



Dokumentation zur Sunshine-Regulierung

Vorgehensweise und Berechnungen

Bern, September 2018

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	3
2	Rückmeldungen aus den beiden Testrunden	3
2.1	Punkte, die aufgrund von Rückmeldungen umgesetzt wurden.....	3
2.1.1	Energiedichte als zusätzliches Kriterium zur Gruppierung	3
2.1.2	Keine Gruppierung der Energietarife	3
2.1.3	Berücksichtigung der Masttrafostationen auf Netzebene 6	3
2.1.4	Berechnung der Netzkosten.....	4
2.1.5	Verwendung besser geeigneter Verbrauchsprofile	4
2.2	Punkte, die nicht umgesetzt wurden.....	4
2.2.1	Gruppierung aufgrund der Messpunktdichte.....	4
2.2.2	Kosten pro transformierte kWh anstelle von Kosten pro installiertem kVA (NE 6).....	5
2.2.3	Jährlicher Investitionsbetrag im Verhältnis zu den getätigten Abschreibungen.....	5
2.2.4	Altersstruktur des Netzes	5
2.2.5	Einbezug der NE 3 und 4.....	5
2.2.6	Berücksichtigung von Anschluss- und Netzkostenbeiträgen	5
2.2.7	Tieferer Zinssatz für die betriebsnotwendigen Vermögenswerte (WACC)	6
2.2.8	Berücksichtigung der Steuerpflicht, der Vorliegerkosten und der Deckungsdifferenzen aus den Vorjahren.....	6
2.2.9	Kabelquerschnitte und Kabelmaterialien	6
2.2.10	Verkabelungsgrad.....	7
2.2.11	Ausreisserwerte.....	7
3	Berechnungen Gruppenbildung und Medianwerte	7
3.1	Gruppenbildung.....	7
3.1.1	Siedlungsdichte	8
3.1.2	Manuelle Umteilung bei der Siedlungsdichte	9
3.1.3	Energiedichte	9
3.1.4	Ergebnisse der Gruppenzuteilung.....	9
3.2	Berechnung der Medianwerte	10
3.2.1	Medianwerte für Tarifvergleiche	10
3.2.2	Medianwerte für Netzkostenvergleiche.....	11
3.2.3	Beeinflussung der Mediane durch Kraftwerkskonzessionen	11
3.3	Versorgungsverfügbarkeit: SAIDI und SAIFI.....	11
3.4	Netzkosten	11
3.5	Tarife Netz und Energie	12
3.6	Produktevielfalt und Dienstleistungsqualität.....	12
3.6.1	Produktevielfalt und Kombinationsmöglichkeit.....	12
3.6.2	Information zu geplanten Unterbrüchen	13
3.6.3	Vorankündigung des Unterbruchs	13
3.7	Compliance und 95-Franken-Regel.....	13
3.7.1	Kostenrechnung für die Tarife 2018, Tarifblätter 2018 und Jahresrechnung 2016	13
3.7.2	Indikator zur 95-Franken-Regel.....	13
4	Kontaktadresse	13

1 Einleitung

Im Rahmen der Sunshine-Regulierung errechnet die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) seit 2015 Indikatoren in den Bereichen Versorgungs- und Dienstleistungsqualität, Netzkosten, Tarife sowie Compliance. Dabei sollen die Indikatoren für die Sunshine-Regulierung möglichst aus den vorhandenen Daten errechnet werden. Diese finden sich in der Kostenrechnung oder in den Erhebungen zu den Tarifen und zur Versorgungsqualität. Damit hält sich der zusätzliche Aufwand für die Netzbetreiber in Grenzen.

Im Sommer 2016 hat die EiCom die Sunshine-Regulierung als ergänzendes Instrument zur Cost-plus-Regulierung eingeführt. Damit konnte eine zweijährige Testphase erfolgreich abgeschlossen werden. Das vorliegende Dokument soll den Netzbetreibern einen vertieften Einblick in die Sunshine-Regulierung gewähren. Dabei soll es sie befähigen, die errechneten Werte nachvollziehen und die Herangehensweise besser verstehen zu können.

Das Dokument deckt alle vier Runden seit Sommer 2015 ab, in denen Netzbetreiber ihre individuellen Ergebnisse erhalten haben. Es stellt aber bezüglich Berechnungen und Methoden den aktuellsten Stand dar. Wo erforderlich, werden Differenzen zur vorangehenden Runde ausgewiesen.

2 Rückmeldungen aus den beiden Testrunden

Im Anschluss an die beiden Testrunden im Sommer 2015 und Frühjahr 2016 haben wir die Netzbetreiber eingeladen, uns ihre Meinung und Verbesserungsvorschläge zur Sunshine-Regulierung mitzuteilen. Aufgrund dieser Aufrufe haben wir über hundert Rückmeldungen mit Hinweisen erhalten.

2.1 Punkte, die aufgrund von Rückmeldungen umgesetzt wurden

Die hier erwähnten, von den Netzbetreibern eingebrachten Punkte, haben wir bei der Umsetzung der Sunshine-Regulierung berücksichtigen können.

2.1.1 Energiedichte als zusätzliches Kriterium zur Gruppierung

Wir wurden verschiedentlich darauf hingewiesen, dass die Siedlungsdichte als Kriterium zur Gruppeneinteilung nicht ausreiche. Insbesondere würden dadurch Faktoren wie Pendlerströme und die damit verbundenen Arbeitsplätze, gewerbliche und industrielle Betriebe sowie Zentrumslasten nicht genügend berücksichtigt. Wir haben daher beschlossen, die Energiedichte zusätzlich als Kriterium zur Gruppeneinteilung heranzuziehen. Nähere Angaben finden Sie im Abschnitt 3.1.3.

2.1.2 Keine Gruppierung der Energietarife

Die Gruppierung bei der Energie wurde im Rahmen der Rückmeldungen als nicht sachgerecht bezeichnet. Verschiedentlich wurden auch andere Kriterien für die Gruppeneinteilung vorgeschlagen, z. B. der Anteil der Eigenproduktion oder die ökologische Qualität.

Berechnungen unter Berücksichtigung der Eigenproduktion haben keine schlüssigen Ergebnisse geliefert, die eine Gruppierung gerechtfertigt hätten. Wir haben daher beschlossen, auf eine Gruppeneinteilung bei den Energietarifen zu verzichten.

2.1.3 Berücksichtigung der Masttrafostationen auf Netzebene 6

Wir haben in der 1. Testrunde irrtümlicherweise die Masttrafostationen für die Berechnung der Netzkosten pro kVA auf der Netzebene (NE) 6 nicht berücksichtigt. Dies haben wir bei der Berechnung der Netzkosten ab der 2. Testrunde korrigiert.

2.1.4 Berechnung der Netzkosten

2.1.4.1 Kostenbasis zur Berechnung der Netzkosten

Zahlreiche Rückmeldungen zur Berechnung der Netzkosten kritisierten die Beschränkung auf die Kostenpositionen 100 und 200 und schlugen den Einbezug weiterer Kostenblöcke vor. Dabei sollten die Informations- und Messkosten (500), die Verwaltungskosten (600, ohne Kapitalsteuern und Deckungsdifferenzen) sowie die Sonstigen Erträge (900) zusätzlich berücksichtigt werden. Zudem wurde vereinzelt vorgeschlagen, gewälzte Kosten zu verwenden.

Wir dehnen die Berechnungsgrundlage auf die erwähnten Positionen aus (siehe auch Abschnitt 3.4), stützen uns jedoch weiterhin auf die IST-Kosten zur Ermittlung der Deckungsdifferenzen (Formular 3.2 der Kostenrechnung). Diese effektiven Kosten enthalten im Gegensatz zu den gewälzten Kosten (Tarifsicht) weder Prognosewerte noch Kosten, die aus den Vergleichen zu eliminieren sind (vgl. Ziff. 2.2.8).

2.1.4.2 Unterwerke: Bereinigung der kalkulatorischen Kapitalkosten auf Netzebene 5

Etliche Netzbetreiber haben darauf hingewiesen, dass Unterwerke auf Netzebene 5 hohe kalkulatorische Kapitalkosten und in geringerem Ausmass Betriebskosten verursachen können. Unsere Berechnungen haben ergeben, dass sich die kalkulatorischen Zinsen und Abschreibungen für Unterwerke auf Netzebene 5 auf rund 70 Millionen Franken belaufen, dies bei gesamten kalkulatorischen Kapitalkosten von rund 500 Millionen Franken. Die durch Unterwerke verursachten Betriebskosten lassen sich aus den vorhandenen Daten hingegen nicht beziffern.

Da die Netzbetreiber die Kostenzuteilung dieser Unterwerke auf die Netzebenen 4 und 5 unterschiedlich handhaben, sind nicht alle gleich betroffen. Zudem tragen Netzbetreiber ohne Unterwerke überhaupt keine entsprechenden Kosten, da diese in ihrem Fall in die Vorliegetarife einfließen, welche bei der Sunshine-Regulierung aber nicht berücksichtigt werden (siehe auch Kapitel 2.2.8). Diese Tatsachen führen dazu, dass die Vergleiche auf Netzebene 5 verzerrt sind.

Wir haben daher beschlossen, die Netzkosten der Netzebene 5 um die kalkulatorischen Kapitalkosten für Unterwerke zu bereinigen und damit eine bessere Vergleichbarkeit aller Netzbetreiber herbeizuführen. Die entsprechenden Daten lagen 2017 nur für diejenigen Netzbetreiber vor, welche die Kostenrechnung Version „Voll“ ausfüllten. Im Rahmen der Kostenrechnung für Tarife 2018 haben wir jedoch die entsprechenden Daten bei allen betroffenen Netzbetreibern erhoben. Dies erlaubt uns, ab diesem Jahr die Kapitalkosten aller betroffenen Netzbetreiber berichtigen zu können. Auf eine Erhebung der Betriebskosten verzichten wir hingegen.

2.1.5 Verwendung besser geeigneter Verbrauchsprofile

Anstelle der Verbrauchsprofile H6 und C5 werden die Profile H7 und C6 verwendet.

2.2 Punkte, die nicht umgesetzt wurden

Im Rahmen der Rückmeldungen haben wir einige Vorschläge erhalten, für die uns die nötigen Informationen fehlen und die sich nicht mit angemessenem Aufwand beschaffen lassen. Schliesslich werden einige Vorschläge bereits durch die Auswertung oder andere Anpassungen abgedeckt.

2.2.1 Gruppierung aufgrund der Messpunktdichte

Die Gruppierung nach Messpunktdichte (Messpunkte pro Kilometer Leitung) fusst auf den gleichen Überlegungen wie die Gruppierung nach Energiedichte und wurde daher nicht zusätzlich berücksichtigt.

2.2.2 Kosten pro transformierte kWh anstelle von Kosten pro installiertem kVA (NE 6)

Einige Netzbetreiber schlugen vor, anstelle der Kosten pro installierte Transformatorenleistung auf NE 6, die Kosten pro transformierte Energie als Indikator zu verwenden. Dieser Anregung sind wir nicht gefolgt, da die Netzkosten durch die installierte Leistung und nicht durch die Energiemenge getrieben werden.

Zudem regten einige Betreiber an, auf die Kostendarstellung auf der NE 6 ganz zu verzichten, da die Kostenzuteilung dieser NE gemäss Branchenempfehlung (NNMV) auf drei unterschiedliche Arten erfolgen kann. Auch dieser Empfehlung berücksichtigen wir nicht. Die Effekte der drei möglichen Varianten der Kostenzuteilung der NE 6 auf die verschiedenen Ebenen wurden durch Branchenvertreter als eher gering eingestuft. Zudem heben sich die Unterschiede gegenseitig auf, wenn die NE 5 und 7 zusätzlich berücksichtigt werden. Deswegen ist jeder Netzkostenindikator nicht isoliert, sondern eher als Mosaikstein anzusehen; erst die Betrachtung aller Ebenen ergibt ein verlässliches Gesamtbild der Kostensituation.

2.2.3 Jährlicher Investitionsbetrag im Verhältnis zu den getätigten Abschreibungen

Es wurde vorgeschlagen, die jährlichen Investitionen ins Verhältnis zu den getätigten Abschreibungen zu setzen. Die daraus resultierende Kennzahl erscheint interessant, dürfte aber für alle Beteiligten schwierig zu interpretieren sein, insbesondere aufgrund von besonderen Situationen (z. B. Neuer-schliessungen oder unregelmässig anfallende Investitionen). Aus diesem Grund wurde dieser Indikator nicht ausgewiesen.

2.2.4 Altersstruktur des Netzes

Einige Netzbetreiber wünschten, dass das Alter des Netzes ausgewiesen wird. Unter Verwendung der Restbuchwerte, der Anschaffungskosten und der Abschreibungen – diese Zahlen liegen im Rahmen der Kostenrechnung vor – kann das Alter eines Netzes nur grob geschätzt werden. Zudem sagt das Alter für sich alleine nichts über den effektiven Zustand und die Verfügbarkeit sowie die Verlässlichkeit des Netzes aus. Entscheidend sind auch die Intensität und Qualität des Netzerhalts. Dieser neue Indikator wurde daher nicht weiterverfolgt.

2.2.5 Einbezug der NE 3 und 4

Einige Netzbetreiber versorgen Kunden auf höheren NE und regten an, den Vergleich auf NE 3 und NE 4 auszuweiten. In diesem Fall müsste auch die NE 2 miteinbezogen werden. Eine Ausdehnung auf höhere NE würde zu verhältnismässig kleinen Vergleichsgruppen führen. Die Beschränkung auf die unteren NE ist daher gerechtfertigt und zweckmässig – insbesondere auch aus Sicht der grossen Mehrheit der Endkunden.

2.2.6 Berücksichtigung von Anschluss- und Netzkostenbeiträgen

Gelegentlich wurde darauf hingewiesen, dass Anschluss- und Netzkostenbeiträge den Vergleich verzerrten. So seien insbesondere diejenigen Netzbetreiber benachteiligt, die keine derartigen Beiträge erheben würden. Zur Korrektur sollten die entsprechenden Werte wieder zum Kapital geschlagen und auf dieser neuen (höheren) Basis die Kapitalkosten berechnet werden. Damit liesse sich die Vergleichbarkeit herstellen und die Benachteiligung der Netzbetreiber ohne entsprechende Beiträge korrigieren. Dieser Einwand ist methodisch betrachtet berechtigt. Die Beiträge müssten für einen vollständig korrekten Vergleich berücksichtigt werden. Wie sieht es nun aber in der Praxis aus?

Buchhalterisch können diese Beiträge nach dem Brutto-Prinzip, dem Netto-Prinzip oder der direkten Verbuchung über die Erfolgsrechnung behandelt werden. Die Branche und die ECom empfehlen aus Transparenzgründen die Verbuchung nach dem Brutto-Prinzip. Bei der direkten Verbuchung über die

Erfolgsrechnung stellt sich im Einzelfall die Frage, ob das Verrechnungsverbot gemäss Artikel 958c Absatz 1 Ziffer 7 des schweizerischen Obligationenrechts (SR 220) beachtet wurde.

Es ist nur bei der Bruttomethode möglich, die Restwerte der Anschluss- und Netzkostenbeiträge zur Kapitalkostenberechnung zu berücksichtigen, da nur dort die entsprechenden Werte bekannt sind. Bei der Nettomethode sind die Beiträge nicht bekannt, da sie mit den Anlagewerten verrechnet und nur die Differenz ausgewiesen wird. Bei der Verbuchung über die Erfolgsrechnung fehlen die entsprechenden Informationen gänzlich.

Bis im Jahr 2017 war die Verbuchungsmethode nur bei denjenigen Netzbetreibern bekannt, welche die Vollversion der Kostenrechnung ausfüllten. Im Rahmen der Kostenrechnung für Tarife 2018 wurde die entsprechende Verbuchungsmethode aber neu bei allen Netzbetreibern erhoben.

2.2.7 Tieferer Zinssatz für die betriebsnotwendigen Vermögenswerte (WACC)

In einigen Rückmeldungen wurde darauf hingewiesen, dass die Vergleiche durch Netzbetreiber verzerrt werden, die nicht den maximal zulässigen Zinssatz für die betriebsnotwendigen Vermögenswerte (weighted average cost of capital, WACC) bei der Berechnung anwenden würden.

Dieses Argument ist teilweise korrekt. In der Realität wenden nur wenige Netzbetreiber einen tieferen kalkulatorischen Kapitalzinssatz an. Damit wird der Median der Kosten und Tarife als Referenzpunkt kaum verändert. Zudem handelt es sich beim vom BFE veröffentlichten WACC um einen Maximalwert, der unterschritten werden darf. Jeder Netzbetreiber kann hier selbst über eine Reduktion des Satzes entscheiden. Schliesslich ist aus Sicht eines Endverbrauchers bei den Tarifen relevant, wie viel er bezahlt.

2.2.8 Berücksichtigung der Steuerpflicht, der Vorliegerkosten und der Deckungsdifferenzen aus den Vorjahren

Einige Netzbetreiber – insbesondere Abteilungen von Gemeindeverwaltungen – sind von der Steuerpflicht befreit. Zudem können sich sowohl die Vorliegerkosten als auch die Deckungsdifferenzen aus den Vorjahren teilweise erheblich unterscheiden. Verschiedentlich wurde kritisiert, dass deren Berücksichtigung zu verzerrten Vergleichen führe.

In die Vergleiche der Netzkosten fliessen weder Steuern noch Vorliegerkosten oder Deckungsdifferenzen ein (siehe Abschnitt 2.1.4). Der Vorwurf ist hier also unbegründet.

Bei den Netztarifen hingegen können diese Kostenunterschiede eine Rolle spielen. Bei den Tarifen steht die Sicht der Endkunden im Vordergrund, welche die Tarife schlussendlich bezahlen. Damit ist es richtig, dass bei den Tarifen sämtliche Kosten inklusive Vorliegerkosten, Steuern und Deckungsdifferenzen enthalten sind.

Gelegentlich wurde auch der Wunsch geäussert, den Anteil der nicht beeinflussbaren Vorliegerkosten (gemäss Formular 3.6 der Kostenrechnung) auszuweisen. Dieser Wert lässt sich nicht eindeutig interpretieren und vergleichen, da er wesentlich davon abhängt, welche Netzebenen der Netzbetreiber selbst betreibt.

2.2.9 Kabelquerschnitte und Kabelmaterialien

Vereinzelt wurde angemerkt, dass die leitungsbezogenen Netzkostenvergleiche die verwendeten Kabelmaterialien und die verlegten Kabelquerschnitte vernachlässigen würden; beide Faktoren hätten Einfluss auf die Kosten und der Vergleich sei um diese Faktoren zu bereinigen.

Dieser Einwand ist grundsätzlich richtig. Aufgrund unserer Modellrechnungen und Erfahrungen zeigt es sich aber, dass der grösste Teil der Netzkosten durch Ingenieur- und Tiefbauarbeiten verursacht wird. Die verwendeten Materialien und verlegten Kabelquerschnitte beeinflussen die Kosten zwar auch, jedoch im tiefen Prozentbereich. Diese beiden Faktoren vermögen die teilweise grossen Unterschiede der Netzkosten zwischen den Netzbetreibern folglich nicht zu erklären.

In der praktischen Umsetzung bestünde zudem das Problem, dass die entsprechenden Daten der El-Com nicht vorliegen. Eine standardisierte Erhebung dürfte sich schwierig gestalten. Zudem ist es auch nicht sicher, ob alle Netzbetreiber über die notwendigen Informationen im erforderlichen Detaillierungsgrad verfügen.

Aus diesen Gründen verzichten wir auf die Erhebung der Daten und die Korrektur der Netzkosten aufgrund unterschiedlicher Kabelquerschnitte und –materialien.

2.2.10 Verkabelungsgrad

Einige Netzbetreiber haben darauf hingewiesen, dass der unterschiedliche Verkabelungsgrad Grund für die grossen Kostenunterschiede sei. Der Verkabelungsgrad pro Netzebene sei daher als erklärende Variable ebenfalls zu veröffentlichen.

Wir haben daraufhin untersucht, ob der unterschiedliche Verkabelungsgrad als möglicher Erklärungsansatz dienen könnte. Dabei hat sich gezeigt, dass 80 % aller Netzbetreiber auf Netzebene 7 einen Verkabelungsgrad von mindestens 95 % aufweisen. Lediglich 80 Netzbetreiber verfügen bezüglich der Netzebenen 5 und 7 über einen Grad unter 80 %, wobei sich drei Viertel dieser Netzbetreiber im Berggebiet befinden.

Die Analyse zeigt folglich, dass die meisten Netzbetreiber, namentlich ausserhalb der Berggebiete, über einen hohen Verkabelungsgrad verfügen. Die teilweise erheblichen Kostenunterschiede lassen sich dadurch nicht erklären. Wir verzichten daher auf den Ausweis dieses Indikators.

2.2.11 Ausreisserwerte

Manche Netzbetreiber machten geltend, dass insbesondere kleine Netzbetreiber mit einer geringen Anzahl Leitungskilometer den Medianwert nach unten verzerren würden. Dies mit der Begründung, dass sie die Kosten nicht richtig berechnen und/oder nicht korrekt zuteilen würden.

Wir haben die Netzebene 5 diesbezüglich überprüft. Dazu haben wir alle Netzbetreiber mit Leitungslängen unter zwei Kilometern identifiziert und ihre Netzkosten bei der entsprechenden Medianberechnung eliminiert. Dabei hat sich gezeigt, dass sich der Medianwert auf Netzebene 5 bei einer Elimination dieser Netzbetreiber nicht wie vermutet erhöht, sondern sinkt. Bei einer entsprechenden Betrachtung der Netzebene 7 finden wir keine bedeutende Verschiebung des Medianwertes.

Wir ändern die Medianberechnung folglich nicht und berücksichtigen weiterhin alle Netzbetreiber mit positiven Werten.

3 Berechnungen Gruppenbildung und Medianwerte

3.1 Gruppenbildung

Netzbetreiber mit ähnlichen Strukturmerkmalen lassen sich besser miteinander vergleichen. Dazu werden geeignete Vergleichsgruppen gebildet und die Netzbetreiber anhand bestimmter Kriterien diesen Gruppen zugeordnet. Die Netzbetreiber werden in der Regel aufgrund der Siedlungs- und der Energiedichte gruppiert. Je nach Indikator werden diese Gruppierungen verwendet oder weggelassen: Für Netzkosten- und Netztarifvergleiche stützen wir uns auf die Kombination aus Siedlungs- und Energiedichte. Für die Gruppierung der Versorgungsqualität wird hingegen gemäss dem Branchendokument Distribution Code nur die Siedlungsdichte verwendet., Für Energietarife, die Produktvielfalt/Dienstleistungsqualität, Compliance sowie die 95-Franken-Regel wird ganz auf eine Gruppierung verzichtet.

An dieser Stelle weisen wir darauf hin, dass wir nur Verteilnetzbetreiber gruppieren, die Endkunden auf der NE 7 versorgen. Alle anderen Netzbetreiber werden nicht gruppiert. Ihre individuellen Werte fliessen zwar in die Berechnungen der Medianwerte für Kosten- und Tarifvergleiche ein, werden aber auch bei Tarifvergleichen nur mit dem Faktor 1 gewichtet (für Details zur Berechnung der Mediane siehe Abschnitt 3.2).

3.1.1 Siedlungsdichte

Die Siedlungsdichte errechnet sich aus der ständigen Wohnbevölkerung pro Siedlungsfläche (in Hektaren) im Versorgungsgebiet des Netzbetreibers. Wir haben dazu die Summen der Siedlungsfläche und der Bevölkerungszahl aus jeder vom Netzbetreiber versorgten Gemeinde verwendet. Dieser Wert ergibt dann die Zugehörigkeit zur jeweiligen Siedlungskategorie. Wir haben uns dabei auf die Angaben zu den versorgten Gemeinden gestützt, die uns die Netzbetreiber im Zusammenhang mit den Tarifblättern 2018 eingereicht haben. Daraus geht nicht hervor, wie hoch der jeweilige Versorgungsgrad in einer Gemeinde ist; gemäss unserer Definition muss ein Netzbetreiber aber mindestens 25 Prozent aller Endverbraucher einer Gemeinde direkt versorgen, damit eine Gemeinde aufzuführen ist.

Die Angaben zu den versorgten Gemeinden finden sich auf unserer Webseite (Liste «Schweizerische Gemeinden und zuständige Stromnetzbetreiber»):

<https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/strompreise/tarif-rohdaten-verteilnetzbetreiber.html> (Stand: 21.03.2018).

Die Daten für die Einwohnerzahl und die Siedlungsfläche im vom Netzbetreiber versorgten Gebiet stammen vom Bundesamt für Statistik:

Einwohner (ständige Wohnbevölkerung, Stand 31. Dezember 2016):

<https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/bevoelkerung.assetdetail.3222022.html>.

Siedlungsfläche (Arealstatistik 2004/09, Angaben in der Spalte H; Stand 09.11.2016):

<https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/raum-umwelt/bodennutzung-bedeckung/gesamtspektrum-regionalen-stufen/gemeinden.assetdetail.1420942.html>.

Für die Bildung der Vergleichsgruppen aufgrund der Siedlungsdichte haben wir uns auf den „Distribution Code Schweiz“ des VSE (vgl. VSE 2014, Distribution Code DC, S. 42) gestützt, wobei wir die Grenzen angepasst und wie folgt festgelegt haben:

- hohe Siedlungsdichte (Stadt): > 44 Einwohner/ha Siedlungsfläche
- mittlere Siedlungsdichte: 25 – 44 Einwohner/ha Siedlungsfläche
- ländliches Gebiet (Land): < 25 Einwohner/ha Siedlungsfläche
- Berggebiet (Berg): falls ländliches Gebiet und Berggebiet (BFS)
- Tourismusgebiet: falls Berggebiet und touristisch (BFS)

Die Zuteilung eines Netzbetreibers in ein Berg- oder Tourismusgebiet erfolgt in drei Schritten:

1. Schritt: Den Kategorien Berg- oder Tourismusgebiete werden nur Netzbetreiber zugewiesen, die in die Kategorie ländliches Gebiet fallen.
2. Schritt: Die einzelnen Gemeinden im Versorgungsgebiet eines Netzbetreibers werden überprüft und die Gemeinden im Berggebiet (3 = Jura und 4 = Alpen; Spalte F) ausgeschieden. Die Ausscheidung erfolgt aufgrund der Einteilung des Bundesamtes für Statistik und ist unter folgendem Link zu finden (Stand 09.05.2017): <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/grundlagen/raumgliederungen.assetdetail.2546562.html>. Danach werden von diesen Orten im Berggebiet die Tourismusgemeinden identifiziert (Wert = 5, Kategorie: Gemeindetyp (9), Spalte V).
3. Schritt: Danach wird der Bevölkerungsanteil in Berggebieten ermittelt. Liegt er über 50 Prozent, wird der Netzbetreiber der Kategorie Berggebiet zugeordnet. Die gleiche Berechnungsart erfolgt zur Ausscheidung der Tourismusgebiete innerhalb der Berggebiete.

Im Vergleich zum Vorjahr kann sich für den Netzbetreiber eine neue Gruppeneinteilung bei der Siedlungsdichte ergeben. Dies insbesondere aufgrund des Bevölkerungswachstums, der Neuausmessung der Siedlungsflächen oder von Gemeindefusionen im Versorgungsgebiet. Auch eine Fusion mit einem anderen Netzbetreiber kann die Einteilung beeinflussen.

3.1.2 Manuelle Umteilung bei der Siedlungsdichte

Bei der Einteilung nach Siedlungsdichte stützen wir uns auf die Einwohnerzahlen und Siedlungsflächen des Bundesamtes für Statistik (BFS). Kantonale oder kommunale Angaben können wir bei der Berechnung der Siedlungsdichte nicht berücksichtigen.

In den Testrunden haben wir gesehen, dass unsere Definition der Siedlungsdichte und die daraus abgeleitete Gruppeneinteilung in wenigen Einzelfällen zu einer nicht schlüssigen Gruppeneinteilung führen können. Wir erläutern dies am Beispiel eines kleinen Netzbetreibers in einem abgelegenen Weiler: Der Weiler gehört zu einer grösseren Gemeinde, die aufgrund unserer Definition der mittleren Siedlungsdichte zugeteilt wird. Der kleine Netzbetreiber fällt in die Kategorie dieser Gemeinde, obschon er nur einen geringen Teil aller Einwohner in einem abgelegenen (ländlich geprägten) Teil der Gemeinde versorgt. Auf seinen Antrag hin haben wir ihn in die Kategorie „ländliches Gebiet“ umgeteilt. In der aktuellen Runde verschieben wir nur noch diesen Netzbetreiber manuell in eine andere Kategorie.

Falls ein Netzbetreiber den Eindruck hat, er sei aufgrund von Besonderheiten in die falsche Gruppe eingeteilt worden, kann er uns per E-Mail einen begründeten und dokumentierten Antrag für eine neue Gruppeneinteilung einreichen.

3.1.3 Energiedichte

Wir verwenden die Energiedichte (MWh/km Leitung) als weiteres Zuteilungskriterium. Die Grenze zwischen hoher und tiefer Ausspeisung ziehen wir nach Rücksprache mit der Branche bei 300 MWh/km. Zur Berechnung verwenden wir folgende Daten aus der Kostenrechnung für die Tarife 2018:

$$\text{Energiedichte} = \frac{\text{ausgespiesene Energie NE 5+NE6+NE 7 in MWh (Formular 1.2)}}{\text{Kabel und Freileitungen NE 5+NE 7 in km (Formular 2.1)}} \text{ [MWh/km]}$$

Aufgrund dieser Berechnung werden die Verteilnetzbetreiber entweder der Kategorie hohe oder tiefe Energiedichte zugeteilt.

Wie im Vorjahr verwenden wir die Werte eines Einzeljahres als Berechnungsgrundlage. Aus diesem Grund kann es im Vorjahresvergleich für einzelne Netzbetreiber zu einer neuen Gruppeneinteilung kommen. Wir haben 2016 untersucht, ob an Stelle des Jahreswertes 2014 ein Durchschnittswert über drei Jahre zur Berechnung des individuellen Wertes besser geeignet wäre. Dies ermöglichte auch zu prüfen, ob damit ein dauerndes Über- oder Unterschreiten an der Grenze von 300 MWh/km – und folglich eine wechselnde Einteilung der Netzbetreiber – verhindert werden könnte.

Dabei stellte sich heraus, dass entgegen erster Erwartungen die Betrachtung des Einzeljahres verlässlichere Angaben liefert. Die Gründe dafür können vielseitig sein: weniger Datenfehler, tendenziell tieferer Stromverbrauch über die Jahre, Bevölkerungswachstum sowie Fusionen von Netzbetreibern. Zudem konnten im Betrachtungszeitraum wenig wechselnde Netzbetreiber beobachtet werden. Wir haben daher beschlossen, die Einteilung in „hohe/tiefe“ Energiedichte nur aufgrund von Einjahreszahlen vorzunehmen.

Wir werden die weitere Entwicklung beobachten. Falls sich in Zukunft ein entsprechender Effekt beobachten lassen und störend wirken sollte, können Massnahmen ergriffen werden. So könnte beispielsweise ein Wechsel der Gruppe (hohe/tiefe Ausspeisung) erst nach mehrjähriger (z. B. zweijähriger) Zugehörigkeit zur anderen Gruppe erfolgen.

3.1.4 Ergebnisse der Gruppeneinteilung

Der gewählte Ansatz bei der Siedlungs- und der Energiedichte ergibt rechnerisch zehn Vergleichsgruppen. Aufgrund der geringen Gruppengrösse verschoben wir die Kategorie «hohe Siedlungsdichte/tiefe Ausspeisung», beziehungsweise «Tourismusgebiet/hohe Ausspeisung» horizontal in die nächste Vergleichsgruppe. Alternativ hätten wir diese beiden Gruppen auch vertikal verschieben können. Mit der horizontalen Verschiebung gewichten wir die stromrelevante Grösse der Energiedichte etwas höher als die Siedlungsdichte. Dies führt zu folgenden acht Vergleichsgruppen, die wir für Netzkosten- und Netztarifvergleiche verwenden:

Anzahl Netzbetreiber pro Gruppe

Grenze : 300 MWh/Km	hohe Siedlungsdichte	mittlere Siedlungsdichte	ländliches Gebiet	Berggebiet	Tourismusgebiet
hoch	24	85	36	31	←(12)
tief	(5)→	108	153	148	38

Tabelle 2: Anzahl der Netzbetreiber pro Vergleichsgruppe für die Netzkosten- und Netztarife.
Lesehilfe: Der Vergleichsgruppe «hohe Siedlungsdichte/hohe Ausspeisung» werden 24 Verteilnetzbetreiber zugeteilt.

Bezüglich der Versorgungsqualität und deren Indikatoren SAIDI und SAIFI wird auf die Siedlungsdichte abgestellt (Siedlungsdichte bedingt Versorgung von Endkunden auf Netzebene 7). Falls ein Betreiber auf Netzebene 5 aber mindestens 25 % der Endverbraucher in einer Gemeinde versorgt, wird er ebenfalls gruppiert. Es ergeben sich die folgenden Vergleichsgruppen:

SAIDI/SAIFI

hohe Siedlungsdichte	mittlere Siedlungsdichte	ländliches Gebiet	Berggebiet
16	43	8	20

Tabelle 3: Anzahl der Netzbetreiber pro Vergleichsgruppe für SAIDI/SAIFI.
Beachte: Sieben Netzbetreiber ohne Endkunden auf der NE7 wurden nicht gruppiert.

Demgegenüber werden die Indikatoren der Energietarife, der Produktevielfalt/Dienstleistungsqualität, Compliance und der 95-Franken-Regel nicht gruppiert.

3.2 Berechnung der Medianwerte

In der Regel weisen wir Medianwerte aus, die Ausnahme bilden die Indikatoren zur Versorgungsqualität, wo wir Mittelwerte verwenden. Die jeweiligen Medianwerte für Netzkosten- und Tarifvergleiche errechnen wir aufgrund der individuellen Ergebnisse der einzelnen Netzbetreiber. Wir schliessen dabei unplausible Werte bei der Medianberechnung aus. Solche liegen insbesondere vor, wenn zwar Mengenangaben (z. B. Kilometer) vorliegen und grundsätzlich Anlagen aktiviert, aber keine entsprechenden kalkulatorische Kosten geltend gemacht werden. Keine kalkulatorischen Kosten sind nur dann plausibel, wenn überhaupt keine Aktivierung von Anlagen erfolgt, d. h. wenn sämtliche Investitionen direkt und vollständig über den Aufwand verbucht werden.

3.2.1 Medianwerte für Tarifvergleiche

Wir gewichten die jeweiligen Tarife mit der Anzahl Einwohner (gemäss Angaben im Abschnitt 3.1.1) im Versorgungsgebiet des entsprechenden Netzbetreibers. Durch die Gewichtung mit den Einwohnern haben grössere Netzbetreiber einen bedeutenderen Einfluss auf die Berechnung des Medians. Dadurch werden die Endkunden in den Mittelpunkt gerückt: Diejenigen Tarife, die auf den Endkunden genau in der Mitte entfallen, bestimmen den entsprechenden Medianwert.

3.2.2 Medianwerte für Netzkostenvergleiche

Die Mediane der Netzkosten werden ohne Gewichtung mit den Einwohnern ermittelt, jeder Netzbetreiber erhält das gleiche Gewicht von 1. Dadurch legen wir den Fokus auf den Netzbetreiber und nicht auf den Endkunden.

3.2.3 Beeinflussung der Mediane durch Kraftwerkskonzessionen

Mittels eines Fragebogens haben wir Ende 2015 erhoben, ob die Netzbetreiber in den Genuss von Vergünstigungen aufgrund von Kraftwerkskonzessionen kommen. Endkunden in Konzessionsgemeinden profitieren typischerweise von reduzierten Energie- oder Netztarifen. Da die Tarife in den Konzessionsgemeinden nur einen Teil der effektiven Kosten abbilden, werden die Mediane ohne die Werte von Netzbetreibern mit reduzierten Tarifen ermittelt.

Die Berechnungen für 2017 basieren auf dem Fragebogen von Ende 2015. Ab der Kostenrechnung für Tarife 2018 werden diese Informationen systematisch erhoben und fliessen in die Berechnungen ein.

3.3 Versorgungsverfügbarkeit: SAIDI und SAIFI

Die Daten stammen aus dem Formular «Versorgungsunterbrechungen» der EICom und werden bei den 96 grössten Netzbetreibern in der Schweiz erhoben. Es werden die Werte (ganze Minuten) für die ungeplanten Unterbrechungen und für die Gesamtheit der Unterbrechungen ausgewiesen. Dabei wird einerseits das letzte, verfügbare Jahr (2016) sowie andererseits der Durchschnitt der sieben vorangegangenen Jahre (2010 -2016) betrachtet. Im Unterschied zur ersten Testrunde erfolgt bei den Versorgungskennzahlen aber keine Kategorisierung (Kategorie 1 – 5) der Ergebnisse mehr. Aufgrund der sehr schiefen Verteilung der Resultate ist weder eine Kategorisierung aufgrund des Median- noch des Mittelwertes angebracht. Es werden einzig die Mittelwerte aller Verteilnetzbetreiber und die Mittelwerte der Vergleichsgruppen ausgewiesen und grafisch dargestellt (siehe separates Dokument). Diese Darstellung orientiert sich an den Berichten zur Stromversorgungsqualität, die jährlich durch die EICom publiziert werden <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/versorgungssicherheit/versorgungsqualitaet.html>.

Die SAIDI-Kennzahl (System Average Interruption Duration Index) beschreibt die durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechungen eines Endverbrauchers im Versorgungsgebiet des Netzbetreibers während der Erfassungsperiode. Alternativ wird auch der Begriff «durchschnittliche Nichtverfügbarkeit des Systems» verwendet. Die SAIDI-Kennzahl wird wie folgt berechnet:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Anzahl unterbrochener Endverbraucher pro Unterbrechung} \times \text{Dauer der Unterbrechung}}{\text{Gesamtanzahl der versorgten Endverbraucher}}$$

Die SAIFI-Kennzahl (System Average Interruption Frequency Index) beschreibt die durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit eines Endverbrauchers im Versorgungsgebiet eines Netzbetreibers während der Erfassungsperiode. Alternativ wird auch der Begriff «Durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit» verwendet. Die SAIFI-Kennzahl wird wie folgt berechnet:

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Anzahl unterbrochener Endverbraucher pro Unterbrechung}}{\text{Gesamtanzahl der versorgten Endverbraucher}}$$

3.4 Netzkosten

Die Daten stammen aus den Formularen 3.2 Berechnung Deckungsdifferenzen Netz, 2.1 Übersicht Anlagen sowie 2.2/2.3 Anlagespiegel historisch/synthetisch der **Kostenrechnung für die Tarife 2018**. Die Netzkosten werden wie folgt berechnet (jeweils pro Netzebene 5, 6 und 7):

Kapitalkosten (Position 100)
+ Betriebskosten (Position 200)

- + Mess-/Informationswesen (Position 500)
- + Verwaltungskosten (Position 600, **ohne** 600.1b und 600.4)
- Sonstige Erträge (Position 900)
- = Summe der Netzkosten der entsprechenden Netzebene

Netzebene 5

$$\frac{\text{Summe der Netzkosten auf der Netzebene 5 (ohne Kapitalkosten von Unterwerken)}}{\text{Kabel MS (NE5)+Freileitungen MS (NE5)}}, [\text{CHF/km}]$$

Unterwerke können auf Netzebene 5 hohe kalkulatorische Kosten verursachen, die nicht alle Netzbetreiber tragen müssen. Dies kann bei Vergleichen zu Verzerrungen führen. Ab der dritten Runde berechnen wir den Indikator auf Netzebene 5 ohne die durch Unterwerke verursachten kalkulatorischen Kosten. In der aktuellen Runde kann diese Berücksichtigung bei allen Netzbetreibern erfolgen. Ausführlichere Informationen finden sich im Kapitel 2.1.4.2.

Netzebene 6

$$\frac{\text{Summe der Netzkosten auf der Netzebene 6}}{\text{Leistung Trafostationen (NE6)+Masttrafostationen (NE6)}}, [\text{CHF/kVA}]$$

Netzebene 7

$$\frac{\text{Summe der Netzkosten auf der Netzebene 7}}{\text{Kabel NS (NE7)+Kabel Hausanschluss Endkunden (NE7)+Freileitungen NS (NE7)}}, [\text{CHF/km}]$$

Die Berechnung der Mediane der Netzkosten erfolgt iungewichtet.

3.5 Tarife Netz und Energie

Die Daten stammen aus dem Tariffomular der ECom. Die Tarife entsprechen den Verbrauchsprofilen C2, C4, C6, H2, H4 und H7 für das Jahr 2018. Ab der 2. Testrunde verwenden wir die Profile C6 und H7 anstelle von C5 und H6.

Der Grund für diesen Wechsel der betrachteten Verbrauchsprofile ist die zunehmende Bedeutung von Wärmepumpen (H7) und die gemäss Rückmeldungen der Netzbetreiber grössere Repräsentativität von C6 gegenüber C5.

Zur Berechnung der Mediane werden die jeweiligen Ergebnisse der Netzbetreiber mit deren gesamten Einwohnerzahl des Versorgungsgebietes gewichtet.

3.6 Produktevielfalt und Dienstleistungsqualität

Die Informationen zur Produktevielfalt und zur Dienstleistungsqualität haben wir Ende 2015 mittels eines Fragebogens bei den Netzbetreibern erhoben. Dabei haben wir im Jahr 2016 die im Kapitel 3.6 angeführten Indikatoren errechnet und ausgewiesen. Im Jahr 2017 haben wir aufgrund fehlender Daten ausnahmsweise auf die Darstellung dieser Indikatoren verzichtet.

Einige dieser Daten werden aber ab der Kostenrechnung für Tarife 2018 systematisch erhoben. Aufgrund dieser Daten können wir die entsprechenden Indikatoren gemäss den nachfolgenden Abschnitten ausweisen.

3.6.1 Produktevielfalt und Kombinationsmöglichkeit

Wir weisen die Angaben der Netzbetreiber zur Anzahl angebotener Energieprodukte unterschiedlicher ökologischer Qualität und den Kombinationsmöglichkeiten aus.

Die Kombinationsmöglichkeit weisen wir binär aus (ja/nein). Falls ein Netzbetreiber 1 Produkt, aber die Kombinationsmöglichkeit „ja“ angegeben hat, wurde dies von uns auf „nein“ angepasst. Zusätzlich geben wir an, wie sich diese Antworten prozentual über alle Netzbetreiber gesehen verteilen.

3.6.2 Information zu geplanten Unterbrüchen

Die Antworten zur Information an den Kunden stellen wir binär (ja/nein) dar. Zusätzlich geben wir an, wie sich diese Antworten prozentual über alle Netzbetreiber gesehen verteilen.

3.6.3 Vorankündigung des Unterbruchs

Die Ankündigung des Unterbruchs in Tagen variiert stark zwischen den Netzbetreibern. Teilweise ist sie von den Kundengruppen abhängig und variiert somit auch bei einzelnen Netzbetreibern. Wir weisen Ihre Antwort in Anzahl Kalendertagen aus und geben den Medianwert aller Netzbetreiber an.

3.7 Compliance und 95-Franken-Regel

3.7.1 Kostenrechnung für die Tarife 2018, Tarifblätter 2018 und Jahresrechnung 2016

Die Kostenrechnung, Tarifblätter und Jahresrechnung müssen bis spätestens am 31. August veröffentlicht bzw. bei der ECom eingereicht sein (Art. 7 Abs.7 sowie Art. 10 StromVV). Geprüft wird, ob sich die Netzbetreiber an diese Frist gehalten haben und die entsprechenden Formulare gesetzestkonform ausgefüllt worden sind (ja / nein).

3.7.2 Indikator zur 95-Franken-Regel

Die sog. 95-Franken-Regel prüft, ob die Verwaltungs- und Vertriebskosten (inkl. Gewinn des Vertriebes gemäss Formular 5.1 der Kostenrechnung für Tarife 2018) der Energielieferung in der Grundversorgung den Betrag von Fr. 95.00 pro Rechnungsempfänger (gemäss Formular 1.2) nicht übersteigen. Dieser Indikator wird wie folgt berechnet:

$$\frac{\text{Verwaltungs- und Vertriebskosten} + \text{Sonst. Kosten Energielieferung} + \text{Gewinn des Vertriebes}}{\text{Summe aller Rechnungsempfänger gemäss Formular 1.2}}, \text{ [CHF/RE]}$$

Falls der entsprechende Wert Fr. 95.00 oder weniger beträgt, gilt die Regel als eingehalten.

4 Kontaktadresse

Haben Sie Rückfragen oder sonstige Hinweise zur Sunshine-Regulierung? Kontaktieren Sie uns über unsere E-Mail-Adresse sunshine@elcom.admin.ch. Wir werden Ihnen so rasch als möglich antworten.