Landwirtschafts- und Touristikbetrieben unterschieden werde, wobei letztere 100% der Kosten zu übernehmen hätten.

8.3.3 Kurzfristige Grenzkostenbetrachtung

Bei einer Vollkostenbetrachtung setzen sich die gesamten Kosten für einen Netzanschluss innerhalb einer Bauzone aus einem Anteil an den Erschliessungskosten und den Kosten für den Hausanschluss selbst zusammen. Aus der kurzfristigen Grenzkostenperspektive beinhalten die Kosten für den Anschluss einer Baute in einer Bauzone nur die Kosten für den Hausanschluss: Bei Bauland innerhalb einer Bauzone liegt i.d.R. bereits die Basiserschliessung vor. Wird ein zusätzliches Objekt erstellt und ans Stromnetz angeschlossen, so entstehen direkt nur die Hausanschlusskosten.⁹¹ Bei Bauten ausserhalb von Bauzonen unterscheiden sich hingegen die Voll- und Grenzkostenbetrachtung nicht: In jedem Fall muss von der nächsten bestehenden Mittelspannungsleitung eine Stichleitung zum Objekt gezogen werden.

Aus kurzfristiger Grenzkostensicht können somit der Hausanschlusskostenbeitrag für Bauten innerhalb von Bauzonen mit dem Anschlusskostenbeitrag für Bauten ausserhalb von Bauzonen verglichen werden:

- Der Vergleich von Tabelle 8-4 mit Tabelle 8-8 zeigt, dass bei Bauten ausserhalb von Bauzonen die Anschlusskosten bedeutend häufiger nach Aufwand verrechnet werden als in-

⁹¹ Für eine ausführliche Diskussion der (kurz- und langfristigen) Grenzkostenperspektive vgl. Ecoplan (2000), Siedlungsentwicklung und Infrastrukturkosten, S. 8-9 und S. 92-94.

nerhalb von Bauzonen. Dort wird von knapp 60% der befragten EVU eine Art Pauschale erhoben, wohingegen ausserhalb von Bauzonen zu 90% nach Aufwand gerechnet wird.

- Ein direkter Vergleich der erhobenen Pauschalbeiträge (Tabelle 8-5 und Tabelle 8-9) ist kaum möglich, weil zum einen nur kleine Fallzahlen vorliegen und zum anderen die Werte stark streuen.⁹²
- Unter Berücksichtigung der erwähnten Vorbehalte zeigt sich, dass bei Bauten innerhalb der Bauzonen tendenziell kostendeckende Hausanschlusskostenbeiträge erhoben werden (Tabelle 8-6). Bei Anschlüssen ausserhalb der Bauzonen liegt der durchschnittliche Kostendeckungsgrad tiefer. Bei rund 25% der auswertbaren Antworten liegt die Kostendeckung unter 70%, was eine ungenügende Kostendeckung ist (Tabelle 8-10).

Insgesamt kann aus der Grenzkostensicht gefolgert werden, dass das Verursacherprinzip vor allem bei Bauten ausserhalb der Bauzone noch nicht ausreichend durchgesetzt ist. Es zeigt sich zudem in beiden Fällen, dass das Verursacherprinzip am Besten mit Einzelfallabrechnungen umgesetzt wird.

8.3.4 Repräsentativität der Erhebung und Erschliessungsaktivitäten

Die Angaben in Tabelle 8-12 zeigen die Heterogenität der befragten Werke auf: Beispielsweise beinhalten die Netzgebiete der 31 EVU zwischen 170 und 95'000 Hausanschlüsse. Diese breite Spannweite zwischen sehr kleinen Gemeindewerken und grossen EVU wieder spiegelt sich auch in den übrigen Antworten. Bei allen Fragen ist der Median deutlich kleiner als der Mittelwert. Dies ist eine Folge davon, dass zahlreiche kleine und wenige grosse Werke befragt worden sind.

Tabelle 8-12: Kennzahlen der befragten EVU

	Mittelwert (CHF)	Median (CHF)	kleinster Wert (CHF)	grösster Wert (CHF)	Anzahl Antworten	keine Angabe
Anzahl Hausanschlüsse im Netzgebiet	19'056	7'500	170	95'000	31	0
Anz. Neuanschlüsse in Bauzone (5 Jahre)	872	370	2	4'500	31	0
Anz. Neuanschlüsse ausserhalb Bauzone (5 Jahre)	37	10	0	250	29	2
Investitionsvolumen für Neuanschlüsse (14a)	446'953	210'000	0	2'500'000	24	7
Anzahl Leistungsverstärkungen ausserhalb Bauzone	23	4	0	200	28	3
Investitionsvolumen für Leistungsverstärkungen (15a)	586'119	103'423	0	4'500'000	24	7

Anmerkung: Die Angaben sind von den meisten EVU explizit als geschätzte Werte deklariert worden.

⁹² Wird für die Werte aus Tabelle 8-5 (innerhalb Bauzonen) und diejenige aus Tabelle 8-9 (ausserhalb Bauzone) ein statistischer Mittelwertvergleich vorgenommen, so muss die Hypothese verworfen werden, dass der mittlere Pauschalbeitrag für ein ganzjährig bewohntes Einfamilienhaus (CHF 3'271) kleiner ist als der mittlere Pauschalbeitrag für einen Kleinbetrieb ausserhalb der Bauzone (CHF 5'173).

Insgesamt werden durch die Erhebung bei den 31 befragten Werken 591'000 Hausanschlüsse erfasst. Schweizweit werden total 3.75 Mio. Zähler betrieben.⁹³ Unter der sehr konservativen Annahme, dass pro Hausanschluss nur ein Zähler installiert ist, ergibt sich eine Quote von knapp 16%. Angesichts der vorsichtigen Berechnung dieser Untergrenze kann der Stichprobenumfang und somit indirekt auch die Aussagekraft der Ergebnisse als gut bezeichnet werden.⁹⁴

Über die letzten fünf Jahre sind pro EVU im Mittel 872 Neuanschlüsse innerhalb der Bauzone installiert worden. Ausserhalb der Bauzonen liegt der Wert über 20-fach tiefer bei 37 pro fünf Jahre. Diese 37 Neuanschlüsse weisen ein Investitionsvolumen von knapp 447'000 CHF auf.

Bei der Anzahl Leistungsverstärkungen bzw. dem totalen Investitionsvolumen in Gebieten ohne Basiserschliessung schwanken die Angaben der einzelnen EVU ebenfalls sehr stark. Im Fünfjahresschnitt werden weniger Leistungsverstärkungen als Neuerschliessungen ausserhalb der Bauzone vorgenommen werden. Bei einer durchschnittlichen Betrachtung pro Fall zeigt sich, dass das bei einer Leistungsverstärkung das Investitionsvolumen deutlich über demjenigen eines Neuanschlusses liegt.

8.4 Interpretation der Ergebnisse

Unter dem Blickwinkel des **Verursacherprinzips** können die Ergebnisse wie folgt zusammengefasst werden:

- Die allermeisten EVU berechnen den Anschlusskostenbeitrag ausserhalb von Bauzonen als Einzelfallabrechnung. Dieser Umstand kann als Indiz für eine Orientierung am Verursacherprinzip gewertet werden.
- Einzelne Bestandteile der notwendigen Investitionen (wie z.B. die Kosten für den Abzweigepunkt oder die Grabarbeiten) fliessen allerdings bei einigen Werken nicht in die Berechnung des Anschlusskostenbeitrags ein. Und von den ermittelten Anschlusskosten werden nur rund bei der Hälfte der EVU 90% der Kosten oder mehr in Rechnung gestellt.

Insgesamt zeigt sich, dass ausserhalb von Bauzonen die Investitionskosten nur zu einem Teil den Verursachern verrechnet werden. Zusätzlich ist zu beachten, dass für dezentrale, aber eingezonte Gebiete auf eine fallweise Berechnung der Anschlusskostenbeiträge meist verzichtet wird. Ebenfalls fliessen die **Betriebs- und Unterhaltskosten**, welche in einigen Fallbeispielen dieser Studie weit über 0.50 CHF/kWh liegen, nicht in die Berechnung der Anschlusskostenbeiträge ein. Betriebs- und Unterhaltskosten werden über den Strompreis abgegolten. Auf Grund uniformer Strompreise in einem Netzgebiet werden überdurchschnittliche Betriebs- und Unterhaltskosten so quersubventioniert.

⁹³ Gemäss telefonischer Auskunft des VSE. Die Anzahl Hausanschlüsse in der Schweiz ist nicht bekannt.

⁹⁴ Wir sind uns bewusst, dass die Aussagekraft der Ergebnisse von weiteren Faktoren, wie z.B. der Zusammensetzung bzw. Ziehung der Stichprobe abhängig ist.

Bei **Leistungsverstärkungen** ausserhalb der Bauzone wird das Verursacherprinzip schlechter umgesetzt als bei Neuanschlüssen, obwohl die Investitionskosten pro Fall deutlich höher liegen. Dies dürfte darauf zurückzuführen sein, dass Leistungsverstärkungen oftmals einen gewissen „Ersatzcharakter“ haben und Ersatzinvestitionen i.d.R. vom EVU getätigt werden.

Die **Bedeutung** von Neuanschlüssen ausserhalb der Bauzone ist sowohl absolut als auch relativ zu denjenigen innerhalb der Bauzone gering. Pro Jahr werden bei allen befragten Werken zusammen 212 Neuanschlüsse vorgenommen. Gemessen an der Anzahl Hausanschlüsse deckt unsere Stichprobe mindestens 16% der Schweiz ab.⁹⁵ Eine einfache Hochrechnung auf 100% zeigt auf, dass schweizweit pro Jahr höchstens 1'325 neue Anschlüsse ausserhalb der Netzgebiete erstellt werden.⁹⁶ Trotz dieses geringen Umfangs ist es notwendig, dass das Verursacherprinzip möglichst umfassend umgesetzt wird. Nur so lassen sich raumplanerisch unerwünschte Anreize zur Zersiedelung vermeiden.

Bezüglich dem **Investitionsvolumen** zeigt der **Vergleich** der Befragungsergebnisse mit den Zahlen aus den **Fallbeispielen grosse Unterschiede**. Pro Neuanschluss ausserhalb von Bauzonen ergeben sich aus der Umfrage Investitionen im Umfang von 12'000 (21'000) CHF.⁹⁷ Demgegenüber liegt das mittlere Investitionsvolumen der in der vorliegenden Arbeit untersuchten 19 Fallbeispiele bei rund 401'000 (355'000) CHF. Aufgeschlüsselt nach Typen liegt das mittlere Investitionsvolumen eines „Haus/Hof“ bei 218'000 (153'000) CHF, eines Weilers bei 323'000 (323'000) CHF und eines „kleinen Dorfes“ bei 789'000 (729'000) CHF. Die grossen Unterschiede bei den mittleren Investitionskosten können wie folgt interpretiert werden: Wir haben uns gemäss unserem Konzept zur Auswahl von Fallbeispielen auf besonders teuer zu erschliessende Objekte beschränkt, nämlich auf Objekte im Berg- bzw. voralpinen Hügellgebiet, die mit einer Mittelspannungsticheitung angefahren werden müssen. Wie in Kapitel 2.5.1 ausgeführt, hat hingegen eine Erschliessung ausserhalb der Bauzone nicht zwangsläufig teuer zu sein. Insofern werden mit den vorliegenden Ergebnissen unsere methodischen Überlegungen gestützt.

⁹⁵ Dieser Wert stellt eine Untergrenze dar und basiert auf der Annahme, dass pro Hausanschluss nur ein Zähler installiert ist.

⁹⁶ Wird beispielsweise angenommen, dass im Durchschnitt zwei Zähler pro Hausanschluss installiert sind, so halbiert sich die hochgerechnete Anzahl Neuanschlüsse.

⁹⁷ In Klammern sind die jeweiligen Medianwerte angegeben.

9 Synthese und Empfehlungen

Im vorliegenden Kapitel werden die wichtigsten Ergebnisse der Untersuchung nochmals zusammengefasst (Abschnitte 9.1 bis 9.4). Darauf aufbauend werden in Abschnitt 9.6 Empfehlungen vor allem im Hinblick auf die Förderung der dezentralen, netzunabhängigen Stromversorgung erarbeitet.

9.1 Dezentrale Gebiete

Das Ziel der Studie war es, die Möglichkeiten und Grenzen einer vermehrt netzunabhängigen Stromversorgung in dezentralen Gebieten zu prüfen. Dazu war es erforderlich, vorerst den Begriff „dezentrale Gebiete“ einzugrenzen und zu definieren. Wir haben dazu jene Faktoren identifiziert, welche für die Stromerschliessung von besonderer Kostenrelevanz sind. Ausgehend von diesen Faktoren lassen sich dezentrale Gebiete mit vergleichsweise hohen Erschliessungskosten wie folgt definieren und abgrenzen: Es handelt sich um Gebiete,

- welche **weit abgelegen von** der nächsten **Trafostation** liegen,
- bei denen eine **grosse Distanz zum nächsten Mittelspannungsanschluss** überwunden werden muss
- und die eine **geringe Besiedlungsdichte** aufweisen.

Der Vergleich mit den bekannten Kategorien der schweizerischen Raumplanung wie z.B. Bauzonen, Siedlungsgebiet, Streusiedlung, Weiler usw. hat gezeigt, dass sich dezentrale Gebiete durch diese Raumkategorien nicht in geeigneter Weise abgrenzen lassen. Dezentrale Gebiete mit hohen Erschliessungskosten können in praktisch allen Raumkategorien vorkommen. Aus der Zugehörigkeit zu einer bestimmten Raumkategorie können meist keine Rückschlüsse auf die Erschliessungskosten gezogen werden. So kann z.B. selbst die Erschliessung von Gebäuden ausserhalb der Bauzone mit vergleichsweise geringen Kosten erfolgen, wenn in sich in der näheren Umgebung bereits ein erschlossenes Baugebiet befindet.

9.2 Stromversorgung in dezentralen Gebieten

9.2.1 Netzabhängige versus netzunabhängige Versorgung

Für die Stromversorgung von dezentralen Gebieten bieten sich im Wesentlichen zwei unterschiedliche Konzepte an:

- **Netzabhängige Versorgung:** Die Stromversorgung wird sichergestellt, in dem das Gebäude oder ein Gebiet an das nächstgelegene, bestehende Stromnetz angeschlossen wird.
- **Netzunabhängige, dezentrale Versorgung:** Bei diesem Versorgungstyp wird auf den Anschluss an ein (bestehendes evtl. weit entferntes) Stromnetz verzichtet. Die Energie

wird vor Ort produziert und das Gebäude oder Gebiet wird als Inselbetrieb mit Strom versorgt.

Denkbar ist grundsätzlich auch eine Kombination dieser beiden Erschliessungskonzepte. Für die vorliegende Fragestellung ist dieser Ansatz aber nicht von Interesse: Es gilt zu untersuchen, ob die konventionellen netzabhängigen Erschliessungen durch kostengünstigere dezentrale Technologien ersetzt werden könnten.

9.2.2 Kosten der netzabhängigen Stromversorgung

Die Kosten der netzabhängigen Stromerschliessung in dezentralen Gebieten lassen sich nicht generell bestimmen, sondern hängen von den spezifischen Charakteristiken des zu erschliessenden Gebietes ab. Von Bedeutung sind dabei insbesondere folgende Faktoren:

- Distanz zur nächsten Mittelspannungsleitung
- Topographie
- Anzahl zu erschliessende Gebäude
- Stromverbrauch

Wir haben in der Folge drei „Idealtypen“ von dezentralen Gebieten (vgl. Grafik 9-1) gebildet und für diese mittels Fallbeispielen die netzabhängigen Erschliessungskosten ermittelt:

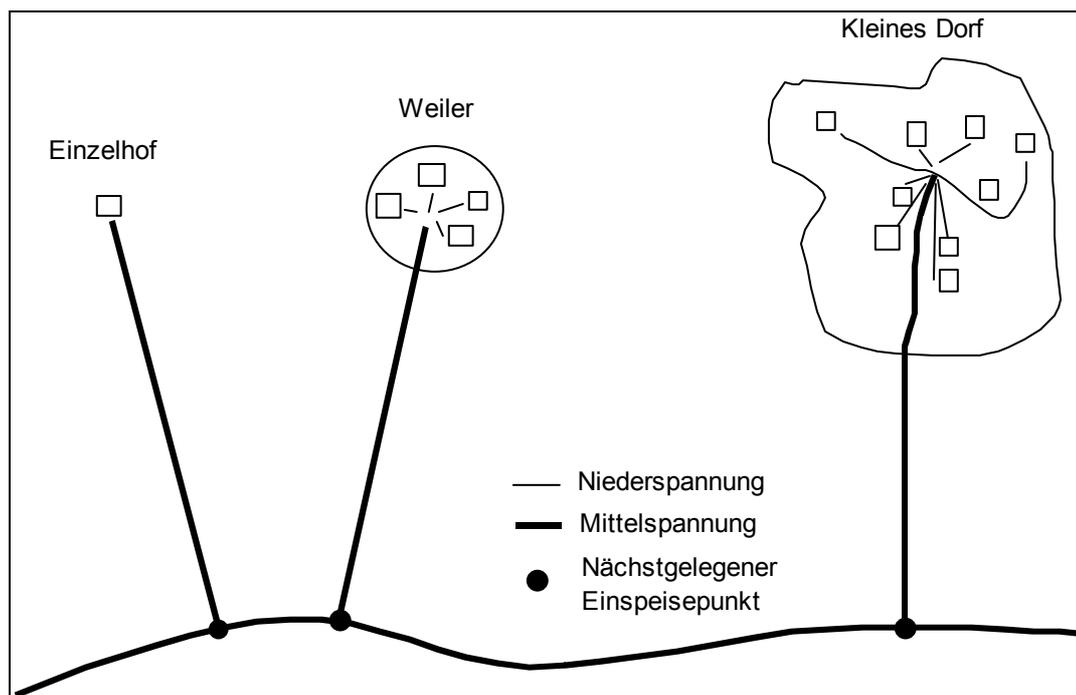
- **Abgelegener Einzelhof bzw. Haus / Hof** (8 Fallbeispiele)
Der Typus „abgelegener Einzelhof“ bzw. „Haus/Hof“ (1 bis 2 Häuser) ist mindestens 300 m von der nächsten bestehenden Mittelspannungsleitung bzw. Trafostation entfernt gelegen und muss daher mit einer Mittelspannungsleitung (Stichleitung) versorgt werden.
- **Weiler** (6 Fallbeispiele)
Der Typus „Weiler“ ist ein Ort mit 3 bis 10 bewohnten Gebäuden. Wegen der abgelegenen Lage erfolgt die Versorgung ab bestehender Mittelspannungsleitung ebenfalls per Stichleitung.
- **Kleines Dorf** (5 Fallbeispiele)
Der Typus „kleines Dorf“ umfasst bis ca. 200 Einwohner bzw. 11 bis 25 bewohnte Gebäude und liegt geografisch ebenfalls derartig, dass eine Versorgung per Stichleitung vorgenommen wird. Die Kostenfaktoren werden analog zu den beiden anderen Typen angerechnet.

Zu den **Erschliessungskosten** zählen wir die Kosten des Netzanschlusses sowie die Kosten des vorgelagerten Netzes.

- **Kosten des Netzanschlusses:** Diese umfassen Investitions- und Unterhaltskosten von der bestehenden Leitung weg bis und mit Hausanschluss. Dazu gehören i.d.R. neben der Leitung auch der Hausanschluss (Kasten), der Zähler sowie ein Trafo zur Umwandlung der Mittelspannung auf die Niederspannung. Die einmaligen Investitionskosten wurden mittels der Annuitätenmethode auf jährliche Kosten für Amortisation und Verzinsung umgerechnet. Die Investitions- und Unterhaltskosten wurden für sämtliche Fallbeispiele einzeln ermittelt und basieren auf Angaben verschiedener EVU.

- **Kosten des vorgelagerten Netzes:** Zu den Kosten des vorgelagerten Netzes zählen wir die Investitions- und Unterhaltskosten für das bestehende Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetz sowie die Kosten zur Transformation auf die jeweilig tiefere Spannungsebene. Die Kostenangaben stammen von früheren Untersuchungen im Zusammenhang mit der Botschaft zum EMG.

Grafik 9-1: Typen dezentraler Gebiete aus Sicht der Stromerschliessung



Anmerkung: Die Stichleitung (Mittelspannung) verbindet das Objekt (Einzelhof, Weiler, kleines Dorf) mit dem nächstgelegenen Einspeisepunkt (Verbindung zu bestehender Mittelspannungsleitung).

Die Erschliessungskosten für die einzelnen Fallbeispiele sind in Tabelle 9-1 zusammengestellt. Nicht überraschend ergeben sich zwischen den einzelnen Fallbeispielen relativ grosse Unterschiede, bedingt durch unterschiedliche Investitionskosten und unterschiedlich hohe Strombezugsmengen.

Mit Hilfe der detaillierten fallspezifischen Betrachtung können für die Schweiz erstmals verlässliche Aussagen über die Kostenunterschiede der Erschliessung in dezentralen Gebieten gemacht werden (vgl. Tabelle 9-1):

- **Einzelhof:** zwischen **54 Rp./kWh** (Prada Gonda Maststation)⁹⁸ und **142 Rp./kWh** (Casti Sut)⁹⁹

⁹⁸ Das Fallbeispiel Sez Ner ist aus verschiedenen Gründen als Sonderfall zu betrachten und fliesst nicht in diesen Vergleich ein. Vgl. hierzu die Ausführungen in Kapitel 4.2.

- **Weiler:** zwischen **31 Rp./kWh** (Tischinas) und **172 Rp./kWh** (Trogen)
- **Kleines Dorf:** zwischen **19 Rp./kWh** (Riein) und **56 Rp./kWh** (Bramboden)

Es zeigt sich, dass die Erschliessungskosten eine klare Abstufung zwischen dem Typ Haus/Hof und kleinem Dorf aufweisen. Der Typ Weiler liegt in etwa dazwischen, auch wenn in einem Einzelfall die spezifischen Kosten pro kWh sogar über dem Maximalwert des Typs Haus/Hof liegen.

9.2.3 Kosten der netzunabhängigen, dezentralen Stromversorgung

Bei den Kosten der dezentralen Stromversorgung gilt es grundsätzlich zwischen den Aufwendungen für die Stromspeicherung (z.B. mittels Batterien) und jenen der Stromerzeugung zu unterscheiden.

Für die Stromerzeugung kommen unterschiedliche Technologien in Frage wie z.B. Verbrennungsmotoren, motorische Wärmekraftkoppelung, Brennstoffzellen, Wasserkraft, Photovoltaik oder Windkraftanlagen. Basierend auf groben Kostenabschätzungen und unter Berücksichtigung der vorgegebenen Anforderungen an Komfort und Versorgungssicherheit hat sich gezeigt, dass im Vergleich zur netzabhängigen Versorgung nur folgende Technologien wirtschaftlich interessant sind:¹⁰⁰

- **Wärmekraftkopplung Objektlösung:** jedes Objekt verfügt über eine eigene, autonome Stromversorgung.
- **Wärmekraftkopplung/Photovoltaik Objektlösung:** die oben aufgeführten Systeme werden mit einer Photovoltaikanlage ergänzt.
- **Wärmekraftkopplung Verbundlösung:** Strom und Wärme einer gemeinsamen WKK-Anlage werden an alle Objekte über ein Inselnetz resp. einen Wärmeverbund verteilt.
- **Wasserkraft Verbundlösung:** bei der Wasserkraft kommt aus wirtschaftlichen Gründen bei allen Fallbeispielen nur eine Verbundlösung in Frage. Die Wärmeversorgung der Objekte wird nicht beeinflusst.

Die Kosten dieser vier Technologien wurden für sämtliche Fallbeispiele ermittelt. Dazu wurden alle Fallbeispiele gemäss den vorhandenen Daten über Verbrauch und Leistungsspitze mit standardisierten Objekten nachgebildet und deren Kosten abgeschätzt. Spezielle Anlagen wie z.B. Sessellifte wurden einzeln erfasst. Es wurden strenge Vorgaben bezüglich Versorgungsqualität und –sicherheit vorgegeben, was zu hohen Speicherkosten (Batterie) geführt hat.

⁹⁹ Die Angaben in Tabelle 9-1 enthalten für den betriebswirtschaftlichen Vergleich auch die Energiekosten von 5 (min.) bzw. 10Rp./kWh (max.) für den eigentlichen Strombezug. Hier werden demgegenüber nur die reinen Netzerschliessungskosten (ohne Strombezug) ausgewiesen.

¹⁰⁰ Auf die Berücksichtigung reiner Dieselaggregate ohne Batterienspeicherung wurde verzichtet, da damit die hohen Standards an Komfort und Versorgungssicherheit einer netzabhängigen Lösung nicht erreicht werden.

Für die Ermittlung der Stromgestehungskosten wurden sowohl die Investitions- als auch die Unterhaltskosten der jeweiligen Anlage berücksichtigt. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Tabelle 9-1 zusammengefasst.

9.2.4 Kostenvergleich zwischen netzabhängiger und netzunabhängiger Versorgung

a) Betriebswirtschaftlicher Vergleich

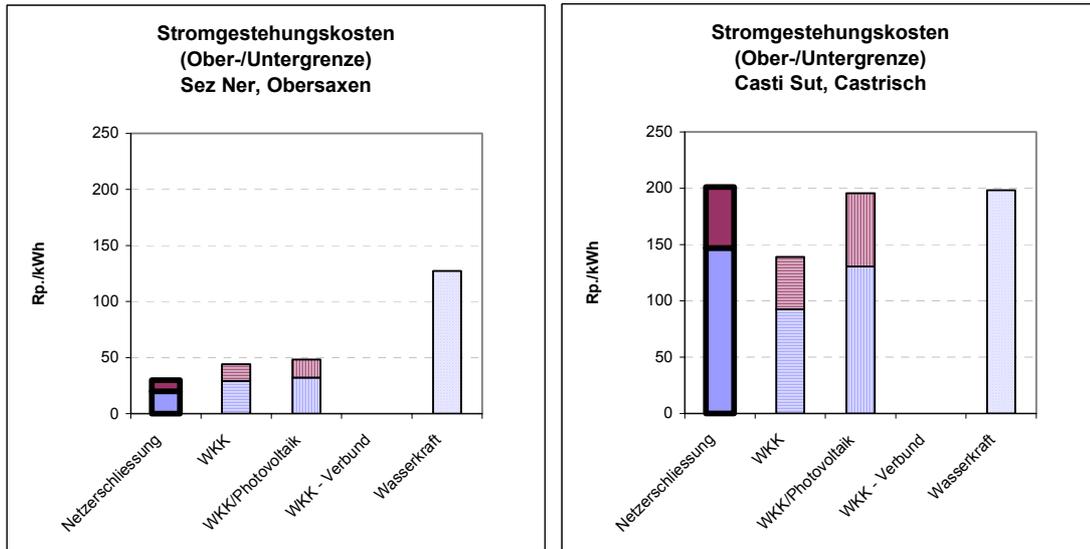
Für den rein betriebswirtschaftliche Vergleich zwischen netzabhängiger und netzunabhängiger Versorgung kann auf die Ergebnisse in Tabelle 9-1 verwiesen werden. In den drei nachstehenden Abbildungen werden die Ergebnisse auch in grafischer Form mit den Unter- und Obergrenzen pro Idealtyp separat dargestellt.

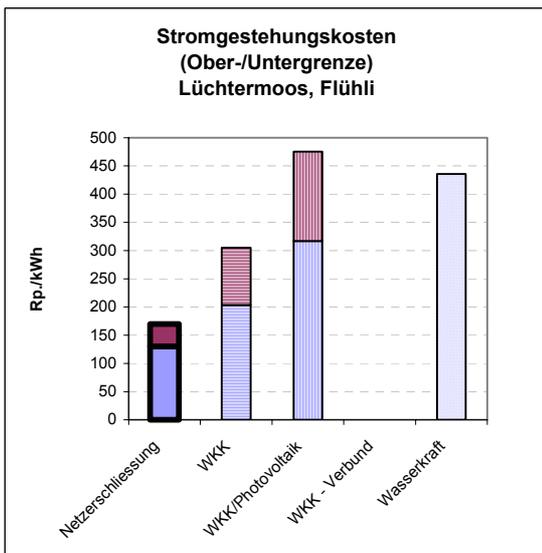
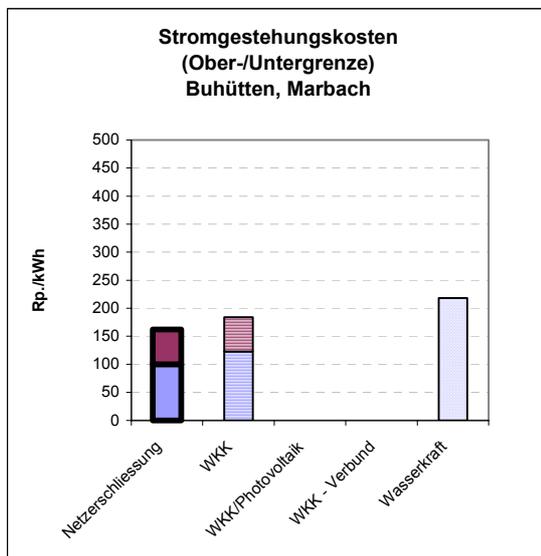
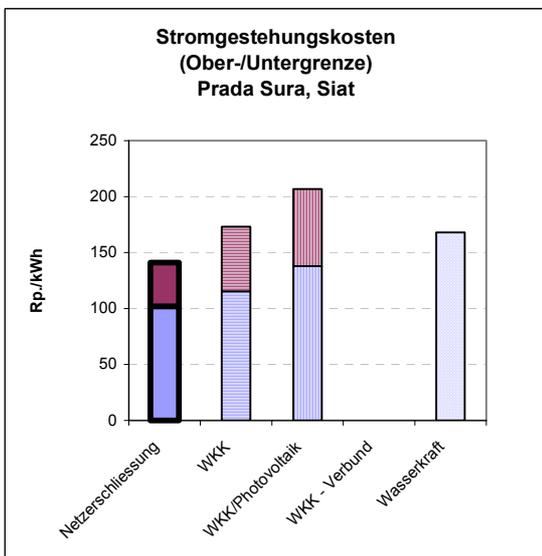
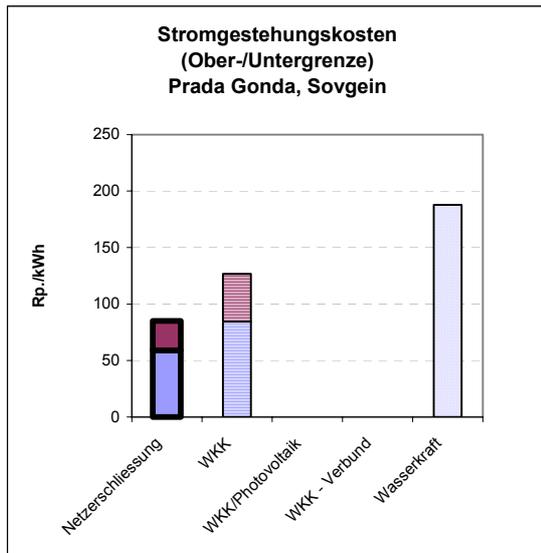
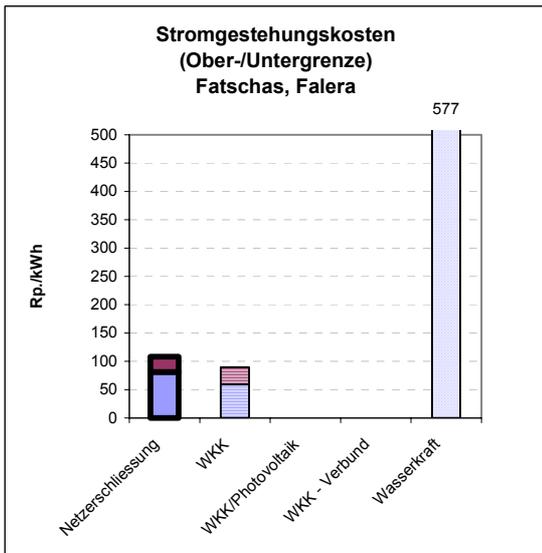
Tabelle 9-1: Kostenvergleich zwischen netzabhängiger Lösung und dezentralen, netzunabhängigen Versorgungslösungen

	Netz-anschluss*		Dezentrale Lösungen							
	Min.	Max.	WWK-Objekt		WWK/Photovoltaik		WKK-Verbund		Wasserkraft	
			Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
Haus/ Hof										
Sez Ner	15	20	29	44	32	48	-	-	-	127
Fatschas	76	98	60	89	-	-	-	-	-	577
Prada Sura	97	131	115	173	138	207	-	-	-	168
Casti Sut	142	191	93	139	130	196	-	-	-	198
Prada Gonda, Kabine	61	81	85	127	-	-	-	-	-	188
Prada Gonda, Mast	54	75	85	127	-	-	-	-	-	188
Buhütten	95	152	123	184	-	-	-	-	-	218
Lüchtermoos	125	160	203	305	317	476	-	-	-	436
Weiler										
Furggelen	43	61	84	127	123	185	91	137	-	108
Fernigen	118	155	123	184	135	203	100	150	-	114
Trogen	172	239	-	-	321	481	158	237	-	471
Tischinas	31	42	174	261	190	285	64	96	-	92
Durisch	55	74	166	249	182	273	138	207	-	130
Marbachegg	41	60	120	180	134	201	97	145	-	85
Dorf										
Riemenstalden, Freileit.	46	69	92	138	117	175	73	110	-	70
Riemenstalden, Kabel	47	67	92	138	117	175	73	110	-	70
Pigniu	28	39	113	170	126	189	53	80	-	50
Riein	19	26	110	165	123	184	59	88	-	50
Bramboden	56	80	102	153	115	173	84	126	-	69

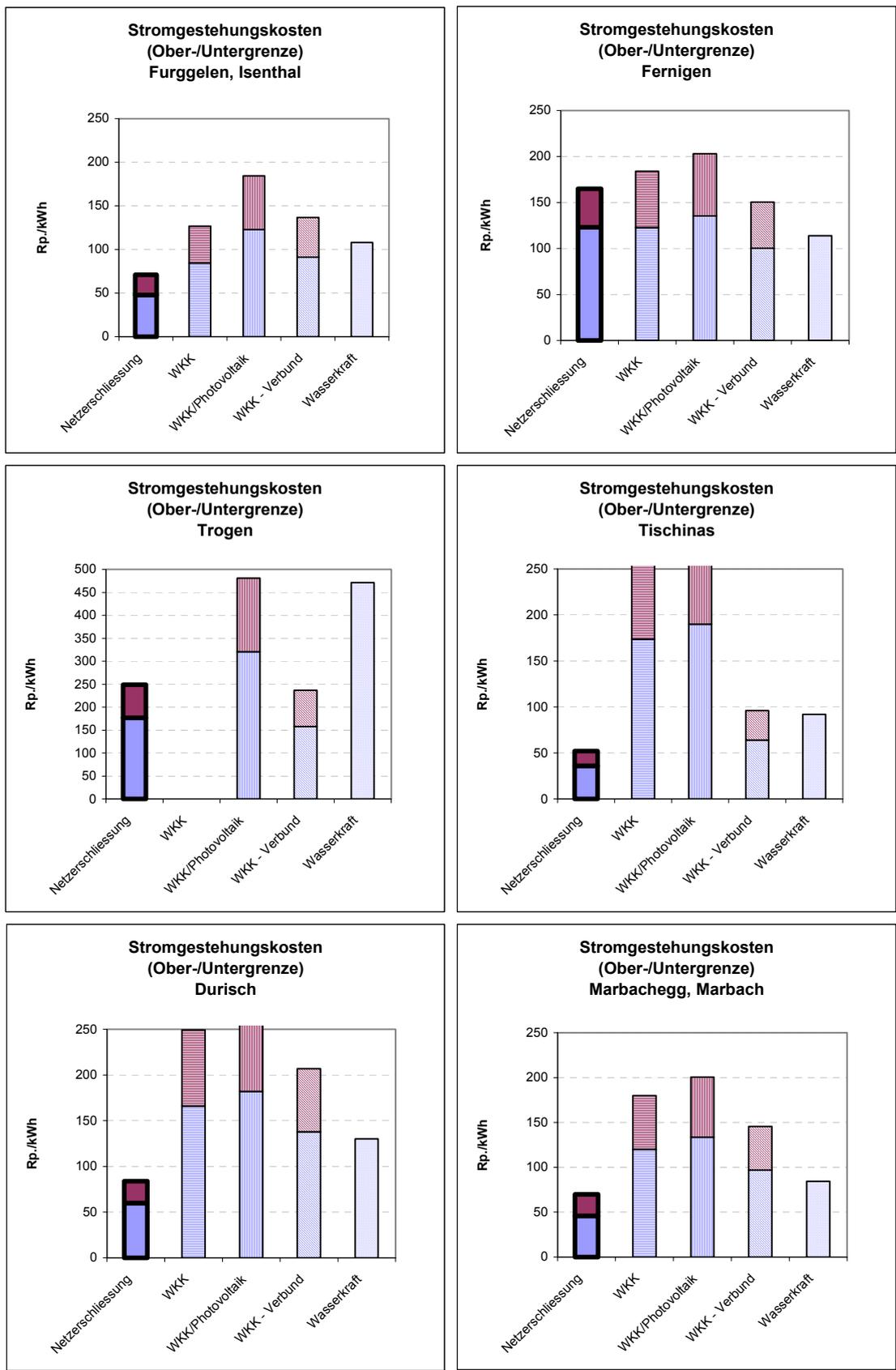
*Einschliesslich Energiekosten von 5 (min.) bzw. 10Rp./kWh (max.)

Grafik 9-2: Betriebswirtschaftlicher Kostenvergleich für Typ 'Haus/Hof'

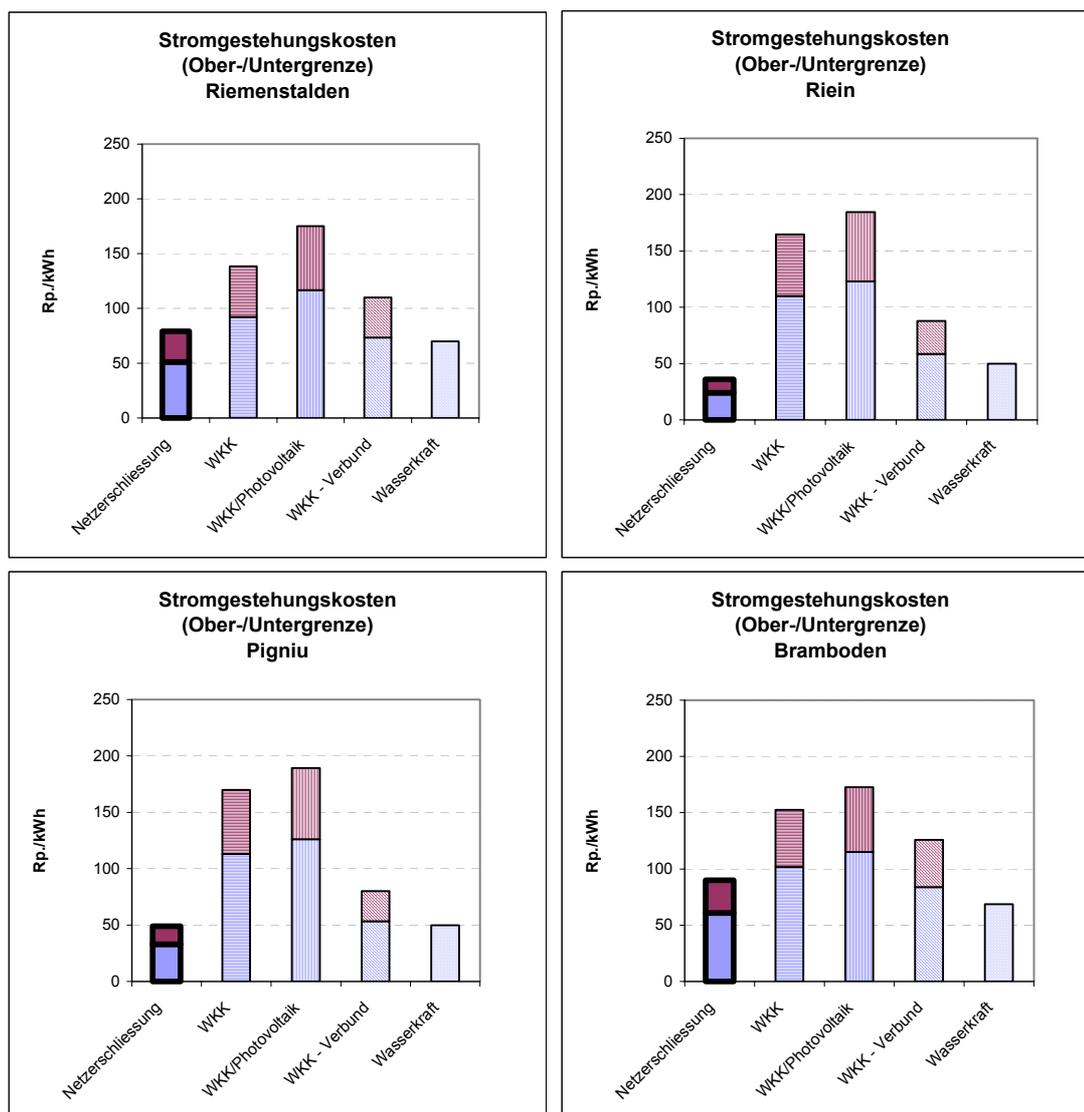




Grafik 9-3: Betriebswirtschaftlicher Kostenvergleich für Typ Weiler



Grafik 9-4: Betriebswirtschaftlicher Kostenvergleich für Typ Dorf



Der Vergleich zeigt, dass bei den heute verfügbaren Technologien die Kosten von dezentralen Stromerzeugungsanlagen unter günstigen Voraussetzungen mit einer netzabhängigen Versorgung vergleichbar sind:

- Bei mehreren **Einzelobjekten** sind die Kosten einer dezentralen Stromversorgung mit WKK-Anlagen in der Bandbreite der netzabhängigen Versorgungskosten.
- Nur bei zwei **Weilern** kommen die Stromgestehungskosten einzelner dezentraler Technologien in den Bereich der netzabhängigen Versorgungskosten oder darunter zu liegen.
- Bei einzelnen **kleinen Dörfern** scheinen Kleinwasserkraftwerke prüfenswert zu sein. Auch WKK-Verbundlösungen können in Einzelfällen eine rentable Lösung darstellen.

b) Ergebnis unter Einbezug weiterer Kriterien

Nebst dem betriebswirtschaftlichen Kostenvergleich sind bei einer umfassenden Abwägung der Vor- und Nachteile auch weitere Faktoren zu berücksichtigen. Zu erwähnen sind insbesondere:

- Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit: Für die dezentralen, netzunabhängigen Lösungen wurden bezüglich Versorgungsqualität und –sicherheit strenge Anforderungen vorgegeben, so dass die Lösungen einen hohen Standard erfüllen. Im Vergleich zur zentralen Versorgung liegen daher keine grossen Unterschiede vor.
- Umweltkriterien: Die tiefen Nutzungsgrade sprechen eher gegen dezentrale Lösungen.
- Kapazitätsreserven und Kosten einer Leistungserhöhung: Die Vorteile liegen eindeutig bei der netzabhängigen Versorgung. Hier können Kapazitätsreserven ohne bedeutende Kostenfolgen grosszügig eingeplant werden.
- Investitionszyklus: Unterschiede ergeben sich vor allem im Ersatzfall. Bei bereits bestehenden Netzerschliessungen spricht die unterschiedliche Lebensdauer der verschiedenen Netzkomponenten gegen einen Wechsel auf dezentrale Lösungen (daher auch das Zeichen „+“ bei der netzabhängigen Lösung).
- Synergieeffekte: Die Vorteile liegen deutlich auf Seiten der netzabhängigen Lösungen, z.B. durch Nutzung von Gräben und gemeinsamen Rohranlagen für andere Infrastruktureinrichtungen (Wasser, Abwasser) oder Kommunikationszwecke (Telefonleitungen, Kabelfernsehen).
- Psychologische Faktoren: Dem positiven Image-Effekt von dezentralen Anlagen (innovativ, unabhängig, eigenständig) steht der Abkoppelungseffekt gegenüber. Im Ersatzfall würde wohl der Verzicht auf eine Netzerschliessung als „Abkoppeln vom Rest der Welt“ verstanden und als Zeichen mangelnder wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Perspektive interpretiert.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die dezentrale, netzunabhängige Versorgung bei praktisch sämtlichen qualitativ bewerteten Kriterien tendenziell schlechter abschneidet. Zusammen mit den meist höheren Stromgestehungskosten fällt daher der Gesamtvergleich bei den heutigen Kostenverhältnissen nicht zu Gunsten der netzunabhängigen Lösungen aus.

Tabelle 9-2: Vergleich zwischen netzabhängiger und dezentraler, netzunabhängiger Stromversorgung

Übrige Vergleichskriterien	Netzabhängige Stromversorgung	Dezentrale, netzunabhängige Stromversorgung
Betriebswirtschaftlicher Kostenvergleich		
- Haus/Hof	meist kostengünstiger	zum Teil vergleichbar hohe Kosten
- Weiler	meist kostengünstiger	in einem Beispiel günstiger
- Kleines Dorf	meist kostengünstiger	Kleinwasserkraftwerk prüfenswert
Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität	+	+
Umwelt		
- Energieverbrauch	+	¹⁰¹
- Eingriffe ins Landschaftsbild	+ / -	+ / -
Kapazitätsreserven, Kosten der Leistungserweiterung	+	-
Investitionszyklus		
- bei Neuerschliessung	+	+
- im Ersatzfall	+	-
Synergieeffekte mit anderen Nutzungen	+	-
Psychologische Faktoren		
- Innovationscharakter, Unabhängigkeit	-	+
- Verhindern des „Abkoppelungseffekts“	+	-

9.3 Potenzial der dezentralen Stromversorgung in der Schweiz

Die Ergebnisse aus dem Kostenvergleich wurden verwendet, um drei geographische Grundmuster herzuleiten, bei welchen eine netzunabhängige Lösung aus rein betriebswirtschaftlicher Sicht in Frage kommen kann. Bedeutend bei den geographischen Grundmustern ist vor allem die Anzahl Gebäude und die Distanz zur nächsten Siedlungsfläche (vgl. Tabelle 9-3). Je mehr Gebäude innerhalb einer begrenzten Fläche zu erschliessen sind, desto grösser muss die Distanz zum nächsten Siedlungsgebiet sein, damit sich eine netzunabhängige Lösung lohnt.

¹⁰¹ Gilt für Stromerzeugung mit fossiler Wärmekraftkopplung. Bei Stromerzeugung mit Klein-/Trinkwasserkraftwerk fällt der Vergleich zugunsten der dezentralen Stromerzeugung aus.

Tabelle 9-3: Geographische Grundmuster zur Auswertung des Siedlungsgebietes Schweiz

	Haus / Hof	Weiler	kleines Dorf
Anzahl Gebäude	1-2	3-10	11-25
Vermaschung	300 m	300 m	300 m
Distanz zur nächsten Siedlungsfläche	> 800 m	> 1'500 m	> 2'200 m

Mit diesen Grundmustern wurde eine computergestützte Auswertung über das Siedlungsgebiet der Schweiz vorgenommen. Die Ergebnisse sind nachstehend zusammengefasst:

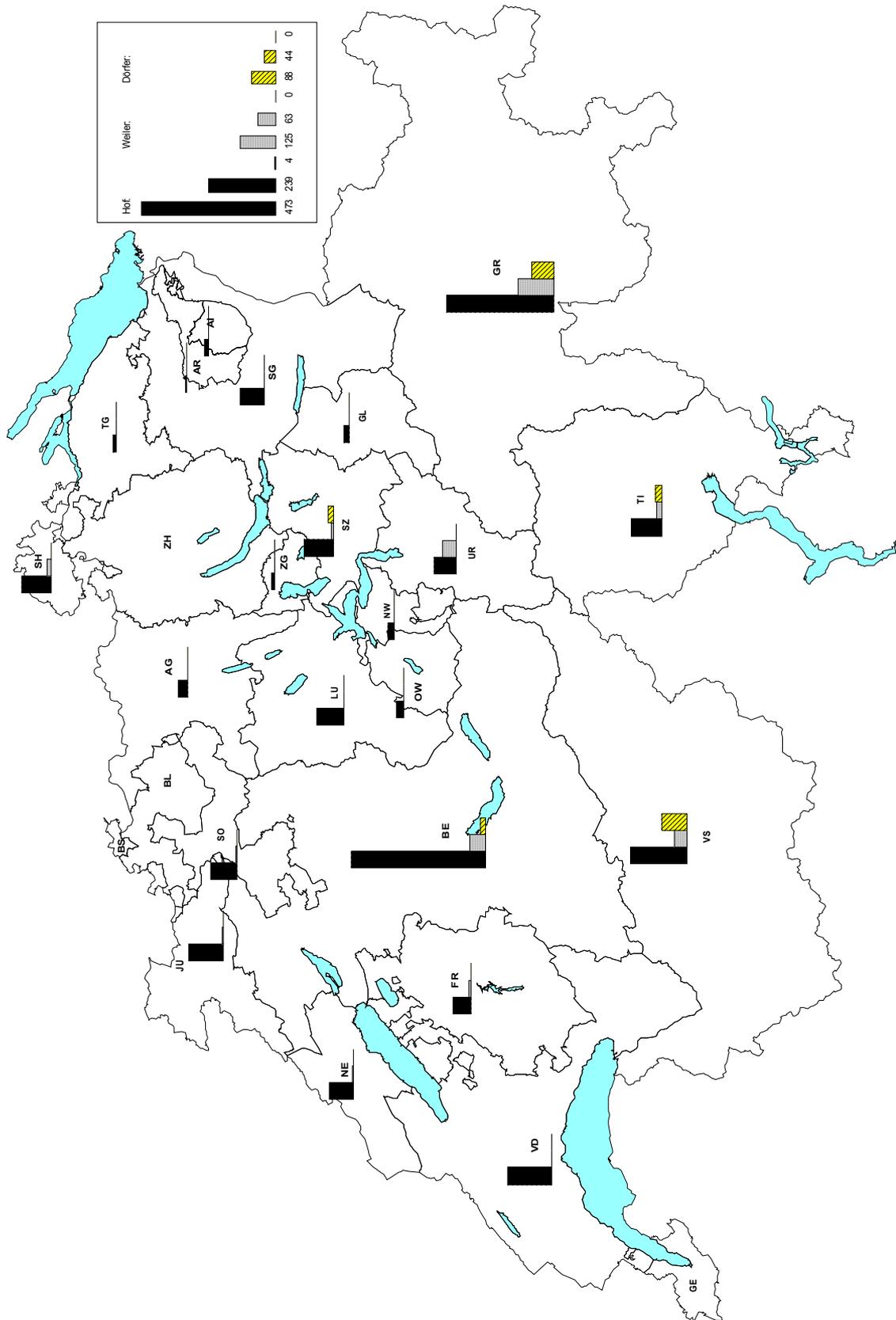
- In der Schweiz gibt es rund **3'000 Gebäude**, welche aus Sicht der Stromerschliessung in dezentralen Gebieten liegen. Sie verteilen sich wie folgt auf die einzelnen Siedlungsgebiete:
 - 2'435 Gebäude in knapp 2'200 Gebieten des Typs „Haus/Hof“
 - 366 Gebäude in knapp 80 abgelegenen Weilern
 - 253 Gebäude in 14 dezentral gelegenen, kleinen Dörfern
- In diesen dezentralen Gebieten leben rund **4'800 Personen**.

Die räumliche Verteilung der dezentralen Gebiete ist in Grafik 9-5 abgebildet.

- Am meisten Gebäude in dezentralen Gebieten vom Typ Haus/Hof befinden sich in den Kantonen Bern, Graubünden und Wallis.
- Beim Kanton Graubünden fällt zusätzlich auch die vergleichsweise grosse Anzahl von Gebäuden in dezentralen Weilern auf.
- Zusammen mit dem Kanton Wallis ist Graubünden auch der „Spitzenreiter“ bei den Gebäuden in dezentralen, kleinen Dörfern.
- Zu den Kantonen Zürich, den beiden Basel und Genf kann auf Grund fehlender Daten keine Aussage gemacht werden.

Ergänzend zu dieser Auswertung wurden auch Sensitivitätsanalysen mit - im Vergleich zu Tabelle 9-3 - kürzeren und längeren Distanzen zur nächstgelegenen Siedlungsfläche vorgenommen. Dabei hat sich gezeigt, dass die Anzahl dezentraler Gebäude zwar auf die gewählten Distanzen reagiert. In der Grössenordnung ergeben sich aber keine wesentlichen Veränderungen. Selbst wenn die Investitions- und Betriebskosten von dezentralen Stromerzeugungsanlagen dank zukünftig günstigeren Technologien sinken und die kritische Distanz zum Siedlungsgebiet z.B. um 25% vermindert werden könnte, ist das resultierende Potenzial von rund 7'400 Gebäuden immer noch als eher bescheiden zu bezeichnen.

Grafik 9-5: Anzahl Gebäude in dezentralen Gebieten nach Kantonen und Siedlungstypen



Die Legende dient zur Einschätzung der Balkenlängen und enthält u.a. pro Siedlungstyp die beiden Extremwerte.

9.4 Das Verursacherprinzip in der Stromversorgung

Bei netzunabhängigen Lösungen kann davon ausgegangen werden, dass im Normalfall der Kunde die gesamten Investitions- und Betriebskosten zu tragen hat. Bei einer netzabhängigen Erschliessung ist es demgegenüber denkbar, dass nur ein Teil der Kosten an die Kunden in Form von Anschlusskosten direkt verrechnet wird und der Rest auf alle Benutzer innerhalb des Netzgebietes überwältzt wird.

Der Anteil der direkt verrechneten Kosten ist nicht nur im Hinblick auf eine nachhaltige Siedlungspolitik (Vermeidung dezentraler Besiedlung) von Bedeutung, sondern wirkt sich direkt auch auf die Marktchancen von netzunabhängigen Stromversorgungslösungen aus. Je geringer der verrechnete Kostenanteil ist, desto kleiner sind auch die Marktchancen von netzunabhängigen Lösungen.

Zur Analyse der Fragestellung wurde eine Erhebung bei 31 Versorgungswerken mit insgesamt 431'000 angeschlossenen Gebäuden durchgeführt. Die wichtigsten Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die allermeisten EVU berechnen den Anschlusskostenbeitrag ausserhalb von Bauzonen als Einzelfallabrechnung. Dieser Umstand kann als Indiz für eine Orientierung am Verursacherprinzip gewertet werden.
- Die Deckung der Investitionskosten ist je nach EVU verschieden. 25% der antwortenden EVU geben an, dass weniger als 70% der Investitionskosten durch den Anschlusskostenbeitrag gedeckt werden. Nur bei rund der Hälfte der EVU liegt der Kostendeckungsgrad sogar bei über 90%.

Insgesamt zeigt sich, dass ausserhalb von Bauzonen die **Investitionskosten** nur zu einem Teil den Verursachern verrechnet werden. Zusätzlich ist zu beachten, dass für dezentrale, aber eingezonte Gebiete auf eine fallweise Berechnung der Anschlusskostenbeiträge meist verzichtet wird. Ebenso fliessen die **Betriebs- und Unterhaltskosten**, welche in einigen Fallbeispielen dieser Studie weit über 0.50 CHF/kWh liegen. Betriebs- und Unterhaltskosten werden über den Strompreis abgegolten. Auf Grund uniformer Strompreise in einem Netzgebiet werden überdurchschnittliche Betriebs- und Unterhaltskosten so quersubventioniert.

Aus Sicht der Raumpolitik ist zu erwähnen, dass auch bei einer Weiterverrechnung der Anschlusskosten an die Kunden unerwünschte Zersiedlungseffekte entstehen können. Dieser Fall kann dann eintreten, wenn die weiterverrechneten Anschlusskosten nicht durch den Kunden selbst, sondern in einem bedeutenden Ausmass durch Drittbeiträge (z.B. von der Berghilfe oder aus dem Strukturverbesserungsfond bei Landwirtschaftsbetrieben) finanziert werden.

9.5 Entwicklung der Kosten der dezentralen Stromversorgung

Sowohl bei der Wärmekraftkopplung wie auch bei der Stromspeicherung werden derzeit neue Technologien entwickelt, welche die Kosten von netzunabhängigen Stromerzeugungsanlagen entscheidend verringern können.

Brennstoffzellen besitzen durch ihre Skalierbarkeit und den (potenziell) hohen Teillastwirkungsgrad für die dezentrale Stromerzeugung entscheidende Vorteile gegenüber den heute eingesetzten Verbrennungsmotoren. Mit dem Einsatz von Brennstoffzellen werden neue Anlagekonzepte ermöglicht, welche eine Speichereinheit nur noch für kurze Leistungsspitzen und längere Phasen mit sehr tiefem Bedarf benötigen.

Neue Speichertechnologien wie z.B. Superkondensatoren eignen sich viel besser wie elektrochemische Batterien, um kurze Leistungsspitzen und auch längere Phasen mit sehr tiefem Bedarf abzudecken. Gegenüber herkömmlichen Batterien verfügen Superkondensatoren über eine praktisch unbegrenzte Zyklenfestigkeit. Zudem müssen beim Betrieb kaum Einschränkungen berücksichtigt werden, wie dies bei chemischen Batterien der Fall ist (Tiefentladung, Lade-/Entladezeit, Temperatur, etc.).

Mit einem Brennstoffzellen/Superkondensatorensystem können die Stromgestehungskosten gegenüber den heute verfügbaren Systemen um mindestens 50% gesenkt werden. Die netzunabhängige Stromversorgung wird somit besonders für Einzelobjekte betriebswirtschaftlich interessant. Da Brennstoffzellen zudem nur äusserst geringe Schadstoff- und Lärmemissionen erzeugen und durch den Einsatz von zusätzlichen Modulen relativ einfach zu erweitern sind, ergeben sich dadurch neue Perspektiven für die dezentrale Stromversorgung. Brennstoffzellen werden allerdings erst in etwa 10 Jahren kommerziell verfügbar sein.

Diese Entwicklungspotenziale sind insbesondere deshalb interessant, da die netzunabhängige Stromversorgung bereits heute in Gebieten ohne bestehendes elektrisches Netz eine sehr dynamische Entwicklung erlebt. In China sollen z.B. bereits rund 150'000 netzunabhängige Stromerzeugungsanlagen in Betrieb stehen, welche es den Nutzern erlauben, die wichtigsten Bedürfnisse abzudecken. Weltweit sind derzeit ca. 400 Millionen Haushalte ohne Stromversorgung vorhanden, wobei gemäss Einschätzung der Bank Sarasin aber rund die Hälfte davon über die notwendigen finanziellen Möglichkeiten verfügt. Wenn man berücksichtigt, dass die Schweiz sowohl bei den heute verfügbaren Technologien wie auch bei der Entwicklung von neuen Technologien für die dezentrale Stromversorgung eine führende Stellung einnimmt, so wird klar, dass hier bedeutende Entwicklungschancen bestehen. Voraussetzung sind allerdings ein minimaler Heimmarkt und eine Förderung von Forschung und Entwicklung.

9.6 Ausblick und Empfehlungen

Das Potenzial dezentraler netzunabhängiger Stromversorgungen muss bei den heutigen Kostenverhältnissen in der Schweiz als gering bezeichnet werden. In den nächsten 10 Jahren sind mit neuen Technologien (Brennstoffzellen und Superkondensatoren) vor allem bei WKK-Objektlösungen deutliche Kostenverbesserungen zu erwarten. Je nach Objekt könnten mit diesen Technologien die Gestehungskosten auf 40 Rp./kWh bis 160 Rp./kWh gesenkt werden. Bei diesen Preisverhältnissen stellen WKK-Objektlösungen vor allem bei Einzelobjekten eine betriebswirtschaftlich interessante Alternative zur netzabhängigen Versorgung dar.

Unabhängig von dieser zukünftigen Entwicklung ergeben sich aus den Erkenntnissen der Studie folgende Empfehlungen und Handlungsanleitungen:

- **Überprüfung netzunabhängiger Lösungen mittels grobem Kostenvergleich**

Wie anhand der Fallbeispiele aufgezeigt wurde, können bereits bei den heutigen Kostenverhältnissen netzunabhängige Lösungen in dezentralen Gebieten betriebswirtschaftlich rentabel sein. Alternative, dezentrale Produktionsformen sollten daher in abgelegenen Gebieten insbesondere bei Neuerschliessungen aber auch bei Ersatzmassnahmen geprüft werden. Als grobe Richtschnur kann von den Eckwerten (Anzahl Gebäude, Distanz zur nächsten Mittelspannungsleitung) der drei Idealtypen Hof/Haus, Weiler und kleines Dorf ausgegangen werden. Sofern das betrachtete Objekte zu einem dieser drei Idealtypen passt und die Distanzvorgabe zur nächstgelegenen Mittelspannungsleistung mindestens in etwa erreicht oder übertroffen wird, lohnt sich u.E. in jedem Fall ein grober Kostenvergleich zwischen einer netzabhängigen Erschliessung und einer netzunabhängigen Lösung. Die Fallbeispiele haben gezeigt, dass die Kosten pro kWh stark variieren können, je nach den tatsächlichen geographischen Gegebenheiten und den Charakteristiken des Stromverbrauchs.

- **Drittbeiträge nur nach Kostenvergleich mit dezentraler Lösung**

Drittbeiträge an die Kosten der Stromversorgung in dezentralen Gebieten sollten erstens unabhängig von der gewählten Technologie (netzabhängig / netzunabhängig) und zweitens erst nach Vorliegen eines Kostenvergleich zwischen der netzabhängigen und der netzunabhängigen Lösung geleistet werden. Bei den Strukturverbesserungsbeiträgen an Landwirte für abgelegene Gehöfte im Berg- und Hügelland ist diese Forderung bereits erfüllt. Inwieweit auch andere (private) Organisationen und Stiftungen (z.B. Berghilfe) dieser Praxis folgen, sollte geklärt werden. Je nach Ergebnis sind entsprechende Informations- und Aufklärungsarbeiten erforderlich.

- **Verstärkung des Verursacherprinzips**

Der Verstärkung des Verursacherprinzips bei den Stromerschliessungskosten kommt heute und in Zukunft eine zentrale Bedeutung zu. Dies ist nicht nur notwendig, um „gleich lange Spiesse“ zwischen netzabhängiger und netzunabhängiger Versorgung zu gewährleisten, sondern ist auch wichtig im Hinblick auf die Vermeidung falscher Anreize zur Zersiedlung.

Der Ausbau des Verursacherprinzips hat in verschiedener Hinsicht zu erfolgen:

- **Konsequente Einzelfallberechnung ausserhalb der Bauzone:** Bei Erschliessungen ausserhalb von Bauzonen sollten die Anschlusskostenbeiträge generell nach den tatsächlichen Kosten und nicht mittels Pauschalen erhoben werden. Wie in den Fallbeispielen dargelegt, weisen die Netzanschlusskosten je nach den spezifischen Verhältnissen grosse Unterschiede auf. Eine Pauschalisierung ist bei so unterschiedlichen Kostenverhältnissen nicht sinnvoll und widerspricht dem Verursacherprinzip.
- **Anwendung des Verursacherprinzips auch auf dezentrale Gebiete innerhalb von Bauzonen:** Vergleichsweise teure Erschliessungen können auch innerhalb der Bauzone vorkommen, sofern es sich um eingezonte, dezentrale Gebiete handelt. Bisher wird für solche dezentralen Gebiete innerhalb der Bauzone das Verursacherprinzip meist

nicht angewendet (auch die RPV beschränkt sich „nur“ auf die Forderung, dass bei Erschliessungen ausserhalb der Bauzone die Kostendeckung durch die Verursacher zu gewährleisten ist [RPV Art. 39]). Falls nicht aus regionalpolitischen Gründen eine Quersubventionierung von dezentralen Gebieten stattfinden soll, würde eine konsequente Handhabung des Verursacherprinzips bedeuten, dass auch für solche Gebiete innerhalb der Bauzone (z.B. Weiler, kleine abgelegene Dörfer) eine fallweise Berechnung der Anschlusskosten vorzunehmen ist. Dies sorgt dafür, dass dezentrale Versorgungslösungen gleiche Chancen erhalten, weil überdurchschnittlich hohe Netzerschliessungskosten in Zukunft nicht mehr von allen übrigen Kunden eines Netzgebietes quersubventioniert würden. Gleichzeitig würden auch die Bestrebungen unterstützt, dass der Zersiedlung nicht durch eine grosszügige Einzonungspraxis (indem z.B. Weiler zur Bauzone gezählt werden) Vorschub geleistet wird.

- **Erhöhung des Kostendeckungsgrads:** Eine vollständige Kostendeckung ist aus Sicht des Verursacherprinzips zwingend notwendig. Dazu müssen die Anschlusskostenbeiträge bei verschiedenen EVU erhöht bzw. die Verrechnungspraxis geändert werden. Wie die Erhebung zu den Anschlusskosten nämlich gezeigt hat, werden selbst bei der Einzelfallberechnung noch nicht bei allen Werken die gesamten Investitionskosten weiterverrechnet.
- **Einbezug der Betriebs- und Unterhaltskosten:** In Zukunft sollten nebst den einmaligen Investitionskosten auch überdurchschnittliche Unterhalts- und Betriebskosten in die Berechnung der Anschlusskostenbeiträge einfließen. Die Unterhalts- und Betriebskosten können sich in Einzelfällen auf bis zu 50 Rp./kWh belaufen, was um ein Vielfaches über den Durchschnittskosten gesamter Netzgebiete liegt. Sofern diese überdurchschnittlichen Kosten nicht den Verursachern angelastet werden, müssen sie von allen übrigen Kunden des Netzgebietes über einen erhöhten Einheitspreis für den Strombezug mitgetragen werden.
- **Weiterentwicklung netzunabhängiger Systeme / Verbessern der Akzeptanz**

Die Weiterentwicklung netzunabhängiger Systeme sollte vorangetrieben werden: Einerseits sind mit dem Einsatz neuer Technologien wie Brennstoffzellen oder Superkondensatoren noch deutliche Kostenersparnisse zu erwarten. Andererseits ist auch das weltweite Absatzpotenzial gross und für den Arbeitsplatz Schweiz eine Chance. Voraussetzung dazu ist jedoch, dass ein minimaler Heimmarkt verbleibt und die Forschung und Entwicklung nicht vernachlässigt wird.

Netzunabhängige Lösungen können nebst finanziellen Erwägungen auch auf psychologische Hindernisse stossen. Die Akzeptanz von Inselösungen ist bei der betroffenen Bevölkerung durch gezielte Massnahmen zu verbessern, dazu können z.B. zählen:

 - Realisierung von Pilotanlagen: Anhand von Pilotanlagen lässt sich zeigen, dass dezentrale Produktionsanlagen die gleichen Qualitäts- und Sicherheitsstandard erfüllen können wie eine netzabhängige Stromversorgung.

- Vertrauen schaffen, indem das EVU als Contractor¹⁰² auftritt: Die EVU geniessen in der Bevölkerung im Allgemeinen einen grossen Vertrauensbonus. Dieser kann für dezentrale Lösungen benutzt werden, wenn das EVU als Contractor auftritt und für die Realisierung der dezentrale Stromproduktionsanlage die Verantwortung übernimmt, z.B. in Form von vertraglich vereinbarten Leistungs- und Preisverpflichtungen.
- Entlastung von Betrieb und Unterhalt: Ein weiteres Hindernis für dezentrale Anlagen kann auch darin bestehen, dass der Kundschaft das notwendige Know-How für Betrieb und Unterhalt der Anlagen fehlt oder sie diese Aufgabe aus anderen Gründen (Bequemlichkeit, Konzentration auf Kerngeschäft usw.) nicht übernehmen will. Auch in diesem Fall könnte das EVU als Contractor auftreten und mit der Übernahme von Betrieb und Unterhalt zur Förderung dezentralen Stromproduktionsanlagen beitragen.

¹⁰² Contracting-Lösungen setzen sich seit Mitte der 1990er Jahre im Energiebereich vermehrt durch. Es handelt sich dabei um eine neue Vertragsform, die im wesentlichen darin besteht, dass der Kunde sich eine Anlage oder eine Energiesparmassnahme durch einen Dritten (Contractor) finanzieren lässt:

- Beim Anlagen-Contracting stellt der Contractor (z.B. ein EVU oder ein Ingenieurbüro) eine Anlage zur Energiebereitstellung auf seine Rechnung auf und verkauft dem Kunden die Energie. Der Energiepreis setzt sich dabei nebst dem Entgelt für den „reinen“ Energiebezug (Strom, Wärme usw.) auch aus einem Anteil für Amortisation und Verzinsung der Anlage zusammen.
- Unter Einspar-Contracting wird die Durchführung von Massnahmen zur effizienteren Nutzung von Energie in einem bestehenden Objekt des Kunden verstanden. Die Investitionskosten für die Energiesparmassnahmen sollten in diesem Fall aus den eingesparten Energiekosten refinanziert werden.

10 Anhang A: Übersicht dezentrale Elektrizitätserzeugung

Technologie	Strom- produktions- kosten [Rp./kWh]	notwendige Speicher- kapazität	Strom- speicher- kosten [Rp./kWh]	Strom- gestehungs- kosten [Rp./kWh]	Standort- abhängig- keit	Umwelt- belastung	Entwick- lungs- potential	Gesamt- wertung
Verbrennungsmotoren: - fossile Brennstoffe - erneuerbare Brennstoffe	30 - 40	1/2 Tag	30 - 50	60 - 90	++	--	0	0
	50 - 100	1/2 Tag	30 - 50	80 - 150	++	-	0	-
Motorische WKK-Anlagen: - fossile Brennstoffe - erneuerbare Brennstoffe	30 - 40	1/2 Tag	30 - 50	60 - 90	++	-	0	+
	40 - 70	1/2 Tag	30 - 50	70 - 120	++	0	0	0
Brennstoffzellen (ab 2005): - fossile Brennstoffe - erneuerbare Brennstoffe	20 - 30	1/4 Tag	20 - 40	35 - 70	++	+	++	++
	25 - 50	1/4 Tag	20 - 40	45 - 90	++	+	++	+
Wasserkraft	20 - 30	0 - 1/2 Tag	0 - 50	20 - 80	--	++	0	+
Photovoltaikanlagen	> 500	5 Tage	> 50	> 550	+	++	+	--
Windkraftanlagen	> 200	5 Tage	> 50	> 250	-	++	0	--

11 Anhang B: Rohdaten Fallbeispiele

11.1 Basiswerte Betriebs- und Unterhaltskosten / Lebensdauer für alle Fallbeispiele

	Betriebs- u. Unterhaltskosten pro Jahr und Einheit in CHF		∅ Lebensdauer in Jahren	
	Kosten- untergrenze	Kostenobergrenze	kurze Lebensdauer	lange Lebensdauer
Hausanschluss (Kasten und Zähler)	21	46	22	47
Netzkostenbeitrag			100	100
Investitionskostenbeitrag			100	100
Versorgungskostenbeitrag			100	100
NS-Kabinen	70	150	33	50
Lokales Verteilnetz (NS), Kabel				
Kabelleitung	1	2	35	45
Grabarbeiten	1	2	33	43
Grabarbeiten	0	0	38	47
Lokales Verteilnetz (NS), Regelleitung				
Leitung	2	3	33	35
Masten				
Trafostation (MS -> NS)				
Gebäude	637	1'077	31	40
Ausrüstung (Trafo, Schutz usw.)	212	359	35	45
Ausrüstung (Trafo, Schutz usw.)	424	718	26	35
Regionales Verteilnetz (MS), Kabel				
Kabelleitung	2	3	34	47
Kabelleitung	1	2	31	47
Grabarbeiten	0	0	38	47
Regionales Verteilnetz (MS), Regelleitung				
Leitung (Regel)	2	4	23	42
Regionales Verteilnetz (MS), Weitspannleitung				
Leitung (Regel)	2	5	23	42
Leitung (Regel)	0	0	23	42
Masten (Regel)	2	3	23	42
Leitung (Weitspann)	0	0	23	42
Masten (Weitspann)	2	5	23	42
Abzweigepunkt	424	718	26	35
	MS Regelleitung	MS Weitspannleitung	NS Regelleitung	
Mastabstand in m	40	100	40	
Netzkosten vorgelagertes Netz (Quelle: Botschaft BR zum EMG vom 7. Juni 1999)	Kosten- untergrenze	Kostenobergrenze		
Einheit: CHF pro kWh	0.05	0.08		
Verwaltungskosten pro Hausanschluss (CHF)	50			
realer Zinssatz	3.00%			

11.2 Fallbeispielspezifische Investitionskosten

11.2.1 Investitionskosten Fallbeispiele EWA

	Fallbeispiel 1	Fallbeispiel 2	Fallbeispiel 3	Fallbeispiel 4a	Fallbeispiel 4b
	Furgelen	Fernigen	Trogen	Riemenslaben Freiltg.	Riemenslaben Kabel
	Anzahl bzw. Länge in m				
	Totalkosten (CHF)				
Mittelspannungsleitung					
Abzweigepunkt	1	1	1	1	1
Kabelleitung: Kabelgraben	250	1'900	100	300	2'000
Kabelleitung: Kabel	280	1'900	0	350	2'100
Regelleitung inkl. Masten	0	0	300	300	0
Weitspannleitung inkl. Masten	600	0	200	3'100	1'700
Total MS	149'000	263'000	97'000	615'000	703'000
Niederspannungsleitung					
Kabelleitung: Kabelgraben	200	150	700	450	1'100
Kabelleitung: Kabel	300	200	800	500	1'200
Regelleitung	600	300	0	1'350	700
Total NS	74'000	42'000	63'000	161'000	173'000
Hausanschluss					
Netzkostenbeitrag	6	3	10	17	17
Total HS	21'000	10'500	35'000	60'000	60'000
Trafostation					
	1	1	1	1	1
	48'000	60'000	61'000	62'000	62'000
Total pro Fallbeispiel (CHF)	292'000	375'500	256'000	898'000	998'000

11.2.2 Investitionskosten Fallbeispiele Aurax

	Fallbeispiel 5 Sez Ner		Fallbeispiel 6 Fatschas		Fallbeispiel 7 Prada Sura		Fallbeispiel 8 Casti sut		Fallbeispiel 9a Prada Gonda Kab.		Fallbeispiel 9b Prada Gonda Mast	
	Anzahl bzw. Länge in m	Totalkosten (CHF)	Anzahl bzw. Länge in m	Totalkosten (CHF)	Anzahl bzw. Länge in m	Totalkosten (CHF)	Anzahl bzw. Länge in m	Totalkosten (CHF)	Anzahl bzw. Länge in m	Totalkosten (CHF)	Anzahl bzw. Länge in m	Totalkosten (CHF)
Mittelspannungseitung												
Abzweigepunkt/ Abgangsfeld	1	27'618	1	23'628								
Kabelleitung: Kabelgraben	2'135	2'081'625	975	24	20	800	1'010	40'400	25	900		
Kabelleitung: Kabel	2'135	265'691	975	119'974	20	108'71	1'010	110'676	25	8'088		
Regelleitung: Leitung					770	35'350	188	8'620	480	12'672	480	12'672
Regelleitung: Masten					16	65'782	4	17'607	9	37'229	9	37'229
Weitspannungseitung: Leitung												
Weitspannungseitung: Masten												
Total MS		2'374'934		143'625		112'803		177'303		58'889		49'901
		293'309										
Niederspannungseitung												
Kabelleitung: Kabelgraben	90	0			60	2'400	500	22'500	140	5'600	190	7'600
Kabelleitung: Kabel	140	5'501			65	2'302	500	29'884	160	4'499	210	5'880
Regelleitung												
Total NS		5'501		0		4'702		52'384		10'099		13'480
Hausanschluss												
Netzkostenbeitrag (KW a 250 CHF)	1				1		4	50'300	1	3'450	(2)	3'450
Versorgungskostenbeitrag	100	25'000			18	4'500	37	9'250	12	3'000	12	3'000
Total HS		25'000		0		4'500		62'550		9'450		9'450
Trafostation												
Gebäude	1	161'758	1	105'877	1	39'833			1	50'618		
Trafo	2	32'725	1	13'420	1	7'865	1	72'720	1	7'895	1	42'438
Total Trafoanlage		194'483		119'297		47'698		72'720		58'513		42'438
Total pro Fallbeispiel (CHF)		2'599'919		262'922		169'704		364'957		136'951		115'269

	Fallbeispiel 10 Tischinas		Fallbeispiel 11 Durisch		Fallbeispiel 12 Pigniu		Fallbeispiel 13 Rlein	
	Anzahl bzw. Länge in m	Totalkosten (CHF)	Anzahl bzw. Länge in m	Totalkosten (CHF)	Anzahl bzw. Länge in m	Totalkosten (CHF)	Anzahl bzw. Länge in m	Totalkosten (CHF)
Mittelspannungsleitung								
Abzweigepunkt / Abgangsfeld			1	5'645	1	39'314		
Kabelleitung: Kabelgraben	140	5'600	440	17'600	210	8'400	155	6'200
Kabelleitung: Kabel	140	20'065	440	51'310	210	32'840	155	21'627
Regelleitung: Leitung	96	2'534			1'982	52'324	866	22'862
Regelleitung: Masten	3	14'861			20	152'446	22	71'033
Weitspannleitung: Leitung					688	14'139		
Weitspannleitung: Masten					2	32'609		
Total MS		43'061		74'555		332'071		121'722
Niederspannungsleitung								
Kabelleitung: Kabelgraben	480	19'200	745	29'800	605	24'200	1'510	60'400
Kabelleitung: Kabel	480	40'988	745	15'677	605	24'809	1'510	101'864
Regelleitung								
Total NS		60'188		45'477		49'009		162'264
Hausanschluss								
Netzkostenbeitrag (kW à 250 CHF)	25	86'250	8	27'600	25	86'250	41	141'450
Versorgungskostenbeitrag	56	14'000	56	14'000	283	70'750	456	114'000
Total HS	20	60'000	7	21'000	2	6'000		255'450
		160'250		62'600		163'000		
Trafostation								
Gebäude	1	80'813	1	51'670	1	116'578	1	98'840
Trafo	1	10'285	1	9'020	1	9'020	1	10'285
Total Trafoanlage		91'098		60'690		125'598		109'125
Total pro Fallbeispiel (CHF)		354'597		243'322		669'678		648'561

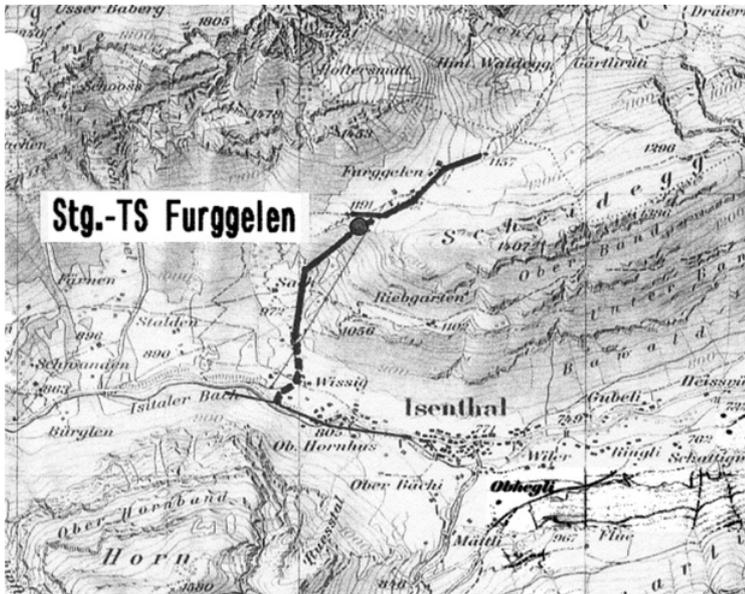
11.2.3 Investitionskosten Fallbeispiele CKW

	Fallbeispiel 14 Buhütten	Fallbeispiel 15 Lüchtersmoos	Fallbeispiel 16 Marbachegg	Fallbeispiel 17 Bramboden
	Anzahl	Anzahl	Anzahl	Anzahl
	Totalkosten	Totalkosten	Totalkosten	Totalkosten
Mittelspannungsleitung				
Abzweigepunkt	0	0	1	1
Kabelleitung: Kabelgraben	0	0	200	500
Kabelleitung: Kabel	0	0	200	500
Regelleitung inkl. Masten	0	0	1'800	3'250
Weitspannleitung inkl. Masten	210	0	400	500
Total MS	13'750	0	223'000	425'000
Niederspannungsleitung				
Kabelleitung: Kabelgraben	950	90	1'100	1'100
Kabelleitung: Kabel	950	90	1'200	1'200
Regelleitung	0	610	0	0
Total NS	52'250	57'000	79'000	124'000
Hausanschluss				
Netzanschluss	1	1	11	13
Total HS	3'800	5'800	38'800	102'400
Trafostation	0	0	1	1
	5'000	7'000	52'000	62'000
Total pro Fallbeispiel (CHF)	71'000	64'000	418'000	729'000

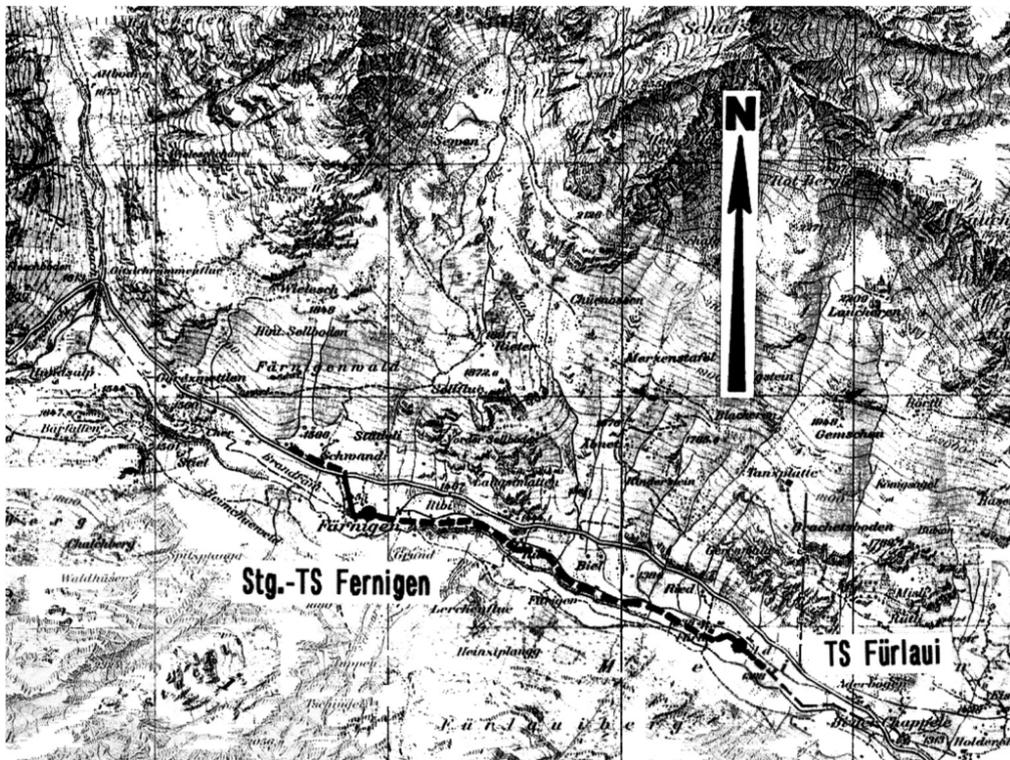
12 Anhang C: Karten Fallbeispiele

12.1 Karten Fallbeispiele EWA

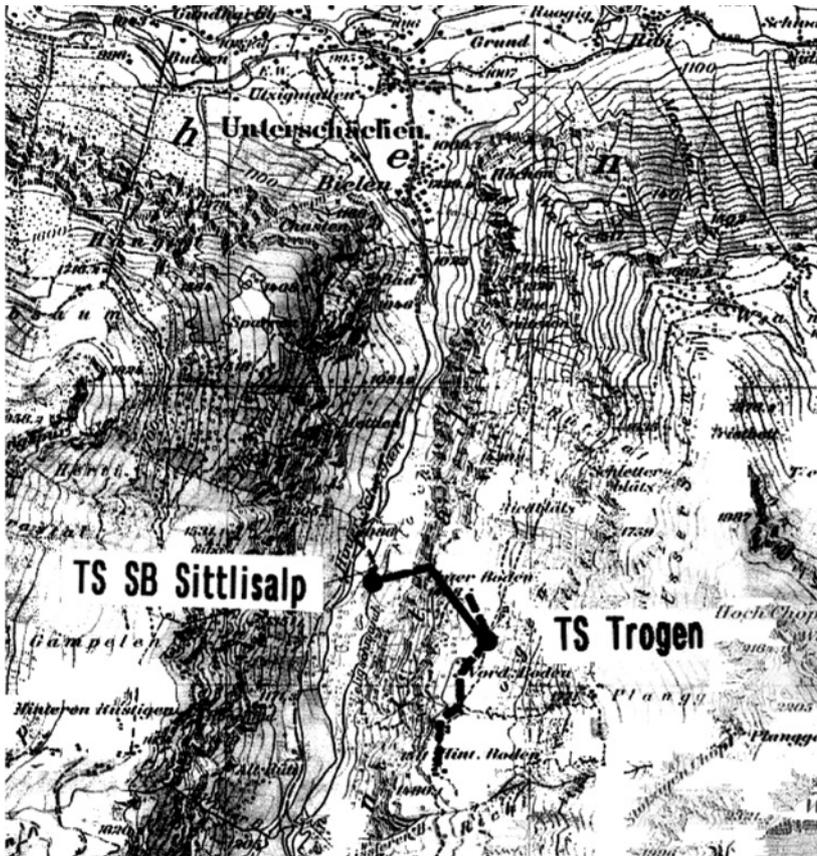
a) Furggelen



b) Fernigen



c) Trogen

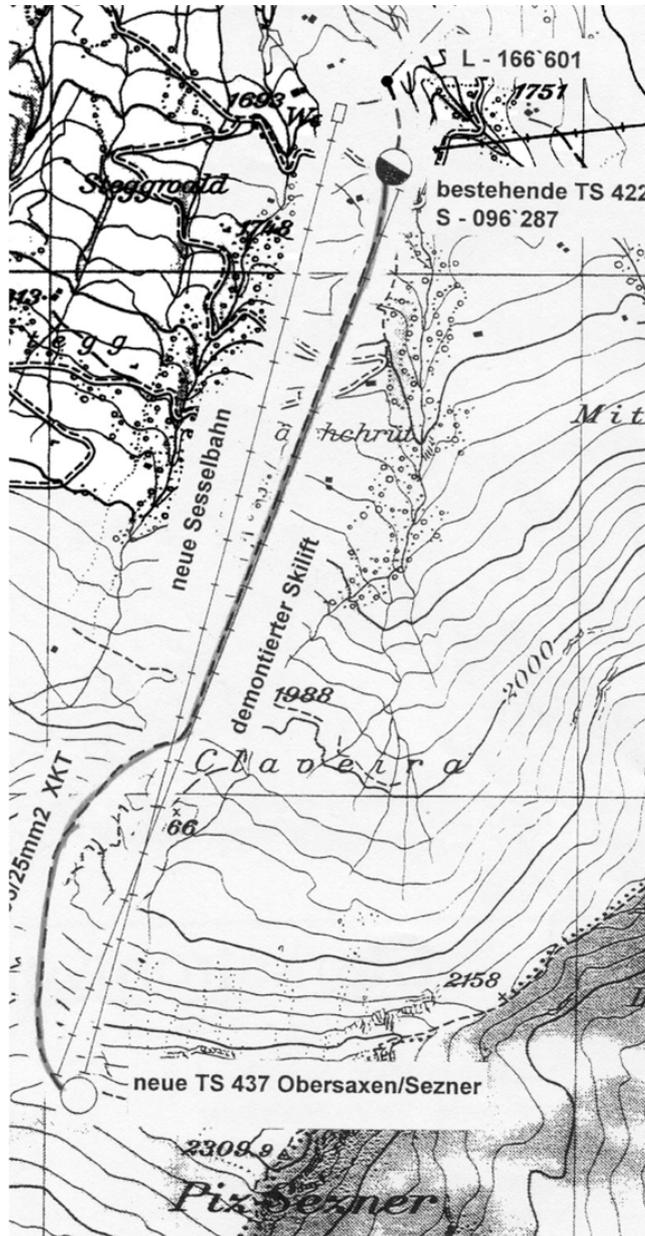


d) Riemenstalden

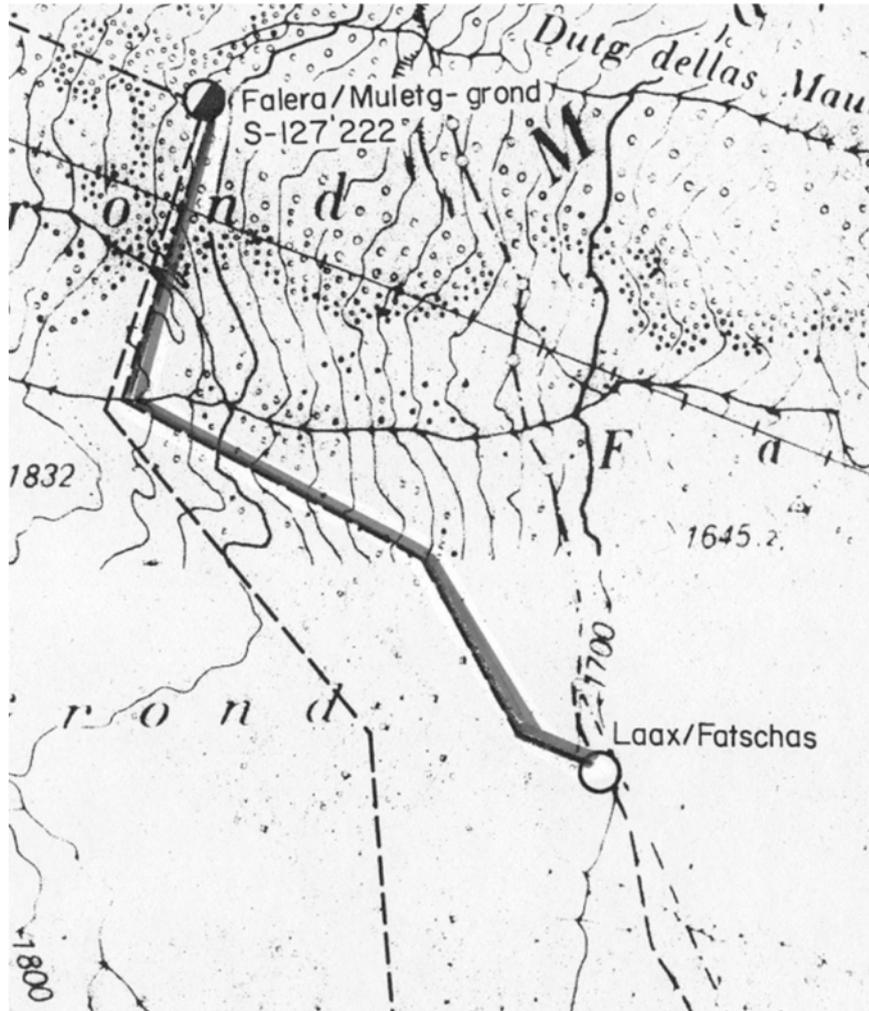


12.2 Karten Fallbeispiele Aurax

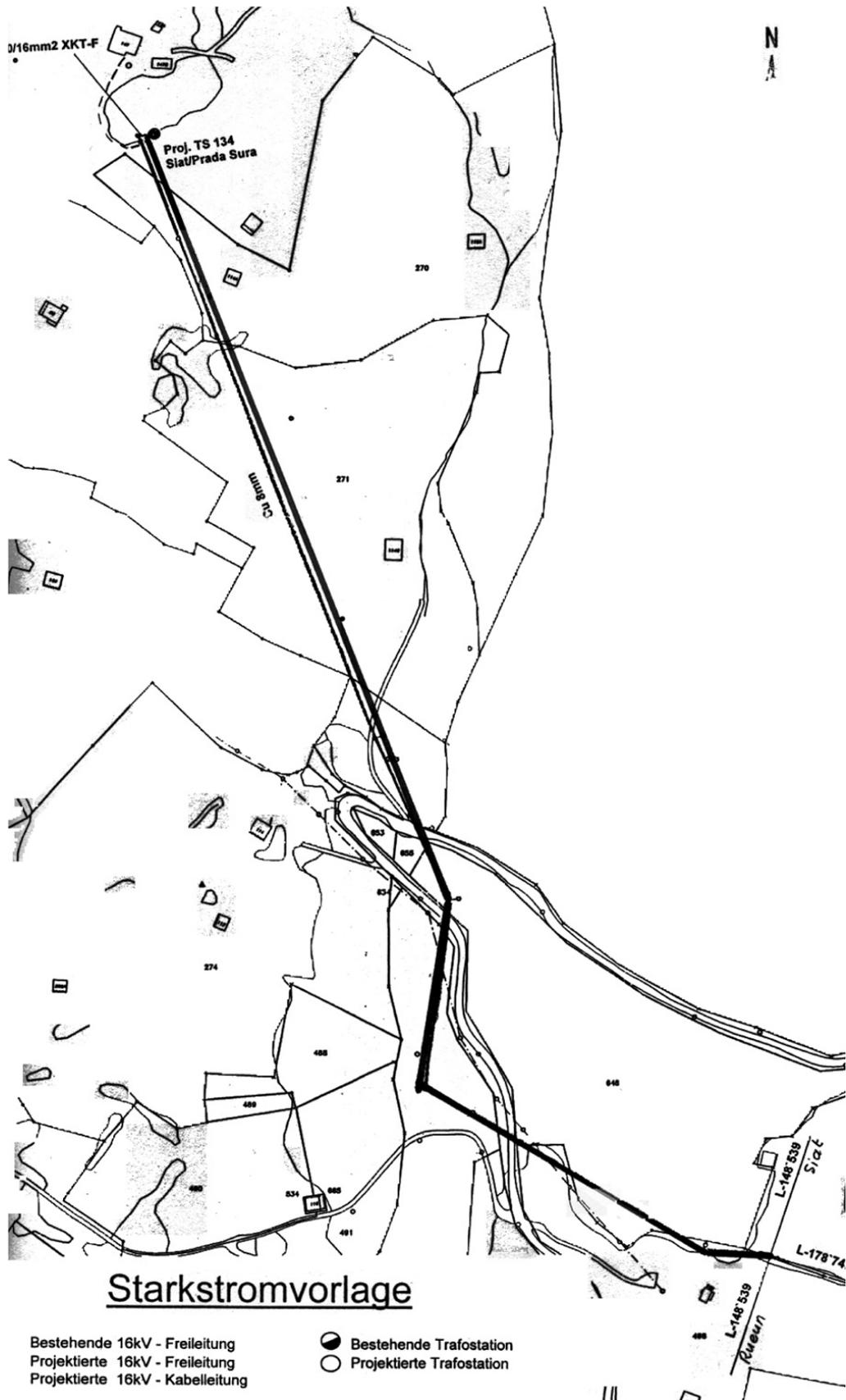
a) Sez Ner



b) Fatschas



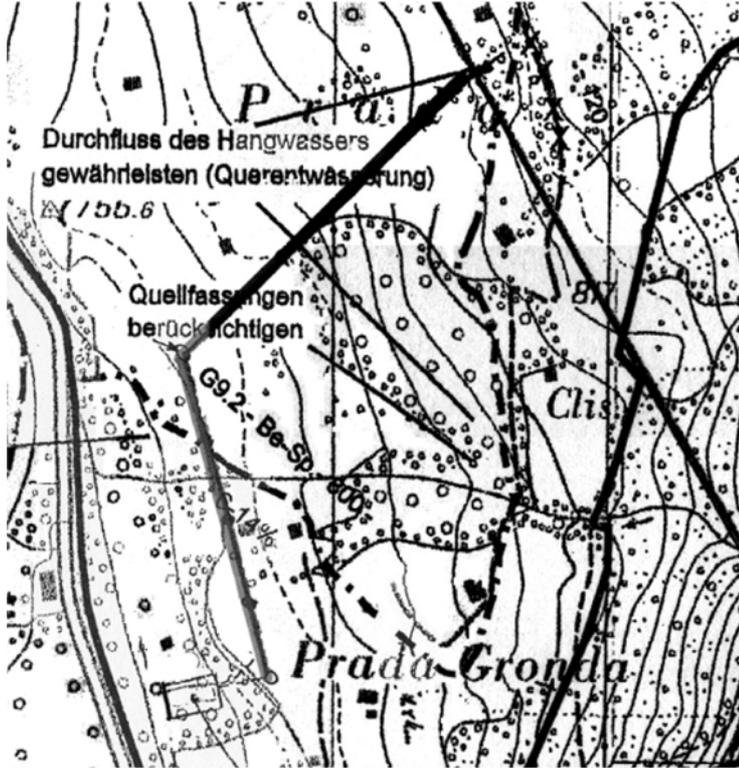
c) Prada Sura



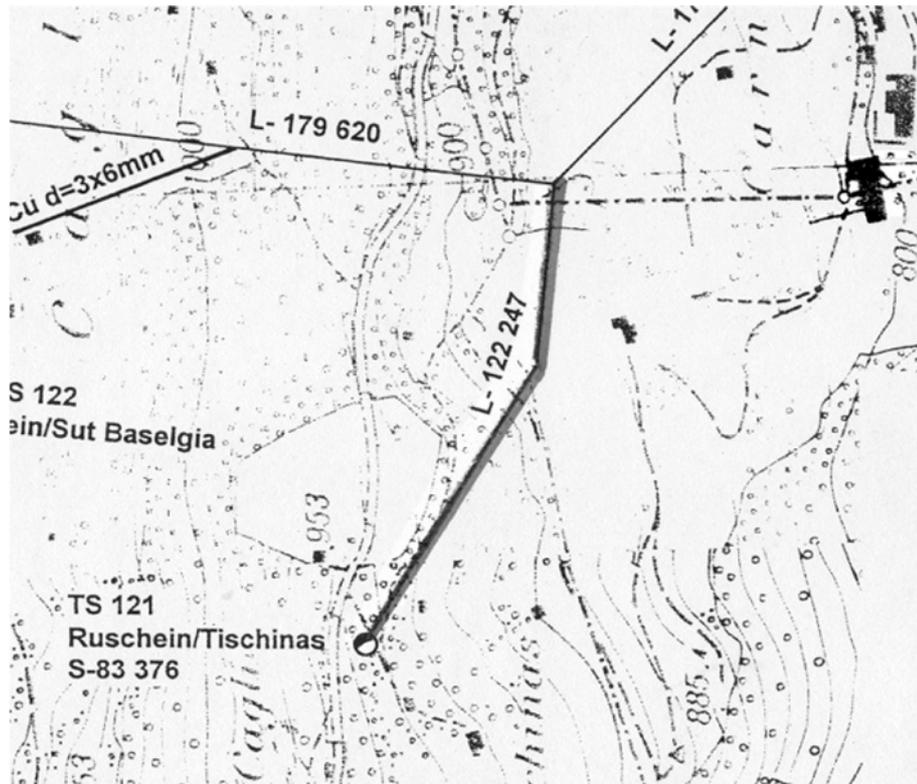
d) Casti Sut

Keine Karte verfügbar

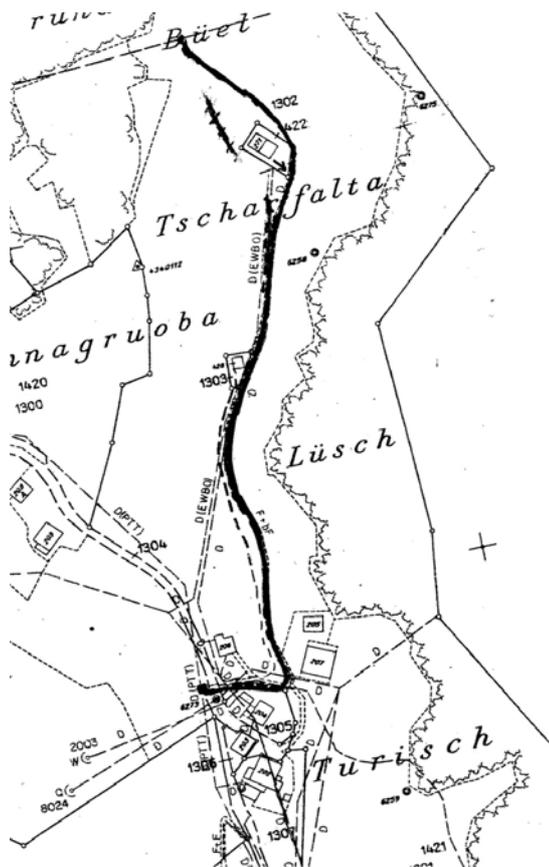
e) Prada Gonda



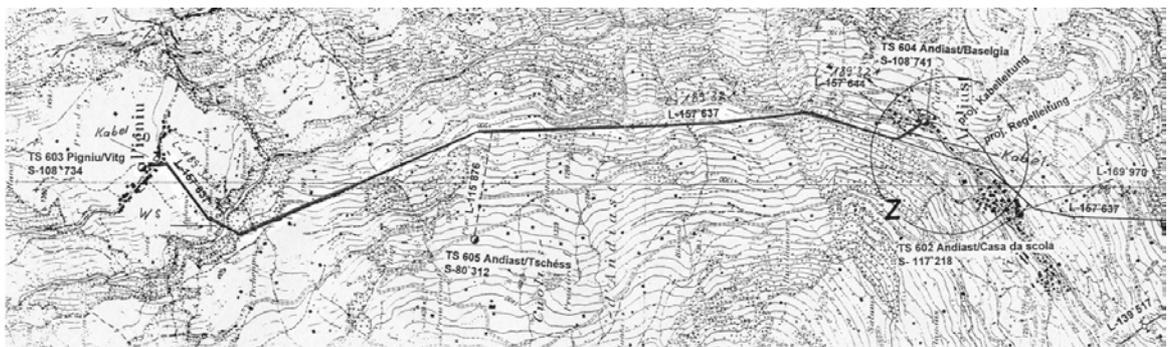
f) Tischinas



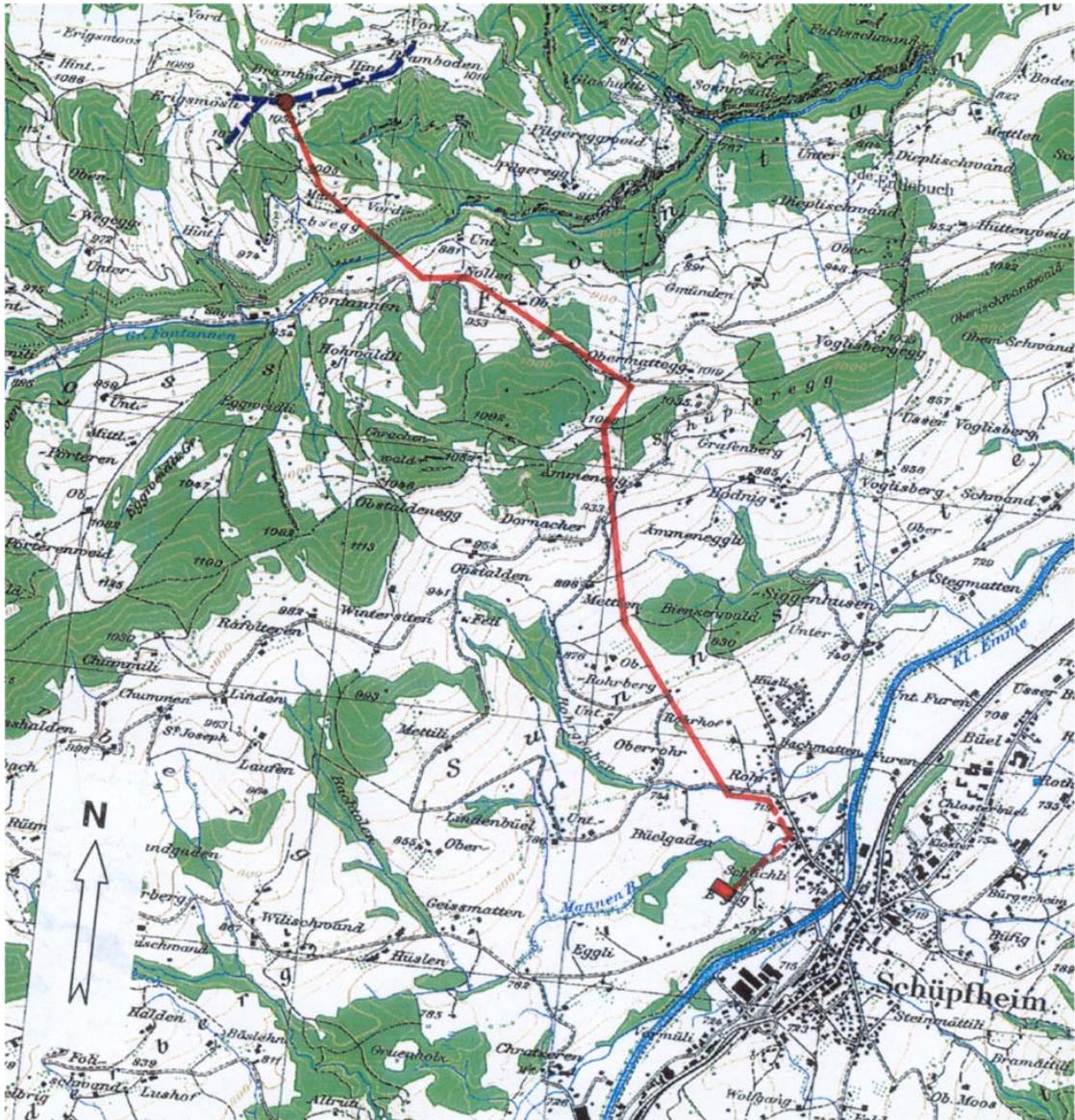
g) Durisch



h) Pigniu



d) Bramboden



13 Anhang D: Kostenberechnung dezentrale Stromversorgung

Die folgenden Tabellen stellen die Berechnung der Stromerzeugungskosten für einige Beispiele exemplarisch dar.

Wirtschaftlichkeitsrechnung Stromerzeugung mit WKK - Objektlösungen

			Wohn- gebäude	Gasthof	Gewerbe- gebäude	Hof Typ A
Objektdaten:						
max. bezogene Leistung El.		[kW]	3	10	5	18
Strombezug jährlich		[kWh]	4'500	20'000	10'000	12'500
Wärmeleistungsbedarf		[kW]	7.5	15.0	10.0	7.5
Auslegung dezentrale Stromerzeugung:						
min. Leistungsbedarf DEZ		[kW]	1.5	9.1	3.4	5.2
min. Leistungsbedarf DEZ (reduziert d. Batterie)		[kW]	1.0	6.8	2.3	3.8
Techn. Daten/Beschreibung DEZ:						
BHKW-Modul	Leistung elektrisch:	[kW]	5.5	11	5.5	5.5
	Leistung thermisch:	[kW]	12.5	25	12.5	12.5
	Leistungsaufnahme:	[kW]	21.5	43	21.5	21.5
	Wartungskosten	[Rp./kWh]	6	6	6	6
	Nutzungsgrad Kessel		0.85	0.85	0.85	0.85
Wechselrichter	Wirkungsgrad		0.8	0.8	0.8	0.8
Batterie	Kapazität:	[kWh]	25	110	55	68
		[d]	2.0	2.0	2.0	2.0
	Wartungskosten	[Fr./a]	149	319	210	237
Kessel	inst. Leistung	[kW]	7.5	15.0	10.0	7.5
Wert Wärmeerzeugung		[Rp./kWh]	15	15	15	15
Brennstoffkosten		[Rp./kWh]	7.2	5.7	6.7	6.5
Investitionskosten:						
BHKW-Modul		[Fr.]	78'500	181'500	97'500	134'500
		[Fr.]	24'000	48'000	24'000	24'000
Kessel, Wassererwärmer		[Fr.]	7'000	10'000	7'000	7'000
Heizungsinstallation		[Fr.]	4'000	6'000	4'000	4'000
Speicher		[Fr.]	2'000	3'500	2'000	2'000
Gastank		[Fr.]	10'000	20'000	10'000	20'000
Bauliche Kosten		[Fr.]	3'500	5'000	3'500	3'500
Wechselrichter		[Fr.]	8'000	13'000	8'000	26'000
Batterie		[Fr.]	15'000	68'000	34'000	43'000
Elektroinstallation		[Fr.]	5'000	8'000	5'000	5'000
Abschreibedauer						
BHKW-Modul	60000 h; max. 25a	[a]	25.0	25.0	25.0	21.1
Kessel	30000 h; max. 25a	[a]	25.0	25.0	25.0	25.0
Heizungsinstallation		[a]	30.0	30.0	30.0	30.0
Speicher		[a]	30.0	30.0	30.0	30.0
Gastank		[a]	20.0	20.0	20.0	20.0
Bauliche Kosten		[a]	30.0	30.0	30.0	30.0
Wechselrichter		[a]	15.0	15.0	15.0	15.0
Batterie		[a]	7.0	7.0	7.0	7.0
Elektroinstallation		[a]	15.0	15.0	15.0	15.0
Kapitalkosten:						
		[Fr./a]	6'434	18'088	9'483	13'280
Betriebskosten:						
		[Fr./a]	2'721	7'573	4'586	5'330
Brennstoffverbrauch Kessel		[kWh/a]	6'320	0	2'345	0
Brennstoffverbrauch WKK		[kWh/a]	21'989	97'727	48'864	61'080
Brennstoffkosten		[Fr./a]	2'034	5'553	3'426	3'956
Wartung/Unterhalt BHKW		[Fr./a]	338	1'500	750	938
Wartung/Unterhalt Batterien		[Fr./a]	149	319	210	237
Wartung/Unterhalt Kessel		[Fr./a]	200	200	200	200
Ertrag Wärmeerzeugung:						
Wärmeerzeugung		[Fr./a]	2'250	4'500	3'000	2'250
		[kWh]	15'000	30'000	20'000	15'000
Jahreskosten						
		[Fr./a]	6'905	21'161	11'069	16'360
Stromgestehungskosten						
		[Rp/kWh]	153	106	111	131

Wirtschaftlichkeitsrechnung Stromerzeugung mit WKK - Verbundlösungen

			Furggelen, Isenthal (UR)	Fernigen, Meienthal (UR)	Pigniu (GR)	Rien (GR)	
Objektdaten:							
max. bezogene Leistung El.		[kW]	63	12	108	213	
Strombezug jährlich		[kWh]	45'000	18'000	131'800	216'800	
Wärmeleistungsbedarf		[kW]	15	30	183	263	
Wärmebezug jährlich		[kWh]	30'000	60'000	350'000	510'000	
Auslegung dezentrale Stromerzeugung:							
min. Leistungsbedarf DEZ		[kW]	26	4.6	39	63	
min. Leistungsbedarf DEZ (reduziert d. Batterie)		[kW]	22.2	3.1	27.9	44.2	
Techn. Daten/Beschreibung:							
BHKW-Modul	Leistung elektrisch:	[kW]	20	6	25	40	
	Leistung thermisch:	[kW]	41	13	52	75	
	Leistungsaufnahme:	[kW]	71	22	89	133	
	Wartungskosten	[Rp./kWh]	5	6	5	5	
Kessel	inst. Leistung	[kW]	15	30	183	263	
	Nutzungsgrad Kessel		0.85	0.85	0.85	0.85	
Wärmeverbund	Leitungslänge	[m]	70	200	550	1400	
	Anschlüsse		2	4	22	31	
	Nutzungsgrad		0.8	0.8	0.8	0.8	
Wechselrichter/Batterie	Wirkungsgrad		0.8	0.8	0.8	0.8	
Batterie	Kapazität:	[kWh]	185	74	542	891	
		[d]	1.5	1.5	1.5	1.5	
	Wartungskosten	[Fr./a]	470	248	1'183	1'882	
Wert Wärmeerzeugung		[Rp./kWh]	15	15	15	15	
Brennstoffkosten		[Rp./kWh]	5.5	5.5	5.5	5.5	
Investitionskosten:			[Fr.]	429'100	277'000	1'004'500	1'890'200
BHKW-Modul		[Fr.]	70'000	24'000	70'000	95'000	
Kessel		[Fr.]	10'000	12'000	30'000	40'000	
Heizungsinstallation		[Fr.]	15'000	6'000	15'000	20'000	
Speicher		[Fr.]	10'000	3'500	10'000	15'000	
Gastank		[Fr.]	0	0	0	0	
Bauliche Kosten		[Fr.]	30'000	3'500	35'000	40'000	
Wärmeverbund		[Fr.]	45'100	122'000	379'500	866'000	
NS-Netz	gem. EcoPlan	[Fr.]	74'000	42'000	49'000	162'200	
Wechselrichter		[Fr.]	39'000	13'000	52'000	65'000	
Batterie		[Fr.]	116'000	46'000	339'000	557'000	
Elektroinstallation		[Fr.]	20'000	5'000	25'000	30'000	
Abschreibedauer:			[a]	21.3	14.7	9.1	8.9
BHKW-Modul	60000 h; max. 25a	[a]	21.3	14.7	9.1	8.9	
Kessel	30000 h; max. 25a	[a]	25.0	25.0	25.0	25.0	
Heizungsinstallation		[a]	30.0	30.0	30.0	30.0	
Speicher		[a]	30.0	30.0	30.0	30.0	
Gastank		[a]	20.0	20.0	20.0	20.0	
Bauliche Kosten		[a]	30.0	30.0	30.0	30.0	
Wärmeverbund		[a]	30.0	30.0	30.0	30.0	
NS-netz		[a]	-	-	-	-	
Wechselrichter		[a]	15.0	15.0	15.0	15.0	
Batterie		[a]	7.0	7.0	7.0	7.0	
Elektroinstallation		[a]	15.0	15.0	15.0	15.0	
Kapitalkosten:			[Fr./a]	36'952	20'445	96'047	167'180
Betriebskosten:			[Fr./a]	19'951	13'375	57'586	87'051
Brennstoffverbrauch Kessel		[kWh/a]	0	40'724	204'805	293'209	
Brennstoffverbrauch WKK		[kWh/a]	200'893	87'955	588'379	903'321	
Brennstoffkosten		[Fr./a]	11'049	7'077	43'625	65'809	
Tankmiete		[Fr./a]	3'450	3'450	3'450	3'450	
Wartung/Unterhalt BHKW		[Fr./a]	2'813	1'350	8'237	13'550	
Wartung/Unterhalt NS-Netz	gem. EcoPlan	[Fr./a]	1'970	1'050	790	1'960	
Wartung/Unterhalt Batterien		[Fr./a]	470	248	1'183	1'882	
Wartung/Unterhalt Kessel		[Fr./a]	200	200	300	400	
Ertrag Wärmeerzeugung:			[Fr./a]	5'625	11'250	65'625	95'625
Wärmeerzeugung		[kWh]	37'500	75'000	437'500	637'500	
Jahreskosten:			[Fr./a]	51'279	22'570	88'008	158'606
Stromgestehungskosten			[Rp./kWh]	114	125	67	73

14 Anhang E: Dokumentation der GIS-Analyse¹⁰³

14.1 Einleitung

Ausgehend von konkreten Fallbeispielen wird in Kapitel 6 ermittelt, in welchen Fällen sich eine dezentrale Stromversorgung rein betriebswirtschaftlich lohnen würde. Die Berechnungen sind für drei unterschiedliche Typen von dezentralen Gebieten (Hof/Haus, Weiler, kleines Dorf) vorgenommen worden.¹⁰⁴ Dabei hat sich gezeigt, dass die Distanz zur nächstgelegenen Stromerschliessung, die Anzahl der zu erschliessenden Gebäude sowie ihre Distanz untereinander die Rentabilität einer dezentralen, netzunabhängigen Stromversorgung massgeblich beeinflussen.

Anhand dieser Eckdaten soll nun geklärt werden, wie häufig solche dezentralen Gebiete mit hohen Stromerschliessungskosten in der Schweiz vorkommen. Dazu wird im Folgenden für sämtliche im Vektordatensatz „Siedlungsgebiet der Schweiz“ erfassten Gebäude ermittelt, ob sie zu einem der drei dezentralen Siedlungstypen zählen und gleichzeitig die oben erwähnten kritischen Werte (bezüglich Distanz zur nächsten Stromerschliessung, Anzahl zu erschliessender Gebäude und Distanz zwischen den Gebäuden) aufweisen.

14.2 Der Siedlungsdatensatz

14.2.1 Datengrundlage¹⁰⁵

Der Vektordatensatz „Siedlungsgebiet der Schweiz“ enthält Wohngebäude gemäss der Volkszählung (VZ) 1990 und Arbeitsstätten gemäss der Betriebszählung (BZ) 1995/96. Es sind somit alle Wohngebäude der Schweiz erfasst, unabhängig davon, ob sie ganzjährig oder nicht bewohnt sind. Die Arbeitsstätten umfassen nebst den Industrie- und Dienstleistungsbetrieben (Sektoren 2 und 3) auch Landwirtschaftsbetriebe (Sektor 1).

Der Vektordatensatz „Siedlungsgebiet der Schweiz“ wird aus Geometriedaten der Volks- und Betriebszählungen gewonnen sowie aus Geometriedaten ausgewählter Kategorien der vereinfachten Bodennutzung der Schweiz.¹⁰⁶ Die Auswertung kann nur für jene Gebäude durchgeführt werden, welche in Meterkoordinaten erfasst sind. Wie in Grafik 14-1 dargestellt, ist dies mit Ausnahme von den Kantonen Baselland und Zürich sowie Teile des St. Galler Ober-

¹⁰³ Die GIS-Analyse entstand in Zusammenarbeit mit geo7. Die Arbeiten von geo7 sind durch Peter Gsteiger ausgeführt worden.

¹⁰⁴ Zur Definition von dezentralen Gebieten und eine detaillierte Beschreibung der drei Typen vgl. Kapitel 2.

¹⁰⁵ Vgl. geo7 (2002), Siedlungsgebiet der Schweiz, S. 1.

¹⁰⁶ Erhebungsgrundlagen: Gebäudekoordinaten Volkszählung 1990, Gebäudekoordination Betriebszählungen 1995/1996, Volkszählung 1990, Betriebszählungen 1995/1996, Vereinfachte Bodennutzung der Schweiz 1992/1997, Primärflächennetz Vector25.

landes praktisch für das gesamte Siedlungsgebiet der Schweiz der Fall, welches für unsere Fragestellung relevant ist.¹⁰⁷

Grafik 14-1: Übersicht Gebäudelokalisierung



Hell: Gebäudelokalisierung VZ90 und AS95/96 verfügbar in Meterkoordinaten

Dunkel: Gebäudelokalisierung VZ90 und AS95/96 nicht verfügbar in Meterkoordinaten

Für die restlichen Gebäude, welche in der hell markierten Fläche liegen, wird auf der Basis der Ergebnisse der Datenbankabfrage eine Hochrechnung für die ganze Schweiz vorgenommen (vgl. Kapitel 14.4).

14.2.2 Punktdatensatz

Beim ausgewerteten Datensatz handelt es sich um einen Punktdatensatz: Jeder Punkt umfasst ein Haus bzw. einen Hausteil. Bei Wohnhäusern gilt die Definition der VZ: Bei Gebäuden mit mehreren Wohneinheiten werden diejenigen getrennt bzw. als eigenständigen Punkt ausgewiesen, die durch eine Brandschutzmauer voneinander getrennt sind.¹⁰⁸ Zwei Reihen-

¹⁰⁷ Die Gebäude in den Städten bzw. Agglomerationen von Basel, Bern und Genf sind ebenfalls nicht in Meterkoordinaten erfasst. Diese Gebäude bzw. Siedlungsgebiete sind aber für die vorliegende Fragestellung nicht von Bedeutung, da kaum zu erwarten ist, dass in diesen dichtbesiedelten Flächen dezentrale Gebiete gemäss unserer Definition (vgl. Kapitel 2) vorkommen.

¹⁰⁸ Gemäss mündlicher Mitteilung des BFS.

einfamilienhäuser sind somit mit zwei Punkten im Datensatz erfasst. Bei den Arbeitstätten gilt die Definition der BZ¹⁰⁹: Ein Werkgelände mit beispielsweise zwei Werkhallen und einem Administrationsgebäude wird als eine Arbeitsstätte gezählt. Jede Arbeitsstätte ist mit einem Punkt ausgewiesen, deren geographischer Ort demjenigen des Sitzes der Betriebs- bzw. Werkleitung entspricht. Ein landwirtschaftlicher Betrieb wird durch einen Punkt im Datensatz abgebildet, der den geographischen Standort des Wohngebäudes abbildet.

Aus Sicht der Stromerschliessung ist dieser Umstand wie folgt zu beurteilen:

- Bei den **Wohnhäusern** entspricht die Anzahl Punkte im Datensatz recht gut der Anzahl an Hausanschlüssen: Ein Mehrfamilienhaus wird meist über einen einzigen zentralen Hausanschluss ans Stromnetz angeschlossen, dementsprechend stimmt die Abbildung mit einem Punkt im Vektordatensatz überein. Bei Reiheneinfamilienhäusern besitzt i.d.R. jeder Hausteil einen eigenen Hausanschluss, auch hier stimmt die Abbildung im Vektordatensatz überein (separate Erfassung der Gebäudeteile, sofern diese durch eine Brand- schutzmauer getrennt sind, was der Normalfall ist).
- Bei den **Arbeitsstätten** ist die Anzahl Punkte jedoch systematisch kleiner als die Anzahl Hausanschlüsse, weil Arbeitsstätten mit mehr als einem Gebäude nur mit einem Punkt in den Datensatz einfließen, obwohl in vielen Fällen jedes Gebäude einer Arbeitsstätte einen eigenen Stromanschluss aufweist.
- Bei den **Landwirtschaftsbetrieben** stellt sich dieselbe Problematik wie bei den Arbeitstätten: Die Anzahl Punkte ist systematisch kleiner als die Anzahl Hausanschlüsse, weil Stall- gebäude i.d.R. mit einen eigenen Anschluss ans Stromnetz angeschlossen sind.

Die Anzahl Hausanschlüsse in dezentralen Gebieten mit hohen Stromerschliessungskosten wird also systematisch unterschätzt. Zum Ausmass der Unterschätzung lassen sich keine genauen Angaben machen. Wir vermuten jedoch, dass die Anzahl stromerschlossener Gebäude um 20% bis maximal 30% unterschätzt werden dürfte. Das Ausmass der Unterschätzung dürfte jedenfalls weit geringer sein als die zu befürchtende Überschätzung bei einem Datensatz mit allen Gebäuden. Bei einem solchen (für die Schweiz zur Zeit noch nicht existierenden) Datensatz würde das Potenzial dezentraler Stromerschliessung (gemessen in Anzahl Hausanschlüssen in dezentralen Gebieten) um ein Vielfaches überschätzt, gibt es doch gerade in dezentralen Gebieten zahlreiche Schober o.ä. Bauten ohne Stromanschluss, die ansonsten mitgezählt würden.

Nicht von diesen Überlegungen betroffen ist die Ermittlung der Anzahl dezentraler geographischer Grundmuster mit hohen Stromerschliessungskosten (vgl. nachfolgende Tabelle 14-1). Dazu können aus dem Datensatz verlässliche Angaben hergeleitet werden, weil die nicht im Datensatz enthaltenen zusätzlichen Gebäude bei Arbeitsstätten und Landwirtschaftsbetrieben geographisch nahe beim Referenzgebäude (Punkt im Datensatz) liegen und es daher für die Anzahl Muster in den meisten Fällen keine Rolle spielt, ob dieses Zusatzgebäude separat erfasst werden oder nicht.

¹⁰⁹ Vgl. Bundesamt für Statistik (1999), Geostat Benutzerhandbuch, S. L.1.39-L.48.

14.3 GIS - Analyse

Geo7 hat mit dem bestehenden Verktordatensatz für das ARE und das BFS Auswertungen verschiedener Siedlungsflächen vorgenommen. Diese Erfahrungen sind bei der vorliegenden Auswertung berücksichtigt worden.

14.3.1 Grundlagen

Basierend auf den Ergebnissen der Auswertung der Fallbeispiele in Kapitel 6, gehen wir für die Ermittlung der Anzahl dezentraler Gebiete von folgenden Eckdaten aus:

Tabelle 14-1: Geographische Grundmuster

	Haus / Hof	Weiler	kleines Dorf	Netzgrundgebiet
Anzahl Gebäude	1-2	3-10	11-25	>25
Vermaschung	60 m	60 m	110 m	110 m
Distanz zur nächsten Siedlungsfläche	> 800 m	> 1'500 m	> 2'200 m	-

Es werden vier Siedlungstypen unterschieden: Haus/Hof, Weiler, kleines Dorf und Netzgrundgebiet. Letzterer Typ zeichnet sich dadurch aus, dass er definitionsgemäss netzabhängig erschlossen ist. Es stellt sich die Frage, welche Gebiete vom Typus Haus/Hof bzw. Weiler bzw. kleines Dorf ebenfalls netzabhängig erschlossen werden sollen. Dies geschieht in Abhängigkeit der Distanz zur nächsten bereits netzabhängig erschlossenen Siedlungsfläche.

Die Wahl der Vermaschung basiert auf den Erfahrungen von früheren Datenbankabfragen von geo7 für das ARE und das BFS. Grosse Vermaschungen führen je nach historisch gewachsener Besiedelung zu „spinnenartigen“ Siedlungsflächen. Es werden demnach Punkte zu einem Siedlungstyp zusammengefasst, die in Wirklichkeit nicht in dieser Art zueinander in Verbindung stehen.¹¹⁰ Bei zu klein gewählten Vermaschungen entstehen in grösseren Siedlungsgebieten „leere Flächen“ im Inneren, obwohl diese Flächen in der Realität als Teil z.B. einer Stadt betrachtet werden und somit zur Siedlungsfläche gehören.

Die Distanzen zur nächsten Siedlungsfläche basieren auf den Ergebnissen der Fallbeispielen. Sie geben an, ab welcher Distanz zur nächsten netzabhängig erschlossenen Siedlungsfläche, eine dezentrale Versorgung wirtschaftlich rentabel sein kann.¹¹¹ Diese Distanzen sind

¹¹⁰ Bei einer Vermaschung von beispielsweise 300 Metern: Fünf Bauerhöfe, die in einer Reihe nebeneinander liegen, jeder 250 Meter vom nächsten entfernt, werden zu einem Weiler zusammengefasst. In Streusiedlungsgebieten wie z.B. dem Appenzellerland entspricht dies jedoch nicht dem real wahrgenommenen Siedlungstyp.

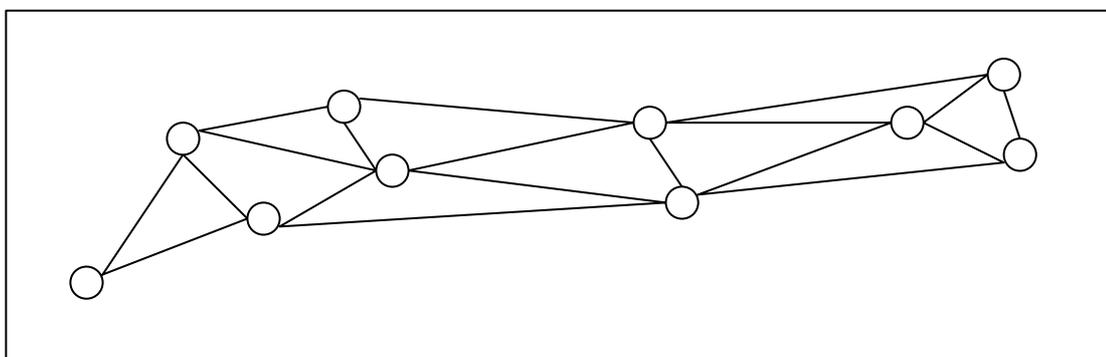
¹¹¹ Zur Beurteilung der Sensitivität werden zudem noch folgende Distanzen gerechnet: Haus/Hof 600 m / 1'000 m, Weiler 1'125 m / 2'000 m und kleines Dorf 1'650 m / 3'000 m.

von tatsächlichen Leitungslängen abgeleitet worden. Weil im Vektordatensatz mit Horizontal-
distanzen gerechnet wird, werden diese Längen mit der durchschnittlichen Hangneigung in
der Schweiz unterhalb von 2'000 m.ü.M. korrigiert. Diese beträgt 25%, die Längenangaben
werden also mit dem Faktor 0.97 multipliziert.

14.3.2 Abfrage

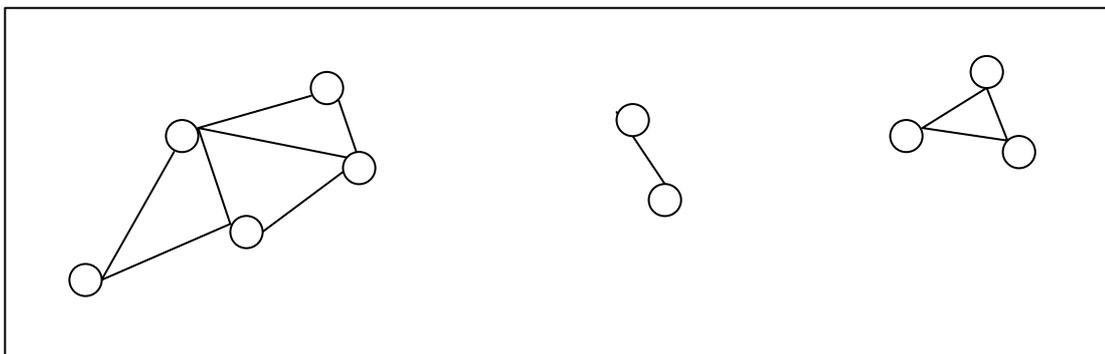
In einem ersten Schritt wird eine sogenannte Dreiecksvermaschung über die Daten bzw.
Punkte gelegt. Jeder Punkt wird mit allen übrigen Punkten verbunden unter der Bedingung,
dass sich diese Verbindungslinien nie schneiden. Das Ergebnis dieses Vorgangs sieht wie
folgt aus (jeder Kreis entspricht einem Punkt des Datensatzes):

Grafik 14-2: Beispiel Dreiecksvermaschung

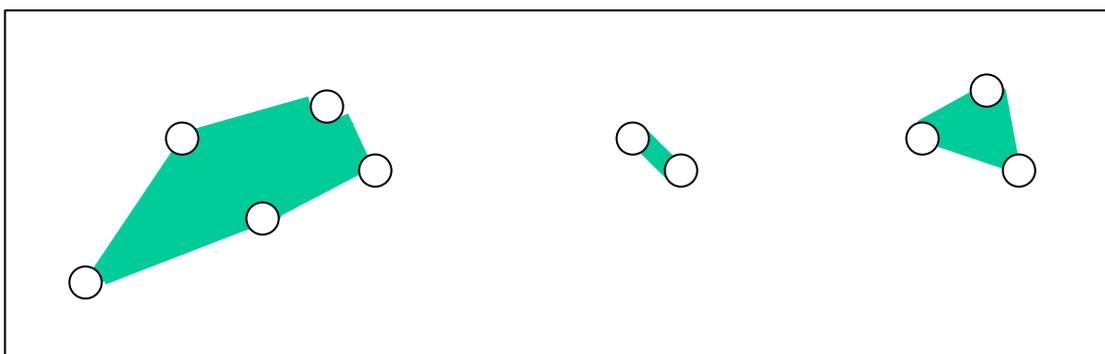


Mit den Verbindungslinien sind auch die Distanzen zwischen den Punkten definiert.

In einem ersten Schritt werden die gewünschten Siedlungsflächen gebildet. Dies geschieht
mit Hilfe der Vermaschung: Zunächst werden die Siedlungsflächen kleines Dorf und Netz-
grundgebiet gebildet (Vermaschung 110 m). Bei einer Vermaschung von 110 Metern werden
alle Gebäude, welche im Umkreis von 110 Metern weitere Gebäude aufweisen, zusammen-
gefasst. Konkret werden alle Verbindungslinien, die länger als 110 Meter sind gelöscht. Die
noch verbleibenden miteinander verbundenen Punkte liegen somit alle nicht weiter als 110
Meter voneinander entfernt. Nun werden die so gebildeten Siedlungsflächen hinsichtlich der
Anzahl Gebäude untersucht: Solche mit mehr als 25 Gebäuden werden als Netzgrundgebiet
definiert, diejenigen mit 11-25 Gebäuden als kleines Dorf. Die übrigen Siedlungsflächen wer-
den neu vermascht mit 60 Metern und je nach Anzahl Gebäuden den Typen Haus/Hof bzw.
Weiler zugeordnet. Das Beispiel aus Grafik 14-2 umfasst nun ein Typ Haus/Hof mit 2 Gebäu-
den und zwei Weiler mit 3 resp. 5 Gebäuden (Grafik 14-3):

Grafik 14-3: Beispiel Vermaschung

Im dritten Schritt werden die Linien zu Flächen, sie werden mit 15 Metern gepuffert: Aus einer Verbindungslinie wird ein Korridor von 30 Metern Breite. Das Beispiel sieht nun wie folgt aus (der Puffer von 15 Metern ist grau markiert, die weissen Kreise stehen für die Punkte gemäss Grafik 14-3):

Grafik 14-4: Beispiel Puffer

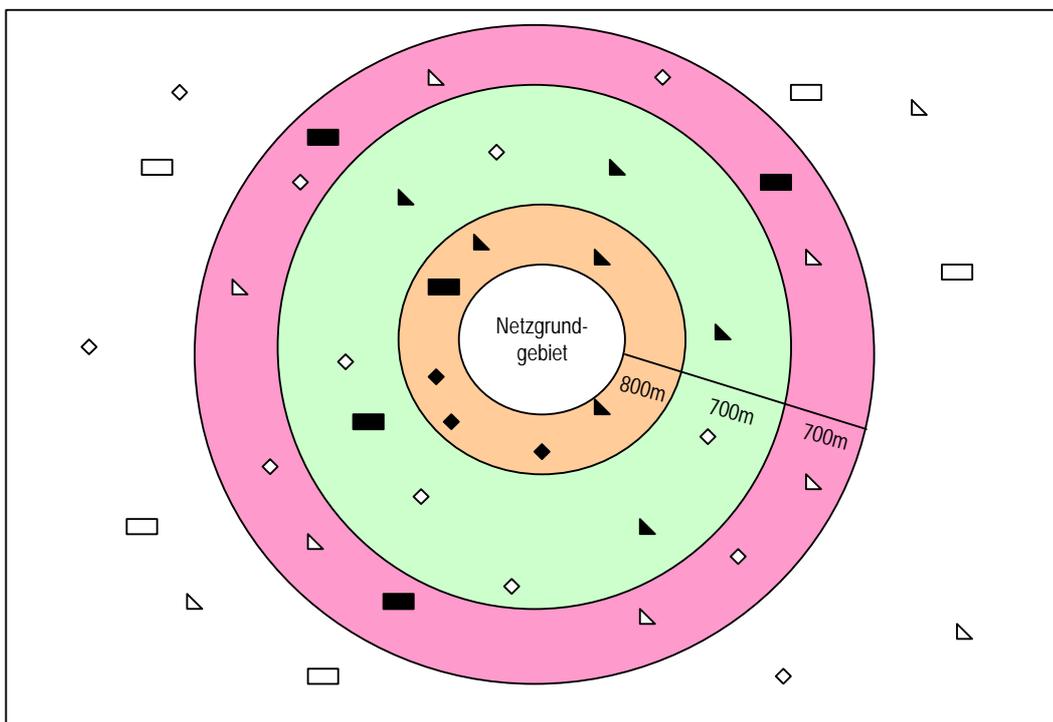
Nach diesem dritten Schritt liegen über das ganze Gebiet der Schweiz abgegrenzte Siedlungsflächen vor, welche durch folgende Eigenschaften gekennzeichnet sind:

- Jede Fläche ist entweder als Haus/Hof, Weiler, kleines Dorf oder Netzgrundgebiet definiert.
- Die Gebäude innerhalb der jeweiligen Fläche weisen zum nächstgelegenen Gebäude eine maximale Distanz von 60 m (bei Haus/Hof und Weilern) bzw. von 110 m (bei den Typen kleines Dorf und Netzgrundgebiet) auf.

Alle Siedlungsflächen sind somit den vier Siedlungstypen (Tabelle 14-1) zugeordnet. Zur Bestimmung, welche Siedlungsflächen neben dem Netzgrundgebiet auch netzabhängig erschlossen werden sollen, werden folgende Schritte vorgenommen:

1. Alle Siedlungsflächen vom Typ Haus/Hof, die nahe dem Netzgrundgebiet liegen, das per definitionem netzabhängig erschlossen wird, sollen ebenfalls durch eine Leitung mit Strom versorgt werden: Um alle Netzgrundgebiete wird dafür ein Ring¹¹² von 800 Metern¹¹³ gelegt. Alle Siedlungsflächen vom Typ Haus/Hof, die in dieser Zone liegen, werden markiert (in der Grafik als schwarz ausgefüllte Symbole dargestellt) und somit dem netzabhängig zu erschliessenden Gebiet zugerechnet.¹¹⁴ Analog wird für die Weiler und die kleinen Dörfer verfahren, jeweils mit den Distanzen gemäss Tabelle 14-1.

Grafik 14-5: Beispiel zu Punkt 1



Legende: Die folgenden Symbole stehen für folgende Siedlungsflächen

- Haus/Hof: ◆
- Weiler: ▲
- kleines Dorf: ■

Die schwarz markierten Objekte werden gemäss dem Punkt (1) netzabhängig erschlossen. Der äusserste Ring liegt 2'200 m ausserhalb der übrigen Siedlungsfläche, der mittlere 1'500 m und der innere 800 m.

¹¹² Die Siedlungsflächen sind amorphe Gebilde wie in Grafik 14-4. Genau genommen wird nicht ein „Ring“ um ein solches Gebilde gelegt, sondern es wird abgefragt, ob in einer Distanz von z. B. 800 m vom Rand der Siedlungsfläche weitere Siedlungsflächen liegen.

¹¹³ Exakt: $800\text{m} \cdot 0.97 = 776\text{m}$.

¹¹⁴ Nur Siedlungsflächen, die nur teilweise innerhalb des entsprechenden Ringes liegen („angeschnittene“ Siedlungsflächen), werden ebenfalls markiert.

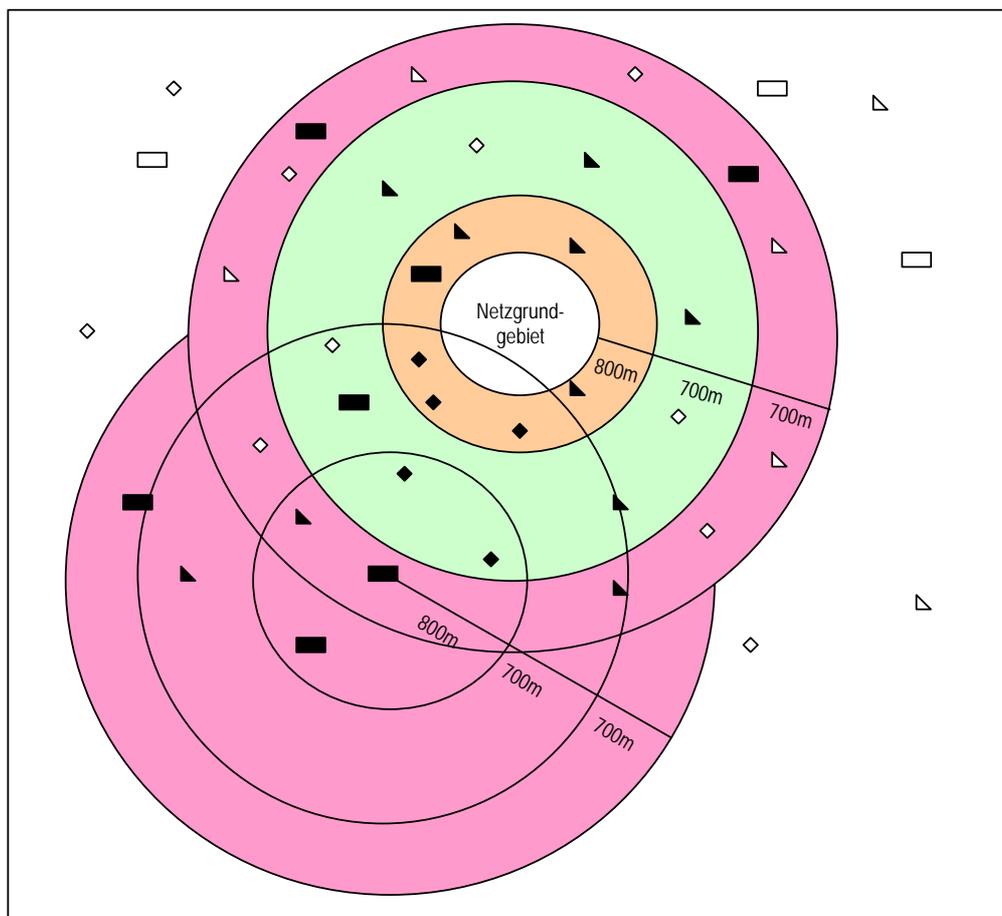
2. Mit dem ersten Schritt hat sich somit das netzabhängig versorgte Gebiet um die markierten (schwarz ausgefüllten) Punkte vergrössert (ursprünglich war nur das Netzgrundgebiet netzabhängig versorgt). Dadurch lohnt es sich eventuell weitere Objekte per Leitung zu versorgen, die nahe bei den markierten liegen: Im zweiten Schritt wird daher um alle markierten Dörfer ein Ring von 2'200 Metern gelegt.¹¹⁵ Alle kleinen Dörfer, die innerhalb dieses Rings liegen, werden aus ökonomischen Überlegungen ebenfalls per Stromleitung erschlossen: Die Leitung wird vom markierten kleinen Dorf aus weitergeführt ins nächste kleine Dorf. Dieser Punkt der Abfrage wird so lange wiederholt bis von keinem kleinen Dorf aus ein weiteres kleines Dorf im Abstand von bis zu 2'200 Metern liegt.
3. Von allen netzabhängig erschlossenen Dörfern aus, lohnt es sich ev. weitere Weiler oder Höfe mit einer Leitung zu erschliessen: Um alle markierten Dörfer wird nun ein Ring von 800 Metern gelegt, in welchem alle Höfe markiert werden. In einem weiteren Ring von 1'500 Metern werden alle Weiler markiert.¹¹⁶ Ausgehend von den markierten Dörfer lohnt es sich auch diese weiteren Weiler und Höfe mit einer Stromleitung zu erschliessen.

Wird das Beispiel aus Grafik 14-5 entsprechend der Punkte (2) und (3) erweitert, so führt dies zur Situation gemäss Grafik 14-6. Die Abfrage wird nur für ein Dorf illustriert, der Kreis von 2'200 m ist wiederum grau hinterlegt, die Kreise mit einem Radius von 1'500 bzw. 800 Metern sind aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht mehr hinterlegt.

¹¹⁵ In der Grafik 14-6 haben wir diese „Ringlegung“ für das kleine Dorf unten links dargestellt.

¹¹⁶ In der Grafik 14-6 ist dieses Vorgehen ebenfalls für das kleine Dorf unten links dargestellt.

Grafik 14-6: Beispiel zu Punkt 2 und 3



Legende: Die folgenden Symbole stehen für folgende Siedlungsflächen

- Haus/Hof: ◆
- Weiler: ▲
- kleines Dorf: ■

Die schwarz markierten Objekte werden gemäss den Punkten (1) – (3) netzabhängig erschlossen. Der äusserste Ring liegt 2'200 m ausserhalb der übrigen Siedlungsfläche, der mittlere 1'500 m und der innere 800 m.

4. Als nächstes wird mit den markierten Weilern gleich verfahren wie mit den kleinen Dörfern in Punkten (2) und (3): Von allen markierten Weilern aus wird abgefragt, ob in der Distanz von 2'200 m ein kleines Dorf liegt. Ist dies der Fall, so werden mit diesem kleinen Dorf die Punkte (2) und (3) angewendet. In derselben Logik wie im Punkt (2) werden Weiler gesucht, die näher als 1'500 m bei bereits markierten liegen. Wiederum werden so lange Weiler gesucht, bis keine mehr gefunden werden, d.h. um jeden letztendlich markierten Weiler wird ein Ring von 1'500 m gelegt, in welchem sich keine weiteren Weiler befinden. Die so eruierten Weiler werden ebenfalls netzabhängig erschlossen. Dasselbe gilt für Siedlungsflächen vom Typ Haus/Hof, die nicht weiter als 800 m von den bereits markierten Weilern entfernt liegen.

5. Nun wird von den bereits markierten d.h. erschlossenen Siedlungsflächen vom Typ Haus/Hof aus abgefragt, ob im Umkreis von 2'200 m noch nicht markierte Dörfer liegen. Ist dies der Fall, so werden diese kleinen Dörfer markiert und die Abfrage geht auf dem Punkt (2) zurück. Werden Weiler im Umkreis von 1'500 m gefunden, so werden auch diese markiert und die Abfrage geht auf Punkt (4) zurück. Die Abfrage ist dann beendet, wenn von keinem Haus/Hof aus in 800 Metern Distanz ein weiterer Haus/Hof liegt, der markiert und somit erschlossen werden müsste.

Alle nun markierten Objekte werden mit einer Leitung ans Stromnetz angeschlossen. Die verbleibenden, nicht markierten zählen wir zu den dezentralen Gebieten, bei welchen sich eine Form dezentraler, netzunabhängiger Erschliessung wahrscheinlich als wirtschaftlicher erweist als ein Anschluss ans Leitungsnetz.

14.3.3 Abfrageprobleme

In Einzelfällen kommt es vor, dass eine Siedlungsfläche fälschlicherweise als nicht erschlossen identifiziert wird, da in der Nachbargemeinde die Daten fehlen, d.h. die Gebäude nicht in Meterkoordinaten erfasst sind (vgl. Kapitel 14.2.1). Das Problem betrifft v.a. die Berechnungen mit den kürzesten Distanzen.¹¹⁷ Das mögliche Potenzial dezentraler Stromerschliessung wird dadurch leicht überschätzt – u.E. jedoch um weniger als 10%.

14.4 Hochrechnung

Wie in Kapitel 14.2.1 ausgeführt, kann die beschriebene Abfrage nur für 85% der Fläche der Schweiz durchgeführt werden. Mittels einer einfache Extrapolation auf 100% kann das Potenzial auf gesamtschweizerischer Ebene angegeben werden. Es handelt sich dabei allerdings um die Obergrenze, weil die nicht ausgewerteten 15% der Fläche zum Teil dicht besiedelte Gebiete bilden (Agglomerationen Basel, Bern, Genf, Lausanne, Zürich). In den nicht ausgewerteten 15% der Flächen wird die tatsächliche Anzahl dezentraler Gebiete mit hohen Stromerschliessungskosten deshalb unterdurchschnittlich ausfallen. Die Hochrechnung durch Extrapolation führt daher tendenziell zu einer Überschätzung des Potenzials.

Zusätzlich zu den gesamtschweizerischen Resultaten werden auch kantonale Ergebnisse ausgewiesen. In denjenigen Kantonen, bei welchen mindestens das halbe Kantonsgebiet in Meterkoordinaten zur Verfügung steht, werden die Ergebnisse analog zum Vorgehen auf gesamtschweizerischer Ebene auf 100% der Fläche extrapoliert.¹¹⁸ Bei den übrigen Kantonen erscheint uns angesichts der Datenlage eine Hochrechnung und somit eine Aussage auf Kantonebene nicht zulässig.

¹¹⁷ Distanz zur nächsten Siedlungsfläche: Haus/Hof 600 m, Weiler 1'125 m und kleines Dorf 1'650 m.

¹¹⁸ Eine Ausnahme bildet der Kanton St.Gallen: Obwohl nur 30 Prozent der Kantonsfläche in die Auswertung einfließen konnten, haben wir die Ergebnisse auf 100% aufgerechnet. Weil im Kanton St.Gallen die Gebiete mit bzw. ohne Meterkoordinaten ungefähr gleichmässig auf ländliche bzw. dichter besiedelte Gebiete aufgeteilt sind, erscheint uns eine Hochrechnung zulässig.

15 Anhang F: Fragebogen Anschlussgebühren

Name der Institution / Firma:

Name des Auskunftgebers:

Adresse:

PLZ: Ort:

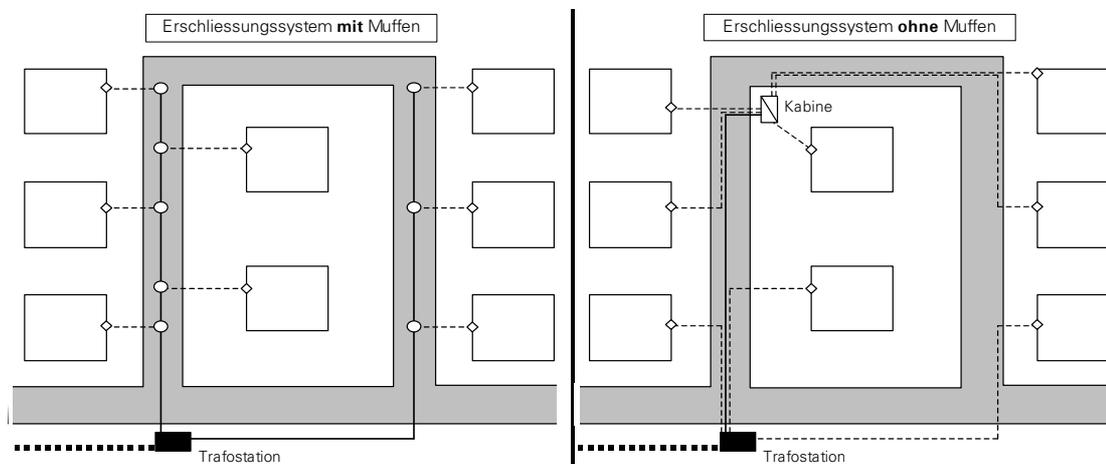
Tel. für Rückfragen:

Bitte beachten Sie, dass alle Kostenangaben **exkl. MWST** gemeint sind.

1 Fragen zu Hausanschlüssen in erschlossenem Gebiet bzw. innerhalb der Bauzone

Zur Vermeidung von gegenseitigen Missverständnissen haben wir Ihnen die Skizze 1 beigelegt.

Skizze 1: Erschliessungssysteme



Legende zu Skizze 1

.....	Mittelspannungszuleitung	} vorgelagertes Netz
■	Trafostation	
—	Basiserschliessung Niederspannung	} Erschliessung
□	Verteilkabine	
- - - -	Hausanschluss Niederspannung	} Hausanschluss
◇	Hausanschlusskasten	

1. Die Investitionskosten für den Hausanschluss werden durch den **Hausanschlusskostenbeitrag** abgegolten. Als erstes möchten wir wissen, was **Ihr Unternehmen** unter einem Hausanschluss versteht, bzw. was bei Ihnen durch den Hausanschlusskostenbeitrag abgegolten wird:

Kreuzen Sie bitte jene Positionen an, welche in die Berechnung des Hausanschlusskostenbeitrags einfließen.

- Hausanschlusskasten
- Leitung „Hausanschluss Niederspannung“
- Grabarbeiten für Leitung „Hausanschluss Niederspannung“
-

Bitte verwenden Sie die Begriffe Hausanschluss bzw. Hausanschlusskostenbeitrag in den folgenden Fragen so, wie Sie den Begriff in Frage 1 selbst definiert haben!

2. Wie erhebt Ihr Unternehmen den Hausanschlusskostenbeitrag für einem Neuanschluss?

- nach Aufwand als Einzelfallabrechnung → weiter mit Frage 4
- als Pauschale pro Leistungsstufe → weiter mit Frage 3
- als sonstige Pauschale → weiter mit Frage 3

3. Bitte geben Sie die Pauschalbeiträge für den Hausanschlusskostenbeitrag eines durchschnittlichen Einfamilienhauses bzw. eines Kleinbetriebs an. Falls Ihr Unternehmen nicht zwischen „ganzjährig bewohnt“ und „nicht ganzjährig bewohnt“ unterscheidet, füllen Sie bitte nur die erste Spalte aus:

	Ganzjährig bewohnt	Nicht ganzjährig bewohnt
Einfamilienhaus (6-8 kW)	CHF:	CHF:
Kleinbetrieb (16 kW)	CHF:	CHF:

4. Die **tatsächlichen Kosten** für den Hausanschluss werden im Durchschnitt wie folgt gedeckt:

Bitte gehen Sie von einer groben Schätzung aus und kreuzen Sie jeweils eine der Kategorien an.

	>110%	110-90%	89-70%	69-50%	49-30%	29-10%	<10%
Einfamilienhaus							
Kleinbetrieb							

5. Die Investitionskosten für die **Erschliessung** (vgl. Skizze 1) werden durch den **Erschliessungskostenbeitrag** abgegolten. Als erstes möchten wir wissen, was **Ihr Unternehmen** unter der Erschliessung versteht, bzw. was bei Ihnen durch den Erschliessungskostenbeitrag (die genaue Bezeichnung kann in Ihrem Unternehmen auch anders lauten) abgegolten wird:

- Leitung „Basierschliessung Niederspannung“ inkl. Verteilkabine
- Grabarbeiten für Leitung „Basierschliessung Niederspannung“
- Raum für Trafostation
- Trafo
-
-

Bitte verwenden Sie die Begriffe Erschliessung bzw. Erschliessungskostenbeitrag in der folgenden Frage so, wie Sie den Begriff in Frage 5 selbst definiert haben!

6. Bitte schätzen Sie grob ab, wer letztendlich die tatsächlichen Kosten der Erschliessung trägt:

	100%	80%	60%	40%	20%	10%	<10%
Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Ihre Firma)							
Gemeinde/Bürgergemeinde (ohne Weiterverrechnung an Grundstückseigentümer)							
Bauherr							
Weitere:							
Weitere:							

8. Für eine Einzelbetrieberschliessung ausserhalb der Bauzone wird der Anschlusskostenbeitrag wie folgt erhoben:

- nach Aufwand als Einzelfallabrechnung → weiter mit Frage 10
 als Pauschale pro Leistungsstufe → weiter mit Frage 9
 als sonstige Pauschale → weiter mit Frage 9

9. Bitte geben Sie die entsprechenden Pauschalbeträge für einen Anschlusskostenbeitrag an. Falls Ihr Unternehmen nicht zwischen „ganzjährig bewohnt“ und „nicht ganzjährig bewohnt“ unterscheidet, füllen Sie bitte nur die erste Spalte aus:

	Ganzjährig bewohnt	Nicht ganzjährig bewohnt
Einfamilienhaus (6-8 kW)	CHF:	CHF:
Einzelbetrieb (16 kW)	CHF:	CHF:

10. Welchen Anteil der **tatsächlich** durch den neuen Anschluss **verursachten Kosten** (Abzweigefeld von der nächstgelegenen MS-Verbindungsleitung, MS-Stichleitung inkl. Grabarbeiten, Trafostation mit Trafo, NS-Leitung Hausanschluss inkl. Grabarbeiten, Hausanschlusskasten) werden dem Kunden mit dem Anschlusskostenbeitrag in Rechnung gestellt bzw. durch den Kunden finanziert?

Bitte gehen Sie von einer groben Schätzung aus und kreuzen Sie jeweils eine der Kategorien an.

	>110%	110-90%	89-70%	69-50%	49-30%	29-10%	<10%
Einfamilienhaus							
Einzelbetrieb							

b) Leistungsverstärkung

Im Folgenden gehen wir wiederum von der Situation gemäss **Skizze 2** aus: Ein alleinstehender Einzelbetrieb (z.B. Hof) ausserhalb der Bauzone ist aber **bisher nicht** mit einer Mittelspannungsleitung, sondern z.B. mit einer 1'000V Leitung ans Stromnetz angeschlossen. Aufgrund erhöhter Stromnachfrage (gleichzeitiger Betrieb mehrerer Maschinen soll möglich sein) muss die bestehend Niederspannungsleitung durch eine neue Mittelspannungsleitung ersetzt werden (Leistungsverstärkung).

11. Welcher **Anteil der gesamten Kosten** der Leistungsverstärkung (ev. Anpassungen am Abzweigefeld von der nächstgelegenen MS-Verbindungsleitung, neues Kabel für MS-Stichleitung inkl. Grabarbeiten, ev. stärkerer Trafo, ev. Anpassungen an der NS-Leitung Hausanschluss inkl. Grabarbeiten) wird dem Kunden in Rechnung gestellt bzw. durch den Kunden finanziert?

Bitte gehen Sie von einer groben Schätzung aus und kreuzen Sie jeweils eine der Kategorien an.

	>110%	110-90%	89-70%	69-50%	49-30%	29-10%	<10%
Einzelbetrieb							

3 Allgemeine Fragen

Zum Schluss möchten wir Sie noch um einige allgemeine Angaben zu Ihren Unternehmen bitten. **Auch mit Schätzungen bzw. ungefähren Angaben ist uns sehr gedient (bitte mit „ca.“ kennzeichnen).**

12. Anzahl Hausanschlüsse in Ihrem Netzgebiet:
13. Anzahl Neuanschlüsse in den letzten 5 Jahren in Gebieten mit vorhandener Grunderschliessung (Gebäude innerhalb Bauzone):
14. Neuanschlüsse in den letzten 5 Jahren in Gebieten ohne Grunderschliessung (Gebäude ausserhalb Bauzone)
 Anzahl Neuanschlüsse:
 Total Investitionsvolumen:
15. Leistungsverstärkungen in den letzten 5 Jahren in Gebieten ohne Grunderschliessung (Gebäude ausserhalb Bauzone)
 Anzahl Leistungsverstärkungen:
 Total Investitionsvolumen:

Vielen Dank für Ihre Mitarbeit!

Bitte retournieren Sie den ausgefüllten Fragebogen mit dem beigelegten Antwortcouvert bis am 6. Dezember 2002 an: Ecoplan, Stephan Osterwald, Thunstr. 22, 3005 Bern

Literaturverzeichnis

- aurax energia ag (2002)
Geschäftsbericht 2001. Illanz.
- Bundesamt für Statistik (1999)
Geostat Benutzerhandbuch. Bern.
- Centralschweizerische Kraftwerke AG (2002)
Geschäftsbericht 2000/01. Luzern.
- CREM Centre de compétences en urbistique (2003)
Réseaux de distribution versus production distribuée: problèmes méthodologiques et étude des cas: les Escotteaux, Martigny, in Bearbeitung.
- CUEPE Centre universitaire d'études des problèmes de l'énergie (2003)
Réseaux de distribution versus production distribuée: problèmes méthodologiques et étude des cas: Val Bedretto, Genève, in Bearbeitung.
- Dr. EICHER+PAULI AG (2003)
Technologie-Monitoring, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie.
Forschungsprogramm energiewirtschaftliche Grundlagen. Liestal.
- Dr. EICHER+PAULI AG (2003)
Zukünftige Marktbedeutung von WKK-Anlagen mit 1 bis 1'000 kW elektrischer Leistung,
Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie. Forschungsprogramm
energiewirtschaftliche Grundlagen. Liestal.
- Ecoplan (1992)
RAVEL zahlt sich aus. Praktischer Leitfaden für Wirtschaftlichkeitsberechnungen. Studie
im Auftrag des Bundesamtes für Konjunkturfragen, Ressort 42: Animation und
Umsetzung. Bern.
- Ecoplan (1999)
Service Public im liberalisierten Strommarkt. Bern und Altdorf.
- Ecoplan (2000)
Siedlungsentwicklung und Infrastrukturkosten. Schlussbericht im Auftrag von:
Bundesamt für Raumentwicklung, Staatssekretariat für Wirtschaft, Amt für Gemeinden
und Raumordnung des Kantons Bern. Bern und Altdorf.
- Elektrizitätswerk Altdorf (2002)
Facts und Figures 2000/2001. Altdorf.
- geo7 (2002)
Siedlungsgebiet der Schweiz. Dokumentation des Vektordatensatzes. Bern.
- Hersener J., Meier U. (2001)
Rationelle Energieanwendung in der Landwirtschaft. Studie im Auftrag des Bundesamtes
für Energie. Forschungs- und P+D-Programm Biomasse. Bern.
- Konferenz kantonaler Energiedirektoren, Bundesamt für Energie (2001)
Aufgaben der Kantone gemäss Elektrizitätsmarktgesetz. Bern.

- Regierungsrat des Kantons Bern (2002)
Richtplan Kanton Bern. Bern.
- Schweizerische Vereinigung für Landesplanung VLP (1996)
Begriffe zur Raumplanung. Ein Nachschlagewerk für die Praxis. VLP-Schrift Nr. 67.
Bern.
- Schweizerischer Bundesrat (1999)
Botschaft zum Elektrizitätsmarktgesetz (EMG) vom 7. Juni 1999. Bern.
- Vaterlaus Stephan, Wild Jörg (2001)
Die schweizerische Elektrizitätswirtschaft vor der Marktöffnung. In: ZfE – Zeitschrift für
Energiewirtschaft, Jahrgang 25, Heft 3, S. 189-204.
- Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke VSE (1997)
Tarife, Preise und Kosten der elektrischen Energie. Zürich.
- Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke VSE (1998)
Info 3/98: Entschädigungsmodell für die Durchleitung. Zürich.
- Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke VSE (2002)
NeDat. Stromnetzbetreiber der Schweiz. CD-Rom, Version 1.0.
- Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke VSE (2002)
VSE-Glossar Marktöffnung, Version 1.0 vom 15.01.2002.
- Wild Jörg (2001)
Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung. Dissertation. Zürich.