

Umsetzung des Elektrizitätsmarktgesetzes im Kanton Bern

Auswirkungen verschiedener Varianten

im Auftrag des Wasser- und Energiewirtschaftsamtes WEA des Kantons Bern

28. November 2001

ECOPLAN

Forschung und Beratung in Wirtschaft und Politik

CH - 3005 Bern, Thunstr. 22

CH - 6460 Altdorf, Postfach

www.ecoplan.ch

Impressum

Autor: Ecoplan
Titel: Umsetzung des Elektrizitätsmarktgesetzes im Kanton Bern
Untertitel: Auswirkungen verschiedener Varianten
Reihe: --
Ort: Bern
Jahr: 2001
Herausgeber: WEA des Kantons Bern
Bezug: WEA des Kantons Bern, Reiterstr. 11, 3011 Bern

Begleitung seitens des Auftraggebers

Jörg Frei, WEA
Dr. Ruedi Meier, BVE
Jsabelle Blunschy, WEA
Franziska Heiniger, BVE
Ernst Jakob, WEA
Daniel Wüthrich, KAWE

Projektteam Ecoplan

Felix Walter (Projektleitung)
Dr. Heini Sommer
Dr. Michael Marti

Der Bericht gibt die Auffassung der Autoren wieder, die nicht notwendigerweise mit derjenigen des Auftraggebers oder der Begleitorgane übereinstimmen muss.

Ecoplan

Forschung und Beratung
in Wirtschaft und Politik

www.ecoplan.ch

Thunstrasse 22
CH - 3007 Bern
Tel +41 31 356 61 61
Fax +41 31 356 61 60
bern@ecoplan.ch

Postfach
CH - 6460 Altdorf
Tel +41 41 870 90 60
Fax +41 41 870 10 63
altdorf@ecoplan.ch

Inhaltsübersicht

	Inhaltsübersicht	1
	Inhaltsverzeichnis	2
	Kurzfassung	5
1	Einleitung	12
2	Netzgebiete und Durchleitungspreise	15
3	Anschlusspreis und Anschlusspflicht	35
4	Solidaritätsbeitrag zur Finanzierung diverser Aufgaben	45
5	Schlussfolgerungen	49
6	Anhang A: Simulation der Durchleitungskosten	51
7	Anhang B: Siedlungsstruktur und Stromkosten	58
8	Anhang C: Einschlägige rechtliche Bestimmungen	79
	Literaturverzeichnis	84

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsübersicht	1
Inhaltsverzeichnis	2
Kurzfassung	5
1 Einleitung	12
1.1 Auftrag	12
1.2 Gliederung des Themas	13
1.3 Vorgehen	13
1.4 Grundsatz bei der Beurteilungen.....	14
2 Netzgebiete und Durchleitungspreise	15
2.1 Einleitung.....	15
2.2 Zuteilung der Netzgebiete	16
2.2.1 Variante 1: „Einrichtung einer kantonalen Netzgesellschaft“	16
2.2.2 Variante 2: „Neuzuteilung im Sinne eines Ausgleichs“	20
2.2.3 Variante 3: „Zuweisung im Sinn des Status Quo“	22
2.2.4 Die drei Varianten im Überblick	23
2.3 Angleichung unterschiedlicher Durchleitungspreise	25
2.3.1 Variante 1: „Harmonisierung durch die Wahl der Netzgebiete“	26
2.3.2 Variante 2: „Ausgleich über die Netzgebiete hinweg, mit einem Solidaritätsbeitrag“	26
2.3.3 Variante 3: „Keine kantonale Regelung bezüglich Durchleitungspreise“	29
2.3.4 Die drei Varianten im Überblick	29
2.4 Erteilung von Leistungsaufträgen	30
2.4.1 Variante 1: „Entgeltlicher Leistungsauftrag mit Mitteln aus einem kantonalen Ausgleichsfonds“	31
2.4.2 Variante 2: „Entgeltlicher Leistungsauftrag mit Mitteln aus Kantonsgeldern“	32
2.4.3 Variante 3: „Keine Abgeltung der Leistungsaufträge“	32
2.4.4 Die drei Varianten im Überblick	33
3 Anschlusspreis und Anschlusspflicht	35
3.1 Einleitung	35
3.2 Grundsätzliches zu Anschlusspreisen.....	36
3.3 Anschlusspreise innerhalb des Siedlungsgebietes	38
3.3.1 Variante 1: „Volle Preissolidarität für Anschlüsse im ganzen Netzgebiet (heutige Netzgebiete)“	38
3.3.2 Variante 2: „Teilweise Preissolidarität für Anschlüsse (Bandbreiten)“	39

3.3.3	Variante 3: „Keine Preissolidarität“	39
3.3.4	Die drei Varianten im Überblick	40
3.4	Anschlusspreise ausserhalb des Siedlungsgebietes	41
3.4.1	Variante 1: „Volle Preissolidarität für Anschlüsse im ganzen Netzgebiet, auch ausserhalb Siedlungsgebiet“	41
3.4.2	Variante 2: „Teilweise Preissolidarität für Anschlüsse (Bandbreiten)“	42
3.4.3	Variante 3: „Keine Preissolidarität“	42
3.4.4	Die drei Varianten im Überblick	42
3.5	Übergangsregelung bei den Anschlusspreisen.....	43
4	Solidaritätsbeitrag zur Finanzierung diverser Aufgaben	45
4.1	Einleitung	45
4.2	Beurteilung der Mittelbeschaffung	45
4.2.1	Variante 1 „Hoher Solidaritätsbeitrag“	45
4.2.2	Variante 2: „Mittlerer Solidaritätsbeitrag“	47
4.2.3	Variante 3: „Kleiner Solidaritätsbeitrag“	47
4.2.4	Die drei Varianten im Überblick	47
5	Schlussfolgerungen	49
6	Anhang A: Simulation der Durchleitungskosten	51
6.1	Datengrundlage	51
6.2	Ausgangslage	52
6.3	Verteilungseffekt im Vergleich zu Kosten je Gemeinde	54
6.4	Regionale Netzgesellschaften	55
7	Anhang B: Siedlungsstruktur und Stromkosten.....	58
7.1	Einführung	58
7.2	Allgemeine Methodik	58
7.3	Methodik im Bereich Stromversorgung	63
7.3.1	Systemgrenzen und Wirkungsmodell.....	64
7.3.2	Welche Kostenbestandteile des Stromversorgungsnetzes werden untersucht?	66
7.3.3	Wie beeinflusst der Siedlungstyp die Höhe der Infrastrukturkosten?.....	68
7.3.4	Wie beeinflusst die kleinräumliche Lage die Höhe der Infrastrukturkosten?	69
7.3.5	Wie beeinflusst der Ortstyp die Höhe der Infrastrukturkosten?.....	69
7.3.6	Welche Fremdeinflüsse haben erheblichen Einfluss auf die Höhe der Infrastrukturkosten?..	69
7.4	Mengen- und Wertgerüst.....	70
7.5	Ergebnisse: Kosten nach Siedlungs- und Ortstypen.....	72
7.5.1	Durchschnittskosten bestehender Siedlungen	72
7.5.2	Langfristige Grenzkosten einer Siedlungserweiterung.....	74
7.5.3	Kurzfristige Grenzkosten einer Siedlungserweiterung	76

7.5.4	Sensitivitäten	76
7.6	Kostenträgerrechnung	77
7.7	Schlussfolgerungen	77
8	Anhang C: Einschlägige rechtliche Bestimmungen	79
8.1	EMG (Referendumsvorlage).....	79
8.2	Verordnungs-Entwurf.....	82
	Literaturverzeichnis	84

Kurzfassung

Ausgangslage und Auftrag

Diese Studie ist durch die Ausarbeitung eines Elektrizitätsmarktgesetzes (EMG) für die Schweiz, über das im September 2002 abgestimmt wird, motiviert. Die vorliegende Studie betrachtet jedoch weder die Strommarktliberalisierung noch die Auswirkungen oder Umsetzungen in der Schweiz, sondern beschränkt sich ausschliesslich auf die Umsetzung des EMG im Kanton Bern. Das Wasser- und Energiewirtschaftsamt (WEA) des Kantons Bern klärt im Auftrag des Regierungsrates des Kantons Bern die möglichen Umsetzungsvarianten des EMG im Kanton ab. Ecoplan wurde vom WEA beauftragt, die ökonomischen Auswirkungen verschiedener Varianten abzuklären. Es handelt sich um eine Grobabklärung, die in äusserst begrenztem Zeitrahmen erstellt worden ist.

Ergebnisse

Die Ecoplan-Studie hat die sechs Bereiche ausführlich betrachtet, in denen der Kanton im Rahmen des EMG einen Handlungsspielraum hat:

- Zuteilung der Netzgebiete
- Angleichung unterschiedlicher Durchleitungspreise
- Erteilung von Leistungsaufträgen
- Anschlusspreise innerhalb des Siedlungsgebietes
- Anschlusspreise ausserhalb des Siedlungsgebietes
- Beurteilung der Mittelbeschaffung.

Für diese sechs Bereiche wurden jeweils drei vom Auftraggeber vorgegebene Varianten beurteilt.

Zuteilung der Netzgebiete

Bei der Zuteilung der Netzgebiete werden die drei Varianten „Einrichtung einer kantonalen Netzgesellschaft“ (Variante 1), „Wenige regionale Gesellschaften“ (Variante 2) und „Zuweisung im Sinne des Status Quo“ (Variante 3) einander gegenüber gestellt.

Die Variante 1 (Kantonale Netzgesellschaft) erhöht die Effizienz und in geringem Mass die Versorgungssicherheit. Gleichzeitig führt sie (wegen der Preissolidarität je Netzgebiet gemäss EMG) zu einheitlichen Durchleitungspreisen im ganzen Kanton Bern. Dies bedeutet, dass die dünner besiedelten Gebiete zu Lasten der dichter besiedelten Gebiete massiv begünstigt werden. Nach unserer Berechnung beträgt das Umverteilungsvolumen rund 28 Mio. CHF (siehe nachfolgende Grafik 1). Unter dem Aspekt der Raumordnungspolitik ist die beträchtliche Unterstützung, welche die peripheren Gebiete (Weiler, Einzelhöfe) erhalten, nicht

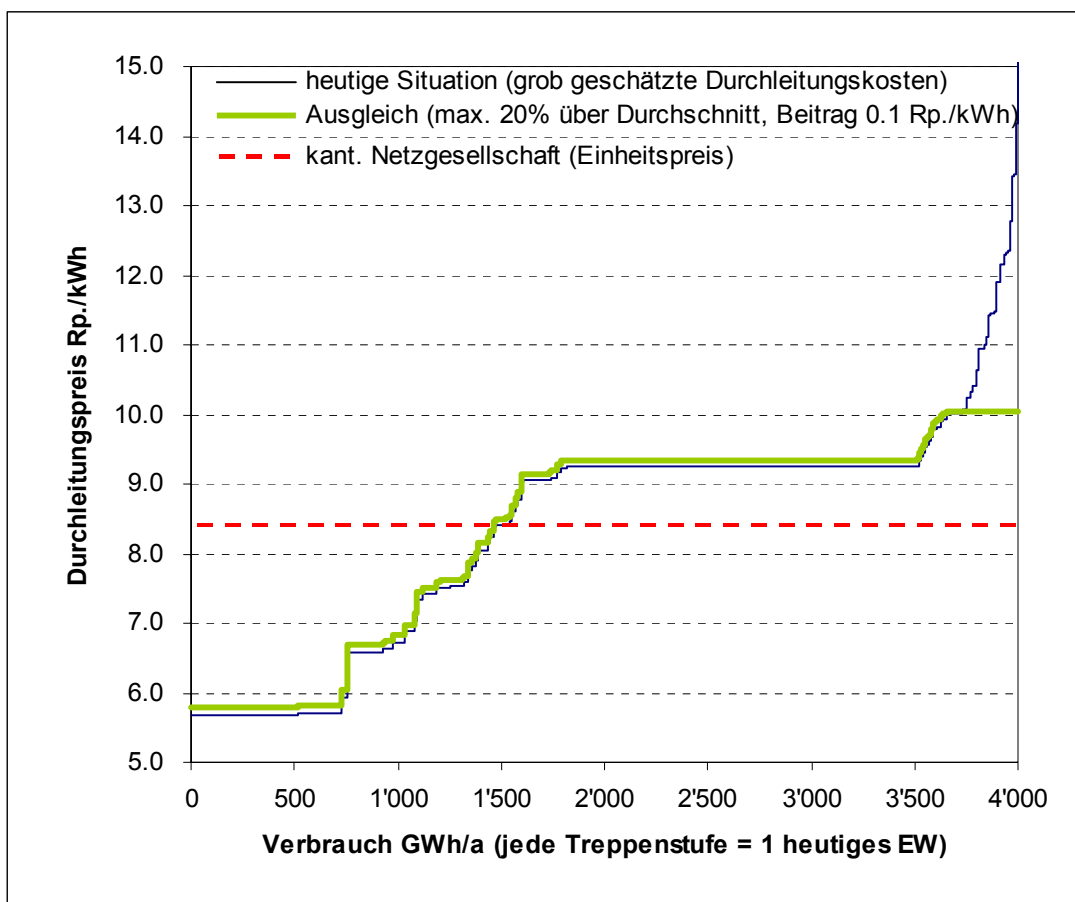
wünschenswert. Besonders zu berücksichtigen sind die massiven Mehrbelastungen für die Zentren, welche auch wirtschaftspolitisch kritisch sind.

Die Schaffung von z.B. vier regionalen Netzgesellschaften (Variante 2) vermag die Effizienz der Stromwirtschaft nicht im selben Ausmass zu erhöhen. Zudem wird auch bei dieser Variante massiv Geld von den Zentren in die peripheren Gebiete umverteilt.

Durch die Beibehaltung des Status Quo (Variante 3) gibt es kurzfristig keine nennenswerten Veränderungen relativ zum heutigen Stand. Längerfristig ist jedoch zu erwarten, dass Zusammenlegungen erfolgen und dadurch die Effizienz tendenziell erhöht wird.

In der Gesamtbeurteilung müssten die beträchtlichen Umverteilungseffekt (je nach Sichtweise positiv oder negativ), die Effizienzgewinne und die Realisierungsschwierigkeiten gegeneinander abgewogen werden. Die Variante 2 scheint uns dabei eher eine Kumulation der Nachteile als ein gelungener Kompromiss zu sein. Zudem ist zu vermuten, dass eine kantonale Netzgesellschaft politisch eher zustande kommt, als dass regionale Netzwerke geschaffen und damit die BKW auseinander gerissen wird.

Grafik 1: Angleichung der Durchleitungspreise durch eine kantonale Netzgesellschaft oder eine Begrenzung der Höchstpreise (Basis: Grobschätzung heutiger Durchleitungskosten pro EW)



Die Auswirkungen der drei Varianten auf Industrie und Gewerbe sind insgesamt ähnlich. Industrie und Gewerbe in weniger dicht besiedelten Gebieten werden tendenziell von einer kantonalen Netzgesellschaft profitieren (in Form von niedrigeren Durchleitungspreisen als heute), während Industrie und Gewerbe in Zentren und dicht besiedelten Gebieten eher höhere Durchleitungspreise zahlen werden. Insgesamt wird jedoch die Effizienz der Stromwirtschaft durch eine kantonale Netzgesellschaft erhöht, was längerfristig der Wirtschaft zugute kommt.

Angleichung unterschiedlicher Durchleitungspreise

Bei der Angleichung unterschiedlicher Durchleitungspreise werden die drei Varianten „Harmonisierung durch die Wahl der Netzgebiete“ (Variante 1), „Ausgleich über die Netzgebiete hinweg mittels Ausgleichsbeitrag“ (Variante 2) und „Keine kantonale Regelung bezüglich Durchleitungspreise“ (Variante 3) einander gegenüber gestellt.

Eine volle Preisharmonisierung (Variante 1) ist – wie oben erwähnt – durch eine kantonale Netzgesellschaft zu erreichen. Wird eine volle Preisharmonisierung ohne kantonale Netzgesellschaft angestrebt, entstehen Umverteilungsprobleme (Zentren zahlen zu Gunsten peripherer Gebiete), ohne dass die Vorteile einer grossen Netzgesellschaft genutzt werden (höhere Effizienz, Versorgungssicherheit, gesamtwirtschaftlicher Arbeitsplatzeffekt). Daher ist es aus ökonomischer Sicht sinnvoll, die volle Preisharmonisierung – falls politisch gewünscht – durch eine kantonale Netzgesellschaft zu erreichen.

Da nur eine kleine Zahl von – meist – abgelegenen Gemeinden mit geringerem Gesamtstromverbrauch sehr hohe Durchleistungskosten aufweist, kann mit der Variante 2 über einen Ausgleichsbeitrag erreicht werden, dass diese Preise gemildert werden und beispielsweise nicht mehr als 20% oder 50% höher liegen als der kantonale Durchschnitt. Variante 2 besitzt keine grossen Vorteile, ist jedoch geeignet, wenn mit einem sehr geringen Solidaritätsbeitrag die teuersten Gemeinden entlastet werden sollen. Verschiedene Szenarien mit ihren Auswirkungen sind in der nachfolgenden Tabelle 1 dargestellt.

Variante 3 lässt die geltenden Verhältnisse unverändert. Wie oben erwähnt, ist längerfristig zu erwarten, dass Zusammenlegungen von Netzen erfolgen. Damit werden die Durchleitungspreise nach und nach angeglichen.

Falls also der Preisausgleich gegenüber heute verstärkt werden soll, ohne die Zentren massiv mehr zu belasten, ist die Variante 2 zu empfehlen.

Tabelle 1: Begrenzte Preisdifferenzierungen bei der Durchleitung: Auswirkungen (Grob-schätzung)

	Umverteilung (in Mio. CHF)	Umverteilung (in % der Gesamtausgaben)	Durchschnittspreis (in Rp./kWh)	Maximaler Preis (in Rp./kWh)	Maximaler Beitrag (in Rp./kWh)	Maximale Rückerstattung (in Rp./kWh)
Kantonale Netzgesellschaft auf Basis der heutigen Situation	28.3	8.5	8.36	8.36	2.67	7.99
Begrenzte Preisdifferenzierung						
Maximale Abweichung von 20% vom Durchschnitt	3.9	1.2	8.46	10.15	0.11	6.30
Maximale Abweichung von 30% vom Durchschnitt	2.1	0.6	8.41	10.94	0.06	5.47
Maximale Abweichung von 40% vom Durchschnitt	1.0	0.3	8.38	11.73	0.02	4.64
Maximale Abweichung von 50% vom Durchschnitt	0.3	0.1	8.37	12.55	0.01	3.81

Erteilung von Leistungsaufträgen

Bei der Erteilung von Leistungsaufträgen werden die drei Varianten „Entgeltlicher Leistungsauftrag mit Mitteln aus einem Solidaritätsbeitrag“ (Variante 1), „Entgeltlicher Leistungsauftrag mit Mitteln aus Kantonsgeldern“ (Variante 2) und „Keine Abgeltung der Leistungsaufträge“ (Variante 3) einander gegenüber gestellt. Wir nehmen an, der Leistungsauftrag umfasse insbesondere Beratungsleistungen für effiziente Stromanwendung.

Nicht näher betrachtet wird die Zweckbindung von Wasserzinseinnahmen, da nicht mit einer Abgabe bei Produzenten, die im internationalen Wettbewerb stehen, Netzdienstleistungen quersubventioniert werden sollten und zudem Zweckbindungen finanzpolitisch unerwünscht sind.

Bei der Erteilung von Leistungsaufträgen schneiden die Varianten 1 und 2 ähnlich gut ab (Effizienzsteigerung der Energieanwendung, Arbeitsplätze), mit dem grossen Unterschied, dass eine Finanzierung von Leistungsaufträgen mit Mitteln aus Kantonsgeldern (Variante 2) die Finanzen des Kantons stark belastet, während die Beitragslösung den Kanton nicht belastet. Eine Finanzierung aus Steuergeldern scheint uns nicht opportun. Falls energiepolitisch sinnvolle Inhalte für einen Leistungsauftrag bestehen und es als sinnvoll erachtet wird, diesen den EW zu erteilen (denkbar wäre auch eine Ausschreibung bei unabhängigen Beratern), so wäre entweder eine Finanzierung aus einem Beitrag (falls aus anderem Grund bereits eingeführt) oder sonst ein Leistungsauftrag ohne Abgeltung (der de facto aus Durchleitungspreisen finanziert würde) zu empfehlen. Variante 3, die Festlegung eines Leistungsauftrages ohne

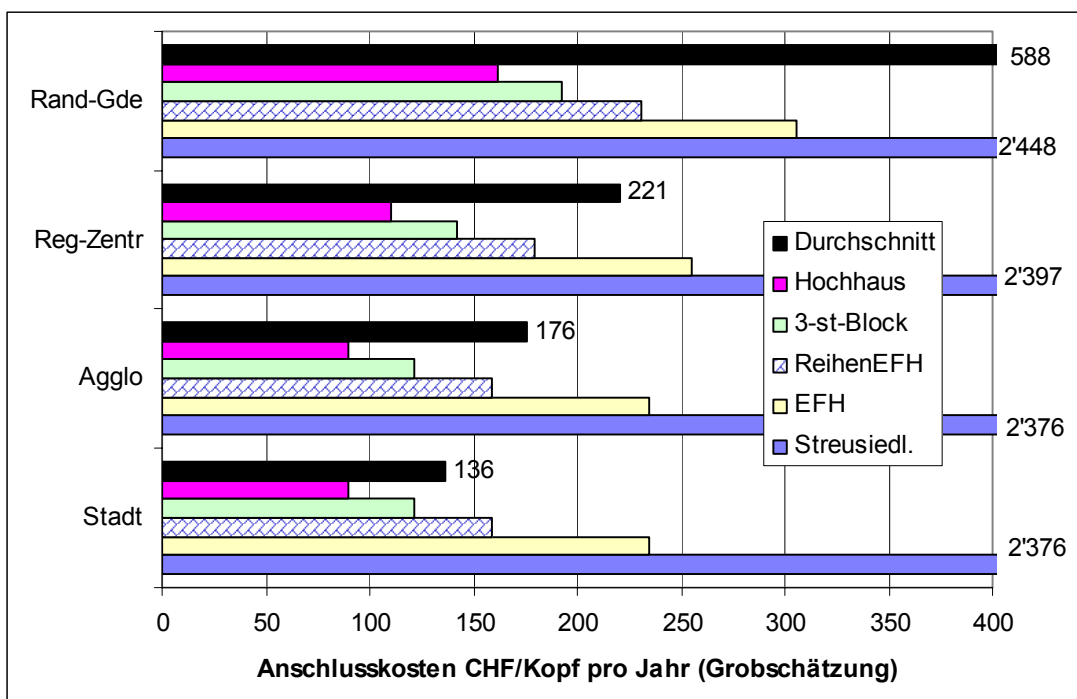
Abgeltung, schneidet punkto Arbeitsplätze und Umwelt leicht schlechter ab als Variante 1, weil eine geringere Aktivität der EW erwartet wird.

Anschlusspreise innerhalb des Siedlungsgebietes

Bei den Anschlusspreisen innerhalb des Siedlungsgebietes werden die drei Varianten „Volle Preissolidarität für Anschlüsse im ganzen Netzgebiet (heutige Netzgebiete)“ (Variante 1), „Teilweise Preissolidarität für Anschlüsse“ (Variante 2) und „Keine Preissolidarität“ (Variante 3) einander gegenüber gestellt.

Wie die nachfolgende Grafik 2 zeigt, unterscheiden sich die Anschlusskosten vor allem je nach Siedlungstyp: Einfamilienhäuser und vor allem Streusiedlungen verursachen höhere Kosten.

Grafik 2: Preisdifferenzen bei Anschlusskosten nach Orts- und Siedlungstypen (Basis: Erhebungen Ecoplan im Auftrag des ARE)



Eine Preissolidarität bei den Anschlüssen im Siedlungsgebiet bewirkt demnach tendenziell einen regionalen Ausgleich zu Lasten der Zentren und vor allem zu Lasten der verdichteten Siedlungstypen (verdichtete Überbauungen).. Dies ist bei der Variante 1 (Volle Preissolidarität) ausgeprägter der Fall als bei Variante 2 (Teilweise Preissolidarität). Eine Preissolidarität ist demnach ineffizient und auch raumplanerisch negativ zu werten.

Aus ökonomischer Sicht ist ein Einheitspreis als Rückschritt gegenüber heute klar abzulehnen. Auch eine Bandbreite ist aus diesem Grund nicht zweckmässig, ganz abgesehen von

Vollzugsproblemen angesichts der je nach Einzelfall unterschiedlichen Situation. Wenn die teureren Gebiete resp. Siedlungstypen unterstützt werden sollen, so sollte dies aus zweckfreien Mitteln (Finanzausgleich) geschehen, ohne falsche Anreize zu setzen.

Anschlusspreise ausserhalb des Siedlungsgebietes

Bei den Anschlusspreisen ausserhalb des Siedlungsgebietes werden die selben Varianten wie innerhalb des Siedlungsgebietes verglichen.

Die zuvor gemachten Überlegungen zu den Anschlusspreisen innerhalb des Siedlungsgebietes gelten bei den Anschlusspreisen ausserhalb des Siedlungsgebietes in noch viel stärkerem Mass. Eine Preissolidarität ist aus ökonomischer Sicht abzulehnen und kann höchstens aus politischer Sicht erwünscht sein. In diesem Fall ist eine Unterstützung von Härtefällen, finanziert aus einem Solidaritätsbeitrag denkbar.

Beurteilung der Mittelbeschaffung

Bei der Beurteilung der Mittelbeschaffung vergleichen wir verschieden hohe Solidaritätsbeiträge (1 Rp./kWh, 0.3 Rp./kWh, 0.1 Rp./kWh), die als Zuschlag auf dem Strompreis für Niederspannungsbezüger (d.h. überwiegend Haushalte und Dienstleistungsunternehmen) erhoben würden.

Der Haupteffekt der Mittelbeschaffung über einen Solidaritätsbeitrag ist finanzpolitischer Natur: Im Vergleich zu einer Steuerfinanzierung wird die Staatskasse entlastet. Das Ausmass hängt davon ab, wie viel dem Kanton netto (nach Zahlung für Umverteilungszwecke) verbleibt. Die Lenkungseffekte des Solidaritätsbeitrages sind bei der erwarteten Höhe vernachlässigbar. Sofern in Kombination mit der Mittelverwendung für einen Teil der Strombezüger allerdings eine Netto-Zusatzbelastung von z.B. 1 Rp./kWh verbleiben sollte, kann dies für einige Branchen spürbar werden, nicht aber für die stromintensiven Industrie- und Gewerbebetriebe, die vom Beitrag ausgenommen wären. Die Varianten 2 oder 3 haben mit den niedrigen Beiträgen keine negativen wirtschaftlichen Auswirkungen.

Die Umsetzung des EMG im Kanton Bern: Eine grundsätzliche Entscheidung

Die vorgestellten Varianten zeigen, dass der Kanton bei der Umsetzung des EMG zwei grundsätzlich verschiedene Alternativen hat:

- **Der Kanton Bern hält sich weiterhin mit Eingriffen in die Elektrizitätsversorgung und deren Preisstrukturen zurück:**

Die heutigen Netzgebiete bleiben, wobei sich auf freiwilliger Basis Zusammenschlüsse ergeben werden. Damit bleiben auch die Kostenunterschiede auf Grund von Region und Siedlungstyp, sowohl bei den Durchleitungs- wie bei den Anschlusspreisen aufrecht erhal-

ten. Dies entspricht dem Verursacherprinzip und der Raumplanungspolitik, wonach Gebiete verdichtet und nicht zersiedelt werden sollen.¹

Auch bei einer Zurückhaltung des Kantons ist in einer dynamischen Betrachtung anzunehmen, dass einzelne Netzwerke zusammengelegt werden und Effizienzgewinne nach und nach erzielt werden.

- **Der Kanton erhöht den Ausgleich zu Gunsten der Randregionen und zu Lasten der Zentren:**

Mit einer kantonalen Netzgesellschaft wird ein Einheitspreis realisiert, was zu einer Umverteilung von 28 Mio. CHF führt. Dies würde zwar die Effizienz erhöhen (Grössenvorteile), aber den Zielen der Raumordnung (dezentrale Konzentration) und dem Verursacherprinzip widersprechen und den Zentren Mehrbelastungen von bis zu 2.7 Rp./kWh bringen. Mit einer viel geringeren Umverteilung – einem Solidaritätsbeitrag von ca. 0.1 Rp./kWh – lassen sich die höchsten Preise auf z.B. maximal 20% über dem kantonalen Durchschnitt begrenzen. Auch bei den Anschlusspreisen kann statt der Extremlösung (völlige Preis Solidarität, verbunden mit starken Quersubventionierungen) auch eine Reduktion der höchsten Preise erwogen werden – finanziert aus einem Solidaritätsbeitrag. Aus ökonomischer Sicht sind allerdings zweckfreie Beiträge an förderungswürdige Gebiete marktverzerrenden Preisvorschriften resp. Subventionen klar vorzuziehen.

Der Kanton hat bei der Umsetzung des EMG also zu entscheiden, ob er - verteilungspolitisch motiviert - einen grösseren Ausgleich schaffen will als heute (Preisunterschiede bestehen bereits heute, sie werden durch das EMG nicht erhöht!). Aus wirtschaftspolitischer, finanzwissenschaftlicher und aus raumordnungspolitischer Sicht ist ein solcher Ausgleich kritisch zu beurteilen. Falls gewünscht, wäre eine Limitierung von Höchstpreisen mittels Solidaritätsbeitrag eine Möglichkeit, Härtefälle zu vermeiden, ohne dass bedeutende negative Effekte entstehen.

¹ In einem Punkt jedoch muss der Kanton aktiv eingreifen, wenn er eine kostenorientierte Politik aufrecht erhalten will: Er muss die geeigneten Massnahmen als Antwort auf den Art. 32 Abs.2 EMG ergreifen, der in der Übergangszeit eine volle Solidarität bei den Anschlusspreisen vorsieht, wenn nicht der Kanton weiterhin verursachergerechte Preise erlaubt.

1 Einleitung

1.1 Auftrag

Das WEA klärt im Auftrag des Regierungsrates die möglichen Umsetzungsvarianten des EMG im Kanton Bern ab. EcoPlan wurde vom WEA angefragt, um die ökonomischen Auswirkungen verschiedener Varianten abzuklären. Die Eckpunkte dieses Auftrags werden im Folgenden skizziert. Es handelt sich um eine Grobklärung, die in äusserst begrenztem Zeitrahmen (zwei Wochen) erstellt werden musste.

Die zu beurteilenden Regelungsvarianten sind im Arbeitspapier, das am 6.11.2001 diskutiert wurde, festgehalten.² Es betrifft dies Varianten in folgenden Bereichen:

- Netzgebiete und Durchleitungspreise
 - Zuteilung der Netzgebiete
 - Angleichung unterschiedlicher Durchleitungspreise
 - Erteilung von Leistungsaufträgen
- Anschlusspflicht und –kosten (Preissolidarität)
 - innerhalb des Siedlungsgebietes
 - ausserhalb des Siedlungsgebietes
 - inkl. Übergangsregelung
- Finanzierungsmöglichkeit für diverse Aufgaben über einen Solidaritätsbeitrag

Zu untersuchen sind die wirtschaftlichen Auswirkungen im weitesten Sinn, konkret die Auswirkungen auf:

- Effizienz der Stromwirtschaft
- Verteilungseffekte (primär regional)
- Finanzen von Kanton und Gemeinden
- Versorgungssicherheit
- Umwelt
- Raumordnung
- Arbeitsplätze

Nicht Bestandteil des Auftrags sind u.a. Rechts- und Vollzugsfragen.³

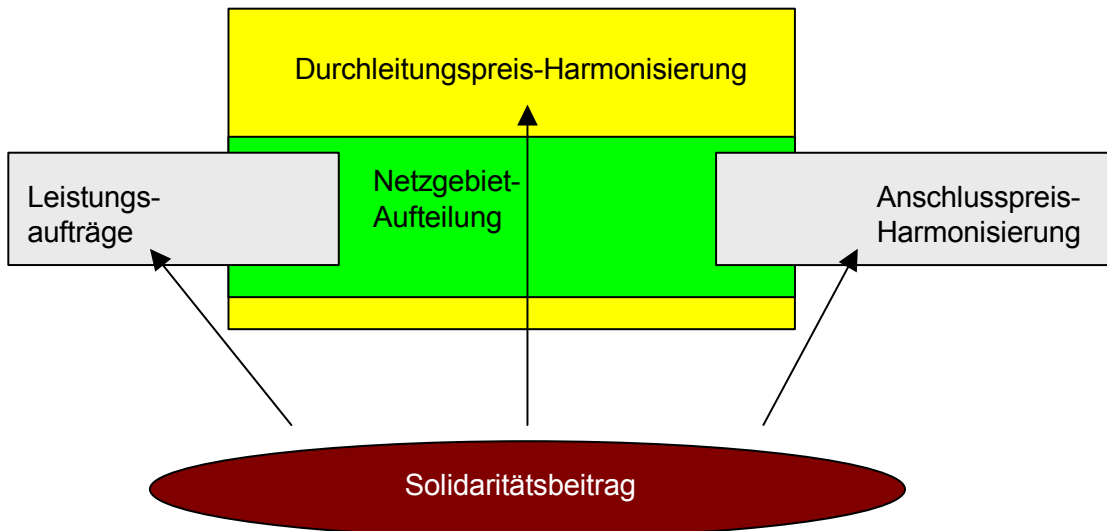
Ebenfalls nicht untersucht werden die Auswirkungen des EMG in der Schweiz, sondern ausschliesslich die Folgen unterschiedlicher kantonaler Umsetzungen.

² ELKABE, Raster Aussprachepapier, Stand 6.11., ohne Meinung Leitungsteam.

³ Fahrländer, Seewer und Danzeisen (2001), Umsetzung des Elektrizitätsmarktgesetzes im Kanton Bern.

1.2 Gliederung des Themas

Grafik 1-1: Illustration zur Gliederung des Themas



Das Thema ist komplex und die einzelnen Teilentscheidungen zur Umsetzung einzelner EMG-Artikel sind voneinander nicht unabhängig, wie die Grafik illustriert:

- Im Zentrum steht die **Netzgebietaufteilung**. Sie impliziert kraft EMG immer auch ein bestimmtes Ausmass der **Harmonisierung** der Durchleitungspreise.
- Über die Gebietsaufteilung hinaus können weitere **Preisharmonisierungs-Massnahmen** getroffen werden.
- Von der Netzgebieteinteilung beeinflusst werden auch die **Anschlusspreise** (Preissolidarität innerhalb des gleichen Netzgebietes als eine Variante) und auch die **Leistungsaufträge** (da diese an die Netzbetreiber erteilt werden).
- Kosten für Massnahmen, welche nicht schon durch die Gebietsaufteilung „automatisch“ verteilt werden, können über einen **Solidaritätsbeitrag** finanziert werden.

Als erstes betrachten wir die Netzgebietaufteilung, dann die *zusätzlich* noch denkbaren Preisharmonisierungsmassnahmen, die Leistungsaufträge und schliesslich die Anschlusspreisharmonisierung. Zuletzt behandeln wir den Solidaritätsbeitrag (Kapitel 4), der für viele Varianten eine denkbare Finanzierungsart ist.

1.3 Vorgehen

Im Rahmen der Grobklärung war es eigentlich die Absicht, nur qualitative Überlegungen und wenige quantitative Plausibilitätsüberlegungen vorzunehmen. Es hat sich aber gezeigt, dass bei zwei entscheidenden Fragen, nämlich den Durchleitungs- sowie den Anschlusskosten, mit vertretbarem Aufwand umfangreiche quantitative Grundlagen in Form von Simulati-

onsrechnungen erarbeitet werden können. Auf diese Chance wollten wir nicht verzichten. Der enorme Zeitdruck hat aber dazu geführt, dass diese Grundlagen noch nicht voll ausgewertet und nicht durch Sensitivitätsrechnungen ergänzt werden konnten. Schon jetzt sei gesagt, dass sich eine vertiefte Analyse dieser und weiterer Daten aus unserer Sicht sehr lohnen würde.

1.4 Grundsatz bei der Beurteilungen

Die Beurteilungen wurden immer **im Vergleich zu heute** vorgenommen, da die Herleitung und Begründung eines Referenzfalls (z.B. ohne EMG) als hypothetisch und auch schwierig kommunizierbar eingestuft wurde.

2 Netzgebiete und Durchleitungspreise

2.1 Einleitung

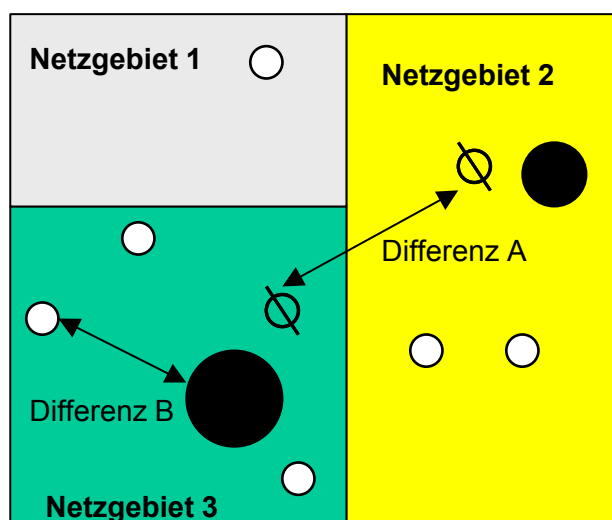
Einer der Kernpunkte für die Umsetzung des Elektrizitätsmarktgesetzes (EMG) betrifft die Frage der Durchleitungspreise (insbesondere Art. 6 Abs. 5 EMG), die in sehr engem Zusammenhang mit der Anbieterstruktur bei den Netzgebieten steht (Art. 11 Abs. 1 EMG). Art. 11 Abs. 1 befasst sich mit der Zuteilung der Netzgebiete, die in der Verantwortung der Kantone liegt. In diesem Kapitel werden wir uns zunächst mit Art. 11 Abs. 1 genauer befassen (Abschnitt 2.2), bevor wir die ökonomischen Auswirkungen von Art. 6 Abs. 5 analysieren (Abschnitt 2.3). Schliesslich betrachten wir die Auswirkungen von Leistungsaufträgen, wie sie Art. 11 Abs. 1 vorsieht. Die Rechtsgrundlagen sind im Anhang C: Einschlägige rechtliche Bestimmungen, S. 79 ff, enthalten.

Um ein häufiges Missverständnis zu klären, illustriert Grafik 2-1, von welchen Preisdifferenzen die Rede ist.

- Die Differenz A ist die Differenz **zwischen** den Netzgebieten (zwischen dem Durchschnittswert des Gebietes 2 und dem Durchschnittswert des Gebietes 3); diese wird durch Zusammenlegen von Netzgebieten beseitigt.
- Die Kostendifferenz B besteht **innerhalb** eines Netzgebietes zwischen Zentrum und Peripherie, wird aber bereits heute durch die (freiwillige) Preissolidarität innerhalb eines Netzgebietes ausgeglichen.

Eine Preisharmonisierung und eine Zusammenlegung von Netzgebieten betrifft somit immer nur die Differenz A.

Grafik 2-1: Illustration zur Klärung der Preisdifferenzen
(Kreise symbolisieren Ortschaften innerhalb eines Netzgebietes; \odot = Durchschnitt je Netzgebiet)



2.2 Zuteilung der Netzgebiete

Gemäss Art. 11 Abs. 1 EMG sind die Kantone aufgefordert, die Zuteilung der Netzgebiete an die auf ihrem Gebiet tätigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu regeln. Für den Kanton Bern stellt sich auch hier die Frage, in welchem Ausmass er in die bestehende Struktur eingreifen soll. Zur Debatte stehen

- die Einrichtung einer kantonalen Netzgesellschaft (Variante 1),
- die Möglichkeit einer Neuzuteilung der Kantonsfläche in ein paar wenige Netzgebiete (Variante 2)
- sowie eine Zuweisung im Sinn des Status Quo (Variante 3).

Gemäss dem heute geltenden Energiegesetz (EnG) des Kantons Bern sind die Gemeinden mit der Stromversorgung im Siedlungsgebiet beauftragt, wenn sich kein geeigneter Träger findet (Art. 8 Abs. 2 EnG). Nach der heutigen Rechtslage ist die Existenz verwaister Gebiete nicht möglich, da immer die Gemeinde zuständig ist. Zudem wird in allen drei vom Auftraggeber vorgegebenen Varianten eine flächendeckende Zuweisung von Netzgebieten erzielt. Aus diesem Grund behandeln wir das Thema „verwaiste Gebiete“ nicht weiter.

2.2.1 Variante 1: „Einrichtung einer kantonalen Netzgesellschaft“

Vorbemerkung zur Form der kantonalen Netzgesellschaft: Die Einrichtung einer kantonalen Netzgesellschaft ist als eine Aktiengesellschaft denkbar. Die heutigen Netzbesitzer wären Aktionäre der AG und würden ihr Netz als Sacheinlage einbringen (analog zur schweizerischen Netzgesellschaft). Eine Variante, in der die heutigen Gesellschaften bloss einer *Netzbetriebsgesellschaft* ihr Netz zur Nutzung zur Verfügung stellen (quasi verpachten), erachten wir als kaum vollziehbar, da die Abgrenzung zwischen den Aufgaben des Nutzers (Unterhalt) und des Besitzers (Sanierung, Ausbau) sehr schwierig zu ziehen wäre.

Vorbemerkung zu den Bewertungsproblemen: Sofern die kantonale Netzgesellschaft freiwillig gegründet wird (z.B. Vereinbarung unter den Eigentümern, mehrheitlich öffentliche Hand!), dürfte diese Umwandlung möglich sein. Allerdings sind Probleme an den Kantonsgrenzen zu lösen (dies gehört aber nicht zum vorliegenden Auftrag!). Weiter sind die Bewertungsprobleme für die Netze nicht zu vernachlässigen. Es bestehen allerdings Erfahrungen aus jenen Fällen, in denen z.B. die BKW ein Gemeindennetz übernommen hat. Im Falle einer nicht-freiwilligen Errichtung einer kantonalen Netzgesellschaft könnten sich beträchtliche Streitigkeiten um die Bewertung der Netze ergeben.

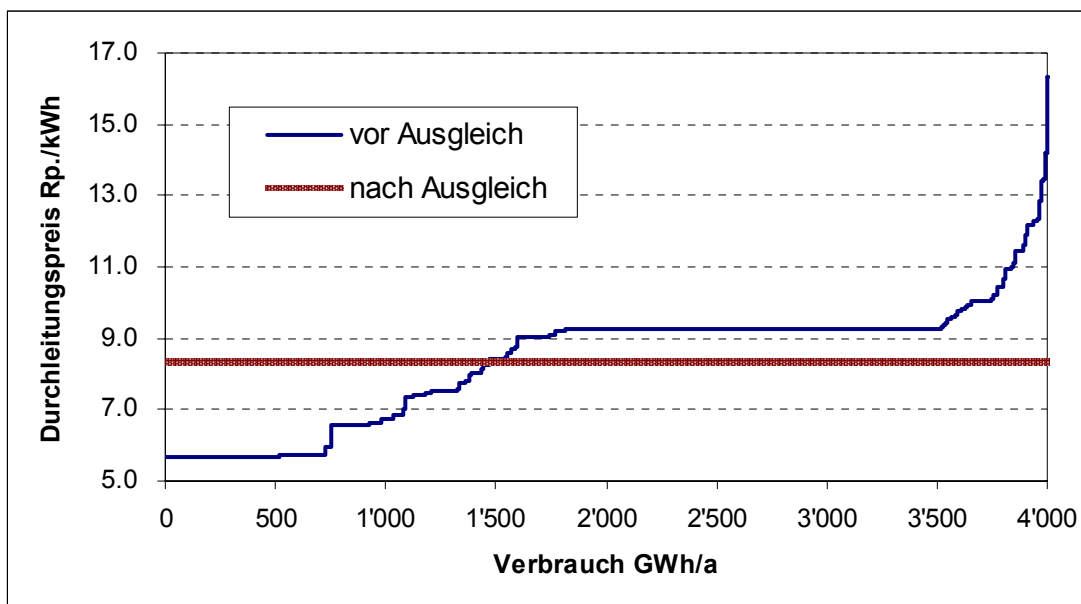
- **Effizienz der Stromwirtschaft:** Zwei Effekte sind zu unterscheiden:
 - Die Errichtung einer kantonalen Netzgesellschaft wird insofern zu einem Effizienzgewinn führen, als gewisse Aufgaben zentralisiert würden und der administrative Aufwand verringert würde. Wild (2000) geht zudem davon aus, dass die Durchschnittskosten bei einem Zusammenschluss von Netzgesellschaften fallen und damit die Skaleneffizienz verringert würden. Wild sieht eine mögliche Reduktion der Durchschnittskosten von 9 auf 6 Rp./kWh.

- Da gleichzeitig mit der Errichtung einer kantonalen Netzgesellschaft die Möglichkeit einer regionalen Preisdifferenzierung wegfällt, entstehen Durchleitungspreise, die nicht verursachergerecht sind (in den Zentren tendenziell zu hoch, in der Peripherie zu tief). Damit wird ein falscher Anreiz gesetzt und tendenziell in den Randregionen zu viel Strom verbraucht und zuviel ins Netz investiert. Dieser Effekt dürfte allerdings nicht allzu gross sein. Hingegen sind die Belastungen für die Zentren aus der erzwungenen Harmonisierung teilweise sehr gross (sie sind schon heute im Rahmen von heterogenen Netzen wie etwa jenem der BKW sehr gross und erreichen mehrere Rappen pro kWh). Dies ist wirtschaftspolitisch problematisch.

Eine Quantifizierung der beiden gegenläufigen Effekte ist kaum möglich. Im Sinne einer Illustration kann folgende Überlegung angestellt werden: Bei Netzkosten von ca. 8.5 Rappen pro kWh ergeben sich Netzkosten von total rund 300 bis 350 Mio. CHF pro Jahr im Kanton Bern. Eine Effizienzsteigerung von 5%, die gemäss Wild von der Grössenordnung her vorstellbar wäre, würde somit Effizienzgewinne von ca. 17 Mio. CHF bringen. Wie gross die Effizienzsteigerung tatsächlich wäre, lässt sich schwerlich sagen. Insbesondere ist zu beachten, dass im BKW-Gebiet durch die Variante 1 kaum eine Verbesserung eintritt. Nimmt man eine Effizienzsteigerung von 20% bei den teuersten 20% der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (hier sind die Effizienzsteigerungspotenziale am grössten) an, ergäben sich rund 4% Effizienzgewinn. Es ist somit denkbar – aber natürlich ohne vertiefte Abklärungen noch immer spekulativ –, dass Effizienzgewinne von rund 10 bis 15 Mio. CHF pro Jahr anfallen.

- **Verteilungseffekte (primär regional):** Eine kantonale Netzgesellschaft hätte kantonsweit gleiche Durchleitungspreise zur Folge für die gleiche Netzspannung. Damit würde die regionale Disparität in Bezug auf Durchleitungspreise wegfallen. Der Verteilungseffekt einer kantonalen Netzgesellschaft zeigt sich in Grafik 2-2. Die Durchleitungskosten wurden in einer aufwändigen Arbeit für jedes EW des Kantons Bern auf der Basis von Gemeindedaten grob geschätzt (vgl. Details gemäss Anhang A; für alle folgenden Angaben gilt es zu berücksichtigen, dass diese Simulationen eine Grobschätzung darstellen!). Jede Treppe der Kurve „vor Ausgleich“ zeigt horizontal die Stromabgabe eines EW, und zudem lassen sich auf der y-Achse die Durchleitungskosten ablesen. Eine kantonale Netzgesellschaft würde zu einer vollständigen Harmonisierung bei rund 8.5 Rp./kWh führen.

Grafik 2-2: Gewinner und Verlierer bei Ausgleich über eine kantonale Netzgesellschaft im Vergleich zur heutigen EW-Struktur (Grobschätzung auf Grund Simulation)



Das Umverteilungsvolumen ist sehr gross: Die Verlierer müssten ca. 28.3 Mio. CHF zahlen, die Gewinner würden ebenso viel erhalten. Der Zuschlag, den die günstigen EW resp. ihre Kundschaft zahlen müsste, erreicht bis zu 2.7 Rp./kWh, die Vergünstigung für die Gewinner sogar 8 Rp./kWh. Eine detailliertere Analyse findet sich in Anhang A.

Der Effekt auf Industrie und Gewerbe ist ähnlich: Von einer kantonale Netzgesellschaft werden diejenigen Unternehmen profitieren, deren EW tiefere Durchleitungskosten aufweisen als vorher. Industrie und Gewerbe in Zentren werden dagegen durch einen Einheitspreis mit höheren Durchleitungspreisen konfrontiert werden. Insgesamt wird jedoch durch die Erhöhung der Effizienz in der Stromwirtschaft die Wettbewerbssituation der Unternehmungen verbessert.

- **Finanzen von Kanton und Gemeinden:** Falls die kantonale Netzgesellschaft unter die Oberaufsicht des Kantons gestellt wird, würde der administrative Aufwand in unbedeutendem Ausmass zunehmen, dafür würden die Kantonsaufgaben gemäss EMG für übrigen Gesellschaften wegfallen.

Bedeutender könnte ein anderer Effekt sein: Die heutigen Netzeigentümer (bei der BKW mehrheitlich der Kanton Bern, bei den übrigen EW teilweise die Gemeinden) könnten den Teil des Kapitals, der das Netz (und nicht die Produktion) betrifft, marktgerecht verzinsen, was heute in vielen Fällen, insbesondere beim Kanton, nicht der Fall ist.⁴

⁴ Gemäss dem BKW-Geschäftsbericht 2000 beträgt die Dividendenausschüttung der BKW-Gruppe im Jahr 2000 13.2 Mio. CHF bei einem Eigenkapital von 728 Mio. CHF, was rund 1.7% entspricht. Bei einem durchschnittlichen Aktienkurs von rund 2500 CHF und einem Volumen von 264'000 Aktien ergibt dies einen inneren Wert von rund 660 Mio. CHF, was in etwa dem ausgewiesenen Eigenkapital entspricht.

Es ist allerdings nicht klar, wie sich die Verzinsung des Kapitals im heutigen Zustand entwickelt. Denkbar ist, dass im Zuge von Unbundling und klaren Kostenrechnungen für das Netz auch die Kapitalverzinsung (Dividende) angepasst wird. Es ist auch zu beachten, dass die heute z.T. beträchtlichen „Konzessionsabgaben“ und Gewinnablieferungen an die Gemeinden⁵ unter Druck geraten werden. Eine höhere Verzinsung des Eigenkapitals der Netze kann dazu führen, dass die EVUs die übrigen Abgaben und Gewinnablieferungen nach unten handeln. Bisher standen tiefe Verzinsungen häufig relativ hohen Leistungen in Form von Gratisenergie, Konzessionsabgaben etc. gegenüber. Es ist daher insbesondere für die Gemeinden gar nicht sicher, ob eine Neuordnung nicht auch diese Ablieferungen vermehrt unter Druck bringen würde (rechtlich sind Abgaben der Gemeinden allerdings weiterhin problemlos möglich. Sie müssen bei den Durchleitungspreisen gemeindeweise separat ausgewiesen werden. Jede Gemeinde hat somit die Möglichkeit, mit dem Netzbetreiber eine Abgabe zu vereinbaren. Sie kann sich somit zwischen höheren Durchleitungspreisen und höheren Steuern entscheiden).

Anders gesagt: Eine bessere Verzinsung des Eigenkapitals der Netze kann grundsätzlich in jeder Variante gefordert und realisiert werden; die politische Durchsetzbarkeit ist allenfalls etwas grösser, wenn ein „konsequentes Unbundling“ in Form einer von der Energielieferung getrennten Netzgesellschaft erfolgt.

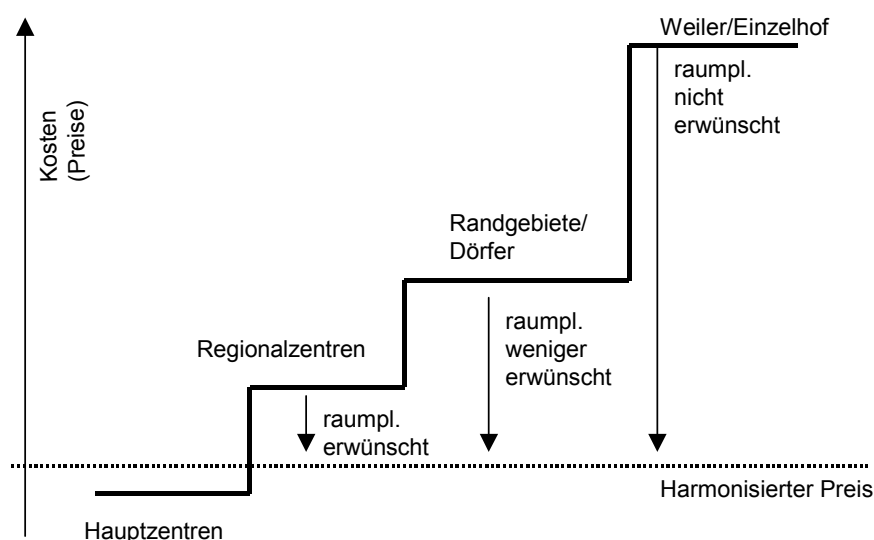
- **Versorgungssicherheit:** Rechtlich gesehen ist die Versorgungssicherheit in Siedlungsgebieten voll umfänglich gewährleistet nach den Art. 11 Abs. 1 und 2 EMG. Praktisch bedeutet dies tendenziell eine Verbesserung gegenüber heute, weil eine grössere Netzgesellschaft mehr Möglichkeiten hat, auch in aussergewöhnlichen Lagen die Versorgung aufrecht zu erhalten. Allerdings waren bislang auch bei kleineren Netzen keine Probleme zu verzeichnen.
- **Umwelt:** Durch die relativen regionalen Preisveränderungen ist an sich eine Veränderung des Nachfrageverhaltens nach Elektrizität möglich, doch im Aggregat ist kein wesentlicher Umwelteffekt zu erwarten.
- **Raumordnung:** Eine kantonale Netzgesellschaft führt zu einheitlichen Durchleitungspreisen und unterstützt somit die Idee der Zentralitätsstruktur nicht, wonach kantonale und regionale Zentren gefördert werden sollen.⁶ Einheitliche Durchleitungspreise, die nicht kostengerecht sind, fördern in der Tendenz den Ausbau in ländlichen Gebieten. Allerdings müssten gemäss raumplanerischen Vorstellungen - salopp gesagt - primär die Kostendifferenzen zwischen (Gross- und Klein-) Zentren und den Streusiedlungen stärker in den Preisen zum Ausdruck kommen. Kostenwahrheit ist also vor allem für jene Gebiete gefragt, die nicht dem Ideal der dezentralen Konzentration entsprechen. Die Preisharmonisierung greift nun gerade nicht bei diesen Kostendifferenzen innerhalb von Regionen (und innerhalb von Gemeinden), sondern bei den Differenzen zwischen den Regionen.

⁵ Ecoplan 1998, Seite 38: Gewinnablieferung im Bereich von 0 bis 3.1 Steuerzehntel, der Durchschnitt von Gewinn, Naturalleistungen, Ablieferung und Einlage in die Spezialfinanzierung betrug 1995 rund 0.9 Steuerzehntel.

⁶ Siehe auch Richtplan (2001), Ecoplan (2001).

Grafik 2-3 zeigt die Beurteilung der Preisharmonisierung aus Sicht der Raumplanung. Während die Preisharmonisierung bei den Regionalzentren erwünschte raumplanerische Auswirkungen zeigt, ist vor allem die Preisharmonisierung in der Peripherie nicht erwünscht. Eine kantonale Netzgesellschaft wird jedoch gerade diese Preise massiv reduzieren. Insgesamt überwiegen eher die Effekte, welche eine Zersiedelung begünstigen, daher ist unsere Gesamtbeurteilung negativ.

Grafik 2-3: Beurteilung der Preisharmonisierung aus Sicht der Raumplanung (schematisch)



- **Arbeitsplätze:** Eine kantonale Netzgesellschaft führt tendenziell zu einem Abbau von Arbeitsplätzen im Elektrizitätsmarkt gegenüber der heutigen kleinräumigen Struktur von Netzgesellschaften. Es ist jedoch anzunehmen, dass der Abbau im Elektrizitätsmarkt durch die erhöhte Effizienz im Strommarkt (und die dadurch tendenziell fallenden Preise) überkompensiert wird und der Arbeitsplatzeffekt gesamtwirtschaftlich tendenziell positiv ist.

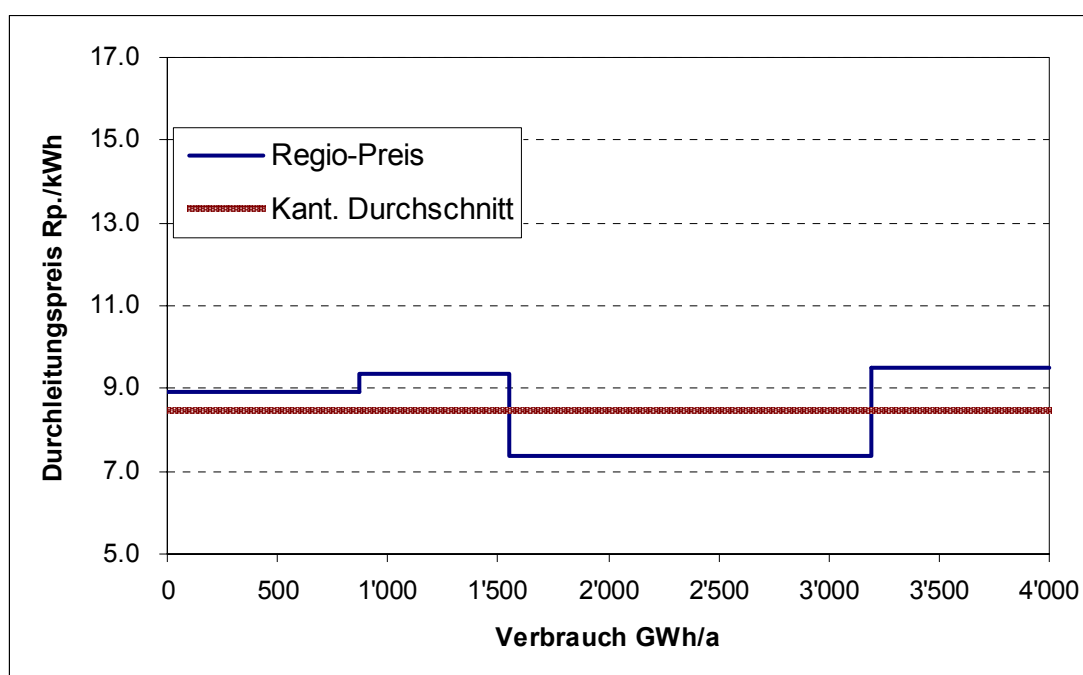
2.2.2 Variante 2: „Neuzuteilung im Sinne eines Ausgleichs“

Eine ausgleichsorientierte Neuzuteilung der Netzgebiete unter Berücksichtigung einer gewissen Preisdifferenzierung könnte bedeuten, das Kantonsgebiet z.B. in 4 Netzgesellschaften (Seeland, Emmental-Oberaargau, Mittelland, Oberland) zu unterteilen (wir haben eine provisorische Aufteilung ohne Rücksicht auf heutige Netzgesellschaften vorgenommen). Dies würde bedeuten, dass auch das BKW-Netz aufgeteilt werden müsste, da mit dem Restgebiet ansonsten kaum sinnvolle Netzgebiete gebildet werden können.

- **Effizienz der Stromwirtschaft:** Ähnlich wie bei Variante 1 würde die Beschränkung auf einige wenige Netzgesellschaften zu einer erhöhten administrativen Effizienz führen. Analog zu Variante 1 treffen auch hier die Argumente von Wild – in geringerer Masse – zu, sofern die Gebiete gross genug wären.

- Verteilungseffekte (primär regional):** Dadurch dass das gesamte Kantonsgebiet in vier Netzgesellschaften eingeteilt sind, wird die Preisdifferenzierung begrenzt. Grafik 2-4 zeigt – der Reihenfolge Seeland, Emmental-Oberaargau, Mittelland und Oberland nach – die regionalen Durchleitungspreise für die vier Netzgesellschaften. Dabei zeigt sich – nicht überraschend –, dass das Mittelland den tiefsten Einheitspreis aufweist, während das Oberland den höchsten Einheitspreis aufweist. Verglichen mit dem kantonalen Durchschnitt (kantonale Netzgesellschaft) hat einzig das Mittelland in dieser Regionallösung mit einem tieferen Preis zu rechnen, während die anderen drei regionalen Netzgebiete (Seeland, Emmental-Oberaargau, Oberland) über dem Durchschnitt liegen und somit in Variante 1 billiger abschneiden würden. Innerhalb der Regionen erfolgen massive Umverteilungen, welche insgesamt sogar die Umverteilung einer kantonalen Netzgesellschaft übersteigen (siehe Tabelle 2-2 und Kapitel 6).⁷

Grafik 2-4: Grob geschätzte Durchleitungskosten von vier neu gebildeten regionalen Netzgesellschaften (von links Seeland, Emmental/Oberaargau, Mittelland, Oberland)



- Finanzen von Kanton und Gemeinden:** Auch hier könnte die Neugründung resp. Fusion von Netzgesellschaften evtl. eine bessere Verzinsung des Eigenkapitals und damit in vielen Fällen Mehreinnahmen für die öffentliche Hand bringen. Allerdings gelten auch hier die in Variante 1 gemachten Vorbehalte.

⁷ Dies ist der Fall, da die Differenzen durch eine kleinere Masse ausgeglichen werden müssen.

- **Versorgungssicherheit:** rechtlich voll umfänglich gewährleistet nach Art. 11 Abs. 1 und 2 und in der Praxis kaum weniger gut als in Variante 1.
- **Umwelt:** siehe Variante 1: kein relevanter Effekt.
- **Raumordnung:** Eine Neuzuteilung mit 4 Netzgesellschaften hat grundsätzlich das selbe Problem wie eine kantonale Netzgesellschaft: einerseits werden die – raumplanerisch erwünschten – regionalen Zentren begünstigt, andererseits profitieren auch bei dieser Variante die peripheren Gebiete massiv, was unter dem Gesichtspunkt der Raumplanung unerwünscht ist.
- **Arbeitsplätze:** Eine Konzentration auf wenige Netzgesellschaften reduziert die Zahl der Arbeitsplätze im Elektrizitätsmarkt gegenüber der heutigen kleinräumigen Struktur von Netzgesellschaften. Insgesamt gilt jedoch das Argument der Variante 1, wonach die erhöhte Effizienz die Wettbewerbssituation der Unternehmen verbessert, allerdings in einem geringeren Ausmass als Variante 1.

2.2.3 Variante 3: „Zuweisung im Sinn des Status Quo“

Die dritte Variante sieht eine Zuweisung im Sinn des Status Quo vor. Dies bedeutet, dass der Kanton nicht in die Struktur der Elektrizitätsversorgungsunternehmen eingreift. Längerfristig ist jedoch anzunehmen, dass Zusammenlegungen erfolgen, die zu grösseren Netzwerken führen.

- **Effizienz der Stromwirtschaft:** Eine Zuweisung im Sinn des Status Quo reduziert resp. verhindert die Effizienzgewinne nach Wild. Auf der anderen Seite, führt sie jedoch wie heute zu einer ausgeprägteren Preisdifferenzierung bei der Durchleitung (Ausnahme: BKW), was eine kostengerechtere und damit effizientere Preissetzung im Vergleich zu grossen Netzgebieten ermöglicht. Längerfristig wird – durch die Zusammenlegungen von Netzgebieten – die Effizienz der Stromwirtschaft erhöht. Es sollte vermieden werden, dass Netzgebiete nur deshalb nicht zusammengelegt werden, weil dies über den Einheitspreis für einen Teil des Gebietes zu einer Preiserhöhung führt. Hierzu sind allenfalls flankierende Massnahmen (längere Übergangsfristen ohne Einheitspreis) denkbar.
- **Verteilungseffekte (primär regional):** Relativ zu den anderen beiden Varianten führt diese Variante zu grösserer regionaler Disparität zwischen den Regionen, nicht aber innerhalb einer Region (gemäss Art. 6 Abs. 5, siehe auch Abschnitt 2.3). Gegenüber dem heutigen Zustand ändern sich die Verteilungseffekte nicht.⁸
- **Finanzen von Kanton und Gemeinden:** keine Auswirkungen

⁸ Falls kein Verbot der Aufteilung bestehender Netzgebiete erlassen wird, ist es denkbar, dass sich grössere Netze (in Frage kommt vor allem die BKW) in verschiedene Teilgebiete aufteilen, um unterschiedliche Durchleitungspreise zu verlangen. Kostenmässig scheint und dies grundsätzlich gerechtfertigt und möglich. Ein „Aufteilungsverbot“ hat die selben Ausgleichseffekte wie sie in diesem Kapitel beschrieben werden und ist primär eine verteilungspolitische Frage, so dass wir nicht weiter darauf eingehen. Es ist zu erwarten, dass Netze nicht physisch, sondern nur für die Preissetzung aufgeteilt werden. Daher ist die Effizienz kaum negativ betroffen.

- **Versorgungssicherheit:** Die Versorgungssicherheit ist vollumfänglich gewährleistet nach Art. 11 Abs. 1 und 2; zudem ist eine ähnliche Regelung wie in Artikel 8 EnG weiterhin denkbar. Bei der praktischen Umsetzung ist jedoch zu vermuten, dass die kleinräumige Struktur eine etwas geringere Versorgungssicherheit garantiert. Die möglichen Zusammenlegungen werden jedoch längerfristig die praktische Versorgungssicherheit erhöhen.
- **Umwelt:** Mit der Beibehaltung der heutigen Struktur sind keine Umwelteffekte zu erwarten.
- **Raumordnung:** Mit der Beibehaltung der heutigen Struktur gibt es kurzfristig keine nennenswerten Auswirkungen. Längerfristig führen die Zusammenlegungen zu Preisangleichungen, die raumplanerisch nicht erwünscht sind.
- **Arbeitsplätze:** keine bedeutenden Auswirkungen im Vergleich zu heute. Die Tendenz zur Zusammenlegung der Netze wird tendenziell auch in dieser Variante Arbeitsplätze in der Stromwirtschaft kosten, umgekehrt kommt die Effizienzsteigerung in Form tieferer Stromkosten der Gesamtwirtschaft zu Gute.

2.2.4 Die drei Varianten im Überblick

Die drei Varianten werden nach den dargestellten Kriterien bewertet. Bedeutung der Symbole:

- ++ bedeutet eine markante Verbesserung relativ zur heutigen Situation beim entsprechenden Kriterium,
- + eine Verbesserung,
- 0 eine unveränderte Situation,
- eine Verschlechterung
- eine markante Verschlechterung.

Mit Klammern (+) zeigen wir sehr geringe Effekte.

Bei den **Verteilungseffekten** stellen wir den verstärkten regionalen Ausgleich mit einem speziellen Symbol dar, Δ . (Den Gewinnern eines verstärkten regionalen Ausgleichs stehen immer Verlierer gegenüber; daher sprechen wir nicht von Verbesserung.).

Tabelle 2-1: Auswertung der drei Varianten

	Variante 1 kant. Netzge- sellschaft	Variante 2 wenige regio- nale Gesell- schaften	Variante 3 Status quo
Effizienz der Stromwirtschaft	++	+	(+)
Verteilungseffekte (Δ heisst: regionale Ausgleichs- wirkung)	$\Delta\Delta$	Δ	0
Finanzen von Kanton und Gemeinden	+	+	0
Versorgungssicherheit	+	+	(+)
Umwelt	0	0	0
Raumordnung	-	-	0/-
Arbeitsplätze	+/-	+	0

Tabelle 2-2: Modellberechnungen (Grobanalyse)

	Umvertei- lung (in Mio. CHF)	Umverteilung (in % der Gesamtaus- gaben)	gewichteter Durch- schnittspreis (in Rp./kWh)	Maxima- ler Bei- trag (in Rp./kWh)	Maximale Rückerstat- tung (in Rp./kWh)
Kantonale Netzgesellschaft					
im Vergleich zu:					
- heutiger Zustand	28.3	8.5	8.36	2.67	7.99
- den einzelnen Gemeinden	36.7	11.3	8.23	2.99	17.42
4 Netzgebiete					
- Seeland	8.4	11.3	8.59	2.87	15.35
- Emmental / Oberaargau	4.2	6.6	9.25	2.70	14.88
- Mittelland	11.3	9.6	7.15	1.91	18.49
- Oberland	8.3	11.2	9.18	2.60	12.89
Total aller 4 Gebiete	32.2	9.8	8.46	2.87	18.49

Tabelle 2-2 zeigt, dass – von der heutigen Situation ausgehend – die kantonale Netzgesellschaft mit einer Umverteilung von 28.3 Mio. CHF zu erreichen ist. (Basierend auf gemeinde-spezifischen Durchleitungskosten beträgt das Umverteilungsvolumen rund 8.4 Mio. CHF mehr; die heutige Netzstruktur leistet also in den z.T. sehr heterogenen Gebieten per Saldo bereits eine Teilharmonisierung; mit dem Modell könnte auch die Umverteilung innerhalb der heutigen Netze geschätzt werden). Bei der Variante mit vier Netzgebieten zeigt sich, dass im Mittelland am meisten umverteilt wird, obwohl der Durchschnittspreis im Mittelland am tiefsten ist. Das ist mit dem grossen Elektrizitätsvolumen im Mittelland zu erklären.

Besonders bedeutend sind die sehr hohen Abgaben, welche die jeweils günstigsten, „zur Quersubventionierung gezwungenen“ Gebiete zu zahlen haben. Es kann mit Sicherheit gesagt werden, dass solche Umverteilungen in den Zentren auf massiven Widerstand stossen werden.

Fazit:

In der Gesamtbeurteilung schneidet optisch die Variante 1 gut ab, mit Ausnahme der abnehmenden Arbeitsplätze in der Strombranche und der Raumordnung. Die Verteilungseffekte begünstigen die dünner besiedelten Gebiete zu Lasten der dichter besiedelten Gebiete massiv. Nach unserer Berechnung beträgt das Umverteilungsvolumen rund 28 Mio. CHF. Unter dem Aspekt der Raumordnungspolitik ist die beträchtliche Unterstützung, welche die peripheren Gebiete (Weiler, Einzelhöfe) erhalten, nicht wünschenswert. Besonders zu berücksichtigen sind die massiven Mehrbelastungen für die Zentren, welche auch wirtschaftspolitisch kritisch und politisch höchst umstritten sein dürften. Zudem sind die Realisierungsschwierigkeiten (inkl. Frage der Kantonsgrenze) zu beachten.

Die Variante 2 schneidet ähnlich gut ab, vermag jedoch die Effizienz der Stromwirtschaft nicht im selben Ausmass zu erhöhen.

Die Beibehaltung des Status Quo (Variante 3) wird über die Zusammenlegung von Netzen ebenfalls Effizienzsteigerungen bringen, diese sind jedoch voraussichtlich geringer.

In der Gesamtbeurteilung müssten Umverteilungseffekt (je nach Sichtweise positiv oder negativ), die Effizienzgewinne und die Realisierungsschwierigkeiten gegeneinander abgewogen werden. Die Variante 2 scheint uns dabei eher eine Kumulation der Nachteile als ein gelungener Kompromiss zu sein.

2.3 Angleichung unterschiedlicher Durchleitungspreise

Mit der Einführung des Elektrizitätsmarktgesetzes (EMG) wird auf dem schweizerischen Strommarkt für eine transparente Berechnung der Durchleitungspreise gesorgt. Das EMG stellt zudem Grundsätze für eine Begrenzung der regionalen Disparität bei den Durchleitungspreisen auf. Art. 6 Abs. 5 EMG besagt, dass die Kantone die geeigneten Massnahmen zur Angleichung unverhältnismässiger Unterschiede treffen. Im Weiteren sieht das EMG vor, dass der Bund überregionale Netzgesellschaften oder subsidiär andere geeignete Massnah-

men anordnen kann, wenn die kantonalen Massnahmen zur Angleichung nicht genügen. Gemäss einer Arbeitsgruppe Kantone/Bund wurde der Art. 6 Abs. 5 im Hinblick auf die Erhaltung einer gewissen schweizerischen Kohäsion geschaffen.⁹ Damit sind die Kantone aufgefordert, soviel als möglich zur Angleichung der gesamtschweizerischen Disparitäten beizutragen.

Zur Debatte stehen

- die Harmonisierung durch die Wahl der Netzgebiete (Variante 1, entspricht der Diskussion im Abschnitt 2.2),
- der Ausgleich über die Netzgebiete hinweg, mit einem Solidaritätsbeitrag (Variante 2)
- sowie der Verzicht auf kantonale Anordnungen (Variante 3).

2.3.1 Variante 1: „Harmonisierung durch die Wahl der Netzgebiete“

Dieser Variante ist der gesamte Abschnitt 2.2 gewidmet. Daher verweisen wir auf den vorherigen Abschnitt. Für den Vergleich in Abschnitt 2.3.4 nehmen wir als Variante 1 die Einrichtung einer kantonalen Netzgesellschaft (siehe Abschnitt 2.2.1).

2.3.2 Variante 2: „Ausgleich über die Netzgebiete hinweg, mit einem Solidaritätsbeitrag“

Die zweite Variante beschränkt sich auf kantonale Anordnungen in Bezug auf Durchleitungspreise. Denkbar sind hier die Festlegung eines Höchstpreises oder einer maximalen Bandbreite zwischen den Netzgebieten. Die Finanzierung erfolgt sinnvollerweise über einen kantonalen Ausgleichfonds. Dabei kann eine maximale Abweichung vom durchschnittlichen Durchleitungspreis als Obergrenze festgelegt werden (siehe Tabelle 2-3, für eine maximale Abweichung von 50%, 40%, 30% bzw. 20%). Vollzugsfragen wären noch detailliert zu prüfen.

- **Effizienz der Stromwirtschaft:** Die Festlegung eines Höchstpreises oder einer maximalen Bandbreite ist eine Abkehr einer kostenorientierten Preissetzung und reduziert daher die Effizienz.
- **Verteilungseffekte (primär regional):** Die Verteilungseffekte einer beschränkten Preisdifferenzierung reduziert regionale Disparitäten und begünstigt die abgelegenen und zerstreuten Siedlungen. Es zeigt sich, dass ein sehr kleiner Zuschlag (Beitrag) ausreicht, um die Höchstpreise massiv zu senken und auf die vorgegebene Abweichung (z.B. +50% vom Durchschnitt) zu drücken. Der Zuschlag erhöht sich, wenn es höheres Mass an Angleichung angestrebt wird (Tabelle 2-3).
- **Finanzen von Kanton und Gemeinden:** keine Auswirkungen (sofern nicht aus Steuern finanziert, was ja keine vorgegebene Variante ist).
- **Versorgungssicherheit:** Die Versorgungssicherheit ist nicht abhängig von kantonalen Anordnungen in Bezug auf die Angleichung unterschiedlicher Durchleitungspreise.

⁹ Konferenz kantonalen Energiedirektoren, Bundesamt für Energie: „Aufgaben der Kantone gemäss Elektrizitätsmarktgesetz“ (2001).

- **Umwelt:** keine Auswirkungen
- **Raumordnung:** In der gewählten Form profitieren die Regionalzentren kaum vom Ausgleich, sondern nur die teuersten, sprich am dünnsten besiedelten Gebiete. Daher überwiegt gemäss Leitbild der dezentralen Konzentration der negative Effekt klar.
- **Arbeitsplätze:** keine Auswirkungen

Tabelle 2-3: Begrenzte Preisdifferenzierungen bei der Durchleitung (Grobschätzung)

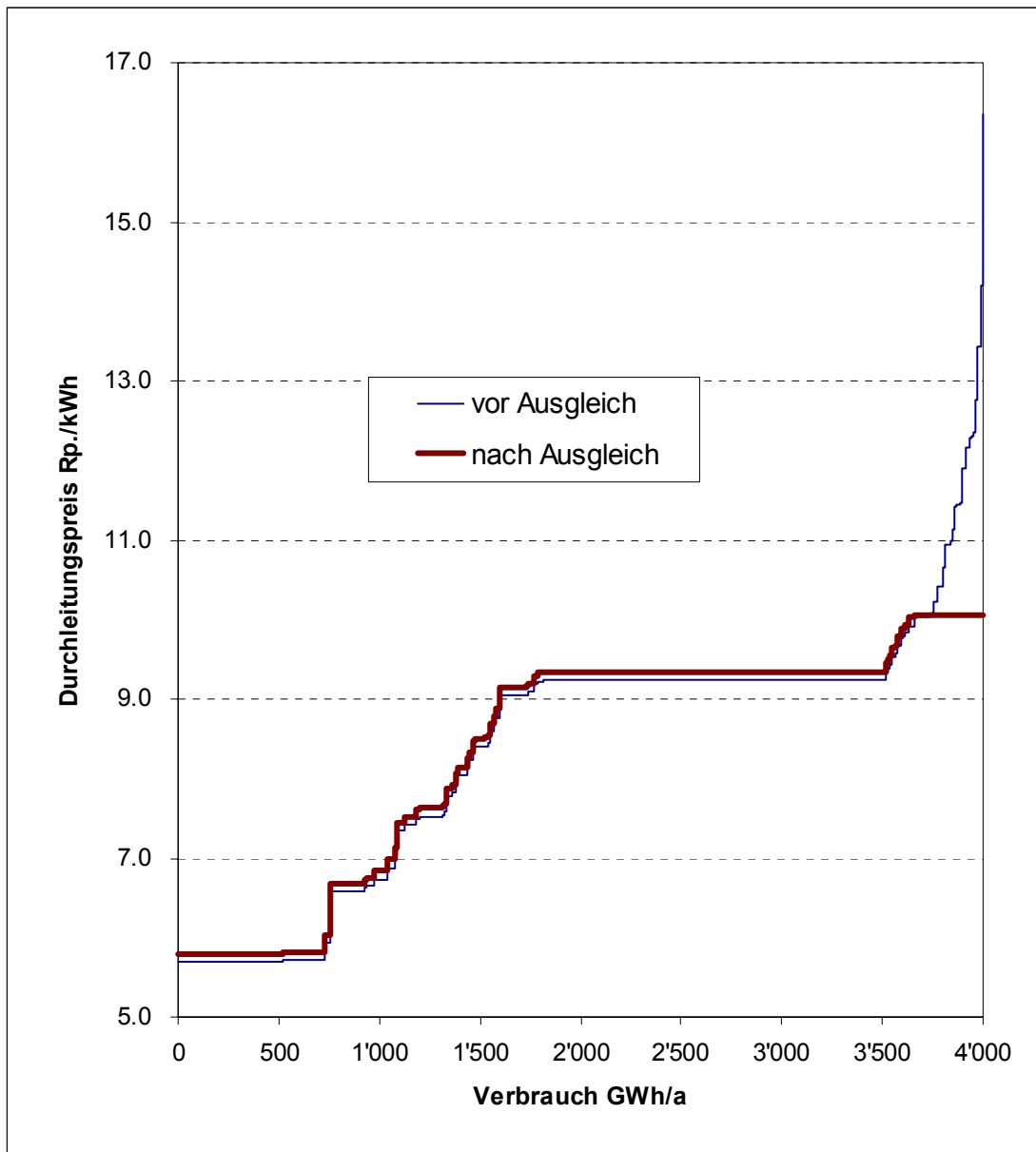
	Umverteilung (in Mio. CHF)	Umverteilung (in % der Gesamtausgaben)	Durchschnittspreis (in Rp./kWh)	Maximaler Preis (in Rp./kWh)	Maximaler Beitrag (in Rp./kWh)	Maximale Rückerstattung (in Rp./kWh)
Kantonale Netzgesellschaft auf Basis der heutigen Situation	28.3	8.5	8.36	8.36	2.67	7.99
Begrenzte Preisdifferenzierung						
Maximale Abweichung von 20% vom Durchschnitt	3.9	1.2	8.46	10.15	0.11	6.30
Maximale Abweichung von 30% vom Durchschnitt	2.1	0.6	8.41	10.94	0.06	5.47
Maximale Abweichung von 40% vom Durchschnitt	1.0	0.3	8.38	11.73	0.02	4.64
Maximale Abweichung von 50% vom Durchschnitt	0.3	0.1	8.37	12.55	0.01	3.81

Tabelle 2-3 zeigt die Effekte einer begrenzten Preisdifferenzierung relativ zur Bildung einer kantonalen Netzgesellschaft. Eine begrenzte Preisdifferenzierung geht von den durchschnittlichen Durchleitungskosten aus (im Falle einer kantonalen Netzgesellschaft ist der durchschnittliche Preis identisch mit dem maximalen Preis) und bestimmt einen bestimmten Prozentsatz für die maximale Abweichung vom Durchschnittswert. Anschliessend wird ermittelt, wie hoch der Beitrag sein muss, damit alle Netzgebiete, die höhere Durchleitungspreise aufweisen als die maximal zulässige Abweichung, entschädigt werden können. Der Solidaritätsbeitrag ist für alle Netzgebiete, die unter dem maximalen Preis liegen, identisch, d.h. im Gegensatz zu einer kantonalen Netzgesellschaft sind die billigsten Netzgebiete auch nach dem Solidaritätsbeitrag die billigsten.

Die Ergebnisse der Tabelle 2-3 sind sehr aufschlussreich: Es fällt in erster Linie auf, dass das Umverteilungsvolumen massiv sinkt. Der Grund liegt primär darin, dass nur noch ein kleines Stromvolumen verbilligt werden muss und dies durch viel mehr Bezüger mit kleinen Aufschlägen finanziert werden kann. Zu beachten ist, dass die billigsten Netzgebiete, die in der Regel auch die grössten sind, mit der Preisdifferenzierung (und einem fixen Solidaritätsbeitrag pro kWh) weniger bezahlen müssen. Bei der kantonalen Netzgesellschaft beträgt der

maximale Beitrag 2.67 Rp./kWh, bei der Preisdifferenzierung sinkt der Beitrag auf 0.11 bzw. 0.01 Rp./kWh bei einer zulässigen Abweichung in den Durchleitungspreisen von maximal 20% bzw. 50%. Grafik 2-5 zeigt den Effekt eines Ausgleichs mit Preisen von maximal 20% über dem Durchschnitt. Es ist selbstredend, dass ein derartiger Solidaritätsbeitrag von den Zentren viel eher akzeptiert würde als eine kantonale Netzgesellschaft.

Grafik 2-5: Effekt eines Ausgleichs mit Preisen von maximal 20% über dem Durchschnitt



2.3.3 Variante 3: „Keine kantonale Regelung bezüglich Durchleitungspreise“

Eine dritte mögliche Variante betrifft den Status Quo, d.h. dass der Kanton vorderhand keine Regelungen in Bezug auf Durchleitungsvergütung trifft. Auch ohne kantonale Regelungen führt das EMG zu einer Preissolidarität innerhalb eines Netzgebietes.

- **Effizienz der Stromwirtschaft:** Ein Verzicht auf eine kantonale Regelung bedeutet nach wie vor kostenorientierte Unterschiede der Durchleitungspreise zwischen den Netzgebieten. Unter dem Gesichtspunkt einer möglichst hohen Effizienz können jedoch Verkleinerungsverbote und Zusammenlegungen sinnvoll sein (siehe hierzu Fussnote 8, Seite 22). Längerfristig ist zudem zu vermuten, dass die Effizienz der Stromwirtschaft durch freiwillige Zusammenlegungen von Netzgebieten erhöht wird.
- **Verteilungseffekte (primär regional):** Die Beibehaltung des Status Quo belässt die regionalen Preisdifferenzen zwischen den Netzgebieten.
- **Finanzen von Kanton und Gemeinden:** keine Auswirkungen
- **Versorgungssicherheit:** Kurzfristig ist keine Veränderung der Versorgungssicherheit zu erwarten. Die möglichen Zusammenlegungen werden jedoch längerfristig die praktische Versorgungssicherheit erhöhen.
- **Umwelt:** keine Auswirkungen
- **Raumordnung:** Ein Verzicht auf eine kantonale Regelung bezüglich Durchleitungspreise fördert weder die regionalen Zentren noch die peripheren Gebiete und führt somit zu keinen bedeutenden Veränderungen gegenüber der heutigen Situation. Längerfristig führen freiwillige Zusammenlegungen zu Preisangleichungen, die raumplanerisch nicht erwünscht sind.
- **Arbeitsplätze:** keine Auswirkungen

2.3.4 Die drei Varianten im Überblick

Die drei Varianten werden nach den dargestellten Kriterien (siehe Kapitel 2.2.4) bewertet.

Tabelle 2-4: Auswertung der drei Varianten

	Variante 1 kantonale Netzgesell- schaft	Variante 2 Höchstpreise max. + xx% über Durch- schnitt	Variante 3 keine Rege- lung
Effizienz der Stromwirtschaft	++	-	(+)
Verteilungseffekte (Δ heisst: regionale Ausgleichswirkung)	$\Delta\Delta$	Δ	0
Finanzen von Kanton und Gemeinden	+	0	0
Versorgungssicherheit	+	0	(+)
Umwelt	0	0	0
Raumordnung	-	-	(-)
Arbeitsplätze	+	0	0

Fazit:

Tabelle 2-4 zeigt zumindest optisch Vorteile für die kantonale Netzgesellschaft (Variante 1, siehe Kapitel 2.2.1) gegenüber dem Ausgleich über die Netzgebiete hinweg mittels eines Solidaritätsbeitrages (Variante 2). Es ist allerdings an die zahlreichen dort erwähnten Bedenken zu erinnern.

Insbesondere gilt es zu bedenken, dass die Variante 2 zu einer deutlich geringeren Umverteilung zwischen den Zentren und den peripheren Gebieten führt (vergleiche Tabelle 2-3), anders gesagt mit geringen Mitteln die Höchstpreise massiv senken kann.

Variante 2 kann somit geeignet sein, verteilungspolitische Ziele (nämlich im Vergleich zu heute einen *zusätzlichen* Ausgleich zu schaffen!), mit relativ geringen negativen Effekten zu erreichen.

2.4 Erteilung von Leistungsaufträgen

Die Erteilung von Leistungsaufträgen ist in EMG Art. 11 Abs. 1 angesprochen. Die Netzgebietzuteilung kann mit einem Leistungsauftrag an die Netzbetreiberin verbunden werden. Art. 11 Abs.1 verpflichtet die Kantone jedoch nicht, Leistungsaufträge an die Netzbetreiber zu

erteilen. In den folgenden Varianten gehen wir von der Annahme aus, dass der Kanton gewisse Leistungsaufträge an die Netzbetreiber formuliert.¹⁰ Die festgelegten Varianten sind

- ein entgeltlicher Leistungsauftrag mit Mitteln aus einem kantonalen Ausgleichfonds (Variante 1)
- ein entgeltlicher Leistungsauftrag mit Mitteln aus Kantonsgeldern (Variante 2)
- sowie die Festlegung eines Leistungsauftrages ohne Abgeltung (Variante 3).

Um die Beurteilung zu vereinfachen, gehen wir davon aus, dass der Kanton einen einheitlichen Leistungsauftrag formuliert. Schwerpunktartig gehen wir dabei von einem Leistungsauftrag in den Bereichen Energieberatung, Ökostrom, Contracting-Angebote, etc. aus. Wir nehmen an, dass Leistungsinhalte wie Betrieb und Unterhalt des Netzes zum Kerngehalt des Netzbetriebs gemäss EMG und somit nicht zum Bereich eines allenfalls entgeltlichen zusätzlichen Leistungsauftrags gehören, der hier gemeint ist.

Im Folgenden vergleichen wir die Varianten mit dem Status Quo (= kein Leistungsauftrag). Die Effekte aus der Finanzierung via Solidaritätsbeitrag (Ausgleichsfonds) werden detaillierter im Abschnitt 4.2 behandelt, die Effekte sind aber in den Beurteilungen integriert.

2.4.1 Variante 1: „Entgeltlicher Leistungsauftrag mit Mitteln aus einem kantonalen Ausgleichsfonds“

Variante 1 geht von der Situation aus, dass der Kanton den Netzbetreibern einen Leistungsauftrag gibt. Dieser Leistungsauftrag wird aus einem kantonalen Ausgleichsfonds finanziert.

- **Effizienz der Stromwirtschaft:** Die Effizienz der Stromwirtschaft selbst ist kaum von der Formulierung eines Leistungsauftrages betroffen, jedoch kann über einen Leistungsauftrag die Effizienz der Strom-Anwendung erhöht werden, indem durch Information den effizienten Anwendungen vermehrt zum Durchbruch verholfen wird.
- **Verteilungseffekte (primär regional):** Da anzunehmen ist, dass der Kanton bei den Leistungsaufträgen eine einheitliche Politik verfolgen würde, hat die Formulierung eines Leistungsauftrags keine regionalen Verteilungseffekte. Hingegen entsteht in dieser Variante eine Finanzierung aus dem Solidaritätsbeitrag (zu Lasten von Haushalten, Dienstleistungen und Landwirtschaft) zu Gunsten jener, welche die Leistungen gemäss Leistungsauftrag nutzen (z.B. auch Gewerbe und Industrie, die von einer Energieberatung profitieren).
- **Finanzen von Kanton und Gemeinden:** Dem Kanton erwächst ein minimaler administrativer Aufwand bei der Führung eines kantonalen Ausgleichsfonds (siehe auch 4.2).
- **Versorgungssicherheit:** Durch die effizientere Energieanwendung wird die Versorgungssicherheit nur unbedeutend erhöht (Verbrauchsminderung).

¹⁰ Siehe auch : Saladin et al. (1989), Staats- und verwaltungsrechtliche Probleme der Erteilung von Leistungsaufträgen an nicht-private Energieversorgungsunternehmen, und Kilchenmann und Bürkler (1989), Versorgungsstruktur, Beteiligungen, Bezugsrechte und Verbundsystem der BKW.

- **Umwelt:** Mögliche Leistungsinhalte wie Förderung einer rationellen Elektrizitätsanwendung, die Förderung der Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien und andere umweltpolitisch relevante Massnahmen haben einen positiven Einfluss auf die Umwelt.
- **Raumordnung:** keine Auswirkungen
- **Arbeitsplätze:** Die ausgelösten zusätzlichen Investitionen (z.B. via Beratung) können zu zusätzlichen Arbeitsplätzen führen. Massnahmen zur Förderung der effizienten Energieanwendung werden wirtschaftlich in den meisten Fällen positiv beurteilt.¹¹

2.4.2 Variante 2: „Entgeltlicher Leistungsauftrag mit Mitteln aus Kantonsgeldern“

Variante 2 geht wie Variante 1 von der Situation aus, dass der Kanton den Netzbetreibern einen Leistungsauftrag gibt. Variante 2 sieht allerdings eine Abgeltung aus Kantonsgeldern vor.

- **Effizienz der Stromwirtschaft:** Siehe Variante 1
- **Verteilungseffekte (primär regional):** Von den Leistungen profitieren die selben Kreise wie in Variante 1. Statt den Strombezügern gemäss Variante 1 zahlen hier die Steuerzahler/-innen: In der Variante 2 werden somit einkommensstarke Haushalte benachteiligt.
- **Finanzen von Kanton und Gemeinden:** Die Finanzierung des Leistungsauftrages über Kantonsmittel führt zu einer Mehrbelastung des Staatshaushalts. Mit zunehmendem Ausmass der Leistungsaufträge steigt die Belastung des Staatshaushalts.
- **Versorgungssicherheit:** siehe Variante 1
- **Umwelt:** siehe Variante 1
- **Raumordnung:** keine Auswirkungen
- **Arbeitsplätze:** siehe Variante 1

2.4.3 Variante 3: „Keine Abgeltung der Leistungsaufträge“

Variante 3 sieht die Formulierung eines Leistungsauftrages vor, allerdings ohne finanzielle Abgeltung. Dies lässt vermuten, dass der Umfang des Leistungsauftrages geringer ist als in den Varianten 1 und 2 (vom Auftraggeber allenfalls zu präzisieren).

- **Effizienz der Stromwirtschaft:** Analog zu den Varianten 1 und 2, doch wegen fehlender finanzieller Abgeltung vermutlich weniger umfassende Massnahmen.
- **Verteilungseffekte (primär regional):** Die EW müssen die Kosten für die Leistungen selbst übernehmen und werden sie grösstenteils über die Durchleitungspreise wieder hereinholen. Der Effekt ist somit praktisch gleich wie bei Variante 1.
- **Finanzen von Kanton und Gemeinden:** keine Auswirkungen, allenfalls könnten indirekt die Gewinnablieferungen mit dem Argument gekürzt werden, die EW würden nun schon auf anderem Weg gemeinwirtschaftliche Leistungen erbringen.

¹¹ Vgl. Infras (2000), Evaluation Bernische Energiepolitik sowie zahlreiche Evaluationen von Energie 2000.

- **Versorgungssicherheit:** Analog zu den Varianten 1 und 2, doch wegen fehlender finanzieller Abgeltung vermutlich weniger umfassende Massnahmen.
- **Umwelt:** Analog zu den Varianten 1 und 2, doch wegen fehlender finanzieller Abgeltung vermutlich weniger umfassende Massnahmen.
- **Raumordnung:** keine Auswirkungen
- **Arbeitsplätze:** geringe Auswirkungen, aufgrund fehlender finanzieller Abgeltung dürften die Leistungen geringer sein.

2.4.4 Die drei Varianten im Überblick

Die drei Varianten werden nach den dargestellten Kriterien (siehe Kapitel 2.2.4) bewertet.

Tabelle 2-5: Auswertung der drei Varianten

	Variante 1 LA finanziert aus Fonds	Variante 2 LA finanziert aus Steuern	Variante 3 LA ohne Abgeltung
Effizienz der Stromwirtschaft	+	+	+
Verteilungseffekte (+ heisst: regionale Ausgleichswirkung)	0	0	0
Finanzen von Kanton und Gemeinden	0	--	0
Versorgungssicherheit	0	0	0
Umwelt	++	++	+
Raumordnung	0	0	0
Arbeitsplätze	+	+	0

Fazit:

Bei der Erteilung von Leistungsaufträgen schneiden die Varianten 1 und 2 ähnlich gut ab, mit dem grossen Unterschied, dass eine Finanzierung von Leistungsaufträgen mit Mitteln aus Kantonsgeldern (Variante 2) die Finanzen des Kantons stark belastet, während die Fondslösung den Kanton nicht belastet. Variante 3, die Festlegung eines Leistungsauftrages ohne Abgeltung, schneidet punkto Arbeitsplätze und Umwelt leicht schlechter ab als Variante 1, weil eine geringere Aktivität der EW erwartet wird.

Eine Finanzierung aus Steuergeldern scheint uns nicht opportun. Falls energiepolitisch sinnvolle Inhalte für einen Leistungsauftrag bestehen und es als sinnvoll erachtet wird, diesen den EW zu erteilen (denkbar wäre auch eine Ausschreibung bei unabhängigen Beratern), so wäre entweder eine Finanzierung aus einem Fonds (falls aus anderem Grund bereits ge-

schaffen) oder sonst ein Leistungsauftrag ohne explizite Abgeltung (de facto von den EU aus den marginal erhöhten Durchleitungspreisen finanziert) zu empfehlen.

3 Anschlusspreis und Anschlusspflicht

3.1 Einleitung

Weder Anschlusspflicht noch Anschlusspreise wurden bisher auf Bundesebene geregelt.¹² In den meisten Kantonen ist die Anschlusspflicht innerhalb und ausserhalb der Bauzonen in den erschliessungsrechtlichen Bestimmungen der kantonalen Planungs- und Baugesetze geregelt, selten jedoch in den Energiegesetzen.

Im Kanton Bern ist innerhalb des Siedlungsgebietes die Gemeinde zuständig, ausserhalb des Siedlungsgebietes besteht keine Anschlusspflicht. Keine Aussagen werden im kantonalen Energiegesetz zu den Anschlusspreisen gemacht. Gemäss Branchenaussagen werden heute vermehrt kostengerechte Anschlusspreise verlangt, auch wenn vielerorts noch pauschale Tarife zur Anwendung gelangen. Wir gehen bei der **Definition des Referenzfalls** („heute“) davon aus, dass mehrheitlich (soweit betriebswirtschaftlich sinnvoll) kostengerechte Preise verlangt werden. Ein genaues Verhältnis ist jedoch nicht bekannt. Es ist auch möglich, dass die Preisdifferenzierungen die grossen Unterschiede in den Kosten ungenügend widerspiegeln. In diesem Bereich sollten unbedingt weitere Untersuchungen durchgeführt werden.

Generell kann gesagt werden, dass die **Anschlusspflicht** für sich allein kein Problem darstellt, da bei entsprechender hoher Zahlung praktisch jeder Bezüger angeschlossen wird. Das eigentliche Problem sind demnach die Anschlusspreise, was auch der Gesetzgeber (Stichwort Vermeidung „prohibitiver Anschlusspreise“) erkannt hat. Eine Anschlusspflicht ohne Regelung zu den Preisen ist inhaltsleer und hat daher auch keine ökonomischen Auswirkungen, die wir beurteilen könnten. **Wir konzentrieren uns daher auf die Frage der Preissolidarität.**

Wir prüfen die Fragen sowohl innerhalb wie ausserhalb des Siedlungsgebietes. Das **Siedlungsgebiet** wird nach der Gewässerschutzverordnung definiert. Das bedeutet, dass neben der Bauzone auch Siedlungen und Weiler nach den Regeln der Gewässerschutzverordnung zum Siedlungsgebiet zählen, d.h. sobald sich mindestens 5 ständig bewohnte Häuser im Umkreis von 100 Metern befinden. Dabei gibt es jeweils drei Varianten:

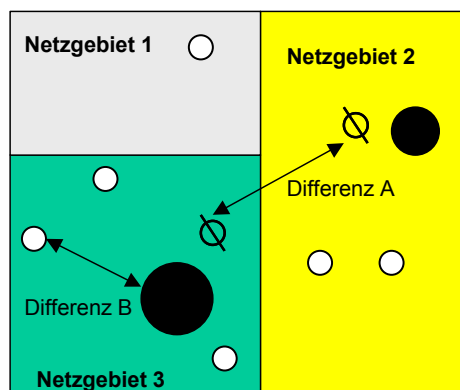
- volle Preissolidarität pro Netzgebiet
- teilweise Preissolidarität (Bandbreite, Maximalwerte)
- keine Preissolidarität

Die ebenfalls denkbar Variante „volle Preissolidarität im ganzen Kanton“ wurde nicht vorgegeben und wird beiseite gelassen. Es geht somit – anders als bei den Netzgebieten und den Durchleitungspreisen! – um die Harmonisierung der Differenz B in Grafik 3-1 (die Differenz A

¹² Mit Ausnahme der Vorschrift von kostendeckenden Preisen für Bauten ausserhalb der Bauzone, eine RPG-Bestimmung, die allerdings z.T. im Widerspruch mit dem EMG steht.

würde nur reduziert, wenn auch die Netzgebiete zusammengefasst werden; diese Kombination von Varianten würde aber wohl mehr verwirren).

Grafik 3-1: Illustration zur Klärung der Preisdifferenzen



Die Frage der **Übergangsregelung** wird am Schluss geprüft (Abschnitt 3.5). Die Übergangsbestimmung des EMG sieht vor, dass ohne abweichende kantonale Regelung allen festen Kundinnen und Kunden pro Netzgebiet gleiche Anschlusspreise verrechnet werden müssen.

3.2 Grundsätzliches zu Anschlusspreisen

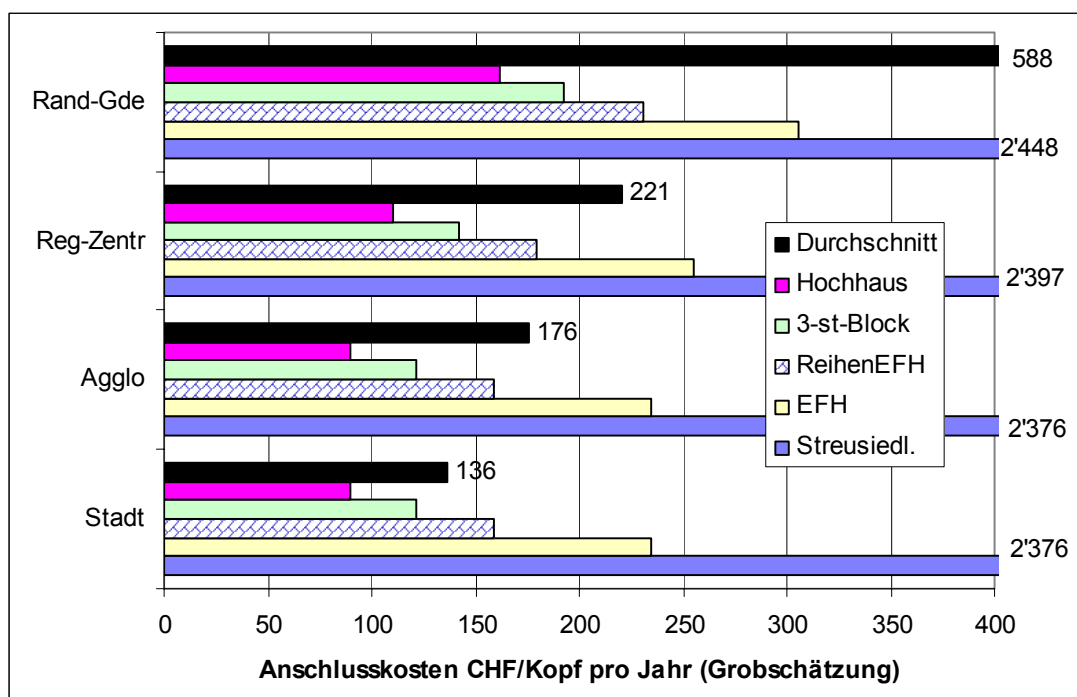
Es bestehen unseres Wissens keine umfassenden Untersuchungen zu Anschlusskosten und Preisen. Ecoplan hat jedoch im Rahmen einer Studie ein Normkostenmodell entwickelt, aus dem sich zahlreiche Aussagen ableiten lassen. Die entsprechenden detaillierten Ausführungen sind im Kapitel 7 (Anhang B: Siedlungsstruktur und Stromkosten) dargestellt.

Die folgende Grafik zeigt die wesentlichen Kostenunterschiede. Die Angaben sind als **Größenordnungen** zu verstehen, die an zahlreichen konkreten Fallbeispielen errechnet wurden. Im Einzelfall können die Kosten natürlich **noch viel höher liegen** (hängt von der Länge der Leitungen etc. ab, vgl. Kapitel 7). Dabei zeigt sich kurz gefasst Folgendes:

- Die grössten Unterschiede bestehen zwischen den Siedlungstypen: Einzelgebäude (Streusiedlungen) sind um einen Faktor 10 bis 20 höher als für die übrigen Ein- oder Mehrfamilienhäusertypen.
- Je nach Ortstyp (Stadt bis Randgemeinde) ist der Anteil der verschiedenen Siedlungstypen unterschiedlich: z.B. haben Randregionen einen höheren Anteil an Streusiedlungen und dadurch steigen die Durchschnittskosten.
- Bei genauerer Analyse spielen aber die Ortstypen an sich für die Kosten eines bestimmten Siedlungstyps keine grosse Rolle: Der Anschluss eines Einfamilienhauses ist in allen Ortstypen (Stadt bis Randgemeinde) ähnlich teuer.

- Einheitspreise begünstigen also vor allem bestimmte Siedlungstypen massiv, nämlich Streusiedlungen, aber auch EFH.
- Aus den Darstellungen wird klar, dass im Falle eines Einheitspreises *innerhalb eines Ortstyps* massivste Quersubventionen zu Gunsten der Streusiedlungen auftreten, während die übrigen Quersubventionen betragsmässig recht klein, prozentual aber hoch sind.
- Diese Quersubventionen werden im Falle eines Einheitspreises *über alle Ortstypen hinweg* nicht mehr stark erhöht.
- Die vom Auftraggeber gewählte Definition des Siedlungsgebietes (siehe oben) ist sehr weitreichend. Dies führt dazu, dass bereits innerhalb des so definierten Siedlungsgebietes massive Kostenunterschiede auftreten. Ein Einheitspreis innerhalb des Siedlungsgebietes kann deshalb grosse Quersubventionen auslösen.

Grafik 3-2: Preisdifferenzen bei Anschlusskosten nach Orts- und Siedlungstypen



Quelle: Berechnung aus der EcoPlan-Publikation „Siedlungsentwicklung und Infrastrukturkosten“ (2000), siehe Kapitel 7 (Anhang B: Siedlungsstruktur und Stromkosten).

Tabelle 3-1: Kosten und Mehrkosten im Vergleich zum Durchschnitt bei den Anschlusskosten (CHF/Einw.) pro Jahr

Total Anschlusskosten pro Einw.						
	Streusiedl.	EFH	ReihenEFH	3-st-Block	Hochhaus	Durchschnitt
Stadt	2'376	234	159	121	90	136
Agglo	2'376	234	159	121	90	176
Reg-Zentr	2'397	255	179	142	111	221
Rand-Gde	2'448	306	231	193	162	588
Differenzen zum Durchschnitt pro Ortstyp						
Stadt	2'240	98	22	-15	-46	0
Agglo	2'200	58	-17	-55	-86	0
Reg-Zentr	2'176	34	-42	-79	-110	0
Rand-Gde	1'860	-282	-357	-395	-426	0

Quelle: Berechnung aus der Ecoplan-Publikation „Siedlungsentwicklung und Infrastrukturkosten“ (2000), siehe Kapitel 7 (Anhang B: Siedlungsstruktur und Stromkosten).

Die Schlussfolgerungen für unsere Fragestellung ist demnach:

- Die grössten Preisdifferenzen bestehen bei den Streusiedlungen. Diese entsprechen in den meisten Fällen (gemäss der Erhebungsmethodik) Bauten ausserhalb des Siedlungsgebietes. **Einheitliche Anschlusspreise für Anschlüsse ausserhalb des Siedlungsgebietes führen daher zu massiven Quersubventionen.** Mit der sehr weiten Definition des Siedlungsgebietes gemäss Auftraggeber treten diese Quersubventionen z.T. bereits innerhalb des Siedlungsgebietes auf.
- Innerhalb des Siedlungsgebietes sind die Unterschiede zwar kleiner, aber ebenfalls erheblich. **Einheitliche Preise innerhalb des Siedlungsgebietes führen hier zu einer Quersubventionierung zu Gunsten von Einfamilienhäusern und zu Lasten verdichteter Siedlungsformen.**

3.3 Anschlusspreise innerhalb des Siedlungsgebietes

3.3.1 Variante 1: „Volle Preissolidarität für Anschlüsse im ganzen Netzgebiet (heutige Netzgebiete)“

- **Effizienz der Stromwirtschaft:** Da ohnehin bei den Anschlusspreisen kein Wettbewerb besteht, wird die Effizienz der *Anbieter* wenig von der erzwungenen Quersubventionierung beeinflusst. Die *Nachfrager* haben aber einen Anreiz, zum gegebenen Einheitspreis möglichst viel zu profitieren, d.h. es gibt keinen Anreiz, günstige Lösungen oder günstige Siedlungstypen zu bevorzugen. Diese falschen Preissignale führen grundsätzlich zu Ineffizienzen. Sie sind zwar volkswirtschaftlich nicht sehr bedeutend, allerdings sind Vorschriften zu Einheitspreisen sicher ein kontraproduktives Signal für Innovation und modernes Management in dieser Branche.

- **Verteilungseffekte (primär regional):** Die Verteilungseffekte können aus den eingangs erwähnten Kostendifferenzen direkt abgelesen werden: Einfamilienhäuser profitieren, Wohnblocks legen drauf. Hingegen sind die *regionalen* Verteilungseffekte (z.B. zwischen Stadt und Regionalzentrum) gering, solange bei den Anschlüssen ausserhalb des Siedlungsgebietes höhere Preise verlangt werden können. Der regionale Effekt ist auch von der Grösse und der Charakteristik des Netzgebietes abhängig. In einem Netz, das städtische und ländliche Regionen vereint, sind die Quersubventionierungen grösser (vgl. Grafik 3-2 und Tabelle 3-1). In der Bewertungstabelle bewerten wir den regionalen Effekt als gering, die Umverteilung zwischen Siedlungstypen wird separat erwähnt.
- **Finanzen von Kanton und Gemeinden:** Keine direkten Auswirkungen. Indirekt leiden die Gemeinden über die Förderung von ineffizienten Siedlungstypen auch bei den übrigen Infrastrukturkosten. Hierzu bestehen zahlreiche Untersuchungen.
- **Versorgungssicherheit:** Kein Einfluss: Da die differenzierten Preise im Referenzfall innerhalb des Siedlungsgebietes kaum dazu führen, dass die Versorgungssicherheit abnimmt (oder höchstens für einen sehr kleinen Teil des Gebietes), bedeutet ein Einheitspreis umgekehrt auch keine Verbesserung der Versorgungssicherheit.
- **Umwelt:** Grundsätzlich wird der Anreiz für den Einsatz alternativer Energiequellen vermindert. Innerhalb des Siedlungsgebietes sind aber die Preisunterschiede zu gering, um hierfür eine Rolle zu spielen.
- **Raumordnung:** Wie erwähnt werden die Anreize zu verdichteter Bauweise spürbar reduziert, wenn die Preisvorteile solcher Bauweisen nicht zum Tragen kommen. Raumplanerisch ist die Preissolidarität klar negativ zu beurteilen.
- **Arbeitsplätze:** kein Effekt

3.3.2 Variante 2: „Teilweise Preissolidarität für Anschlüsse (Bandbreiten)“

Wir nehmen an, dass eine Regelung aufgestellt wird wie z.B. jene, dass die Anschlusskosten einen bestimmten Höchstbetrag (in absoluten Zahlen oder prozentual) nicht überschreiten dürfen.

Die Effekte sind grundsätzlich gleich wie in Variante 1, jedoch in abgeschwächter Form. Auf eine Beurteilung anhand des Raster kann verzichtet werden.

3.3.3 Variante 3: „Keine Preissolidarität“

Wenn der Kanton keine Regelung trifft, ist eine allfällige Preissolidarität freiwillig, solange sie nicht als missbräuchlich („zu Lasten der günstigen Anschlüsse“) qualifiziert wird. Es werden somit verursacher- resp. kostengerechte Preise verlangt, soweit dies von der Kalkulation und vom administrativen Aufwand her zweckmässig ist. Dies ist bereits heute teilweise (in unbekanntem, gemäss Branchenaussagen zunehmendem Ausmass) der Fall.

Wie sich die Situation ohne Preissolidarität im Vergleich zu heute weiter entwickeln wird, ist ungewiss. Tendenziell ist mit einer verstärkt verursachergerechten Preissetzung zu rechnen.

Es ist denkbar, dass dadurch im Vergleich zu heute in Einzelfällen höhere Anschlusspreise bezahlt werden müssen. Dies kann dazu führen, dass z.B. auf Netzverstärkungen verzichtet wird, was evtl. die Versorgungssicherheit (allerdings nur bei den wenigen Betroffenen, nicht insgesamt) senken könnte. Wir betrachten allerdings diese Effekte als ungewiss und vermutlich relativ gering. Eine Analyse anhand des Rasters erübrigt sich.

Im Vergleich zu den Varianten 1 und 2 bringt die Variante 3 somit volkswirtschaftlich und raumplanerisch effizientere Preissignale und geringere Verteilungseffekte.

3.3.4 Die drei Varianten im Überblick

Die drei Varianten werden nach den dargestellten Kriterien (siehe Kapitel 2.2.4) bewertet.

Tabelle 3-2: Auswertung der drei Varianten

	Variante 1 volle Preissolidarität	Variante 2 teilweise Preissolidarität	Variante 3 keine Preissolidarität
Effizienz der Stromwirtschaft	--	--	0
Verteilungseffekte (Δ heisst: regionale Ausgleichwirkung)	Δ	Δ	0
<i>hier zusätzlich: Umverteilung (Δ) zu Lasten von verdichteten Siedlungstypen.</i>	$\Delta\Delta$	Δ	0
Finanzen von Kanton und Gemeinden	0	0	0
Versorgungssicherheit	0	0	-
Umwelt	0	0	0
Raumordnung	--	-	0
Arbeitsplätze	0	0	0

Fazit:

Eine Preissolidarität ist ineffizient, benachteiligt verdichtete Siedlungen und ist damit auch raumplanerisch negativ zu werten. Dem steht ein - je nach Netzgebiet sehr unterschiedliche - Ausgleichwirkung zu Gunsten teurerer Siedlungstypen (z.B. Einfamilienhäuser) und in geringem Mass zu Gunsten von dünner besiedelten Ortschaften gegenüber.

Aus ökonomischer Sicht ist ein Einheitspreis als Rückschritt gegenüber heute klar abzulehnen. Auch eine Bandbreite ist aus diesem Grund) nicht zweckmässig, ganz abgesehen von Vollzugsproblemen angesichts der je nach Einzelfall unterschiedlichen Situation. Wenn die

teureren Gebiete resp. Siedlungstypen wirklich unterstützt werden sollen, so sollte dies aus zweckfreien Mitteln (Finanzausgleich) geschehen, ohne falsche Anreize zu setzen.

3.4 Anschlusspreise ausserhalb des Siedlungsgebietes

Die Bedeutung der Anschlüsse ausserhalb des Siedlungsgebietes ist aufgrund der grosszügigen Definition des Siedlungsgebietes gering. Gemäss der Arealstatistik beträgt im Kanton Bern die Zahl der Wohnungen ausserhalb der Bauzone rund 64'000 (bei einem gesamten Wohnungsbestand von 436'000). Ausgehend von der (realistischen) Annahme, dass davon nur etwa 20% dieser Wohnungen ausserhalb des definierten Siedlungsgebietes (siehe Abschnitt 3.1) liegen, zeigt sich, dass die Zahl der Anschlüsse ausserhalb des Siedlungsgebietes im Kanton Bern nur etwa 2-5% beträgt.

3.4.1 Variante 1: „Volle Preissolidarität für Anschlüsse im ganzen Netzgebiet, auch ausserhalb Siedlungsgebiet“

- **Effizienz der Stromwirtschaft:** In dieser Variante sind die erzwungenen Quersubventionen massiv. Dies führt zu sehr starken Fehlanreizen beim Bau der Anschlüsse, der Stromverbrauchenden Anlagen und bei der Wahl des Energiesystems.
- **Verteilungseffekte (primär regional):** Die sehr hohen Verteilungseffekte zu Gunsten der Streusiedlungen können aus den eingangs erwähnten Kostendifferenzen direkt abgelesen werden. Wie stark nicht nur ein lokaler (innerhalb eines kleinen örtlichen Netzes), sondern auch eine regionaler Ausgleich entsteht, hängt von der Grösse und der Charakteristik des Netzgebietes ab (wie erwähnt: in einem Netz, das städtische und ländliche Regionen vereint, sind die Quersubventionierungen grösser; vgl. Grafik 3-2 und Tabelle 3-1). In der Bewertungstabelle bewerten wir den regionalen Effekt als gering, die Umverteilung zwischen Siedlungstypen wird separat erwähnt.
- **Finanzen von Kanton und Gemeinden:** Wie innerhalb des Siedlungsgebietes: Keine direkten Auswirkungen, aber indirekt leiden die Gemeinden über die Förderung von ineffizienten Siedlungstypen auch bei den übrigen Infrastrukturkosten. Dieser Effekt ist ausserhalb des Siedlungsgebietes generell viel stärker.
- **Versorgungssicherheit:** Hohe, kostengerechte Preise können einen Ausbau resp. eine Nachrüstung verhindern, so dass tendenziell bei harmonisierten (sprich hier: tieferen) Preisen eine Verbesserung der Versorgungssicherheit der Angeschlossenen ausserhalb des Siedlungsgebietes eintritt, nicht aber generell. Selbst ausserhalb des Siedlungsgebietes wird natürlich die Versorgungssicherheit nicht in jedem Einzelfall vermindert, sie kann im Einzelfall durch eine Inselanlage ohne Netzanschluss im Falle von Netzstörungen, Sturmschäden etc. auch sicherer sein.
- **Umwelt:** Es wird der Anreiz für den Einsatz alternativer Energiequellen vermindert (z.B. vom Netz unabhängige Solar- oder BHKW-Anlage). Die Umwelteffekte können positiv oder negativ sein.

- **Raumordnung:** Eine Preissolidarität steht in klarem Widerspruch zur Raumordnungspolitik, die u.a. auch im Raumplanungsgesetz das Verursacherprinzip für Infrastrukturkosten von Bauten ausserhalb der Bauzone fordert.
- **Arbeitsplätze:** kein Effekt; niedrigere Anschlusskosten vermögen keine Arbeitsplätze zu schaffen; die Belastung der verdichteten Siedlungstypen ist aber auch zu klein, als dass Arbeitsplätze abgebaut oder nicht geschaffen würden.

3.4.2 Variante 2: „Teilweise Preissolidarität für Anschlüsse (Bandbreiten)“

Wir nehmen an, dass eine Regelung aufgestellt wird wie z.B. jene, dass die Anschlusskosten einen bestimmten Höchstbetrag (in absoluten Zahlen oder prozentual) nicht überschreiten dürfen.

Die Effekte sind grundsätzlich gleich wie in Variante 1, jedoch in abgeschwächter Form. Auf eine Beurteilung anhand des Raster kann verzichtet werden.

3.4.3 Variante 3: „Keine Preissolidarität“

Wie schon innerhalb des Siedlungsgebietes gilt auch hier: Wenn der Kanton keine Regelung trifft, ist eine allfällige Preissolidarität freiwillig, solange sie nicht als missbräuchlich („zu Lasten der günstigen Anschlüsse“) qualifiziert wird. Es werden somit verursacher- resp. kostengerechte Preise verlangt, soweit dies von der Kalkulation und vom administrativen Aufwand her zweckmässig ist.

Wie sich die Situation ohne Preissolidarität im Vergleich zu heute weiter entwickeln wird, ist auch hier ungewiss. Es ist denkbar, dass im Vergleich zu heute in Einzelfällen höhere Anschlusspreise bezahlt werden müssen. Dies kann dazu führen, dass z.B. auf Netzverstärkungen verzichtet wird, was evtl. die Versorgungssicherheit (allerdings nur bei den wenigen Betroffenen, nicht insgesamt) senken könnte. Wir betrachten allerdings diese Effekte als ungewiss und vermutlich relativ gering. Eine Analyse anhand des Rasters erübrigt sich.

Im Vergleich zu den Varianten 1 und 2 bringt die Variante 3 somit volkswirtschaftlich und raumplanerisch effizientere Preissignale und geringere Umverteilungen, allerdings auch in wenigen Fällen sehr hohe Anschlusskosten.

3.4.4 Die drei Varianten im Überblick

Die drei Varianten werden nach den dargestellten Kriterien (siehe Kapitel 2.2.4) bewertet.

Tabelle 3-3: Auswertung der drei Varianten

	Variante 1 volle Preis- solidarität	Variante 2 teilweise Preissolidari- tät	Variante 3 keine Preis- solidarität
Effizienz der Stromwirtschaft	--	--	0
Verteilungseffekte (Δ heisst: regionale Ausgleichwirkung)	$\Delta\Delta$	Δ	0
<i>hier zusätzlich: Umverteilung (Δ) zu Lasten von verdichteten Siedlungstypen</i>	$\Delta\Delta$	Δ	0
Finanzen von Kanton und Gemeinden	--	-	0
Versorgungssicherheit	0	0	0
<i>hier zusätzlich: Versorgungssicherheit ausserhalb des Siedlungsgebietes</i>	++	+	-
Umwelt	+/-	+/-	0
Raumordnung	--	-	0
Arbeitsplätze	0	0	0

Fazit:

Aus den gleichen Überlegungen wie innerhalb des Siedlungsgebietes (siehe 3.3.4, Seite 40), die hier in noch viel stärkerem Mass gelten, ist aus ökonomischer Sicht eine Preissolidarität abzulehnen. Falls aus verteilungspolitischer Sicht Härtefälle vermieden werden sollen (was einer verstärkten Solidarität gegenüber heute gleich käme), so könnten am ehesten die besonders hohen Anschlusspreise mittels Beiträgen aus einem Solidaritätsfonds vermindert werden. Zweckfreie Beiträge wären aber klar weniger marktverzerrend.

3.5 Übergangsregelung bei den Anschlusspreisen

Gemäss Artikel 32 EMG besteht in der Übergangszeit volle Preissolidarität bei den Anschlusspreisen für feste Kundinnen und Kunden, sofern der Kanton nichts anderes regelt. Dies ist überraschend und verdient besondere Beachtung, denn **bei Untätigkeit des Kantons führt dies dazu, dass im Gegensatz zur heutigen Praxis überall gleiche Anschlusspreise verlangt werden müssten** – eine Regelung, die dann aber bereits bei Ablauf der Übergangsfrist nicht mehr gelten würde.

Die Varianten entsprechen daher denjenigen in den vorangehenden Kapiteln und wir verzichten auf eine erneute Beurteilung.

Die Übergangsregelung (Einheitspreis) gilt auch ausserhalb des Siedlungsgebietes, daher sind die negativen Auswirkungen bei Untätigkeit noch gravierender.

Tabelle 3-4: Übersicht über Regelungen in der Übergangsphase

Aktivität Kanton	Folge für Preissolidarität bei Anschlusskosten in Übergangsphase	entspricht Variante ... innerhalb des Netzgebietes	entspricht Variante ... ausserhalb des Netzgebietes
nichts tun (gleichbedeutend: Erlass von Regelungen mit Vollsolidarität)	volle Preissolidarität	3.3.1 Variante 1: „Volle Preissolidarität für Anschlüsse im ganzen Netzgebiet“, S.38	3.4.1 Variante 1: „Volle Preissolidarität für Anschlüsse im ganzen Netzgebiet, auch ausserhalb Siedlungsgebiet“, S. 41
Erlass von Regelungen mit Teilsolidarität	teilweise Solidarität	3.3.2 Variante 2: „Teilweise Preissolidarität für Anschlüsse (Bandbreiten)“, S.39	3.4.2 Variante 2: „Teilweise Preissolidarität für Anschlüsse (Bandbreiten)“, S. 42
Erlass von Regelungen zur Ermöglichung von Preisdifferenzierung	Verursacherprinzip, kostenorientierte Anschlusspreise möglich	3.3.3 Variante 3: „Keine Preissolidarität“, S.39	3.4.3 Variante 3: „Keine Preissolidarität“, S. 42

Besonders zu beachten ist das Problem eines „**Regime-Wechsels**“: Wenn der Kanton nichts unternimmt, wird während der Übergangsphase kraft EMG ein Einheitspreis eingeführt und die bisher häufig geltenden differenzierten Preise müssen aufgehoben werden, nach Ablauf der Übergangsfrist würde sich ohne kantonale Regelung wieder eine Rückkehr zur Kostenwahrheit ergeben. Ein solcher Wechsel hätte massive Anreize, in der Übergangszeit Anschlüsse ausserhalb des Siedlungsgebietes zu erstellen.

Wir empfehlen daher mit Nachdruck, diesen Slalomkurs nicht zu wählen. **Dies bedeutet, dass der Kanton bereits für die Übergangsphase aktiv werden müsste, es sei denn, er wolle langfristig eine Preissolidarität einführen, was wir allerdings ganz deutlich nicht empfehlen.**

4 Solidaritätsbeitrag zur Finanzierung diverser Aufgaben

4.1 Einleitung

Ein Solidaritätsbeitrag kann verschiedenen Zwecken dienen:

- Finanzierung von Massnahmen zum Ausgleich unterschiedlicher Durchleitungspreise
- Finanzierung von Massnahmen zum Ausgleich unterschiedlicher Anschlusspreise
- Finanzierung von Leistungen, die über Leistungsaufträge von den EW erbracht werden
- Finanzierung weiterer Massnahmen der kantonalen Elektrizitätspolitik.

Die **Mittelverwendungsmöglichkeiten haben wir bereits in den voran gehenden** Kapiteln beurteilt. In diesem Kapitel geht es um die **Finanzierung** (Mittelbeschaffung) und deren Effekte.

Wir sprechen im Folgenden von „Solidaritätsbeitrag“, da der Begriff Steuer je nach Mittelverwendung unzutreffend ist und der Begriff „Fonds“ finanzrechtlich klar positioniert ist, auch wenn er im EMG erwähnt wird. In welcher Form die Zweckbindung erfolgt (in Form einer Spezialfinanzierung analog Abfallfonds oder anders) lassen wir damit bewusst offen.

Wir gehen von einem Solidaritätsbeitrag in Form eines Zuschlags auf den Stromrechnungen aus, wobei die Mittel- und Hochspannungsbezüger generell ausgenommen würden, was nichts anderes bedeutet, als dass der Grossteil von Industrie und Gewerbe nicht von einem Solidaritätsbeitrag betroffen ist. Damit fällt ein Drittel des Strombezugs aus.

Die Varianten könnten so gewählt werden, dass verschiedene Pakete damit finanziert werden könnten. Die Höhe des Beitrages könnte somit je nach Mittelbedarf der Varianten festgelegt. Da die entsprechenden Vorgaben nicht vorliegen, wird vorläufig von den drei folgenden Varianten ausgegangen.

Eine Finanzierung über den **Wasserzins** ist aus mehreren Gründen nicht angebracht und wurde daher nicht weiter analysiert. Der wichtigste Grund ist, dass ein Wasserzins die bernischen Energieproduzenten belasten würden, welche in einem nationalen oder gar internationalen Wettbewerb stehen. Es würde somit eine Belastung der (international ausgerichteten) Produktion zu Gunsten der Netzbewerber des Kantons erfolgen, was systemwidrig ist. Ein zweiter Punkt betrifft die Zweckbindung eines solchen Beitrags, die finanzpolitisch nicht erwünscht ist.

4.2 Beurteilung der Mittelbeschaffung

4.2.1 Variante 1 „Hoher Solidaritätsbeitrag“

In dieser Variante gehen wir von einem Solidaritätsbeitrag von 1 Rp./kWh aus. Damit könnten ca. 40 Mio. CHF Einnahmen erzielt werden. Wir wählen damit bewusst eine sehr hohe Summe, die bei weitem ausreichen würde, um weitestgehend regionale Preisdifferenzen bei der

Durchleitung (rund 4 Mio. CHF) auszugleichen, die Anschlusspreise zu harmonisieren (sehr grobe Schätzung: rund 3 bis 10 Mio. CHF) und die kantonale Energiepolitik (rund 5 bis 10 Mio. CHF) zu finanzieren.

- **Effizienz der Stromwirtschaft:** An der Effizienz der Stromwirtschaft ändert sich mit einem Solidaritätsbeitrag nichts, da sie eine Inkasso- resp. Durchlaufstelle ist. Die Nachfrage dürfte nur unmerklich zurückgehen (der Beitrag ergäbe bei ca. 1 Rp. pro kWh rund 2 – 3 % Nachfragedämpfung, bei tieferen Beiträgen entsprechend tiefer), so dass auch die Effizienz der Stromanwender nur geringfügig gefördert wird. Je nachdem, wie gross der Teil der Einnahmen ist, der zu Gunsten tieferer Strompreise in bestimmten Regionen umverteilt wird, wird der Effekt auf die Nachfrage mehr oder weniger stark aufgehoben. Wir gehen davon aus, dass netto nur eine sehr kleine Strompreiserhöhung resultiert und damit der nachfragedämpfende Effekt sehr klein ist (unter 1%). Immerhin weist der Effekt (Anreiz zu effizienter Verwendung) grundsätzlich in die Richtung der kantonalen und eidgenössischen energiepolitischen Ziele. Da der Umsatz aller EW im Kanton Bern eine Grössenordnung von ganz grob geschätzt ca. 1 Mrd. CHF hat, wovon ca. 0.8 Mrd. CHF vom Solidaritätsbeitrag betroffen wären, ergäbe sich bei 1% Nachfragedämpfung ein Umsatzrückgang von 8 Mio. CHF. Der Effekt wird zudem überlagert von zahlreichen anderen Faktoren (Konjunktur, Wachstum der Bedürfnisse, Änderung in der Versorgungsstruktur mit der Liberalisierung, Preisdruck). Man kann damit davon ausgehen, dass dieser Effekt „im Rauschen untergeht“.
- **Verteilungseffekte (primär regional):** Aus der Finanzierung allein ergibt sich kein relevanter Effekt, da regional kaum unterschiedlichen Verbräuche bestehen (dieser ergibt sich je nach Variante durch die Mittelverwendung). Ausnahmen (z.B. Ferienwohnungen mit Elektroheizungen usw.) scheinen uns regional nicht relevant. Die Mittelverwendung bringt aber grosse Umverteilungen (diese werden in Kapitel 2 „Netzgebiete und Durchleitungspreise“) diskutiert.
- **Finanzen von Kanton und Gemeinden:** Die Kantonsfinanzen werden um die **Nettoeinnahmen** aus dem Solidaritätsbeitrag entlastet, wenn diese Variante mit einer Steuerfinanzierung verglichen wird. Im Vergleich zu heute führen natürlich alle Mittel, die wieder in die Strombranche zurück fliessen (z.B. zur Tarifharmonisierung), nicht zu einer Entlastung.
- **Versorgungssicherheit:** Nicht tangiert (bei sehr hohem Beitrag leicht positiv, da die Effizienz steigt und der Verbrauch sinkt).
- **Umwelt:** Im Rahmen der sehr geringen Stromsparanreize positiv.
- **Raumordnung:** Kein Effekt, da die regionalen Verbrauchsunterschiede gering sind.
- **Arbeitsplätze:** Auf der Seite der Mittelbeschaffung entsteht kein relevanter Effekt: Durch die Ausklammerung von Mittel- und Hochspannungsbezüglern hat der Solidaritätsbeitrag auf die meisten Industrie- und Gewerbe-Betriebe überhaupt keinen Einfluss. Bei den Niederspannungsbezüglern gibt es kaum Grossverbraucher, und diese werden zudem von den vermuteten Preisreduktionen, die sich bei der Marktöffnung ergeben, profitieren. Allenfalls kann auch noch eine Sonderlösung für diese Fälle geprüft werden.

4.2.2 Variante 2: „Mittlerer Solidaritätsbeitrag“

In dieser Variante gehen wir von einem Solidaritätsbeitrag von 0.3 Rp./kWh aus. Damit könnten ca. 12 Mio. CHF Einnahmen erzielt werden. Dies würde ausreichen, um teilweise regionale Preisdifferenzen bei der Durchleitung (rund 3 bis 4 Mio. CHF) auszugleichen, die Anschlusspreise zumindest teilweise zu harmonisieren (rund 3 bis 4 Mio. CHF) und die kantonale Energiepolitik teilweise (mit rund 5 Mio. CHF) zu finanzieren.

- **Effizienz der Stromwirtschaft:** Wie Variante 1, allerdings liegt der Verbrauchsrückgang in dieser Variante unter 1%.
- **Verteilungseffekte (primär regional):** Wie Variante 1: Kein Effekt aus der Finanzierung.
- **Finanzen von Kanton und Gemeinden:** Wie Variante 1: Die Kantonsfinanzen werden um die Nettoeinnahmen aus dem Solidaritätsbeitrag entlastet, wenn diese Variante mit einer Steuerfinanzierung verglichen wird.
- **Versorgungssicherheit:** Nicht tangiert.
- **Umwelt:** Wie Variante 1: Im Rahmen der sehr geringen Stromsparreize tendenziell positiv.
- **Raumordnung:** Kein Effekt.
- **Arbeitsplätze:** Wie Variante 1: Kein Effekt bei der Mittelbeschaffung.

4.2.3 Variante 3: „Kleiner Solidaritätsbeitrag“

In dieser Variante gehen wir von einem Solidaritätsbeitrag von 0.1 Rp./kWh aus. Damit könnten ca. 4 Mio. CHF Einnahmen erzielt werden. Dies würde ausreichen, um regionale Preisdifferenzen bei der Durchleitung bis zu einem gewissen Grad auszugleichen (rund 0.5 Mio. CHF), die Anschlusspreise teilweise zu harmonisieren (rund 1 Mio. CHF) und die kantonale Energiepolitik teilweise zu finanzieren (rund 2.5 Mio. CHF).

- **Effizienz der Stromwirtschaft:** Der Verbrauchsrückgang in dieser Variante ist nicht spürbar.
- **Verteilungseffekte (primär regional):** Wie Variante 1: Kein Effekt aus der Finanzierung.
- **Finanzen von Kanton und Gemeinden:** Wie Variante 1: Die Kantonsfinanzen werden um die Nettoeinnahmen aus dem Solidaritätsbeitrag entlastet, wenn diese Variante mit einer Steuerfinanzierung verglichen wird.
- **Versorgungssicherheit:** Nicht tangiert.
- **Umwelt:** Wie Variante 1: Im Rahmen der sehr geringen Stromsparreize tendenziell positiv.
- **Raumordnung:** Kein Effekt.
- **Arbeitsplätze:** Wie Variante 1: Kein Effekt bei der Mittelbeschaffung.

4.2.4 Die drei Varianten im Überblick

Die drei Varianten werden nach den dargestellten Kriterien (siehe Kapitel 2.2.4) bewertet.

Tabelle 4-1: Auswertung der drei Varianten der Solidaritätsabgabe (nur Finanzierung, nicht Mittelverwendung!)

	Variante 1 hoher Bei- trag	Variante 2 mittlerer Beitrag	Variante 3 geringer Beitrag
Effizienz der Stromwirtschaft	0	0	0
Verteilungseffekte (Δ heisst: regionale Ausgleichwirkung)	0	0	0
Finanzen von Kanton und Gemeinden (hängt von Mittelverwendung ab; hier dargestellt im Vergleich zur Steuerfinanzierung der selben Aufgaben)	++	+	+
Versorgungssicherheit	0	0	0
Umwelt	+	0	0
Raumordnung	0	0	0
Arbeitsplätze	0	0	0

Fazit:

Der Haupteffekt der Mittelbeschaffung über einem Solidaritätsbeitrag ist finanzpolitischer Natur: Im Vergleich zu einer Steuerfinanzierung wird die Staatskasse entlastet, was sinnvoll ist. Das Ausmass hängt davon ab, wie viel dem Kanton netto (nach Zahlung für Umverteilungszwecke) verbleibt. Die Lenkungseffekte des Solidaritätsbeitrages sind bei der erwarteten Höhe vernachlässigbar. Sofern in Kombination mit der Mittelverwendung für einen Teil der Strombezüger allerdings eine Netto-Zusatzbelastung von z.B. 1 Rp./kWh verbleiben sollte, kann dies für einige Branchen spürbar werden (nicht für Mittel- und Hochspannungsbezüger, sondern für mittlere und grosse Verbraucher auf Ebene Niederspannung), allerdings dürfte diese Variante kaum im Vordergrund stehen. Bei den Varianten 2 und 3 entstehen keine negativen wirtschaftlichen Effekte.

5 Schlussfolgerungen

In den vorangehenden drei Kapiteln wurden die möglichen Varianten des Kantons Bern dargestellt, wie das EMG umgesetzt werden könnte. Dabei hat sich folgendes gezeigt:

- Es gibt offensichtlich eine Konkurrenz zwischen dem Ziel eines regionalen Ausgleichs und dem Ziel der volkswirtschaftlich und raumplanerisch richtigen Anreize. Ein regionaler Ausgleich gefährdet die Raumordnungspolitik der dezentralen Konzentration, die lokale und regionale Zentren fördern will und die weitere Zersiedelung vermeiden will. Wird der – regionale – verteilungspolitische Aspekt bei den Durchleitungspreisen und vor allem den Anschlusspreisen in den Vordergrund geschoben, wird in der Tendenz die bisherige Raumordnungspolitik untergraben.
- Die Entscheide über Teilfragen sind alle miteinander verknüpft. Eine Harmonisierung der Durchleitungspreise kann beispielsweise auch mit einer Zusammenlegung der Netzgebiete erreicht werden. Daher müssen die Massnahmen aufeinander abgestimmt werden und es muss beachtet werden, welche Massnahmenkombination sinnvolle und erwünschte Ergebnisse erzielt.
- Eine verstärkte Preissolidarität erfordert eine enorm hohe Umverteilung, sei es über einen Fonds oder über eine kantonale Netzgesellschaft. Die heute günstigen Netzgebiete würden Beträge in Millionenhöhe zahlen. Beschränkt man sich auf eine Vermeidung der höchsten Durchleitungskosten, so lässt sich dies mit geringer Umverteilung erreichen.
- Die Auswirkungen auf die Standortgunst für Unternehmungen sind in den meisten Varianten gering. Die Varianten mit einer hohen Umverteilung (z.B. kantonale Netzgesellschaft, einheitliche Anschlusspreise) bringen allerdings den zentralen Standorten, die am stärksten im interkantonalen und internationalen Wettbewerb stehen, spürbare Nachteile (Preiserhöhungen). Die Vorteile eines Ausgleichs für die dezentralen Standorte dürften für die Industrie- und Gewerbestandorte nur in wenigen Fällen relevant sein. Aus dieser Optik ist somit klar für die Varianten zu optieren, die eine möglichst geringe Umverteilung mit sich bringen.

Aus ökonomischer Sicht lassen sich folgende Empfehlungen formulieren:

- Mit der Förderung der Zusammenschlüsse von Netzen werden Effizienzgewinne erzielt. Dabei sollte es jedoch eine regionale Preisdifferenzierung möglich sein. Dies kann mit einer geschickten Bezeichnung von (Teil-)Netzgebieten auf dem Gebiet einer (unternehmerisch einheitlichen) Netzgesellschaft erreicht werden. Andernfalls verhindert die Preissolidarität die volkswirtschaftlich effizienten Zusammenschlüsse.
- Die Erträge des Kapitals der öffentlichen Hand (Eigentumsanteile an Netzgesellschaften) können auch ohne Umbau der Netzstruktur den Marktverhältnissen angepasst werden.
- Eine Preissolidarität für Anschlüsse ist aus ökonomischer Sicht vehement abzulehnen. Eine Förderung von Randregionen muss, sofern gewünscht, mit zweckfreien Mitteln erfolgen (die nötigen Instrumente sind im FILAG vorhanden und können auf politischen Wunsch hin ausgebaut werden).

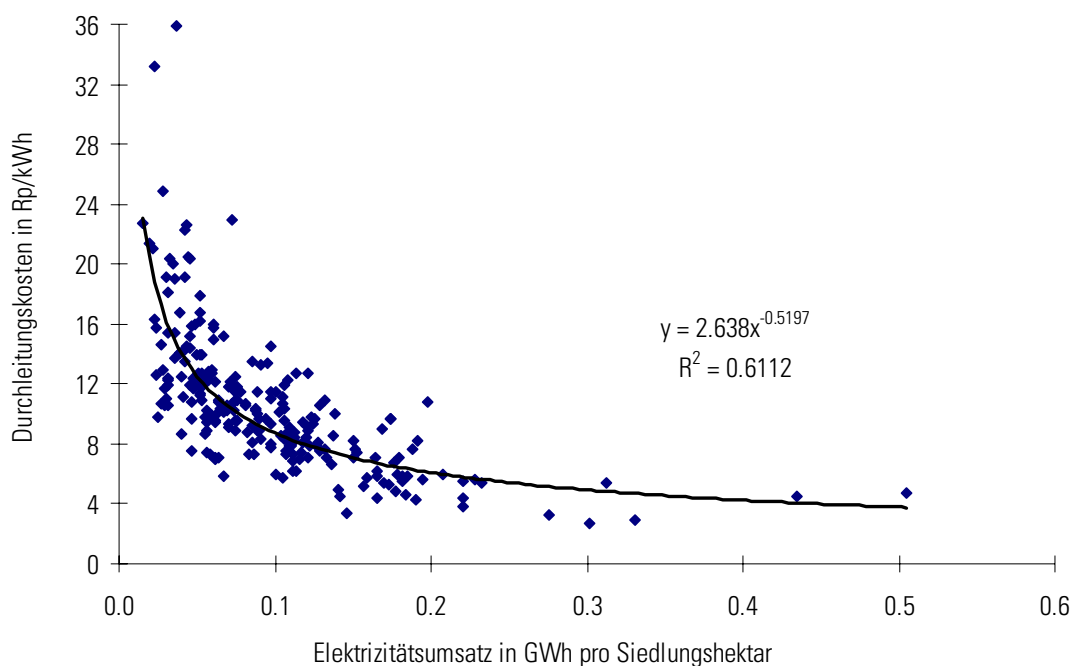
- Leistungsaufträge sollten nur formuliert werden, wenn sie sinnvolle Gehalte haben. Aufträge im Bereich Netzsicherheit, Wartung, Unterhalt sind Kernbestandteil des „Leistungsauftrags“ gemäss EMG. Andere Leistungsaufträge wie beispielsweise Energieberatung sollten eher ausgeschrieben werden als zwingend an die Elektrizitätsversorgungsunternehmen vergeben werden.
- Ein Solidaritätsbeitrag zur Abfederung regionaler Disparitäten sollte möglichst sparsam eingesetzt werden und nur dazu benutzt werden, die grössten Unterschiede zu glätten. Insgesamt ist eine Abgabe eher bei der Realisierung der sonstigen Energiepolitik sowie unter finanz- und umweltpolitischen Gesichtspunkt sinnvoll als im Zusammenhang mit dem EMG.
- Aus wirtschaftlicher Sicht ist die Einführung des EMG eindeutig vorteilhaft, unabhängig davon, welche Umsetzung der Kanton Bern wählt. Es kann daher aus politischer Sicht sinnvoll sein, Widerstände zu vermeiden, indem Ausgleichsmassnahmen getroffen werden, selbst wenn Preisunterschiede keineswegs durch das EMG neu oder verstärkt entstehen, sondern bereits heute eine Tatsache sind. Soll dies geschehen, so ist ein Ausgleich von sehr hohen Durchleitungs- und Anschlusspreisen mittels einer moderaten Solidaritätsabgabe die wirtschaftlich gesehen beste Variante.

6 Anhang A: Simulation der Durchleitungskosten

6.1 Datengrundlage

Die Daten stammen aus der Analyse von 239 Gemeinden (9 EW).¹³ Eine der besten Erklärungsansätze ergab sich wie folgt: In Grafik 6-1 vergleichen wir die Durchleitungskosten mit dem Elektrizitätsumsatz pro ha Siedlungsfläche⁽¹⁴⁾ für alle untersuchten Gemeinden. Es zeigt sich, dass mit dieser Analyse 61% der Variabilität der Durchleitungskosten erklärt werden können. Je höher der Elektrizitätsumsatz und je kleiner die zu versorgende Siedlungsfläche einer Gemeinde ist, desto günstiger wird die Durchleitung von elektrischer Energie.

Grafik 6-1: Durchleitungskosten für die regionale und lokale Verteilung im Vergleich mit dem Elektrizitätsumsatz pro ha Siedlungsfläche



Dieser Zusammenhang wurde nun für die Gemeinden des Kantons Bern verwendet. Unter Annahme eines gleich hohen durchschnittlichen Pro-Kopf-Verbrauchs pro Person und mit den Angaben zur Siedlungsfläche des AGR ergaben sich Grobschätzungen für die Durchlei-

¹³ Ecoplan (1999), Service Public im liberalisierten Strommarkt.

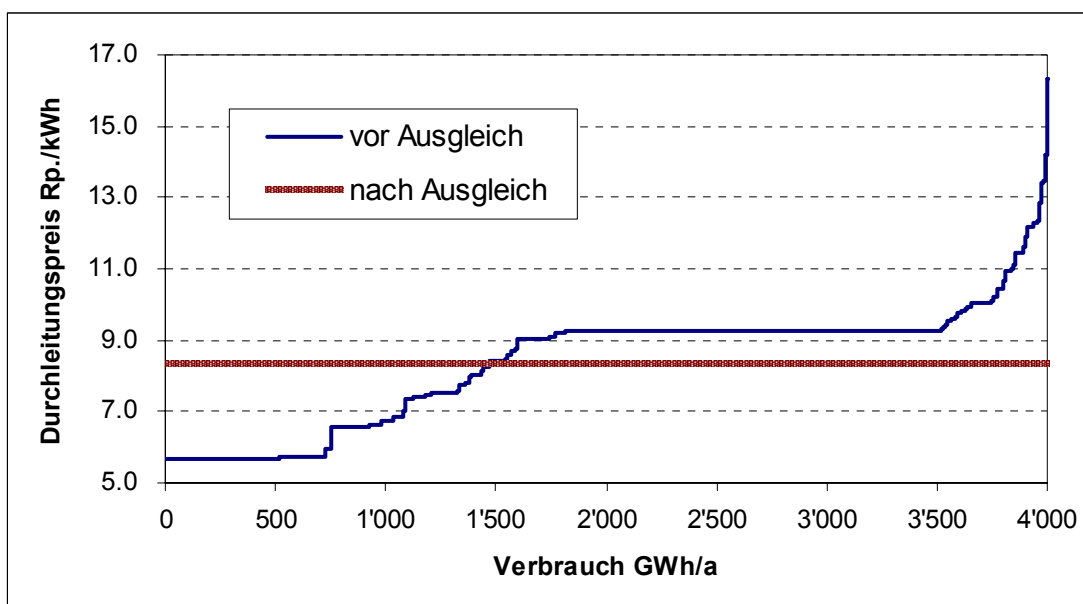
¹⁴ Die benötigten Angaben stammen aus der Arealstatistik pro Gemeinde (Siedlungs- und andere Flächen) der Abteilung Raumwirtschaft des Bundesamtes für Statistik. Zur Siedlungsfläche einer Gemeinde zählen Gebäudeareale, Industrieareale, besondere Siedlungsflächen wie Ver- und Entsorgungsanlagen, Ruinen, Erholungs- und Grünanlagen. Eine detaillierte Übersicht ist unter folgender Internet-Adresse erhältlich: <http://www.admin.ch/bfs/dienstle/elektron/dgeostat01.htm>.

tungskosten. Diese Grobschätzungen sind mit den nötigen Vorbehalten zu versehen! Alle verwendeten Daten sind öffentlich zugänglich.

6.2 Ausgangslage

In der heutigen Situation harmonisieren die EW die unterschiedlichen Preise innerhalb ihrer Gebiete. Damit ergibt sich folgende Situation, wobei aus der Grafik auch gleich der Effekt einer kantonalen Harmonisierung ersichtlich ist.

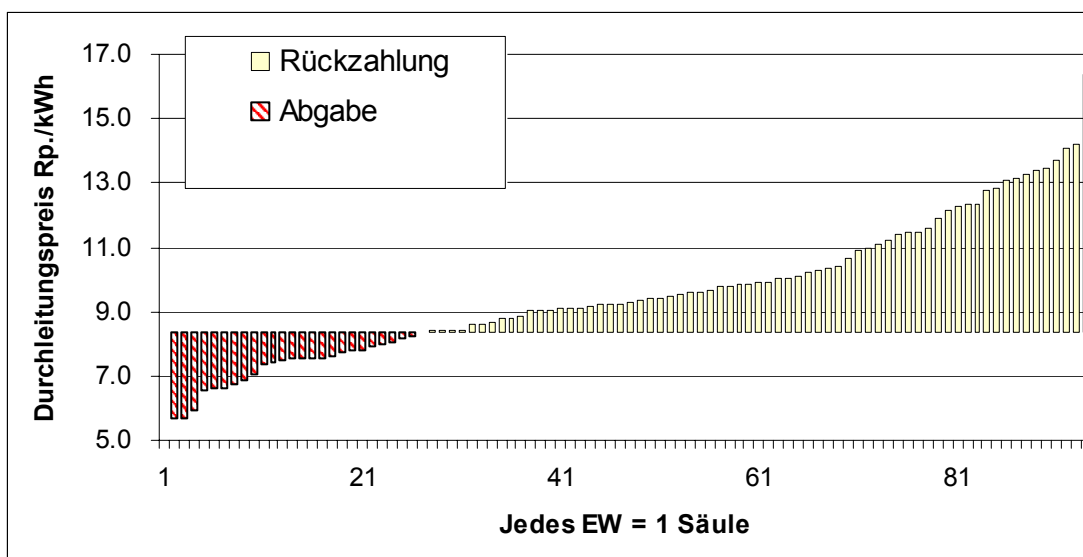
Grafik 6-2: Grob geschätzte Durchleitungskosten je EW sowie Gewinner und Verlierer bei Ausgleich über eine kantonale Netzgesellschaft



Das Umverteilungsvolumen ist sehr gross: Die Verlierer müssten ca. 28.3 Mio. CHF zahlen, die Gewinner würden ebenso viel erhalten. Der Zuschlag, den die günstigen EW resp. ihre Kundschaft zahlen müsste, erreicht bis zu 2.67 Rp./kWh, die Vergünstigung für die Gewinner sogar 7.99 Rp./kWh.

Die nächste Grafik zeigt auf der x-Achse statt den Verbrauch der EW (kumuliert) nun neu für jedes EW unabhängig von der Grösse eine Säule. Die grosse Zahl kleiner EW, die von einer Harmonisierung profitieren würden, wird ersichtlich.

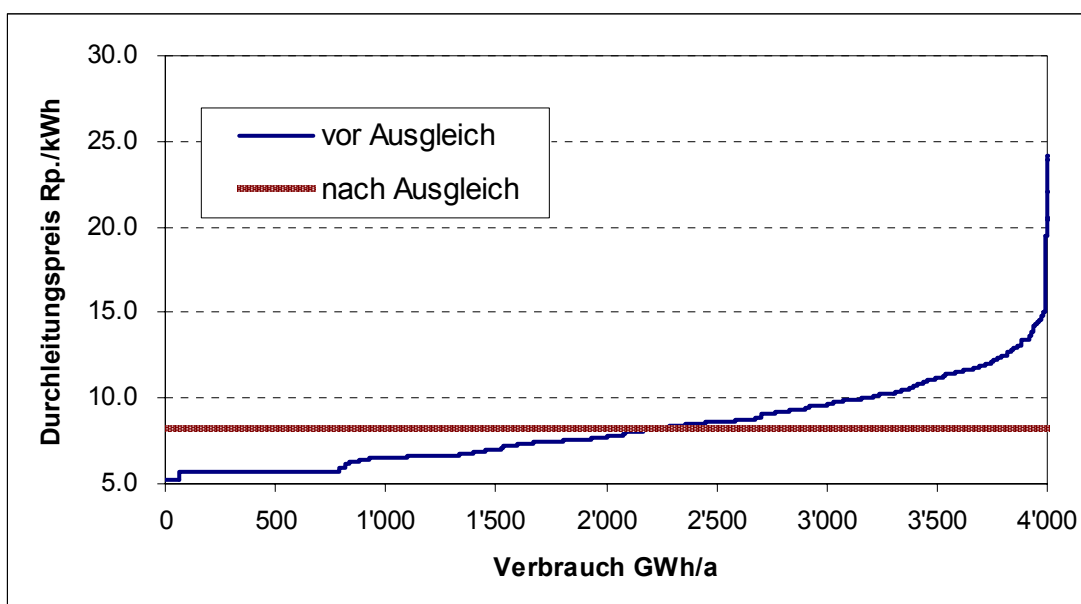
Grafik 6-3: Grob geschätzte Durchleitungskosten je EW sowie Gewinner und Verlierer bei Ausgleich über eine kantonale Netzgesellschaft



6.3 Verteilungseffekt im Vergleich zu Kosten je Gemeinde

Die heutige EW-Struktur sorgt bereits für einen Preisausgleich innerhalb der verschiedenen Gebiete resp. zwischen den verschiedenen Gemeinden des selben Netzgebietes (insbesondere sind die grossen EW für eine Teil-Harmonisierung verantwortlich). Die tatsächliche Umverteilung (im Vergleich zu kostengerechten Preisen je Gemeinde, und nicht im Vergleich zu bereits harmonisierten Preisen je EW) zeigt sich aus einem Vergleich der simulierten Durchleitungskosten je Gemeinde. In der folgenden Grafik ist jede Treppenstufe gleich bedeutend mit einer Gemeinde.

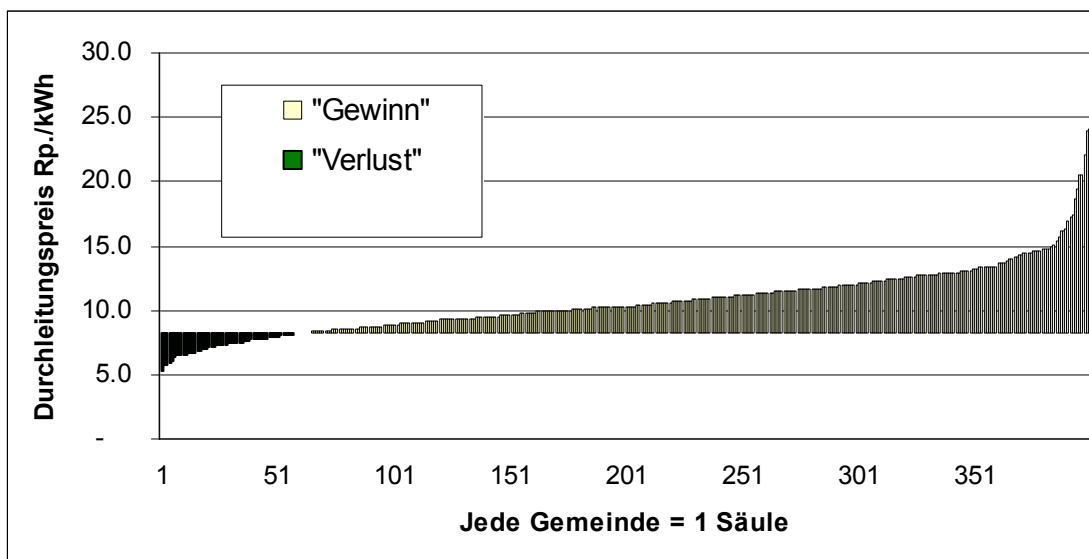
Grafik 6-4: Umverteilungseffekt im Vergleich kantonalen Einheitspreis zu grob geschätzten Durchleitungskosten je Gemeinde



Das Umverteilungsvolumen ist sehr gross: Die Verlierer zahlen insgesamt ca. 36.7 Mio. CHF, die Gewinner würden ebenso viel erhalten. Der Zuschlag, den die günstigen EW resp. ihre Kundschaft zahlen müsste, erreicht bis zu 2.99 Rp./kWh, die Vergünstigung für die Gewinner sogar 17.42 Rp./kWh.

Im Vergleich zur heutigen Situation zeigt sich, dass die heutige EW-Struktur bereits einen Teil der Umverteilung erreicht: Dieser Harmonisierungseffekt macht ca. 8.4 Mio. CHF aus.

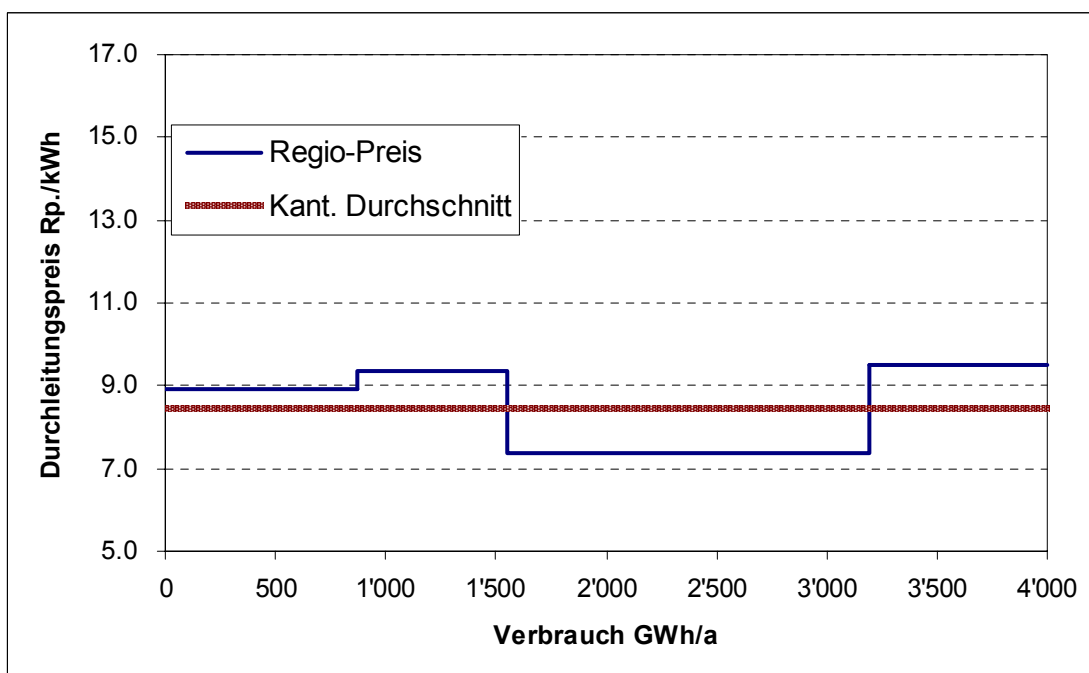
Grafik 6-5: Umverteilungseffekt (ohne Darstellung des Stromverbrauchs) im Vergleich kantonaler Einheitspreis zu grob geschätzten Durchleitungskosten je Gemeinde



6.4 Regionale Netzgesellschaften

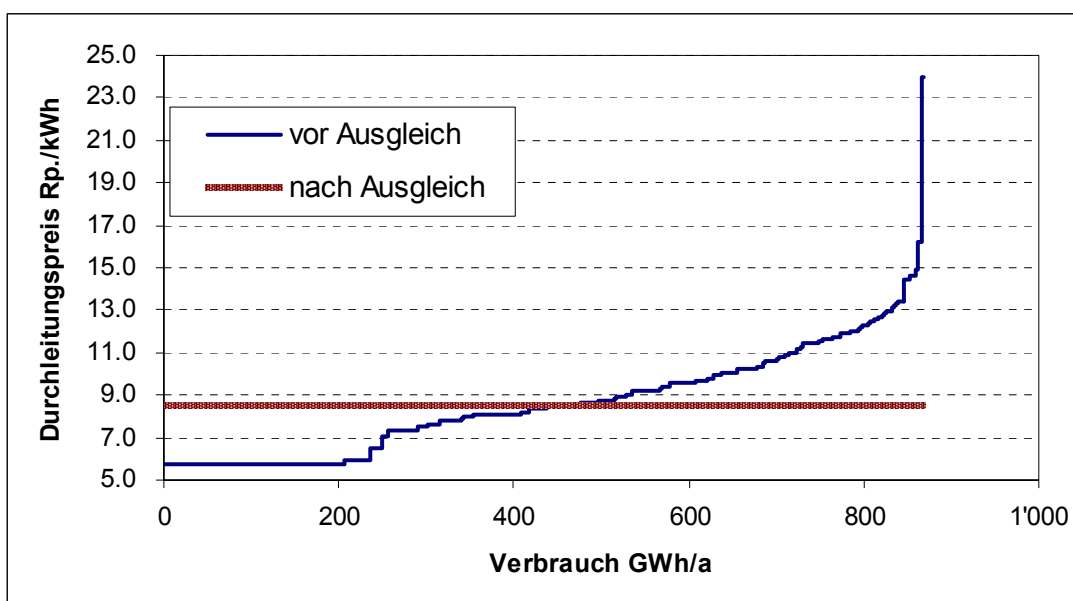
Bei Bildung regionaler Netzgesellschaften ergibt sich folgendes Ergebnis:

Grafik 6-6: Grob geschätzte Durchleitungskosten von vier neu gebildeten regionalen Netzgesellschaften (von links Seeland, Emmental/Oberaargau, Mittelland, Oberland)

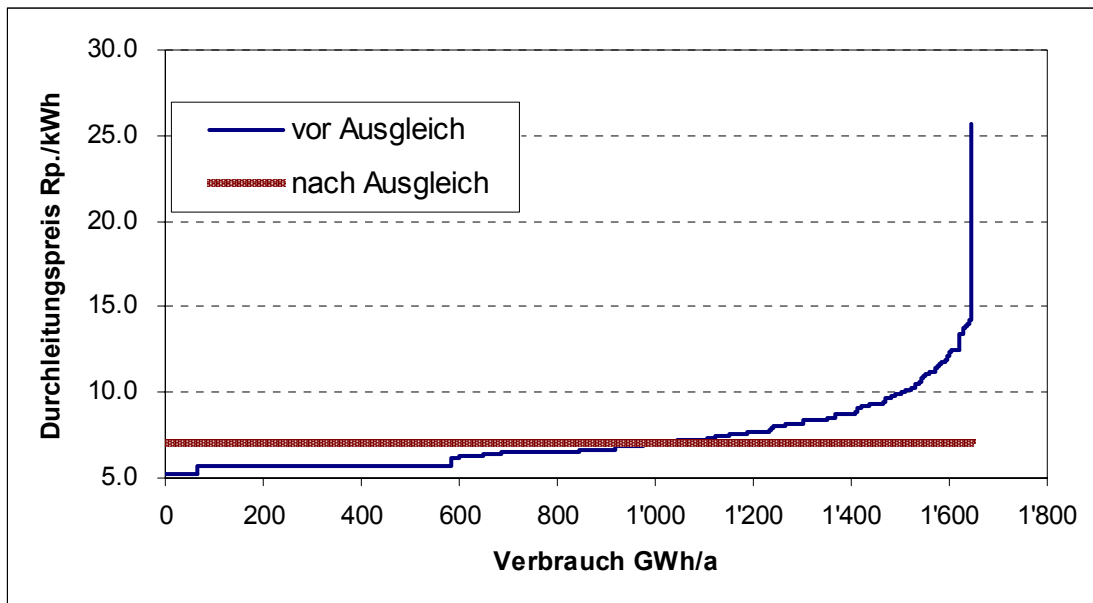


Die Umverteilungseffekte in einzelnen Regionen wurden vorläufig nur im Vergleich zu einer gemeindeweisen Kostenrechnung gemacht (ein Vergleich mit den heutigen Kosten pro EW macht wenig Sinn, da diese EW ja aufgelöst würden; die Umverteilungen welche innerhalb der heutigen Netze entstehen, könnten jedoch ebenfalls berechnet werden; erste Analysen zeigen, dass sie sehr gross sind). Wir präsentieren die Beispiele Seeland, Mittelland und Oberland. Die Struktur der Umverteilung ist in allen drei Regionen ähnlich. Die billigsten Durchleitungspreise finden sich in den grossen Städten – Biel, Bern und Thun – und den Agglomerationsgemeinden. Dann folgen in der Regel regionale und lokale Zentren, während die peripheren Gebiete in allen Regionen die höchsten Durchleitungskosten aufweisen. Die drei untenstehenden Graphiken verdeutlichen zudem, dass mit einer beschränkten Preisdifferenzierung bzw. Umverteilung die höchsten Durchleitungspreise auf rund die Hälfte gesenkt werden können (siehe auch Abschnitt 2.3.2, Seite 26).

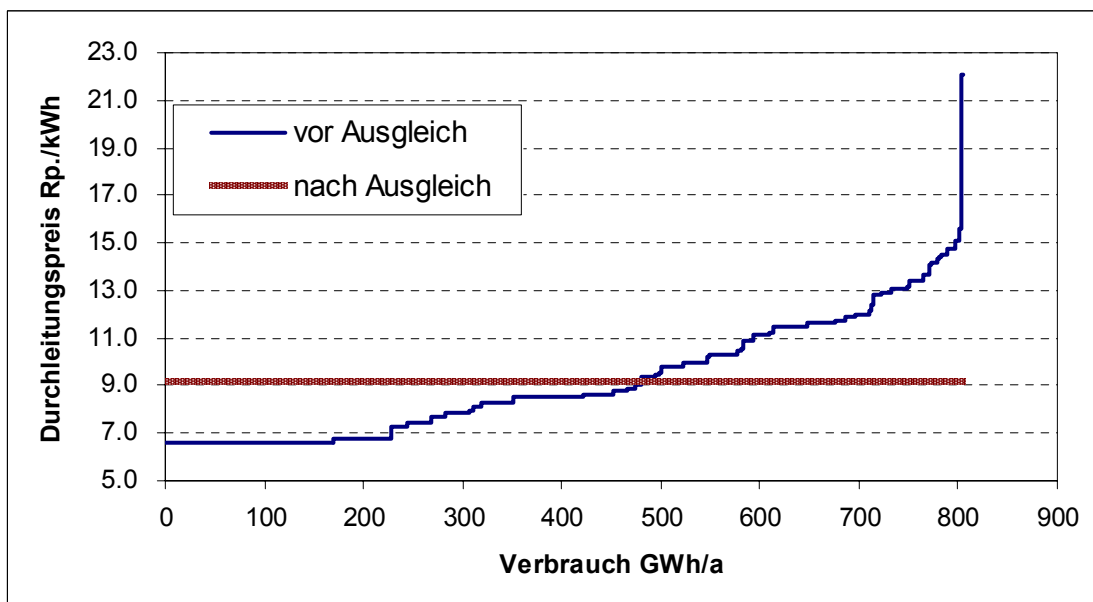
Grafik 6-7: Region Seeland: Umverteilung zwischen den Gemeinden innerhalb einer Region bei Bildung einer regionalen Netzgesellschaft



Grafik 6-8: Region Mittelland: Umverteilung zwischen den Gemeinden innerhalb einer Region bei Bildung einer regionalen Netzgesellschaft



Grafik 6-9: Region Oberland: Umverteilung zwischen den Gemeinden innerhalb einer Region bei Bildung einer regionalen Netzgesellschaft



7 Anhang B: Siedlungsstruktur und Stromkosten

7.1 Einführung

In einer Studie hat EcoPlan die Kostenunterschiede nach Siedlungsstrukturtypen detailliert untersucht.¹⁵ Für die vorliegende Studie wurden die wichtigsten Ergebnisse im Strombereich ausgewertet und übernommen.

7.2 Allgemeine Methodik

Zahlreiche Untersuchungen von konkreten Fallbeispielen aus Gemeinden haben in der Vergangenheit den Zusammenhang zwischen Infrastrukturkosten und Siedlungsstrukturen aufgezeigt. Mit der Untersuchung ist angestrebt worden, diesen Zusammenhang losgelöst von Fallbeispielen in einem weiteren Rahmen quantitativ darzustellen. Zu diesem Zweck wurde ein so genanntes Normkostenmodell erarbeitet. Mit diesem Modell sind anschliessend die siedlungsstrukturbedingten Unterschiede bei den Infrastrukturkosten berechnet worden. Der Grundgedanke des Modells ist in Grafik 7-1 dargestellt.

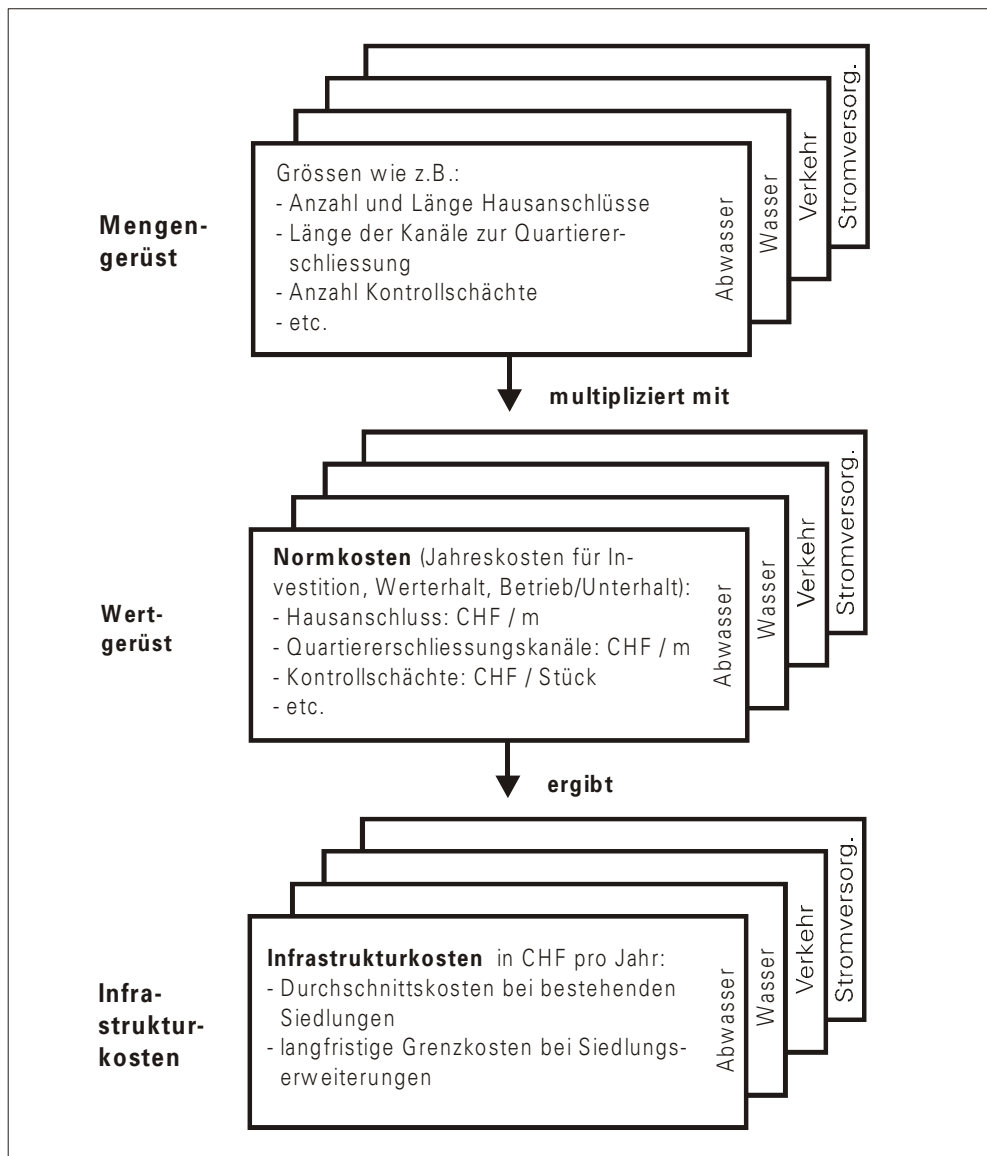
Die Siedlungsstruktur beeinflusst insbesondere das Mengengerüst des Berechnungsmodells: So braucht es in einem dünn besiedelten Gebiet beispielsweise ein deutlich längeres Leitungsnetz, um die einzelnen Gebäude anzuschliessen als bei einer verdichteten Siedlungsform.

Um diesen siedlungsspezifischen Unterschieden Rechnung zu tragen sind fünf Siedlungstypen mit unterschiedlicher Siedlungsdichte definiert worden:

- Die geringste Siedlungsdichte weist der Siedlungstyp S1 auf. Es handelt sich um freistehende Einzelgebäude oft ausserhalb der Bauzone. Dieser Siedlungstyp entspricht **Streusiedlungen**, wie sie insbesondere im ländlichen Raum anzutreffen sind.
- Der zweite Siedlungstyp (S2) ist eine klassische **Einfamilienhaussiedlung**.
- Der dritte Typ (S3) ist eine **Reiheneinfamilienhaussiedlung** aktueller Prägung.
- Beim vierten Typ (S4) handelt es sich um eine verdichtete Bauweise in Form eines dreigeschossigen **Wohnblocks**.
- Der fünfte Typ (S5), das mehrgeschossige **Hochhaus**, repräsentiert schliesslich den hochverdichtet gebauten Siedlungstyp.

¹⁵ EcoPlan (2000), Siedlungsentwicklung und Infrastrukturkosten.

Grafik 7-1: Das Normkostenmodell zur Berechnung der Infrastrukturkosten



Aus Erschliessungsplänen sind für diese fünf Siedlungstypen Daten für das Mengengerüst abgeleitet worden.

Neben der Bauweise spielt für die Berechnung der Infrastrukturkosten unterschiedlicher Siedlungsformen weiter eine Rolle, in welchem Ortstyp sich die betrachtete Siedlung befindet: Das Verlegen und der Unterhalt von Abwasserkanälen zum Beispiel kommt auf städtischem Gebiet teurer zu stehen als in einer ländlichen Gemeinde. Diesen Unterschieden wird im Berechnungsmodell Rechnung getragen, indem bei den Normkostensätzen des Wertgerüsts (z.B. CHF pro Laufmeter Abwasserkanal) zwischen den vier Ortstypen unterschieden wird. Es sind dies die folgenden:

- Beim ersten Ortstyp handelt es sich um eine grössere Schweizer **Stadt**.
- Der zweite Ortstyp ist eine **Agglomerationsgemeinde**.

- Der dritte Ortstyp ist ein **regionales Zentrum** mit 3 - 6'000 Einwohnerinnen und Einwohner.
- Der letzte Ortstyp ist schliesslich eine **kleinere Gemeinde im ländlichen Raum** mit einer Einwohnerzahl von 1'000 bis 1'500. Dieser Ortstyp weist einen vergleichsweise hohen Anteil Streusiedlungen auf.

In Tabelle 7-1 sind die Ausprägungen der wichtigsten Merkmale der fünf Siedlungstypen für einen „Normperimeter“ von 6500 m² zusammengefasst.

Tabelle 7-1: Ausprägung der wichtigsten Merkmale der vier Siedlungstypen

Merkmal	S1	S2	S3	S4	S5
Gebäudetyp					
Anzahl Geschosse / Gebäude	2	2	2	3	15
Ausnützungsziffer	0.04	0.34	0.53	1.00	3.50
Bruttogeschossfläche / Wohneinheit (WE)	270	203	163	144	90
Nettogeschossfläche / WE	224	168	135	119	75
Anzahl Personen pro WE	2.6	2.8	3.2	2.0	1.5
Siedlungseinheit, Perimeter					
Anzahl WE im Perimeter	1	11	21	45	253
Grundstücksfläche / WE	6'500	591	310	144	26
Anzahl Personen im Perimeter	3	31	67	90	379
Fläche des Perimeters	6'500	6'500	6'500	6'500	6'500

Die Höhe der Infrastrukturkosten ergibt sich im Berechnungsmodell aus der Multiplikation des Mengengerüsts mit den Normkostensätzen des Wertgerüsts. Im Bericht werden solche Berechnungen einerseits für bestehende Siedlungen und andererseits für Siedlungserweiterungen vorgenommen.

In allen Bereichen werden sowohl die Investitionskosten als auch die laufenden Kosten aus Unterhalt und Betrieb der Infrastrukturanlagen berücksichtigt. In die Berechnungen einbezogen werden einerseits die innere Erschliessung einer Siedlung (Quartiererschliessung) und andererseits ein anrechenbarer Teil der Groberschliessung (Anbindung der Siedlung an bestehende Netze). Im Verkehrsbereich wird zusätzlich auf die Problematik der Folgekosten von Verkehrsunfällen und der Umweltbelastung eingegangen.

In einem ersten Schritt werden die gesamten Infrastrukturkosten berechnet. In einem zweiten Schritt wird anschliessend der Frage nachgegangen, wer die berechneten Kosten trägt: Sind es die Nutzniessenden der Infrastrukturanlagen, welche die von ihnen verursachten Kosten tragen, oder werden Kostenteile auf Dritte und dabei insbesondere das Gemeinwesen überwältigt? Diese Frage ist bedeutsam, weil aus ökonomischer Sicht hohe Kosten nicht an sich,

sondern dann problematisch sind, wenn sie durch den Marktmechanismus nicht berücksichtigt werden, also nicht von jenen getragen werden, die sie verursachen.

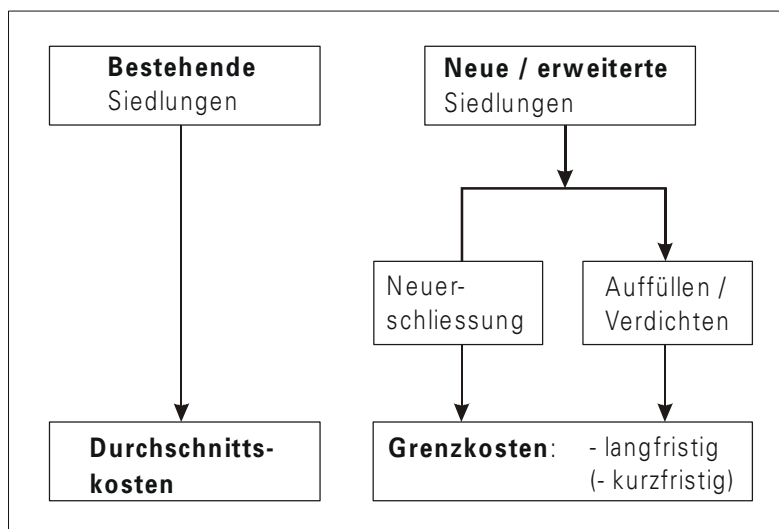
Die bisherigen Ergebnisse beziehen sich auf die Infrastrukturkosten bestehender Siedlungen. Mit Blick auf Handlungsspielräume und Steuerungsmöglichkeiten bedeutsamer sind die zusätzlichen Infrastrukturkosten, welche bei Siedlungserweiterungen anfallen. Um diese geht es im nächsten Abschnitt.

Hohe zusätzliche Infrastrukturkosten bei disperser Siedlungserweiterung

Der Druck, neue Siedlungsgebiete zu erschliessen, hat in der Schweiz wieder zugenommen. Die Potentiale für weitere Verdichtungen des bestehenden Siedlungsgebietes werden als nicht ausreichend bezeichnet, um der Nachfrage nach Wohnraum gerecht zu werden. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welche zusätzlichen Infrastrukturkosten bei unterschiedlichen Formen von Siedlungserweiterungen anfallen. Der Bericht unterscheidet zwischen den drei Formen:

- **verdichtet:** Bei dieser Form wird von einem nach innen gerichteten Siedlungswachstum ausgegangen. Es wird unterstellt, dass die Siedlungserweiterung innerhalb der Grenzen der bestehenden Siedlungsgebiete erfolgen kann. Im Fall der Einfamilienhaussiedlung bedeutet dies beispielsweise, dass in einer Siedlung freie Flächen mit weiteren Einfamilienhäusern überbaut werden. Die bestehenden Infrastrukturanlagen können mitbenutzt werden. Durch die Verdichtung ergeben sich geringfügig höhere Unterhaltskosten. In der langen Sicht müssen zudem die Kapazitäten der bestehenden Anlagen etwas ausgebaut werden.
- **Standard:** Bei diesem mittleren Fall wird davon ausgegangen, dass die Siedlungserweiterung einen qualitativ gleichen Ausbau der inneren und äusseren Erschliessung bedingt wie dies bei den bisher gebauten Siedlungsgebieten im Durchschnitt der Fall war. Die Siedlungserweiterung erfolgt nicht durch ein Auffüllen der bestehenden Siedlungsgebiete sondern durch eine flächenmässige Ausdehnung dieser Gebiete.
- **dispers:** Hier erfolgt die Siedlungserweiterung durch Neuerschliessungen. Zusätzlich wird aber angenommen, dass die neu ausgeschiedenen Siedlungsgebiete nicht unmittelbar an bestehende grenzen. Entsprechend müssen zusätzliche Zuleitungen und Verbindungsstrassen zur vorhandenen Groberschliessung gebaut werden.

Grafik 7-2: Relevante Kombinationen von Sichtweisen und Kostenarten



Die Grafik 7-2 macht auf einen weiteren zentralen Unterschied aufmerksam, welchen es bei der Kostenermittlung zu berücksichtigen gilt: Einerseits können die Infrastrukturkosten bestehender Siedlungen betrachtet werden (statische Sicht), andererseits die Kosten von neuen oder erweiterten Siedlungen (dynamische Sicht):

1. Im Falle der **bestehenden Siedlung** interessieren die siedlungstypbedingten Unterschiede bei den Kosten der gebauten Infrastruktur. Bei dieser rückwärts gewandten Optik interessieren die **Durchschnittskosten** der gebauten Infrastruktur. Beim Beispiel Strasseninfrastruktur wären dies etwa die Aufwendungen für die Kapitalkosten, den langfristigen Werterhalt sowie den betrieblichen Unterhalt.
2. Nur eine ungenügende Antwort kann mit der statischen Optik auf die Frage gegeben werden, welche siedlungsstrukturbedingten Infrastrukturkosten bei einer **Siedlungserweiterung** anfallen. In der raumordnungspolitischen Diskussion dürfte aber mit Blick auf die künftige Siedlungsentwicklung und auf Steuerungsmöglichkeiten insbesondere diese Frage relevant sein. Anders als bei der statischen Analyse muss sich hier die Kostenermittlung auf die durch die Siedlungserweiterung *zusätzlich anfallenden* Infrastrukturkosten konzentrieren. Entsprechend sind nicht die Durchschnittskosten relevant, sondern die Grenzinfrasturkosten einer Siedlungserweiterung. Diese **Grenzkosten** variieren, je nachdem in welcher Form die Siedlungserweiterung erfolgt. Bei der Kostenermittlung wird deshalb zwischen zwei Fällen unterschieden:
 - „**Auffüllen / Verdichten**“: Hier wird unterstellt, dass bestehende Siedlungsgebiete mit zusätzlichen Bauten aufgefüllt werden. Grob- und Detailerschliessung sind im betrachteten Siedlungsgebiet vorhanden. Es gilt „nur“ noch die einzelnen Gebäude an die vorhandene Infrastruktur anzuschliessen. Allerdings müssen sich die neuen Siedlungen an den Kosten der bestehenden und nunmehr von ihnen mitbenutzten Infrastruktur beteiligen.

Weiter stellt sich auch bei dieser Form der Siedlungserweiterung die Frage, ob die neue Siedlung eine Vergrösserung der bestehenden Infrastruktur notwendig macht.

Bei den Berechnungen der Kosten werden in den einzelnen Infrastrukturbereichen diesbezüglich Annahmen getroffen.

- „**Neuerschliessung**“: Bei diesem Fall wird davon ausgegangen, dass das betrachtete Siedlungsgebiet erst noch erschlossen werden muss. Kostenrelevant sind die zusätzlichen Kosten für die Detailerschliessung und für den Anschluss des Gebietes an die bestehende Grundinfrastruktur bzw. Groberschliessung sowie allfällig notwendig gewordene Ausbauten der bestehenden Infrastruktur.

Bei beiden Formen der Siedlungserweiterung stellt sich die Frage, ob die **kurzfristigen** oder ob die **langfristigen Grenzkosten** zu betrachten sind. Bei den erst genannten fliesen allfällige zukünftige Kapazitätserweiterungen nicht in die Betrachtung ein, bei letzteren werden diese berücksichtigt.

Die Höhe der beiden Kostenarten kann durchaus schwanken: So sind z.B. im Abwasserbereich die Kosten für Neuinvestitionen in aller Regel geringer als die Kosten für den langfristigen Werterhalt, dies auf Grund von aufwändigen künftigen Sanierungen und Ersatzinvestitionen. Bei einer kurzfristigen Sicht mag es angesichts der vergleichsweise tiefen Investitionskosten attraktiv erscheinen, ein Gebiet neu zu erschliessen. Über die lange Frist werden aber die hohen Werterhaltungskosten und die Kosten einer allfällig notwendigen Vergrösserung der Kapazitäten (z.B. der ARA) anfallen. Entsprechend verliert die Neuerschliessung an Attraktivität. Die lange Nutzungsdauer von Infrastrukturanlagen bewirkt damit, dass die langfristige Sichtweise für unsere Fragestellung die richtige Sichtweise ist.

Bei der Kostenermittlung wird nur kurz auf die Abweichung der langfristigen von den kurzfristigen Grenzkosten eingegangen, da in der politischen Diskussion um Siedlungserweiterungen auch letztere als Entscheidungsgrundlage herbeigezogen werden.

Die langfristige Optik macht es notwendig, dass die Ausgaben für den Bau und die Kosten für den langfristigen Werterhalt in **Jahreskosten** bzw. Annuitäten umgerechnet werden. Für die verschiedenen Infrastrukturanlagen müssen deshalb Nutzungsdauern unterstellt und es muss ein Zinssatz angenommen werden.

7.3 Methodik im Bereich Stromversorgung

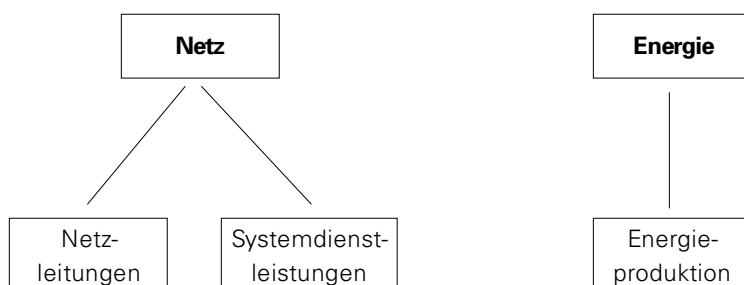
Die Stromverteilung wird in der Schweiz von rund 1'200 Energieversorgungsunternehmen (Private Gesellschaften, Kantons-, Stadt- oder Gemeindewerke, gemischte Unternehmen) vorgenommen. Die Werke weisen bezüglich ihrem Versorgungsgebiet und Stromumsatz eine grosse Heterogenität auf.

Die Kosten für den Netzbetrieb (Kapitalkosten, Personalkosten, Unterhalt, Administration, Netzsteuerung) belaufen sich jährlich grob geschätzt auf ca. 1.5 bis 2.5 Mrd. Franken. Nicht in diesen Angaben enthalten sind die eigentlichen Energiekosten für den Stromverbrauch, welche rund 6 Mrd. CHF betragen.

7.3.1 Systemgrenzen und Wirkungsmodell

Bei der Systemabgrenzung muss zwischen dem Netz- und Energieteil unterschieden werden (vgl. Grafik 7-3). Die vorliegende Untersuchung beschränkt sich ausschliesslich auf den Netzteil. Die Stromproduktion zählt nicht zur Erschliessungsinfrastruktur und wird daher in dieser Betrachtungen nicht weiter berücksichtigt.

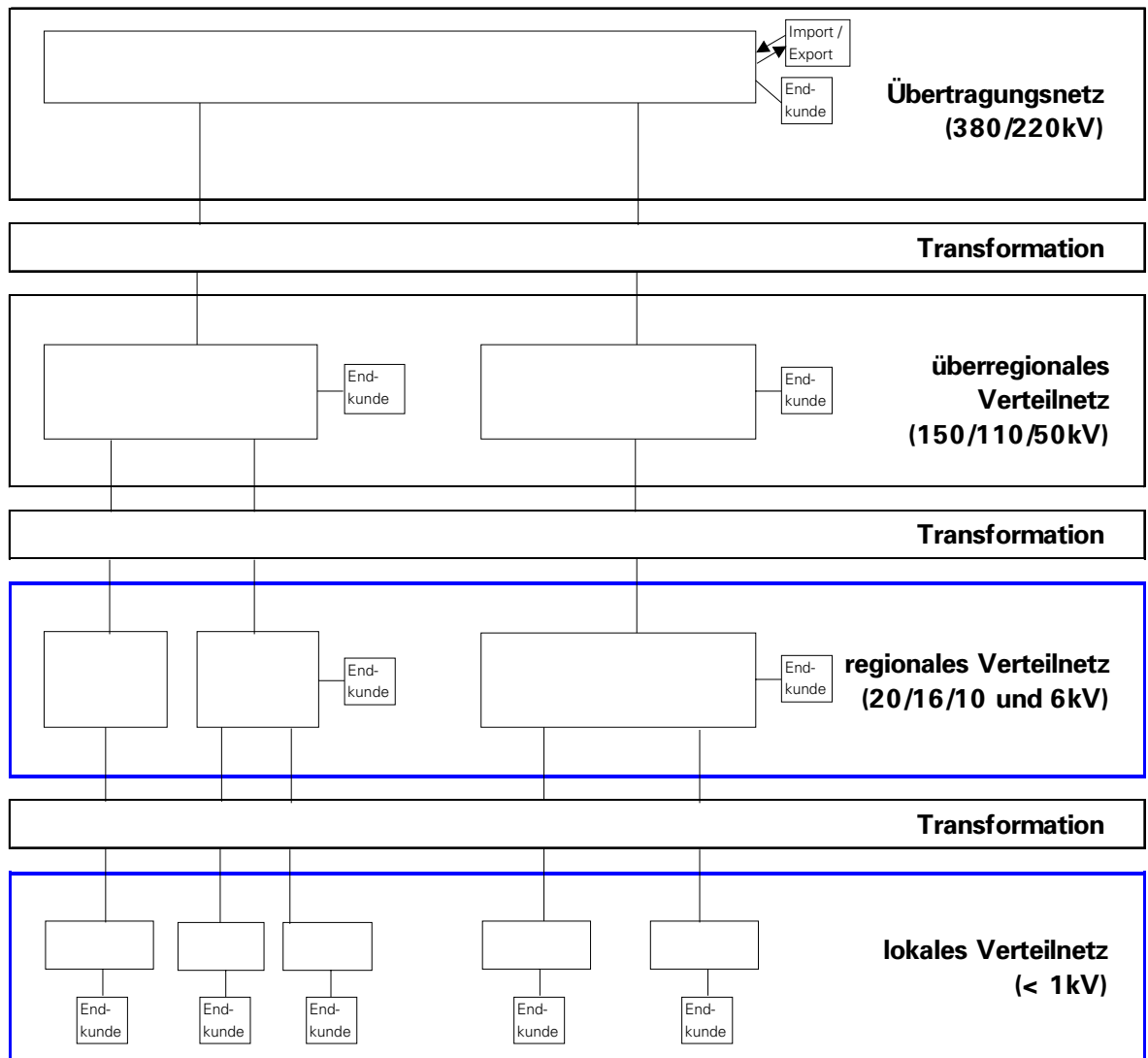
Grafik 7-3: Die Komponenten der Stromversorgung: Netz und Energie



Für die Systemabgrenzung der Netzinfrastrukturkosten ist es erforderlich, sich einen Überblick über das schweizerische Netzsystem zu verschaffen. Es können insgesamt vier Spannungsebenen und drei Transformationsebenen¹⁶ unterschieden werden (vgl. Grafik 7-4):

- **Übertragungsnetz** (380/220kV, Höchstspannungsnetze)
- **Transformation** vom **Übertragungsnetz** auf das **überregionales Verteilnetz**
- **Überregionales Verteilnetz** (150/110/50kV, Hochspannungsnetze)
- **Transformation** vom **überregionalen Verteilnetz** auf das **regionale Verteilnetz**
- **Regionales Verteilnetz** (20/16/10/6kV, Mittelspannungsnetze)
- **Transformation** vom **regionalen** auf das **lokale Verteilnetz**
- **Lokales Verteilnetz** (<1kV, Niederspannungsnetze)

¹⁶ Es handelt sich dabei um Gebäude und technische Anlagen (Transformatoren) zur Umwandlung des Stroms auf eine höhere oder tiefere Spannungsebene.

Grafik 7-4: Das Netzsystem der Schweiz¹⁷

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

Basierend auf dieser Netzstruktur werden wir im Folgenden die Systemabgrenzung vornehmen und dabei aufzeigen, welche Netz- bzw. Transformationsebenen in die Betrachtung einbezogen werden. Anschliessend folgt die Diskussion über den Einfluss der Siedlungsstruktur auf die Kosten für die Erstellung und den Betrieb dieser berücksichtigten Netzebenen.

¹⁷ Gemäss dem vom VSE geplanten Kostenrechnungsmodell bei Inkraftsetzung des Elektrizitätsmarktgesetzes (EMG).

7.3.2 Welche Kostenbestandteile des Stromversorgungsnetzes werden untersucht?

In Grafik 7-4 ist die Netzerschliessung eines Siedlungsgebietes schematisch dargestellt. An das **nationale Übertragungsnetz** (380/220kV) wird das überregionale Verteilnetz (150/110/50kV) angeschlossen. Dazu muss ein Unterwerk (380/220->150/110/50kV) erstellt werden, in welchem die Transformation vom Übertragungs- auf das überregionale Verteilnetz vorgenommen wird.

Das **überregionale Verteilnetz** folgt im Wesentlichen den Ortsschwerpunkten. Wie der Name besagt, dient das überregionale Verteilnetz der überregionalen Erschliessung von Dörfern, Agglomerationen oder Städten. Je nach Umfang des Leistungsbedarfs für die darunter liegende regionale bzw. lokale Verteilung muss in Agglomerationen oder Städten mit stark überbauten Gebieten ca. alle 4-5 km ein Unterwerk zur Aufrechterhaltung der Spannung erstellt werden. In weniger überbauten ländlichen Gebieten beträgt die durchschnittliche Distanz zwischen den Unterwerken ca. 10-15 km, auch grössere Distanzen sind möglich. Diese Unterwerke auf der Spannungsebene 110kV dienen gleichzeitig auch zum Anschluss des regionalen Verteilnetzes (20/16/10 und 6kV) bzw. zur Transformation der 110kV-Leistung auf die Leistung des regionalen Verteilnetzes. Je nach Leistungsbedarf für die regionale und lokale Ebene gehen von einem solchen Unterwerk ca. 10 bis 16 regionale Verteilleitungen weg.

Das **regionale Verteilnetz** basiert meistens auf 16kV-Leitungen und dient zur Erschliessung von Quartieren (Groberschliessung). Zur Verbesserung der Versorgungssicherheit wird das regionale Verteilnetz meist als Ringleitungssystem angelegt, so dass bei potenziellen Netzunterbrüchen möglichst wenige Konsumenten ohne Strom sind.

An dieses regionale Verteilnetz wird das **lokale Verteilnetz** (0.4kV, Niederspannung) angeschlossen, von welchem aus die Hausanschlüsse erfolgen. Der Anschluss des lokalen Verteilnetzes ans regionale Verteilnetz bedingt wiederum eine Transformation in so genannten „Trafostationen“. Pro Trafostation kann ein Gebiet im Umkreis von ca. 200-300 m mit der Niederspannung erschlossen werden (abhängig von der Spitzenlast). Die lokale Verteilung ist auch hier meist als Ringsystem konzipiert, der Zusammenschluss erfolgt in so genannten „Kabinen“.

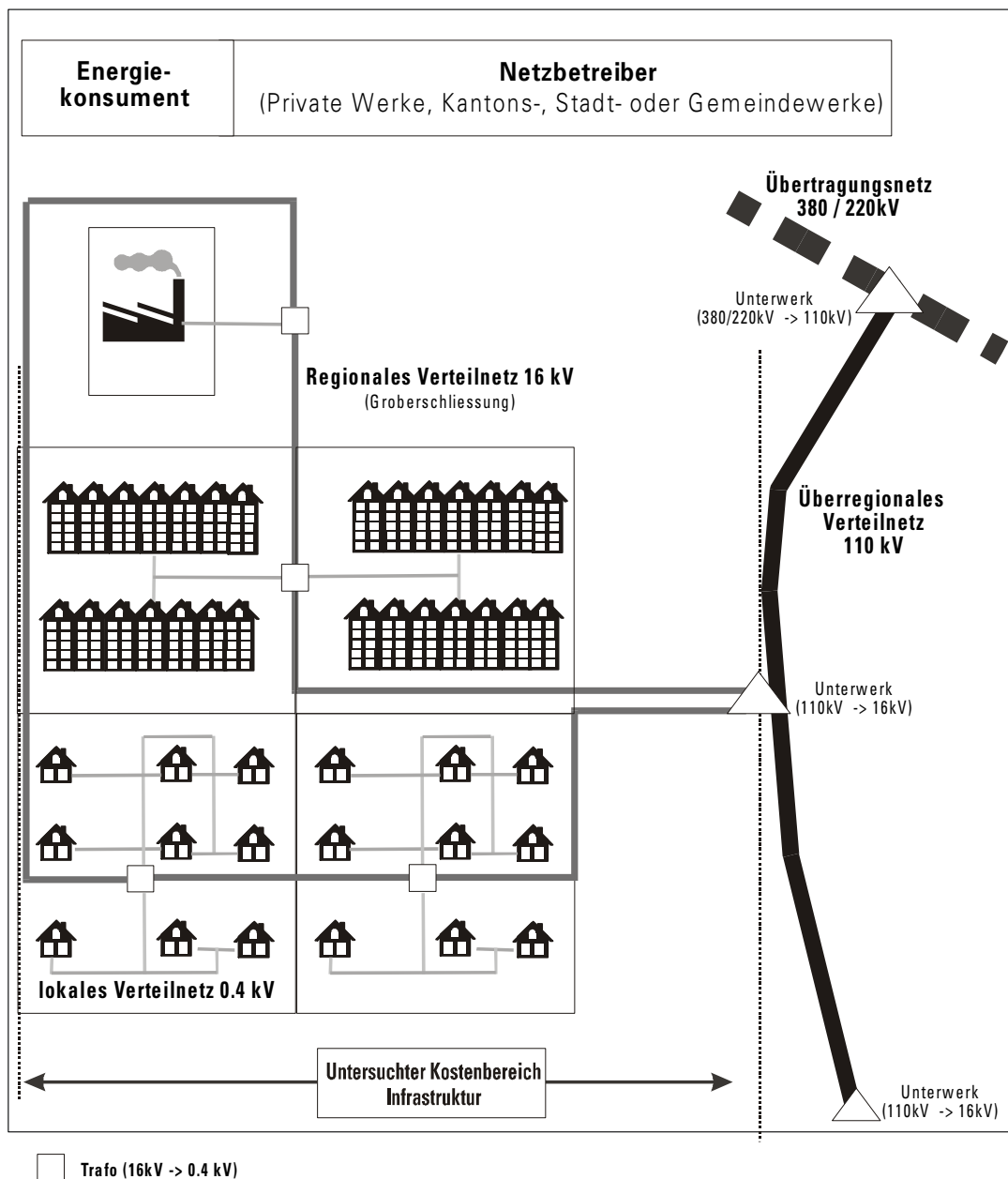
Die siedlungs- oder ortstypspezifische Abhängigkeit der Infrastrukturkosten sehen wir in erster Linie auf der Ebene der regionalen und lokalen Verteilung. Folgende Gründe sprechen dafür:

- Gemäss einer aktuellen empirischen Erhebung fallen die grössten Infrastrukturkosten pro kWh auf der lokalen und regionalen Verteilebene an: ca. 4.5 bis 13 Rp./kWh (je nach Netzgebiet) im Vergleich zu 1.5 bis 5 Rp./kWh für die überregionale und nationale Verteilung. Auf der lokalen und regionalen Verteilebenen zeigen sich zudem gemäss dieser Untersuchung auch die grössten Kostenunterschiede.¹⁸

¹⁸ Vgl. dazu ECOPLAN (1999), Service Public im liberalisierten Strommarkt.

- Das nationale Übertragungsnetz und das überregionale Verteilnetz lassen sich nicht unmittelbar einer Siedlung zuordnen, sondern dienen zur Erschliessung grösserer Regionen. Dabei soll die grossräumige Erschliessung nicht in die vorliegende Untersuchung einbezogen werden, weil sich dabei schwierige und u.E. kaum lösbare Zuordnungsprobleme stellen. In diesem Sinne wird akzeptiert, dass das nationale Übertragungsnetz und das überregionale Verteilnetz historisch gewachsen sind und ihre Infragestellung bei einem Entscheid über eine Neuansiedlung kaum mehr Sinn macht.

Grafik 7-5: Systemabgrenzung: Untersuchte Kostenbereiche des Stromnetzes



Zusammengefasst werden also folgende Bereiche in unsere Betrachtung einbezogen:

- Unterwerk zur Transformation von der überregionalen Verteilebene auf die regionale Verteilebene (110kV ->(20/16/10 und 6kV)
- Regionales Verteilnetz 16kV
- Trafostationen
- Lokales Verteilnetz 0.4kV
- Kabinen (für Ringzusammenschluss des lokalen Netzes)
- Hausanschlüsse

Zu den Kosten zählen sowohl die Kosten für die Bereitstellung der Infrastruktur (Investitionskosten und Kosten der Werterhaltung) als auch für die Nutzung der Infrastruktur (Kosten für Betrieb und Unterhalt sowie Systemsteuerung).

7.3.3 Wie beeinflusst der Siedlungstyp die Höhe der Infrastrukturkosten?

Der Siedlungstyp hat einen wesentlichen Einfluss auf die Erstellungskosten der lokalen und regionalen Verteilnetze. Folgende Faktoren sind zu beachten:

- **Anzahl und durchschnittliche Länge der Hausanschlüsse:** Bei Gebäuden mit mehreren Wohnungen muss nur ein Anschluss erstellt werden, dabei fallen etwa dieselben Planungs- und Baukosten für den Hausanschluss an wie für ein Einfamilienhaus. Dies bedeutet, dass die Pro-Kopf-Kosten für den Hausanschluss eines Einfamilienhauses höher liegen als bei Mehrfamilienhäusern.
- **Länge des lokalen und regionalen Verteilnetzes und Anzahl Kabinen:** Bei dichter besiedelten Gebieten (beispielsweise Siedlungstyp S4) ist die Netzlänge für die lokale und regionale Erschließung pro Wohneinheit kleiner als bei weniger dicht besiedelten Gebieten (Siedlungstypen S1 und S2).
- **Kosten für die Leitungen des regionalen und lokalen Verteilungsnetzes:** Bei verdichteter und hoch verdichteter Bauweise (S4 und S5) sind zwar die Leitungslängen pro Kopf kurz, aber die Kosten pro Laufmeter (vor allem im Ersatzfall) tendenziell etwas höher. Die Gründe dafür liegen in erster Linie in den erschwerten Bedingungen beim Bau und Ersatz (Rücksichtnahme auf Verkehr und zahlreiche Werkleitungen). Umgekehrt sind in klassischen Einfamilienhaussiedlungen die Verteilungsleitungen länger, aber auf Grund der einfacheren Linienführung eher kostengünstiger.
- **Anzahl und Kosten der Trafostationen:** Die Zahl der Transformatoren hängt einerseits von der Distanz und andererseits von der Spitzenlast ab:
 - Bei sehr dichter Besiedelung (Siedlungstyp S4 und S5) sind mehr Transformatoren erforderlich. Es können aber unter Umständen pro Trafostation mehrere Transformatoren untergebracht werden, was die Kosten pro kWh vermindert. Zusätzlich gilt es zu beachten, dass sich die Erstellungskosten der Trafostationen in dicht besiedelten Gebieten auf einen vergleichsweise hohen Energieumsatz verteilen.
 - Bei dünnerer Besiedelung spielt die Beschränkung der Reichweite eine Rolle: Im Niederspannungsnetz beschränkt sich die Versorgungsmöglichkeit auf einen Umkreis von rund 200-300 m von der Trafostation. Trotz möglicherweise ausreichender Last müs-

sen daher zusätzliche Trafostationen eingerichtet werden, um die Versorgung zu gewährleisten.

Eine ebenerdige kostengünstige Realisierung einer Trafostation ist in dicht besiedelten Gebieten oft nicht möglich. In diesen Fällen müssen unterirdische Lösungen realisiert werden (z.B. in einer Tiefgarage). Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass die Erstellungskosten pro Trafostation in dichter Besiedlung (S4 und S5) höher ausfallen als in weniger dicht besiedelten Gebieten (S1 und S2).

7.3.4 Wie beeinflusst die kleinräumliche Lage die Höhe der Infrastrukturkosten?

Wie bei der Abwasserentsorgung und Wasserversorgung gilt auch hier, dass die Infrastrukturkosten für die Erschliessung davon abhängen, ob eine Groberschliessung bereits vorhanden ist oder ob eine neue Groberschliessung - sprich regionale Verteilleitung (16kV) - zu erstellen ist.

Mit der Länge der **regionalen Verteilleitung** können Siedlungen an peripheren Lagen kostenmässig adäquat erfasst werden.

7.3.5 Wie beeinflusst der Ortstyp die Höhe der Infrastrukturkosten?

Den wichtigsten Einfluss des Ortstyps sehen wir vor allem bezüglich der Anzahl und der durchschnittlichen Kosten für **Unterwerke (110kV -> 16kV)**: Die Zahl der Unterwerke ist abhängig vom Leistungsbedarf für die darunter liegende regionale und lokale Verteilung. Zur Versorgung von Städten und Agglomerationen können mehrere Unterwerke innerhalb eines Radius von wenigen Kilometern erforderlich sein, im Schnitt ist ca. alle 4-5 km mit einem Unterwerk zu rechnen. In ländlichen Gebieten vergrössert sich diese Distanz zwischen den Unterwerken auf 10-15 km oder noch grössere Distanzen.

Die Erstellungskosten für ein Unterwerk hängen ab von der Gebäudeart (freistehendes Gebäude im Gelände oder Untertagwerk in städtischen Gebieten) und der Zahl der abgehenden Leitungen für die regionale Versorgung (16kV). In städtischen Gebieten muss pro Unterwerk auf Grund der oft schwierigeren Bauverhältnisse (Untertagwerke) und der grösseren Zahl abgehender Leitungen mit höheren Erstellungskosten gerechnet werden. Diese verteilen sich aber meist auf eine grössere Zahl von Wohneinheiten bzw. auf einen grösseren Stromumsatz.

7.3.6 Welche Fremdeinflüsse haben erheblichen Einfluss auf die Höhe der Infrastrukturkosten?

Im Strombereich ist vor allem auf zwei Einflussfaktoren hinzuweisen, welche nicht vom Siedlungs- oder Ortstyp abhängig sind:

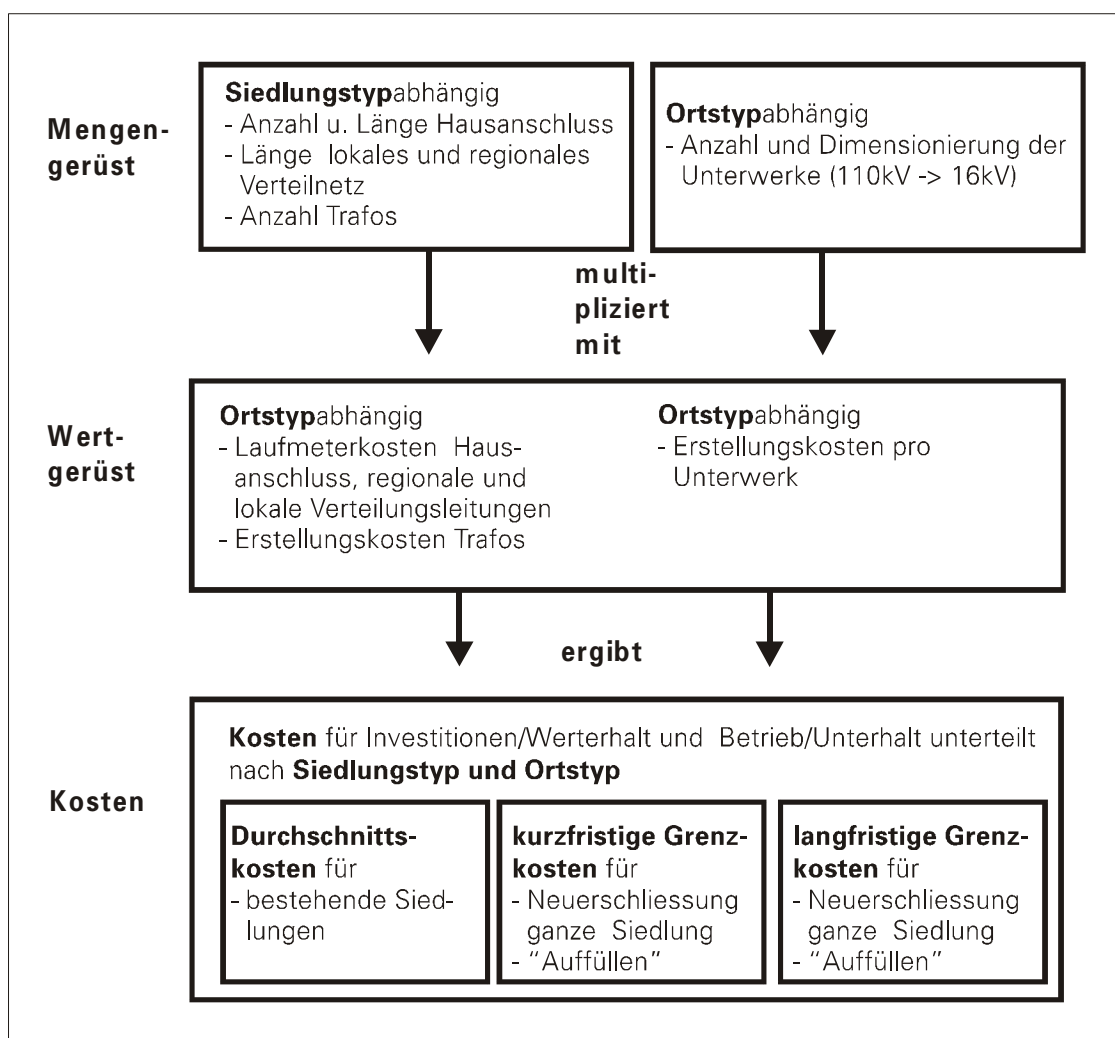
- **Topographie, Baugrund:** Sowohl Topographie wie Baugrund bestimmen die Kosten sowie evtl. die Anordnungen der Gebäude innerhalb der Siedlungen und damit auch die Leitungslängen für Hausanschlüsse sowie das lokale und regionale Verteilnetz.

- **Industrieanteil:** Bei grossem Industrieanteil mit entsprechend grossem Stromumsatz können die (fixen) Kosten für die Verteilungen auf einen grösseren Mengenumsatz umgelegt werden. Dies bewirkt tiefere Kosten pro kWh.

7.4 Mengen- und Wertgerüst

Das Normkostenmodell für die lokalen und regionalen Erschliessungskosten im Strombereich lässt sich basierend auf den vorangehenden Ausführungen wie folgt konkretisieren.

Grafik 7-6: Normkostenmodell für die regionale und lokale Erschliessung im Strombereich



Die quantitativen Werte für die verschiedenen Parameter des Mengen- und Wertgerüsts sind in den Anhängen A und B, jeweils Kapitel 6, zusammengefasst.

Für die weitere Analyse wird wie in den übrigen Infrastrukturbereichen zwischen Durchschnittskosten sowie kurz- und langfristigen Grenzkosten unterschieden. Die Zusam-

menhänge zwischen den unterschiedlichen Betrachtungskonzepten sind in der Tabelle 7-2 dargestellt.

Tabelle 7-2: Durchschnitts- versus kurz- und langfristige Grenzkosten bei der Stromerschliessung

	Durchschnittskosten bestehende Gebiete	Kurzfristige Grenzkosten		Langfristige Grenzkosten	
		"Auffüllen"	"Neuererschliessung"	"Auffüllen"	"Neuererschliessung"
Investitionen / Werterhaltung					
Innere Erschliessung					
- Hausanschlüsse (Kasten)					
- Zähler					
- Kabinen (S5: Technikraum)					
- Lokales Verteilnetz (Leitung)					
- Lokales Verteilnetz (Graben)					
- Trafostationen					
Äussere Erschliessung					
- Regionales Verteilnetz (16kV)					
- Zuleitung zum reg. Verteilnetz					
- Zubringerleitung vom Unterwerk					
- Unterwerk					
Betrieb / Unterhalt					
Innere Erschliessung					
- Hausanschlüsse (Kasten)					
- Zähler					
- Kabinen (S5: Technikraum)					
- Lokales Verteilnetz (0.4kV)					
- Trafostationen					
Äussere Erschliessung					
- Regionales Verteilnetz (16kV)					
- Zuleitung zum reg. Verteilnetz					
- Zubringerleitung vom Unterwerk					
- Unterwerk					
- Netzdienstleistung / Verwaltung					

Legende:

- volle Kosten relevant
- grosser Teil der Kosten relevant (über 50% der Durchschnittskosten)
- kleiner Teil der Kosten relevant (unter 50% der Durchschnittskosten)

- Die **Durchschnittskosten** entsprechen den Gesamtkosten der Stromversorgung pro EinwohnerIn oder pro Wohneinheit. Sie geben Auskunft über die Kostenstruktur der bestehenden Siedlungen.
- Die **kurzfristigen Grenzkosten** zeigen auf, welche Kosten für die Erschliessung einer neuen Siedlung kurzfristig anfallen. Dabei wird wie in den anderen Infrastrukturbereichen davon ausgegangen, dass die Kapazitäten der äusseren Erschliessung auf kurze Sicht noch ausreichen.

- Kurzfristig zusätzliche Investitionen fallen bei einer **neuen Siedlung** für die Errichtung der Quartiererschliessung (lokales Verteilnetz, Trafostation, Kabinen) sowie der Hausanschlüsse an. Ebenso muss die Groberschliessung (regionales Verteilnetz, evtl. Zuleitung zum regionalen Verteilnetz) neu erstellt werden.
- Beim „**Auffüllen**“ entfällt die Neuerrichtung der Groberschliessung.
- Die **langfristigen Grenzkosten** neuer Siedlungen setzen sich aus den Kosten zusammen, welche durch die Neubesiedlung in langer Frist zusätzlich anfallen. Langfristig führt die Nachfrage zusätzlicher Wohneinheiten nebst dem Investitions- bzw. Ersatzbedarf in der inneren Erschliessung auch zu einem Ausbaubedarf im regionalen Verteilnetz, bei den Zuleitungen sowie beim Unterwerk. Im Unterschied zum Wasser- und Abwasserbereich kann im Strombereich nicht davon ausgegangen werden, dass bei der äusseren Erschliessung bzw. beim Ausbau des Leitungsnetzes oder bei der Leistungsvergrösserung von Unterwerken mit grossen Skaleneffekten zu rechnen ist. Die langfristigen Grenzkosten neuer Siedlungen entsprechen daher im Wesentlichen den Durchschnittskosten.

Beim „Auffüllen“ entfallen auch in langfristiger Betrachtung einzelne Mehrkosten bei der inneren Erschliessung (keine zusätzlichen Kabinen und Trafostationen, keine zusätzlichen Grabarbeiten für das lokale Verteilnetz) und bei der äusseren Erschliessung (die regionale Verteilung und Zuleitung bleibt unverändert). Die langfristigen Grenzkosten beim „Auffüllen“ liegen dementsprechend unter den Durchschnittskosten.

7.5 Ergebnisse: Kosten nach Siedlungs- und Ortstypen

7.5.1 Durchschnittskosten bestehender Siedlungen

In Tabelle 7-3 sind die Ergebnisse des Normkostenmodells für den Bereich der Stromversorgung dargestellt. Die letzte Spalte zeigt wiederum einen plausiblen Durchschnittswert für den jeweiligen Ortstyp.

Bei den Betriebs- und Unterhaltskosten gilt es zu beachten, dass die eigentlichen Kosten des Energiekonsums (Stromverbrauch) nicht enthalten sind. Die ausgewiesenen Betriebs- und Unterhaltskosten beziehen sich auf den Unterhalt des Netzes bzw. der installierten Anlagen (Trafo, Kabinen, Zähler usw.) sowie sämtliche Kosten im Zusammenhang mit der Netz-Systemdienstleistung (Netzregulierung, Spannungshaltung, Ausgleich der Wirkungsverluste, Bereitstellung von Regelleistung und -Energie usw.).

Tabelle 7-3: Durchschnittliche Kosten für die Stromversorgung bestehender Siedlungen, CHF / EinwohnerIn pro Jahr bzw. CHF / kWh

Durchschnittskosten bestehende Siedlung CHF pro EinwohnerIn bzw. kWh		Stadt					im Ø*
		S1	S2	S3	S4	S5	
Innere Erschliessung	Kapitalkosten	1'785	159	110	78	59	91
	Kosten Betrieb / Unterhalt	1'040	92	39	54	51	58
	CHF/kWh	0.41	0.04	0.02	0.02	0.02	0.02
Äussere Erschliessung	Kapitalkosten	591	75	49	44	31	45
	Kosten Betrieb / Unterhalt	305	191	185	184	181	184
	CHF/kWh	0.13	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03
Total pro EinwohnerIn		3'722	517	383	360	322	379
CHF/kWh		0.53	0.07	0.06	0.05	0.05	0.05

Durchschnittskosten bestehende Siedlung CHF pro EinwohnerIn bzw. kWh		Agglo					im Ø*
		S1	S2	S3	S4	S5	
Innere Erschliessung	Kapitalkosten	1'785	159	110	78	59	121
	Kosten Betrieb / Unterhalt	1'040	92	39	54	51	69
	CHF/kWh	0.41	0.04	0.02	0.02	0.02	0.03
Äussere Erschliessung	Kapitalkosten	591	75	49	44	31	55
	Kosten Betrieb / Unterhalt	305	191	185	184	181	186
	CHF/kWh	0.13	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03
Total pro EinwohnerIn		3'722	517	383	360	322	432
CHF/kWh		0.53	0.07	0.06	0.05	0.05	0.06

Durchschnittskosten bestehende Siedlung CHF pro EinwohnerIn bzw. kWh		RegZen					im Ø*
		S1	S2	S3	S4	S5	
Innere Erschliessung	Kapitalkosten	1'785	159	110	78	59	138
	Kosten Betrieb / Unterhalt	1'040	92	39	54	51	75
	CHF/kWh	0.41	0.04	0.02	0.02	0.02	0.03
Äussere Erschliessung	Kapitalkosten	611	95	70	64	52	83
	Kosten Betrieb / Unterhalt	310	196	190	189	186	193
	CHF/kWh	0.13	0.04	0.04	0.04	0.03	0.04
Total pro EinwohnerIn		3'747	542	409	385	348	489
CHF/kWh		0.54	0.08	0.06	0.06	0.05	0.07

Durchschnittskosten bestehende Siedlung CHF pro EinwohnerIn bzw. kWh		RandGem					im Ø*
		S1	S2	S3	S4	S5	
Innere Erschliessung	Kapitalkosten	1'785	159	110	78	59	376
	Kosten Betrieb / Unterhalt	1'040	92	39	54	51	213
	CHF/kWh	0.41	0.04	0.02	0.02	0.02	0.08
Äussere Erschliessung	Kapitalkosten	663	147	121	115	103	212
	Kosten Betrieb / Unterhalt	322	208	202	201	198	222
	CHF/kWh	0.14	0.05	0.05	0.05	0.04	0.06
Total pro EinwohnerIn		3'811	606	472	448	411	1'023
CHF/kWh		0.55	0.09	0.07	0.06	0.06	0.15

* Gewichteter Durchschnittswert gemäss jeweiligem Anteil der verschiedenen Siedlungstypen

Die Schätzung der Anschlusskosten im Hauptteil dieses Berichts (3.2 Grundsätzliches zu Anschlusspreisen) beruht auf dieser Tabelle. Dabei wurden nur die Kapitalkosten, nicht aber die Betriebs- und Unterhaltskosten als Schätzgrundlage verwendet, da letztere tendenziell über jährliche (Grund-) Preise und nicht über einmalige Anschlusspreise verrechnet werden.

Kommentar:

- Im Vergleich zur Wasserversorgung muss bei der Stromversorgung im Durchschnitt mit deutlich höheren Kosten pro EinwohnerIn und Jahr gerechnet werden. Sie belaufen sich in der Stadt auf rund 380 CHF / EinwohnerIn und in Randgemeinden auf gut 1'000 CHF / EinwohnerIn.
- Pro **Siedlungstyp** zeigen sich wie in den anderen Infrastrukturbereichen erhebliche Unterschiede. Die spezifischen Jahreskosten pro EinwohnerIn liegen in der Streusiedlung (S1) um den Faktor 9 bis 11 über jenen im hochverdichteten Siedlungstyp S5.
- Mit Ausnahme des Siedlungstyps S1 entfällt der Hauptteil der Kosten auf Betrieb und Unterhalt (je nach Siedlungs- und Ortstyp zwischen 51% bis 72%).
- Beim Vergleich der einzelnen **Ortstypen** ergibt sich eine mehr oder weniger kontinuierliche Zunahme der spezifischen Kosten von der Stadt (höchste Verdichtung) über die Agglomeration bis zum Regionalzentrum. Ein eigentlicher Kostensprung muss bei den (dünn besiedelten) Randgemeinden festgestellt werden.
- Je nach Orts- und Siedlungstyp fällt die relative Bedeutung von innerer und äusserer Erschliessung unterschiedlich aus.

Bei den ausgewiesenen Kosten pro kWh gilt es zu beachten, dass ein Teil der Kosten für die innere Erschliessung von den Liegenschaftseigentümern getragen werden. Dieser Anteil ist je nach Elektrizitätsversorgungsunternehmen (bzw. Anschlussgebühren) unterschiedlich. Er dürfte in der Grössenordnung zwischen 20% bis 80% liegen. Bei einem angenommenen Durchschnitt von 50% würden demgemäss für die Ortstypen folgende durchschnittliche Stromversorgungskosten (ohne Energiekosten) anfallen:

- | | |
|-----------------------|--------------|
| • Stadt: | 4.4 Rp./kWh |
| • Agglomeration: | 4.8 Rp./kWh |
| • Regionales Zentrum: | 5.5 Rp./kWh |
| • Randgemeinde: | 10.5 Rp./kWh |

Eine jüngste Studie über die Netzbenutzungskosten auf der lokalen und regionalen Ebene hat für 9 Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) eine Bandbreite von 4.5 - 13 Rp./kWh ergeben.¹⁹ Bei dieser Studie wurden die Kosten aus den Buchhaltungsergebnissen der EVU ermittelt. Die vorliegende Untersuchung basiert demgegenüber auf einem bottom-up Ansatz. Trotz dieser methodischen Unterschiede zeigen sich sehr ähnliche Ergebnisse.

7.5.2 Langfristige Grenzkosten einer Siedlungserweiterung

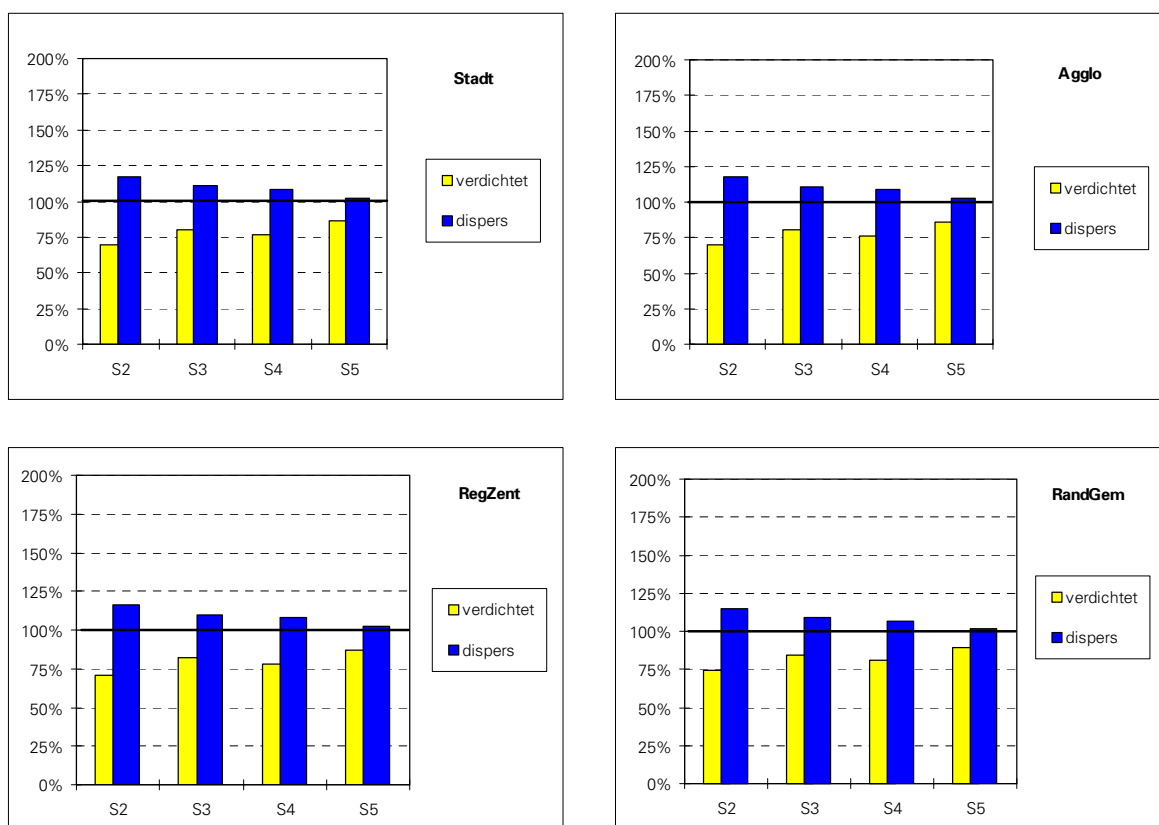
Basierend auf dem Normkostenmodell zeigt sich, dass die langfristigen Grenzkosten den Durchschnittskosten entsprechen. Dieses Ergebnis erklärt sich wie folgt:

¹⁹ Ecoplan (1999), Service Public im liberalisierten Strommarkt, S. 35.

- Die gesamte innere Erschliessung muss bei einer Siedlungserweiterung neu erstellt werden. Es fallen dabei im Vergleich zu bestehenden Siedlungen kaum Kosteneinsparungen an.
- Die Siedlungserweiterung führt zu einer gesteigerten Stromnachfrage und bedingt langfristig eine entsprechende Anpassung der äusseren Erschliessung. Beim allfälligen Ausbau des regionalen Verteilnetzes, von Zubringerleitungen und von Unterwerken kann kaum mit Synergie- oder Skaleneffekten gerechnet werden.

Den vorangehenden Ergebnissen liegt der „Standardfall“ einer Siedlungserweiterung zu Grunde. In Grafik 7-7 wird dargestellt, wie sich die Kosten der Stromversorgung verändern, wenn die Siedlungserweiterung verdichtet oder dispers erfolgt. Wiederum wird im Fall „verdichtet“ unterstellt, dass keine neue Groberschliessung (regionales Verteilnetz) erstellt werden muss. Im Fall „dispers“ erfolgt die Siedlungserweiterung etwas abseits. Im Vergleich zum Standardfall muss neben der Groberschliessung eine Zuleitung von 200 Metern gebaut werden. Der Standardfall entspricht in der Grafik 7-7 der schwarzen 100%-Linie.

Grafik 7-7: Mehr- und Minderkosten der Stromversorgung bei verdichteter und disperser Siedlungserweiterung, Kosten in % des Standardfalls



Kommentar:

- Die Kostenunterschiede zwischen den verschiedenen Erweiterungsformen sind im Vergleich zu den anderen Infrastrukturbereichen gering.

Die relativ geringen Kostenunterschiede lassen sich teilweise dadurch erklären, dass bei den anteilmässig bedeutenden Unterhalts- und Betriebskosten verschiedene Komponenten distanz- oder flächenunabhängig sind (Zähler ablesen, Systemdienstleistungen im Netz, Unterhalt von Trafostationen und Unterwerken usw.).

- Eine verdichtete Erweiterung in einer bestehenden Siedlung führt vor allem im Siedlungstyp „Einfamilienhäuser“ zu einer spürbaren Reduktion der Kosten (-157 CHF / EinwohnerIn) gegenüber dem Standardfall.

Die Zusatzkosten einer dispersen Erweiterung sind wesentlich kleiner, wiederum sind beim Siedlungstyp S2 die höchsten Zusatzkosten zu verzeichnen (+89 CHF / EinwohnerIn).

7.5.3 Kurzfristige Grenzkosten einer Siedlungserweiterung

Die kurzfristigen Grenzkosten liegen beim Ortstyp Stadt und Agglomeration um 19% unter den langfristigen Grenzkosten. Bei den Regionalzentren und Randgemeinden beläuft sich die Differenz auf 20% bzw. 10%.

Die Unterschiede zwischen den kurz und langfristigen Grenzkosten lassen sich wie folgt erklären:

- Bei der inneren Erschliessung ergeben sich keine Kostenunterschiede zwischen der kurz- und langfristigen Betrachtung. In beiden Fällen muss die gesamte Infrastruktur neu erstellt werden.
- Bei der äusseren Erschliessung fallen auf kurze Frist bei wichtigen Bestandteilen der Infrastruktur (Zuleitung zum regionalen Verteilnetz, Unterwerk) keine Ausbauten an. Die Ersparnis beläuft sich dementsprechend auch auf bis zu 90% im Vergleich zu den langfristigen Kapitalkosten. Allerdings ist der Anteil der Kapitalkosten im Vergleich zu den mehrheitlich vom Stromkonsum abhängigen Betriebs- und Unterhaltskosten (mit Ausnahme des Siedlungstyps S1) nicht dominierend.

7.5.4 Sensitivitäten

Bei der Stromversorgung bestehen wie in den anderen Infrastrukturbereichen verschiedene Unsicherheiten sowohl im Mengen- als auch im Wertgerüst. Die wichtigsten Parameter, welche das Gesamtergebnis wesentlich beeinflussen, können wie folgt zusammengefasst werden:

- **Innere Erschliessung:** Die Kosten werde im wesentlichen durch die Anzahl der installierten Zähler, deren Anschaffungskosten sowie die jährlichen Ablesekosten pro Zähler bestimmt. Beim Siedlungstyp S1 werden die Kosten von den Aufwendungen für die Trafostation dominiert.

- **Äussere Erschliessung:** Bei den äusseren Kosten entfallen mit Ausnahme des Siedlungstyps S1 rund 66% bis 85% der Kosten auf Betrieb und Unterhalt. Die Betriebs- und Unterhaltskosten entstehen zu über 90% im Zusammenhang mit der Netz-Systemdienstleistung (Netzregulierung, Spannungshaltung, Ausgleich der Wirkverluste, Bereitstellung von Regelleistung und -Energie usw.). Die Angaben von Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu den Netz-Systemdienstleistungskosten belaufen sich auf 1.5 bis 3.5 Rp./kWh. Unseren Berechnungen liegt ein Ansatz von 2.5 Rp./kWh zu Grunde.

7.6 Kostenträgerrechnung

Im Strombereich kann davon ausgegangen werden, dass die Kosten der Netzinfrastruktur vollumfänglich von den KonsumentInnen getragen werden. Eine Subventionierung durch die öffentliche Hand findet nicht statt.²⁰

Inwieweit die Kostendeckung durch die KonsumentInnen im Rahmen einer verursachergerechte Gebührenstruktur (Anschlussgebühr, Aufteilung Mengenpreis und Grundgebühr) erfolgt, lässt sich wegen der vielfältigen Gebührenpraxis bei den Elektrizitätsversorgungsunternehmen generell nur schwer beurteilen. Immerhin kann festgehalten werden, dass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen bis heute in ihren Netzgebieten eine Art „freiwillige Preissolidarität“ eingehalten haben: KundInnen mit dem gleichen Verbrauchsverhalten (Tages- und Jahresverbrauch, Lastprofile) haben die gleichen Netzbenutzungskosten pro kWh zu bezahlen, unabhängig von den tatsächlichen Kosten in den einzelnen Siedlungsgebieten.

Dies bedeutet, dass eine Quersubventionierung von tendenziell kostengünstigen (dichtbesiedelten) Gebieten zu teuren (dünnbesiedelten) Gebieten stattfindet.

7.7 Schlussfolgerungen

Die Stromversorgung als Infrastrukturbereich ist nicht nur unter dem Aspekt der Energieversorgung von ausserordentlicher Bedeutung, sondern stellt auch kostenmässig einen wichtigen Bestandteil dar. Je nach Siedlungs- und Ortstyp belaufen sich die Kosten für Erstellung und Betrieb (Netz und Netzsteuerung, Hausanschlüsse, Unterwerke, Trafostation usw.) auf 320 CHF (S5 in der Stadt) bis gut 3'800 CHF pro EinwohnerIn (Streusiedlung in der Randgemeinde). Damit liegen die spezifischen Kosten pro Kopf um höher als etwa bei der Wasserversorgung. In diesen Angaben sind die Energiekosten für den eigentlichen Stromverbrauch noch nicht enthalten.

Die relativen Kostendifferenzen zwischen den einzelnen Siedlungs- und Ortstypen fallen grösser aus als bei der Wasserversorgung. Am kostengünstigsten schneidet der Ortstyp

²⁰ Im Gegenteil flossen bisher über Gewinnabgaben und Konzessionsgebühren zum Teil erhebliche Mittel aus den Elektrizitätsversorgungsunternehmen an die öffentliche Hand (Gemeinde/Städte/Kantone).

Stadt ab (rund 380 CHF / EinwohnerIn), die höchsten Erschliessungs- und Betriebskosten sind in der Randgemeinde (knapp 1'000 CHF / EinwohnerIn) zu verzeichnen.

Im Unterschied zum Wasser- oder Abwasserbereich kann bei der Stromversorgung kaum mit bedeutenden Skalen- oder Synergieeffekten bei der Siedlungserweiterung gerechnet werden. Die langfristigen Grenzkosten für neue Siedlungen entsprechend daher den Durchschnittskosten.

Bezüglich der Kostendeckung ist festzuhalten, dass die Erschliessungskosten vollumfänglich durch die StromkonsumentInnen finanziert werden. Die Kostendeckung erfolgt einerseits durch Anschlussgebühren und andererseits als Bestandteil der bisherigen Strompreise.⁽²¹⁾

Innerhalb einzelner Netzgebiete kommt es bei der heutigen Gebührenstruktur zu Quersubventionierungen von tendenziell kostengünstigen (dichtbesiedelten Gebieten) zu teuren (dünnbesiedelten) Gebieten. Die Kosten werden also nicht vollständig verursachergerecht auf die Nutzniessenden übertragen.

21 Mit der Strommarktliberalisierung muss der Strompreis in Zukunft mindestens in die Komponente Energiekosten und Netzbenutzungskosten aufgliedert werden. Diese Aufteilung verändert allerdings die vorhandenen Kostendeckung nicht.

8 Anhang C: Einschlägige rechtliche Bestimmungen

Zur Klärung mancher Diskussion sind hier alle einschlägigen Texte zusammengestellt (Originaltexte Bundesrat gemäss www.admin.ch).

8.1 EMG (Referendumsvorlage)

Art. 6 Vergütung für die Durchleitung

¹ Die Vergütung für die Durchleitung von Elektrizität richtet sich nach den notwendigen Kosten eines effizient betriebenen Netzes und eines angemessenen Betriebsgewinnes. Dazu zählen insbesondere die Kosten für Netzregulierung, Spannungshaltung, Wirkverluste, Reservehaltung, Unterhalt, Durchleitungsrechte, Erneuerung und Ausbau sowie für die angemessene Verzinsung und Amortisation des eingesetzten Kapitals.

² Die Erwirtschaftung einer Monopolrente ist unzulässig.

³ Der Bundesrat erlässt Grundsätze für eine transparente und kostenorientierte Berechnung der Vergütung. Dabei ist insbesondere der Einspeisung von Energie auf unteren Spannungsebenen angemessene Rechnung zu tragen.

⁴ Für die Durchleitung von Elektrizität sind auf der gleichen Spannungsebene im Netz einer Netzbetreiberin gleiche Preise zu verrechnen. Bei Zusammenschlüssen von Netzgesellschaften besteht eine Übergangsfrist von fünf Jahren ab dem Zusammenschluss.

⁵ Die Kantone treffen die geeigneten Massnahmen zur Angleichung unverhältnismässiger Unterschiede der Durchleitungsvergütung auf ihrem Territorium. Falls diese Massnahmen zur Angleichung nicht genügen, ordnet der Bundesrat überregionale Netzgesellschaften an oder trifft subsidiär andere geeignete Massnahmen. Er kann insbesondere auch einen Ausgleichsfonds mit obligatorischer Beteiligung aller Netzgesellschaften anordnen. Die Effizienz der Durchleitung muss gewahrt bleiben.

Erläuterung in der Botschaft

Absatz 3 verankert den Grundsatz der Preissolidarität pro Netzebene. Danach sind für die Durchleitung von Elektrizität auf der gleichen Spannungsebene im Netz einer Netzbetreiberin gleiche (d. h. distanzunabhängige) Preise zu verrechnen. Aus regionalpolitischen Gründen sollen Endverbraucherinnen und -verbraucher in der gleichen Region für die Durchleitung von Elektrizität gleiche Preise bezahlen. Dadurch können die Netzkosten auf möglichst viele Endverbraucherinnen und Endverbraucher verteilt werden (zu den regionalpolitischen Auswirkungen vgl. Ziff. 136). Eine Aufspaltung in kleine und kleinste Netzabschnitte (z. B. pro Gemeinde) wäre überdies auch technisch und administrativ wenig sinnvoll.

Art. 11 Sicherstellung der Anschlüsse

¹ Die Kantone regeln die Zuteilung der Netzgebiete an die auf ihrem Gebiet tätigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Die Zuteilung eines Netzgebietes kann mit einem Leistungsauftrag an die Netzbetreiberin verbunden werden.

² Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet, in ihrem Netzgebiet alle Endverbraucherinnen und -verbraucher sowie alle Elektrizitätserzeugerinnen an das Elektrizitätsnetz anzuschliessen; abweichende bundesrechtliche und kantonale Bestimmungen sind vorbehalten.

³ Die Kantone können insbesondere Bestimmungen erlassen über Anschlüsse ausserhalb des Siedlungsgebietes und Anschlusskosten.

⁴ Die Kantone können auf ihrem Gebiet tätige Elektrizitätsversorgungsunternehmen dazu verpflichten, Endverbraucherinnen und -verbraucher auch ausserhalb ihres Netzgebietes an das Netz anzuschliessen, wenn:

a. die Selbstversorgung oder der Anschluss an ein anderes Netz nicht möglich oder unverhältnismässig ist;

b. der Anschluss für das zu verpflichtende Elektrizitätsversorgungsunternehmen technisch und betrieblich möglich und wirtschaftlich tragbar ist.

Erläuterung in der Botschaft

Gemäss *Absatz 3* können die Kantone unter anderem besondere Bestimmungen über Anschlüsse ausserhalb des Siedlungsgebietes und Anschlusskosten vorsehen. Darunter fallen auch Bestimmungen über das öffentlichrechtliche Verfahren bei Streitigkeiten über die Anschlusspflicht. Diese Bestimmung ermöglicht es den Kantonen, bestimmte Ausnahmen von der Anschlusspflicht vorzusehen, beispielsweise für stark abgelegene Gebiete, wo die Anschlusskosten unverhältnismässig hoch sind und den Bewohnern der Betrieb einer Selbstversorgungsanlage wirtschaftlich zugemutet werden kann. Das Siedlungsgebiet ist in der Regel kleiner als das Netzgebiet eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens. Unter dem Begriff Siedlungsgebiet werden die Bauzonen und die möglichen Bauzonenerweiterungen gemäss der kantonalen Richtplanung verstanden. Ferner können die Kantone auch vorsehen, dass nicht durch prohibitiv hohe Anschlusskosten der Grundsatz des diskriminierungsfreien Netzzugangs unterlaufen wird.

Absatz 4 schafft für die Kantone die Kompetenz, auf ihrem Gebiet tätige Versorgungsunternehmen dazu zu verpflichten, Stromkonsumenten auch ausserhalb ihres Netzgebietes an das Netz anzuschliessen. Es geht hier darum, sicherzustellen, dass auch in wirtschaftlich uninteressanten Gebieten (z. B. abgelegene Talschaften) die Stromversorgung gewährleistet bleibt, und die Kantone für den Fall von «verwaisten» Gebieten entsprechende Massnahmen ergreifen können. *Absatz 4* gilt nicht nur für die Übergangszeit, sondern kann auch nachher bei voller Marktöffnung zum Tragen kommen. Die Kantone können einem Versorgungsunternehmen die Anschlusspflicht ausserhalb seines Netzgebietes beispielsweise durch Verfü-

gung auferlegen. Sie haben dabei den Grundsatz der Verhältnismässigkeit zu wahren (*Bst. a und b*). Eine solche Verpflichtung wäre verhältnismässig, wenn die Versorgung auf

andere Weise nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar ist (z. B. Selbstversorgung ist mit ausserordentlich hohen Kosten verbunden), und wenn der Anschluss für das zu verpflichtende Versorgungsunternehmen technisch und betrieblich möglich und auch wirtschaftlich tragbar ist.

Art. 32 Versorgungspflicht und Preise für feste Kundinnen und Kunden

¹ Bis zur vollständigen Marktöffnung sind die Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet, in ihrem Netzgebiet:

- a. feste Kundinnen und Kunden regelmässig und ausreichend mit Elektrizität zu versorgen;
- b. festen Kundinnen und Kunden innerhalb der gleichen Kundengruppe gleiche Preise zu verrechnen;
- c. Preisvorteile auf Grund ihres Anspruchs auf Durchleitung nach Artikel 27 Absatz 1 Buchstabe b Ziffer 1 und Absatz 2 Buchstabe b festen Kundinnen und Kunden weiterzugeben.

² Die Kantone legen die Bedingungen fest, unter denen festen Kundinnen und Kunden in Ausnahmefällen unterschiedliche Anschlussgebühren verrechnet werden dürfen.

Erläuterung in der Botschaft:

Absatz 2 beauftragt die Kantone, Bedingungen festzulegen, die erfüllt sein müssen, damit den festen Kundinnen und Kunden in Ausnahmefällen unterschiedliche Anschlussgebühren verrechnet werden dürfen. Die Anschlussgebühren sind einmalig zu bezahlen und nicht abhängig vom Verbrauch des Stromkonsumenten. Mit der vorliegenden Bestimmung soll dem Umstand Rechnung getragen werden, dass einzelne Stromkonsumenten auch innerhalb der gleichen Kundengruppe auf Grund ihres speziellen Standortes (abgelegene Bauernhöfe oder Ferienhaussiedlungen) unterschiedlich hohe fixe Kosten (Anschlussgebühren) verursachen können. Die Kantone sollen hier Kriterien festlegen, in welchem Rahmen solchen Stromkunden unterschiedliche Anschlussgebühren auferlegt werden dürfen. Dabei sollen insbesondere auch die wirtschaftlichen Verhältnisse des betroffenen Stromkonsumenten mitberücksichtigt werden. Für die (variablen) Arbeitspreise bzw. Leistungspreise sollen aber allen festen Kundinnen und Kunden innerhalb der gleichen Kundengruppe unabhängig ihres Standortes gleiche Preise verrechnet werden (Preissolidarität).

8.2 Verordnungs-Entwurf

Art. 8 Effizienzorientierte Durchleitungsvergütung

¹ Das Bundesamt für Energie (Bundesamt) führt Effizienzvergleiche auf der Basis von Wiederbeschaffungswerten durch und gibt die Vergleichswerte bekannt. Entscheide der Schiedskommission über die Höhe der Durchleitungsvergütung bleiben vorbehalten.

² Für die Ermittlung der Vergleichswerte nach Absatz 1 sind von kantonalen oder kommunalen Behörden vorgeschriebene Abgaben, Gewinnablieferungen, Konzessionsgebühren und andere Entgelte auszunehmen.

Art. 12 Angleichung unverhältnismässiger Unterschiede der Durchleitungsvergütung

¹ Falls nach Ausschöpfung der kantonalen Massnahmen nach Artikel 6 Absatz 5 des Gesetzes die durchschnittliche Durchleitungsvergütung für Endverbraucherinnen und –verbraucher in einem Kanton die durchschnittliche gesamtschweizerische Durchleitungsvergütung um mehr als 25 Prozent übersteigt, unterbreitet das Departement dem Bundesrat nach Anhörung der Kantone einen Bericht über die weiter zu treffenden Massnahmen. Der Bericht äussert sich insbesondere zur Frage der Anordnung interkantonaler Netzgesellschaften und der Errichtung eines Ausgleichsfonds.

² Das Bundesamt ermittelt in Zusammenarbeit mit den Kantonen die notwendigen Daten.

Erläuterung

Dieser Artikel legt die Kriterien und das Vorgehen fest für die Massnahmen zur Angleichung unverhältnismässiger Unterschiede der Durchleitungsvergütungen gemäss Artikel 6 Absatz 5 des Gesetzes. Der vom Departement dem Bundesrat zu unterbreitende Bericht soll die Grundlage für die allfällige Anordnung interkantonaler Netzgesellschaften oder die allfällige Ausarbeitung einer Bundesratsverordnung zur Errichtung eines Ausgleichsfonds schaffen. Zur Überprüfung der Kriterien gemäss *Absatz 1* sind zunächst ausreichend verlässliche Daten über die Durchleitungsvergütungen der Netzbetreiberinnen zusammen mit den Kantonen gemäss *Absatz 2* zu erheben.

Art. 36 Preise für feste Kundinnen und Kunden

¹ Für die Durchleitung von Elektrizität für feste Kundinnen und Kunden gelten gleiche Preise wie für durchleitungsberechtigte Endverbraucherinnen und -verbraucher.

² Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet, in ihrem Netzgebiet festen Kundinnen und Kunden mit ähnlicher Verbrauchscharakteristik (Verbrauchsprofile) gleiche Preise für Durchleitung und Energie in Rechnung zu stellen. Bei Zusammenschlüssen von Elektrizitätsversorgungsunternehmen besteht eine Übergangsfrist von fünf Jahren ab dem Zusammenschluss.

Erläuterung:

Feste Kundinnen und Kunden sind Endverbraucherinnen und –verbraucher, die bis zur vollständigen Marktöffnung keinen Anspruch auf Durchleitung von Elektrizität haben. Sie bedürfen daher eines besonderen rechtlichen Schutzes. Bezüglich der Höhe der Durchleitungsvergütung legt *Absatz 1* fest, dass feste Kundinnen und Kunden nicht schlechter gestellt werden dürfen, als durchleitungsberechtigte Endverbraucherinnen und –verbraucher.

Absatz 2 konkretisiert den in Artikel 32 Absatz 1 Buchstabe b verankerten Grundsatz der Preissolidarität. Feste Kunden innerhalb der gleichen Kundengruppe und des gleichen Netzgebietes haben Anspruch auf gleiche Preise (Elektrizitätslieferung und Durchleitung). Als Kundengruppe gilt eine Kategorie von Elektrizitätskonsumenten mit ähnlicher Verbrauchscharakteristik (z.B. Haushalte, Gewerbe, Industrie).

Literaturverzeichnis

Ecoplan (1996)

Marktwirtschaftliche Umweltinstrumente mit einnahmenseitiger Kompensation: Machbarkeitsstudie. Im Auftrag des Regierungsrates des Kantons Bern. Bern.

Ecoplan (1998)

Elektrizitätsmarktöffnung: Auswirkungen im Kanton Bern. Bern.

Ecoplan (1999)

Service Public im liberalisierten Strommarkt. Bern.

Ecoplan (2000)

Siedlungsentwicklung und Infrastrukturkosten. Im Auftrag von Bundesamt für Raumentwicklung, Staatssekretariat für Wirtschaft, Amt für Gemeinden und Raumordnung des Kantons Bern. Bern.

Fahrländer, K.L.; U. Seewer und A. Danzeisen (2001)

Umsetzung des Elektrizitätsmarktgesetzes im Kanton Bern – Problemstellung und Vorschläge zum weiteren Vorgehen. Bern.

Infras (2000)

Evaluation der Berner Energiepolitik der 90er Jahre – Auswirkungen auf Energie und Beschäftigung. Bern / Zürich.

Kilchenmann, F und A. Bürkler (1989)

Versorgungsstruktur, Beteiligungen, Bezugsrechte und Verbundsystem der BKW, Bernische Kraftwerke AG, RK / Stab III. Bern.

Konferenz kantonaler Energiedirektoren, Bundesamt für Energie (2001)

Aufgaben der Kantone gemäss Elektrizitätsmarktgesetz – Zwischenbericht einer Arbeitsgruppe Kantone / Bund. Chur / Bern.

Saladin, P. et al. (1989)

Staats- und verwaltungsrechtliche Probleme der Erteilung von Leistungsaufträgen an nicht-private Energieversorgungsunternehmen, Studie 7 im Rahmen des Zweiten Energieberichts. Bern.

Wild, J. (2000)

Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung – Eine mikroökonomische Analyse mit empirischer Anwendung für die Schweiz. Zürich.