



Regierungsrat, 9102 Herisau

An die Mitglieder
des Kantonsrates

Herisau, 14. September 2021

5000.400

Energiegesetz, Teilrevision (MuKE 2014); 2. Lesung

1. Bericht und Antrag des Regierungsrates vom 14. September 2021

Sehr geehrter Herr Kantonsratspräsident
Sehr geehrte Damen Kantonsrätinnen
Sehr geehrte Herren Kantonsräte

A. Ausgangslage

Der Kantonsrat hat an seiner Sitzung vom 22. Februar 2021 den Entwurf für eine Teilrevision des Energiegesetzes (kEnG; bGS 750.1) in 1. Lesung behandelt und der Vorlage in der Schlussabstimmung mit 52:1 Stimmen bei zwei Enthaltungen zugestimmt. Die Vorlage unterstand bis zum 26. März 2021 der Volksdiskussion (vgl. Amtsblatt vom 26. Februar 2021). Innerhalb dieser Frist sind 39 Beiträge eingegangen.

Am 13. Juni 2021 fand die eidgenössische Volksabstimmung über das Bundesgesetz vom 25. September 2020 über die Verminderung der Treibhausgasemissionen (CO₂-Gesetz) statt. Die Vorlage wurde auf nationaler Ebene abgelehnt, in Appenzell Ausserrhoden mit 10'824 Ja gegen 14'669 Nein.

Der Regierungsrat hat die in der 1. Lesung im Kantonsrat formulierten Aufträge, Anliegen und Fragen sowie die Volksdiskussionsbeiträge aufgenommen und nimmt nachfolgend dazu Stellung. Zudem hat er die Vorlage nochmals eingehend beraten und stellt neue Anträge.

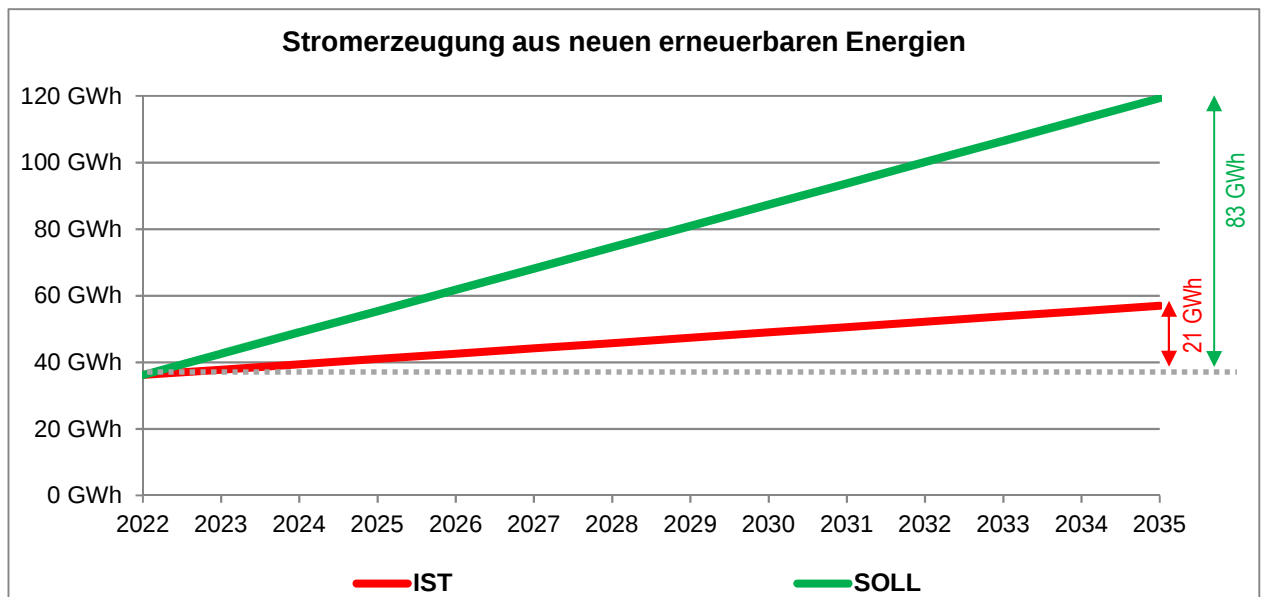
B. Aufträge, Anliegen und Fragen aus der 1. Lesung im Kantonsrat

1. Art. 2

a) Zielerreichung und finanzielle Folgen von Abs. 4

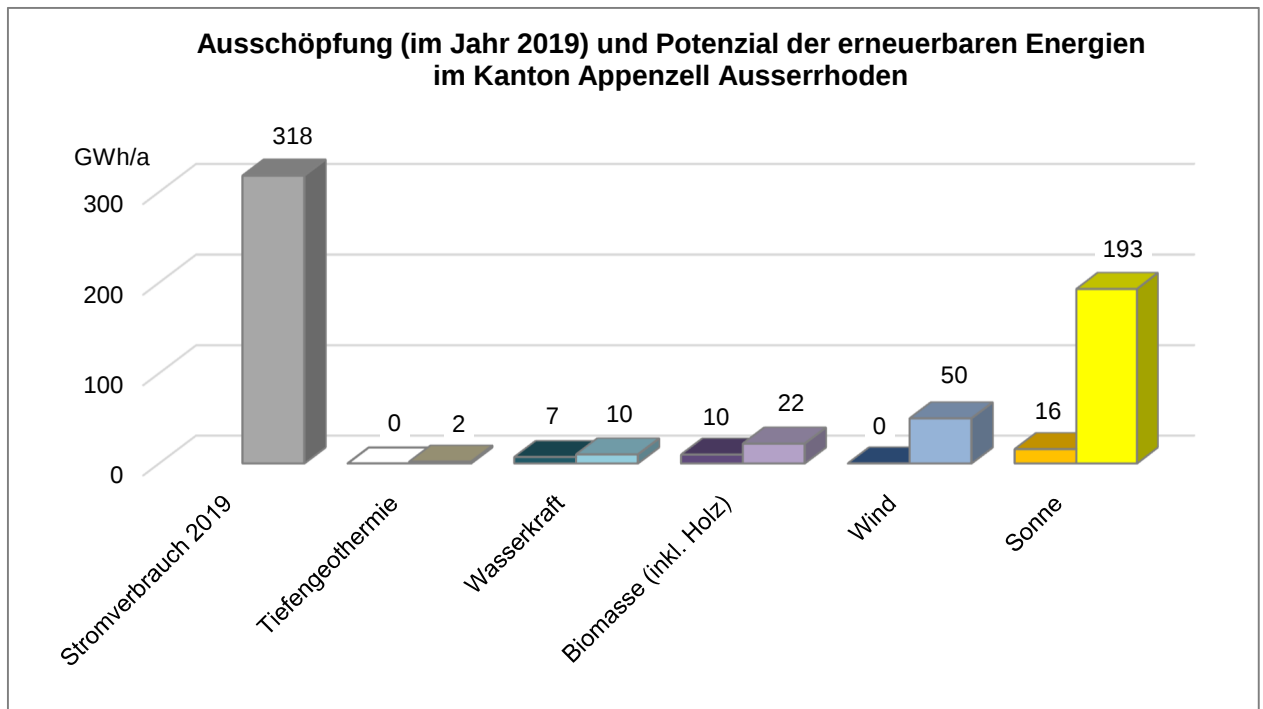
Die Kommission Finanzen, verschiedene Fraktionen und Mitglieder des Kantonsrates erwarteten vom Regierungsrat, dass er im Hinblick auf die 2. Lesung aufzeigt, wie das in Art. 2 Abs. 4 festgelegte Ziel, wonach bis 2035 mindestens 40 % des im Kanton verbrauchten Stromes im Kanton selbst aus erneuerbaren Energien erzeugt werden soll, erreicht werden kann und mit welchen finanziellen Folgen dies für den Kanton verbunden ist (Wortprotokoll, S. 250 ff. und 269 ff.).

Im Jahr 2019 lag der Anteil der aus erneuerbaren Energien produzierten Elektrizität bei lediglich 33 GWh bzw. rund 10 % des aktuellen Stromverbrauchs. Bei gleichbleibender durchschnittlicher Zubaurate würden im Jahr 2035 lediglich rund 54 GWh bzw. etwa 17 % des Stromverbrauchs durch im Kanton produzierte, erneuerbare Energien abgedeckt. In der Grafik 1 (Entwicklung der Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien im Kanton Appenzell Ausserrhoden) ist die zu erwartende Stromerzeugung aus alternativen Energien mit Berücksichtigung der aktuellen Zubaurate (IST) sowie der notwendigen Steigerung (SOLL) bis 2035 dargestellt. Die Grafik verdeutlicht, dass ab dem Jahr 2022 (voraussichtliche Inkraftsetzung des revidierten Energiegesetzes) zur Zielerreichung eine Vervierfachung der jetzigen Zubaurate erforderlich ist.



Grafik 1: Entwicklung der Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien im Kanton Appenzell Ausserrhoden (Datengrundlage: Erfolgskontrolle Energiekonzept, Amt für Umwelt)

Das gesamte technisch nutzbare Strompotenzial aus erneuerbaren Energien entspricht in etwa dem heutigen Strombedarf. Die verfügbaren wie auch die bisher ausgenutzten Potenziale sind je nach Energieträger sehr unterschiedlich (Grafik 2: Ausschöpfung (2019) und Potenzial für „eigenen“ Strom aus erneuerbaren Energien [Energiekonzept 2017-2025] im Kanton Appenzell Ausserrhoden).



Grafik 2: Ausschöpfung (2019) und Potenzial für „eigenen“ Strom aus erneuerbaren Energien (Energiekonzept 2017-2025) im Kanton Appenzell Ausserrhoden

Tiefengeothermie:

Im Kanton Appenzell Ausserrhoden beträgt das Potenzial für die Stromerzeugung aus Tiefengeothermie 2 GWh pro Jahr, wobei die Ausschöpfung zum jetzigen Zeitpunkt bei 0 GWh pro Jahr liegt. Wie die Energie aus Kernkraftwerken ist die Geothermie eine Bandenergie. Dies bedeutet, dass sie jederzeit nutzbar ist, da sie ausschliesslich von den Eigenschaften des Untergrunds abhängt. Die Geothermie ist damit auch eine ideale Ergänzung zu anderen erneuerbaren Energien wie der Windenergie und der Solarenergie, deren Ertrag von den klimatischen und saisonalen Bedingungen abhängt. Auch hinsichtlich Umweltauswirkungen schneidet die Tiefengeothermie sehr gut ab. Nach der Wasserkraft liegt die Tiefengeothermie in Punkto Klimaauswirkungen und Metallverbrauch unter den erneuerbaren Energiequellen ganz vorn, insbesondere auch dann, wenn nicht nur die Betriebsphase, sondern auch der Bau der betreffenden Anlage mit in die Bilanzierung der Umweltfolgen einbezogen wird. Ein weiterer Vorteil liegt darin, dass der Platzverbrauch sehr gering ist, da der grösste Anlagenteil unterirdisch ist. Demgegenüber steht, dass die Erfolgchancen für Projekte zur Stromerzeugung aus Tiefengeothermie in der Schweiz heute im tiefen zweistelligen Prozentbereich liegen. Die Explorationskosten (Bohr- und Testkosten) bewegen sich typischerweise im Bereich von mehreren zehn Millionen Franken. Eine Senkung des Fündigkeitsrisikos ist mit besserer Kenntnis des Untergrunds und mit grösserer Erfahrung bei der Erschliessung der (natürlichen oder künstlichen) Reservoirs zu erreichen. Die Senkung der Explorationskosten kann in erster Linie durch eine Steigerung der Anzahl ausgeführter Bohrungen erreicht werden. Die Senkung des Fündigkeitsrisikos und der Explorationskosten bedingen eine gegenüber heute stark steigende Anzahl von ausgeführten Geothermieprojekten.

Eine Tiefengeothermieranlage hat einen relativ tiefen elektrischen Wirkungsgrad von 10 bis 15 %, wobei bei der Stromerzeugung viel Abwärme anfällt. Die Wirtschaftlichkeit von Geothermieprojekten ist somit abhängig von



der kombinierten Nutzung von Strom und Wärme bzw. von einer möglichst von der Wärmequelle nahen und somit kostengünstigen Wärmeabgabemöglichkeit. Die anfallende Abwärme muss vollumfänglich genutzt und möglichst an nahegelegene Nutzer abgegeben werden können. Dies ist auch der Grund, weshalb solche Projekte in erster Linie in Stadtzentren mit bereits gut ausgebauten Wärmenetzen forciert werden (Basel, St. Gallen, Genf). Im Kanton Appenzell Ausserrhoden fehlen diese Ballungszentren, was den wirtschaftlichen Betrieb von Tiefengeothermie-Projekten sehr schwierig gestaltet.

Wasserkraft:

Im Kanton Appenzell Ausserrhoden beträgt das Potenzial für die Stromerzeugung aus Wasserkraft 10 GWh pro Jahr. Bereits heute werden jährlich 6 bis 7 GWh Strom aus Wasserkraft gewonnen. Die Schweiz bietet dank ihrer Topographie und beträchtlichen durchschnittlichen Niederschlagsmengen ideale Bedingungen für die Wasserkraftnutzung. Die Wasserkraft hat einen hohen energetischen Erntefaktor. Als Erntefaktor bezeichnet man das Verhältnis der gewonnenen Energie zur Energie, die für den Bau und Betrieb einer Anlage eingesetzt worden ist. Zwar ist die Stromgenerierung aus Wasserkraft ebenfalls abhängig von Wetter und Klima, aber dennoch wird vergleichsweise regelmässig Strom produziert bzw. Bandenergie geliefert – auch im Winter, wenn der Strombedarf besonders hoch ist. Der Nutzung des verbleibenden Potenzials stehen die gegenläufigen Interessen insbesondere des Gewässerschutzes und der Fischerei (Restwasserbestimmungen, Ersatzmassnahmen bei Neubauten und teure Fischwanderhilfen) und des energiewirtschaftlichen Umfelds (tiefe Strompreise / Subventionen für Kleinwasserkraft) entgegen. Neben der aufwändigen Planung erfordern Neuanlagen zusätzlich ein hohes Investitionsvolumen. Aufgrund der Restwasserbestimmungen und der im Jahresverlauf stark schwankenden Wassermengen der voralpinen Ausserrhoder Gewässer resultieren jährlich relativ geringe, stark schwankende Energieerträge.

Biomasse:

Das Potenzial für die Stromerzeugung aus Biomasse (inkl. Holz) liegt im Kanton Appenzell Ausserrhoden bei 22 GWh pro Jahr. Heute werden 10 GWh Strom pro Jahr aus Biomasse gewonnen. Die Stromgewinnung aus Biomasse kann einerseits durch Biogas, andererseits durch Energieholz erfolgen. Durch Vergärungsprozesse von Rüstabfällen, Grüngut, Hofdünger und Klärschlamm lässt sich Biogas gewinnen, das in Blockheizkraftwerken Strom und Wärme produziert. Energieholz aus Waldholz, Restholz oder Altholz kann durch Verbrennung Dampf erzeugen, der wiederum Turbinen zur Stromerzeugung antreibt und gleichzeitig Wärme produziert. Energie aus Biomasse ist in der Schweiz rundum nachhaltig, denn Biomasse kommt zuerst als Nahrungs- bzw. Futtermittel oder als Baustoff zum Einsatz, erst danach wird Energie aus ihr gewonnen. Die Energieproduktion aus Biomasse führt dazu, dass organische Abfälle und lokale Rohstoffe sowie Holz sinnvoll weitergenutzt werden. Als einheimische Ressource und CO₂-arme Energiequelle leistet Biomasse nicht nur einen Beitrag zur Versorgungssicherheit, sondern auch zur regionalen Wertschöpfung. Die inländischen Potenziale der Biomasse zur energetischen Nutzung sind allerdings beschränkt und die Energiedichte ist vergleichsweise tief. Biomasseanlagen sind kapitalintensiv und zudem stark abhängig von Substrat- bzw. Brennstoffkosten. Potenziell negative Umweltauswirkungen (z.B. Emissionen) sind eine weitere Schwäche der Biomasseenergie. Die energetische Nutzung von Biomasse kann zu Verdrängungseffekten zu Lasten der Nahrungsmittelproduktion oder der biologischen Vielfalt führen. Bei der energetischen Nutzung von Hofdüngern ist zudem die geringe Energiedichte eine Herausforderung. Für einen wirtschaftlichen Betrieb benötigen die Anlagen meist energiereiche CO₂-Substrate (z.B. Fette, Proteine, Kohlenhydrate), deren Verfügbarkeit nicht immer in ausreichender Menge



und in kurzer Distanz gewährleistet sind. Mit zunehmender Anzahl von Anlagen treten zudem Fragen der Akzeptanz (Geruchsemissionen) in den Vordergrund.

Wind:

Im Kanton Appenzell Ausserrhoden beträgt das Potenzial für die Stromerzeugung aus Windkraft 50 GWh pro Jahr, wobei die Ausschöpfung zum jetzigen Zeitpunkt bei 0.035 GWh pro Jahr liegt. Die Windenergie weist neben der Sonnenenergie das zweitgrösste Potenzial auf. Solar- und Wasserkraftwerke produzieren im Sommer mehr Strom als im Winter. Im Winter beschränken die kürzeren Tage die Sonnenstunden für Solaranlagen und Niederschläge fallen häufig in Form von Schnee, so dass nicht gleich viel Wasser für die Wasserkraftwerke zur Verfügung steht. Das bedeutet, dass die Schweiz in den Wintermonaten, in denen der Stromverbrauch für die Beleuchtung und das Heizen am höchsten ist, am meisten von Stromimporten abhängig ist. Windenergie kann diese Lücke schliessen und die Abhängigkeit aufheben. Für Windenergieanlagen sind die Wintermonate die profitabelsten. Etwa zwei Drittel der Jahresproduktion fallen bei Windenergieanlagen in das Winterhalbjahr. Zusätzlich zeichnet sich die Windenergienutzung durch eine grosse lokale Wertschöpfung aus. Rund ein Viertel des mit der Installation einer Windenergieanlage verbundenen Auftragsvolumens entfällt auf Unternehmen der Region. Betriebsführung, Unterhalt, Steuern und allenfalls eine touristische Nutzung tragen auch während des Betriebs zur regionalen Wertschöpfung bei – oftmals auch in strukturschwachen Gebieten.

Die Windenergie entwickelt sich in der Schweiz im Vergleich mit den Nachbarländern (insbesondere Deutschland) mit ca. zwanzig Jahren Verzögerung, weshalb in der Schweiz Windenergieanlagen noch weitgehend unbekannt sind. Grundsätzliche Fragen zum Nutzen und zu den Auswirkungen von Windenergieanlagen werden heute noch bei jedem Projekt erneut diskutiert. Zudem ist die Schweiz dicht besiedelt und es leben potenziell mehr Personen im Sichtbereich von Windenergieanlagen als in grossflächigeren Ländern. Die gut ausgebauten Mitspracherechte der betroffenen Bevölkerungsgruppen und der einspracheberechtigten Organisationen können Projekte auf Jahre hinaus verzögern oder gar verhindern. Die wichtigsten Diskussionspunkte in Zusammenhang mit dem Bau von Windenergieanlagen sind der Landschaftsschutz und der Schutz von Vögeln und Fledermäusen.

Kleinwindkraftanlagen weisen sehr hohe Stromgestehungskosten auf und können deshalb in nur seltenen Fällen wirtschaftlich betrieben werden. Das Bundesamt für Energie (BFE) sieht insbesondere dort Chancen für Kleinwindkraftwerke, wo Gebäude oder Anlagen von der Stromversorgung abgeschnitten sind (Inselanlagen von abgelegenen Häusern, Mobilfunkstationen usw.). Deshalb sollen laut dem Bund – soweit möglich – grosse Anlagen bevorzugt werden. Diese sollen ausserdem an geeigneten Standorten konzentriert werden, um möglichst viel Strom mit möglichst wenig Turbinen zu gewinnen. Bei Grosswindkraftanlagen dauert der Planungsprozess sehr lange (im Mittel ca. zehn Jahre), woraus grosse Kosten und auch Risiken resultieren.

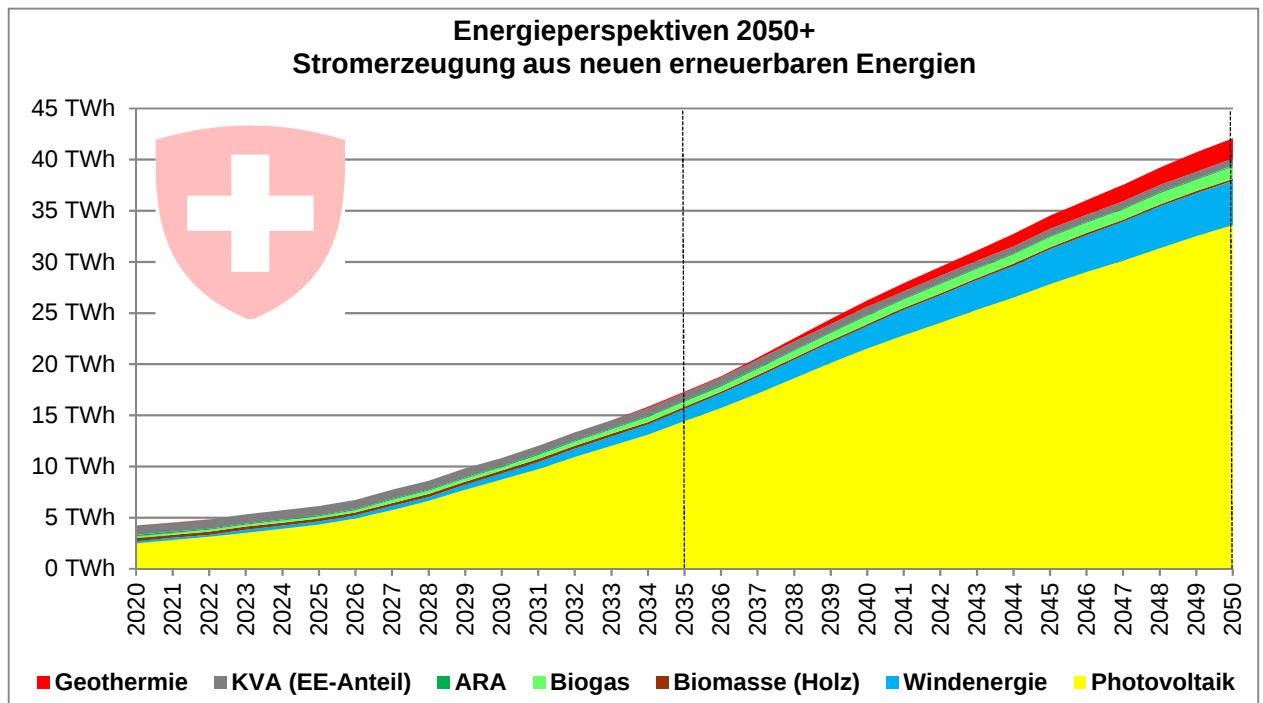
An seiner Sitzung vom 2. November 2020 hat der Kantonsrat das Postulat von Kantonsrat Rüegg, Heiden, zur Windenergieplanung im Kanton Appenzell Ausserrhoden für erheblich erklärt. In diesem Rahmen verpflichtete sich der Regierungsrat, die grundlegende Haltung zu grossen Windkraftanlagen zu überprüfen. Das Amt für Raum und Wald wurde mit der Erarbeitung von Entscheidungsgrundlagen beauftragt. Aktuell findet im Kanton Appenzell Ausserrhoden die Prüfung von Potenzialstandorten für grosse Windkraftanlagen statt. Parallel dazu läuft die koordinierte Abstimmung zwischen den Kantonen Appenzell Ausserrhoden, St.Gallen und Appenzell Innerrhoden in Bezug auf die Potenzialstandorte. Der Regierungsrat plant, bis Ende des Jahres 2021 über die Ergebnisse dieser beiden Prozesse zu orientieren. Im Jahr 2022 wird der Regierungsrat aufgrund der erarbei-

teten Entscheidungsgrundlagen seine Haltung zu grossen Windenergieanlagen definieren und eine Abwägung zwischen dem vorhandenen Energiepotenzial und dem Landschaftsschutz vornehmen.

Sonne:

Das Potenzial für die Stromerzeugung aus Sonnenenergie liegt im Kanton Appenzell Ausserrhoden bei 193 GWh pro Jahr. Heute werden 16 GWh Strom pro Jahr aus Sonnenenergie gewonnen. Es besteht noch ein grosses Ausbaupotenzial. Im Gegensatz zu anderen neuen erneuerbaren Energien weist Photovoltaik ein geringes Konfliktpotenzial auf. Die Natur wird nicht beeinträchtigt und auch Lärmemissionen sind kein Thema. Photovoltaik weist günstige Stromgestehungskosten auf. Das Potenzial auf den bestehenden Gebäudedächern würde ausreichen, um mehr als 60 % des ganzen Strombedarfs des Kantons Appenzell Ausserrhoden zu decken. Die Gebäudefassaden sind dabei nicht berücksichtigt. Die Fassadenflächen sind je länger je mehr von besonderem Interesse, da aufgrund der senkrechten Ausrichtung vergleichsweise hohe Wintererträge zu erwarten sind. Konfliktpotenzial bei der Installation von Photovoltaikanlagen (PVA) birgt insbesondere die Anforderungen an die Gestaltung der Anlagen und der Schutz des Orts- und Landschaftsbildes. Die Sonnenenergie unterliegt zudem tages- und jahreszeitlichen, wetterbedingten und regionalen Schwankungen. Energiespeicher gewinnen deshalb zunehmend an Bedeutung.

Auch den Energieperspektiven 2050+ ist zu entnehmen (Grafik 3: Energieperspektiven 2050+: Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien), dass der Sonnenenergie das mit Abstand grösste technisch nutzbare Potenzial für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Bereich Elektrizität zukommt.



Grafik 3: Energieperspektiven 2050+: Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG; 2020

Der Regierungsrat sieht aufgrund des hohen vorhandenen Ausbaupotenzials, des geringen Konfliktpotenzials in Bezug auf die entgegenstehenden Interessen und der ausreichend vorhandenen Flächen auf den Gebäude-



dächern die besten Chancen in der Förderung der Sonnenenergie, damit das Ziel gemäss Art. 2 Abs. 4, bis im Jahr 2035 mindestens 40 % des im Kanton verbrauchten Stromes im Kanton selbst aus erneuerbaren Energien zu erzeugen, erreicht werden kann. Dies bedeutet nicht, dass den anderen erneuerbaren Energiequellen weniger Beachtung geschenkt wird. Aus den oben genannten Gründen sollen sich die verschiedenen Energiequellen optimal ergänzen. Aufgrund der vielen unsicheren Faktoren und der relativ kurzen Frist zur Erreichung des Ziels (bis 2035) wird im Folgenden der Fokus auf den Ausbau der Photovoltaik gesetzt. Ein zusätzlicher Ausbau der anderen erneuerbaren Energiequellen würde die Zielerreichung vereinfachen. Die dazu erforderlichen finanziellen Mittel dürften in etwa denjenigen der Solarausbaukosten – in den folgenden Ausführungen dargestellt – entsprechen.

Im Moment werden im Kanton Appenzell Ausserrhoden jährlich rund 100 PVA mit einer durchschnittlichen Anlagenleistung von 17 kW realisiert. Bei gleichbleibenden Anlagengrössen müsste die Anzahl der jährlich realisierten PVA von 100 auf 400 vervierfacht werden, damit bis 2035 mindestens 40 % des im Kanton verbrauchten Stromes im Kanton selbst aus erneuerbaren Energien erzeugt werden könnte.

Der Bau von PVA wird in der ganzen Schweiz durch die Einmalvergütung (EIV) finanziell unterstützt. Diese einmalige Vergütung deckt höchstens 30 % der Investitionen von Referenzanlagen ab. Bei einer Anlage mit 17 kW Leistung betragen diese nationalen Förderbeiträge aktuell zwischen Fr. 7'160.00 und Fr. 7'910.00. Die genaue Beitragshöhe ist davon abhängig, ob es sich um eine Indach- oder eine Aufdachanlage handelt. Um die geforderten Ziele erreichen zu können, müsste der Kanton einen zusätzlichen finanziellen Anreiz bieten, indem er beispielsweise die Beiträge vom Bund durch Kantonsmittel verdoppelt. Bei tieferen Zusatzbeiträgen könnte die Zubaurate nicht im geforderten Ausmass erhöht werden, wie es Erfahrungen aus kommunalen PV-Förderprogrammen zeigen. Aus zu tiefen Zusatzbeiträgen resultiert kaum ein merklicher Anstieg der neu installierten PVA. Diese zusätzliche kantonale Fördermassnahme würde zudem Aufwände für die Fördergesuchsprüfung generieren. In Anlehnung an das nationale Förderprogramm dürften die Kosten für die Gesuchsprüfung jedoch verhältnismässig klein bleiben. Es wird von rund Fr. 100.00 pro geprüftes Fördergesuch bzw. Fr. 40'000.00 pro Jahr ausgegangen. Bei 400 PVA pro Jahr wären somit jährlich insgesamt zwischen 2.9 Mio. Franken (400 Gesuche x Fr. 7'160.00 pro Gesuch + 400 Gesuche x Fr. 100.00 pro Gesuchsprüfung) und 3.2 Mio. Franken (400 Gesuche x Fr. 7'910.00 pro Gesuch + 400 Gesuche x Fr. 100.00 pro Gesuchsprüfung) erforderlich. Bis 2035 bzw. innert 13 Jahren würde daraus ein Betrag zwischen 38 Mio. Franken (13 Jahre x 2.9 Mio. Franken pro Jahr) und 42 Mio. Franken (13 Jahre x 3.2 Mio. Franken pro Jahr) resultieren. Die produzierte Kilowattstunde Elektrizität würde den Kanton Appenzell Ausserrhoden mit Berücksichtigung der oben genannten Förderbeiträge und einer Anlagenlebensdauer von 25 Jahren zwischen 1.84 bis 2.03 Rappen kosten.

b) Formulierung „im Kanton selbst“ in Abs. 5

Der Kantonsrat wies den Antrag der Kommission Bau und Volkswirtschaft zu Art. 2 Abs. 5 zurück und beauftragte den Regierungsrat, die Bestimmung auf die 2. Lesung zu überarbeiten. Konkret ging es um die Formulierung „im Kanton selbst“, welche sprachlich nicht korrekt sei und so verstanden werden könne, dass der Kanton selbst die Produktion von erneuerbaren Energien ausbaue (Wortprotokoll, S. 274 f.).

Vorab muss festgestellt werden, dass der vom Kantonsrat zur Überarbeitung zurückgewiesene Art. 2 Abs. 5 zu unbestimmt formuliert ist. Der Bestimmung fehlt es an normativem Gehalt, da sie nichts Konkretes über die Grundsätze und Ziele aussagt. Vor dem Hintergrund dieser Feststellung und der zu dieser Bestimmung in der



1. Lesung im Kantonsrat geführten Diskussionen hat sich der Regierungsrat umfassend mit den allgemeinen Bestimmungen in Art. 1 bis Art. 3 auseinandergesetzt.

Sowohl die Kommission Bau und Volkswirtschaft als auch der Kantonsrat und die Initiative „ErneuerbAR“ fordern eine fortschrittliche Energiepolitik mit auf Gesetzesstufe verankerten messbaren Zielen. Dieses Anliegen hat der Regierungsrat aufgenommen und die Einleitungsartikel vollständig überarbeitet. Mit den überarbeiteten Bestimmungen soll aufgezeigt werden, dass das Energiegesetz inskünftig nicht mehr nur die energetischen Bauvorschriften zum Gegenstand hat. Neu sollen auch die angestrebte Förderung des Ausbaus der Erzeugung von erneuerbaren Energien und der Beitrag des Kantons zur Sicherheit der Energieversorgung, zu den Energie- und Klimazielen des Bundes sowie zur Erreichung der Klimaneutralität konkret in den allgemeinen Bestimmungen „Zweck und Gegenstand“ (Art. 1), „Grundsätze und Ziele“ (Art. 2) und „Energiepolitik“ (Art. 3 Abs. 1) berücksichtigt werden. Der Regierungsrat beantragt daher eine umfassende Neuformulierung dieser Einleitungsartikel.

2. Art. 3

Der Kantonsrat stimmte in der 1. Lesung dem Antrag der Kommission Bau und Volkswirtschaft zu, Art. 3 Abs. 4 wie folgt zu ändern: „Der Regierungsrat überwacht die Zielsetzung. Er berichtet dem Kantonsrat alle vier Jahre und macht Vorschläge zur Weiterentwicklung der Massnahmen und des Energiekonzepts.“ Diese Formulierung gewährt dem Regierungsrat lediglich ein Vorschlagsrecht für die inhaltliche Gestaltung der Planung. Die Planungshoheit wird damit sinngemäss auf den Kantonsrat verschoben, was der verfassungsrechtlichen Zuständigkeitsordnung widerspricht. Der Regierungsrat beantragt dem Kantonsrat auf die 2. Lesung die folgende Formulierung: „Der Regierungsrat überwacht die Zielerreichung und sorgt für die Weiterentwicklung des Energiekonzepts. Er erstattet dem Kantonsrat alle vier Jahre Bericht.“

3. Art. 3b

Kantonsrat Gut, Walzenhausen, bat den Regierungsrat in der 1. Lesung, sich auf die 2. Lesung nochmals zu überlegen, ob es nicht Sinn machen würde, diesen Artikel beizubehalten (Wortprotokoll, S. 284). Der Inhalt dieser speziellen Auskunftspflicht für die Energieversorgungsunternehmen wurde in die allgemeine Bestimmung in Art. 19 Abs. 2 überführt. Da der ehemalige Art. 3b nicht über den neuen Inhalt von Art. 19 Abs. 2 hinausgeht, bleibt der Regierungsrat der Ansicht, dass dieser Artikel aufzuheben ist, und verzichtet auf einen neuen Antrag.

4. Art. 10a

a) Beteiligung an einer gemeinschaftlichen Stromerzeugungsanlage

Der Kantonsrat wies die Anträge des Regierungsrates und der Kommission Bau und Volkswirtschaft zu Art. 10a zurück und beauftragte den Regierungsrat, „einen neuen Abs. 3 mit folgendem Inhalt zu formulieren: Als Alternative zur Eigenstromerzeugung ist eine Beteiligung an einer gemeinschaftlichen Stromproduktionsanlage auf Basis erneuerbarer Energien auf dem Gemeinde- oder Kantonsgebiet zuzulassen. Die Anforderungen für die gemeinschaftlichen Anlagen sollen mindestens 50 % höher liegen.“ (Wortprotokoll, S. 285 ff.).



Der Regierungsrat hat die Bestimmungen zu Art. 10a nach den Vorgaben des Kantonsrates aus der 1. Lesung formuliert und stellt entsprechend Antrag. Die Alternative einer Beteiligung an einer Gemeinschaftsanlage ist nun in Abs. 2 geregelt. In diesem Zusammenhang wurden Abs. 1 und Abs. 3 gesetzestechnisch und sprachlich bereinigt. Inhaltlich bleiben sie unverändert. Die Details sollen nach den folgenden Überlegungen in der Energieverordnung geregelt werden.

Der Teil E des Basismoduls der Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich 2014 (MuKE 2014) verlangt, dass jeder Neubau einen Teil seines Strombedarfs durch eine Stromerzeugungsanlage in, auf oder an der Baute decken muss. Dies geschieht in der Regel mit einer PVA. Die geforderte Anlagengrösse richtet sich nach der Energiebezugsfläche (EBF) des Gebäudes und beträgt 10 Watt pro Quadratmeter (W/m^2). Bei einem Einfamilienhaus mit durchschnittlicher Grösse ($200 m^2$ EBF) beträgt die Eigenstromerzeugungsleistung demnach mindestens 2 Kilowatt ($200 m^2 \times 10 W/m^2$). Die Erfahrungen aus der Praxis zeigen, dass im Normalfall bei Bauten dieser Grösse (Einfamilienhäuser) nicht nur 2 Kilowatt, sondern mindestens 5 bis 6 Kilowatt installiert werden, was mit den stark sinkenden Kosten pro zusätzlichem Kilowatt Installationsleistung bei steigender Anlagengrösse zusammenhängt. Zum Vergleich: Bei einer 2 Kilowatt-PVA sind die Gesamtkosten pro Kilowatt Installationsleistung etwa doppelt so gross wie bei einer 6 Kilowatt-PVA.

Aus den vorgängig genannten Gründen müsste somit die geforderte Stromerzeugungsleistung bei einer Beteiligung an einer gemeinschaftlichen Stromerzeugungsanlage verdreifacht werden, damit dieselbe Wirkung wie bei einer Anlage in, auf oder an der Baute resultieren würde ($30 W/m^2$ EBF anstelle von $10 W/m^2$ EBF). Die entsprechenden Anforderungen sollen in der Verordnung zum Energiegesetz (Energieverordnung; kEnV; bGS 750.11) geregelt werden (vgl. Art. 19a^{bis} des Entwurfs des Departements Bau und Volkswirtschaft mit den vorgesehenen Änderungen der Energieverordnung).

Die MuKE 2014 verlangen bei der Eigenstromerzeugung keine grössere Anlage als 30 kW. Damit wird berücksichtigt, dass bei hohen und kompakten Bauten vergleichsweise weniger Dachfläche zur Verfügung steht. Zudem ist bei Anlagen ab 30 kW eine aufwändige Lastgangmessung vorgeschrieben und es sind sehr oft teure Netzverstärkungsmassnahmen notwendig. Diese Begrenzung macht nur bei Eigenstromerzeugungsanlagen in, auf oder an der Bauten Sinn. Bei einer gemeinschaftlichen Stromerzeugungsanlage würde sie verhindern, dass trotz zahlreicher Beteiligungen nie mehr als 30 kW verlangt werden könnte. Deshalb muss die Obergrenze von 30 kW bei der Beteiligung an einer gemeinschaftlichen Stromerzeugungsanlage aufgehoben werden (vgl. Art. 19a^{bis} des Verordnungsentwurfs).

Erweiterungen von bestehenden Gebäuden, bei welchen die neu geschaffene Energiebezugsfläche weniger als $50 m^2$ oder maximal 20 % der Energiebezugsfläche des bestehenden Gebäudeteiles und nicht mehr als $1'000 m^2$ beträgt (Bagatell-Erweiterungen), sind, analog zu Art. 10, von der Pflicht zur Eigenstromerzeugung befreit. Für den Fall, dass eine eigene PVA aufgrund der Verschattung durch Nachbargebäude/-bäume oder der Topografie nicht möglich oder unverhältnismässig ist, sehen die MuKE 2014 eine Ersatzabgabe vor. Darauf wird im Kanton Appenzell Ausserrhoden verzichtet, da es durch die Möglichkeit einer Beteiligung an einer gemeinschaftlichen Stromerzeugungsanlage in jedem Fall eine Alternative gibt.

Der Regierungsrat ist der Ansicht, dass die Energie möglichst dort produziert werden soll, wo sie auch verbraucht wird – beim Gebäude selbst. Dadurch wird das öffentliche Stromnetz entlastet und zusätzliche Netzausbaukosten können minimiert werden. Daraus resultiert auch die Motivation, den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen, was sich wiederum positiv auf die Netzbelastung auswirkt. Bei einer Verdreifachung der geforderten



Stromerzeugungsleistung bei der Beteiligung an einer gemeinschaftlichen Stromerzeugungsanlage entspricht die Wirkung in etwa derjenigen des Teils E des Basismoduls der MuKE 2014, was aus Sicht des Regierungsrates unbedingt der Fall sein muss.

b) Formulierung „Gemeinde- und Kantonsgebiet“

Kantonsrätin Alder, Herisau, bat den Regierungsrat und die Kommission Bau und Volkswirtschaft, sich auf die 2. Lesung nochmals mit der Formulierung und Regelung zum Ausdruck „Gemeinde- und Kantonsgebiet“ in Art. 10a Abs. 2 und Art. 2 Abs. 5 auseinanderzusetzen (Wortprotokoll, S. 307).

Der Regierungsrat ist der Ansicht, dass die Ziele aus Art. 2 nur dann erreicht werden können, wenn solche Gemeinschaftsanlagen im Kanton Appenzell Ausserrhoden errichtet werden. Die Ziele verpflichten den Kanton Appenzell Ausserrhoden, weshalb der aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom auch aus dem Kanton Appenzell Ausserrhoden stammen muss, damit diese Ziele erreicht werden können. Bei der Beteiligung an einer Gemeinschaftsanlage gemäss Art. 10a Abs. 2 ist es deshalb das vordergründige Ziel, dass der Strom auf dem Kantonsgebiet erzeugt wird. Da es sich bei der Beteiligung an einer Gemeinschaftsanlage lediglich um den Einkauf in eine solche und nicht um den direkten physischen Anschluss handelt, ist ein möglichst naher Standort der Gemeinschaftsanlage nicht erforderlich. Die damit einhergehende Wertschöpfung soll zudem im Kanton bleiben. Daher verzichtet der Regierungsrat auf eine Streichung dieser Formulierung.

5. Art. 10b

a) Modelle für die Umsetzung von Abs. 1

Die Kommission Finanzen, verschiedene Fraktionen und Mitglieder des Kantonsrates erwarteten vom Regierungsrat, dass er im Hinblick auf die 2. Lesung aufzeigt, welche Modelle für die Umsetzung von Art. 10b Abs. 1 denkbar sind, mit welcher Wirkung diese Modelle hinsichtlich der eingesparten fossilen Brennstoffe bzw. der eingesparten CO₂-Emissionen im Gebäudebereich verbunden sind und mit welchen finanziellen Folgen für den Kanton zu rechnen ist (Wortprotokoll, S. 250 ff. und 287 ff.).

Der Gebäudepark des Kantons Appenzell Ausserrhoden gehört nicht nur zu den ältesten der Schweiz, es werden auch rund zwei Drittel aller bestehenden Bauten mit fossilen Brennstoffen beheizt. Ein Umstieg auf erneuerbare Energien ist deshalb vor allem beim Gebäudebestand umso wichtiger. Im Teil F des Basismoduls der MuKE 2014 wird dementsprechend beim Ersatz von Wärmeerzeugern in bestehenden Wohnbauten ein Höchstanteil von 90 % an nicht erneuerbaren Energien festgelegt. Mit anderen Worten soll zukünftig ein Teil der Wärme aus erneuerbaren Energien gewonnen werden. Nach Art. 10b Abs. 1 in der Fassung gemäss 1. Lesung im Kantonsrat soll beim Ersatz des Wärmeerzeugers in bestehenden Bauten mit Wohnnutzung vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt werden, soweit es technisch möglich ist und zu keinen Mehrkosten führt. Wenn aufgezeigt werden kann, dass ein mit ausschliesslich erneuerbaren Energien betriebenes Heizsystem entweder technisch nicht möglich ist oder zu Mehrkosten führt, gilt der Teil F des Basismoduls der MuKE 2014. Gemäss diesem muss zukünftig beim Ersatz von Öl- oder Gasheizungen in schlecht gedämmten Wohnbauten in jedem Fall mindestens 10 % des Wärmebedarfs entweder mit erneuerbaren Energien gedeckt oder eingespart werden. Die Berechnungsweise, die Standardlösungen und die Ausnahmen werden auf der Grundlage von Art. 10b Abs. 3 in der Energieverordnung geregelt (vgl. Art. 14a^{bis} ff. des Verordnungsentwurfs).



Die Bestimmung greift nur, wenn der komplette Wärmeerzeuger ersetzt wird. Dagegen ist zum Beispiel ein Brennerersatz nach wie vor ohne weitere energetische Auflagen möglich.

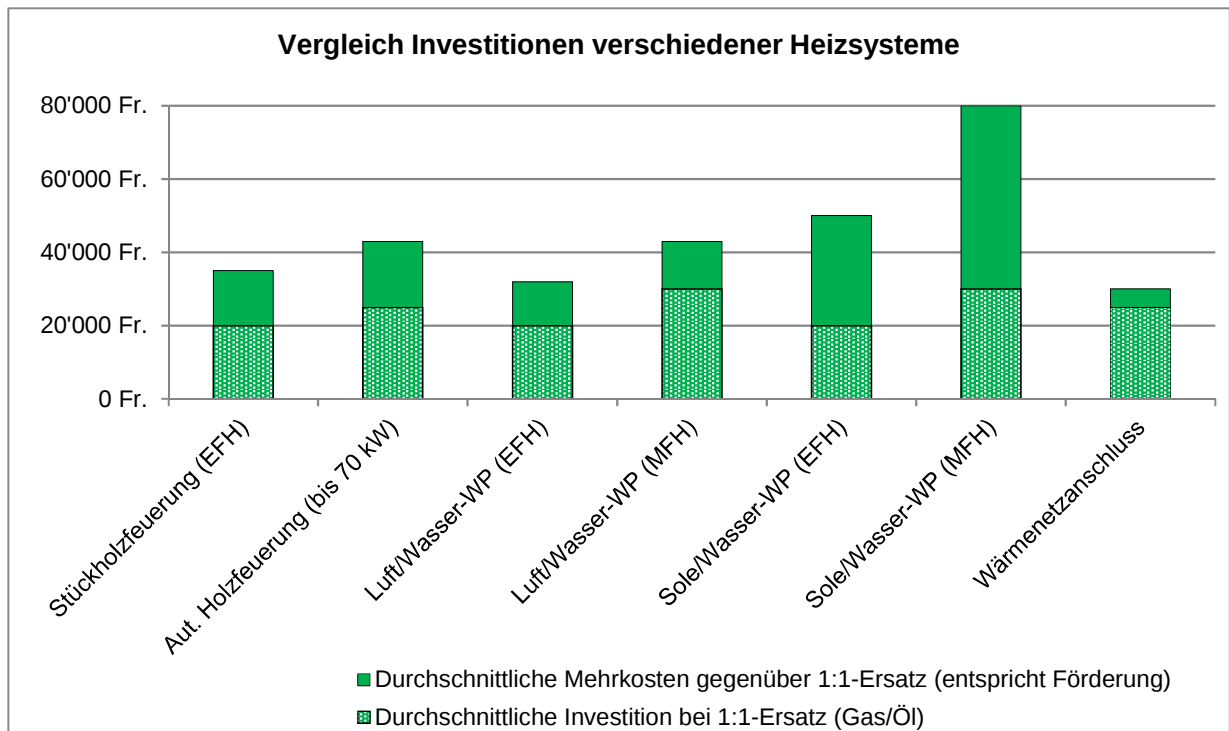
Für die Umsetzung von Art. 10b Abs. 1 in der Fassung gemäss 1. Lesung im Kantonsrat sind zwei Modelle denkbar. Dabei werden für die Berechnung der Mehrkosten entweder nur die **Investitionen (Modell 1)** oder die gesamten **Lebenszykluskosten (Modell 2)** berücksichtigt.

Modell 1: Investitionen (sogenanntes Basler-Modell):

Beim Modell 1 werden zur Bestimmung der Mehrkosten ausschliesslich die Investitionen – abzüglich allfälliger Fördergelder – berücksichtigt. Der Vergleich wird jeweils zwischen dem kostengünstigsten und technisch machbaren mit erneuerbaren Energien betriebenen und den mit fossilen Brennstoffen betriebenen Wärmeerzeugern geführt. Für den Nachweis sind mindestens zwei Offerten von einer Heizungsfirma erforderlich. Eine Offerte für ein mit fossilen Energien betriebenes Heizsystem (Öl- oder Gasheizung) und eine Offerte für ein technisch mögliches, mit erneuerbaren Energien betriebenes Heizsystem (Fernwärmeanschluss, Wärmepumpeheizung). Wenn der Gesuchsteller nachweisen kann, dass die Gesamtinvestitionen für die Öl- oder Gasheizung günstiger sind als diejenigen für einen Fernwärmeanschluss (falls verfügbar), eine Luft/Wasser-Wärmepumpe und eine Erdsonden-Wärmepumpe (falls zulässig) – wobei die Fördergelder berücksichtigt werden müssen –, darf wieder eine Öl- oder Gasheizung installiert werden. Dies, sofern der Anteil an nichterneuerbaren Energien 90 % des massgebenden Bedarfs nicht überschreitet (Art. 10b Abs. 2). Bei diesem Modell besteht die Gefahr, dass die Offerte nicht den Tatsachen entspricht („Freundschaftsofferte“). Die Offerte ist kaum überprüfbar, da der Vollzugsstelle die Gegebenheiten vor Ort unbekannt sind und sich die Offertsumme aus verschiedensten Einzelpositionen zusammensetzt, welche objektspezifisch stark variieren.

Mit den aktuellen Fördersätzen im Kanton Appenzell Ausserrhoden ist in praktisch allen Fällen der Ersatz durch ein mit fossilen Brennstoffen betriebenes Heizsystem günstiger als der Umstieg auf erneuerbare Energien, womit Art. 10b Abs. 1 nie zur Anwendung käme. Um eine Zusatzwirkung zu erreichen, müssten die Mehrkosten somit subventioniert werden.

Im Kanton Appenzell Ausserrhoden sind aktuell rund 10'000 fossil oder rein elektrisch betriebene Heizungen in Betrieb. Bei einer Anlagenlebensdauer von 25 Jahren resultieren somit jährlich rund 400 Heizungen, welche ersetzt werden müssen. In der folgenden Grafik (Grafik 4: Vergleich Mehrinvestitionen von mit erneuerbaren Energien gegenüber mit fossil betriebenen Heizsystemen) sind die durchschnittlichen Investitionskosten verschiedener Heizsysteme dargestellt. Zusätzlich sind die Mehrinvestitionskosten von mit erneuerbaren Energien gegenüber von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Heizsystemen ersichtlich. Dabei ist zu beachten, dass es sich um Erfahrungswerte handelt, welche, je nach Objekt, stark abweichen können.



Grafik 4: Vergleich Mehrinvestitionen von mit erneuerbaren Energien gegenüber mit fossilen Energien betriebenen Heizsystemen

Die detaillierte Berechnung der zusätzlich erforderlichen kantonalen Fördergelder (Kantonsmittel) mit Berücksichtigung der Anzahl Anlagen pro Heizungskategorie (Basis für den Anteil bilden die Fördergesuche der letzten drei Jahre) sowie der erforderlichen Erhöhung der Fördersätze pro Anlagenersatz ist in der folgenden Tabelle (Tabelle 1: Jährlich zusätzlich erforderliche Fördergelder pro Heizungskategorie bei Übernahme der Mehrinvestitionen) dargestellt.

Neues Heizsystem bei Anlagenersatz	Anzahl Heizungsanlagen	Erhöhung Förderbeiträge pro Anlagenersatz [Fr.]	zusätzliche Fördergelder pro Heizungskategorie [Fr.]
Stückholzfeuerung (EFH)	17	12'000.00	200'000.00
Aut. Holzfeuerungen (bis 70 kW)	27	12'400.00	330'000.00
Luft/Wasser-WP (EFH)	101	9'700.00	980'000.00
Luft/Wasser-WP (MFH)	98	10'500.00	1'030'000.00
Sole/Wasser-WP (EFH)	50	22'500.00	1'130'000.00
Sole/Wasser-WP (MFH)	49	39'900.00	1'960'000.00
Wärmenetzanschlüsse	57	5'500.00*	310'000.00
Total	400		5'940'000.00
Zusätzliche Kantonsmittel (1/3 Kanton + 2/3 Bund)			1'980'000.00**

* Erhöhung des Anreizes ist zwingend erforderlich, da der Wärmenetzanschluss allen anderen Systemen aus ökologischer Sicht vorzuziehen ist.

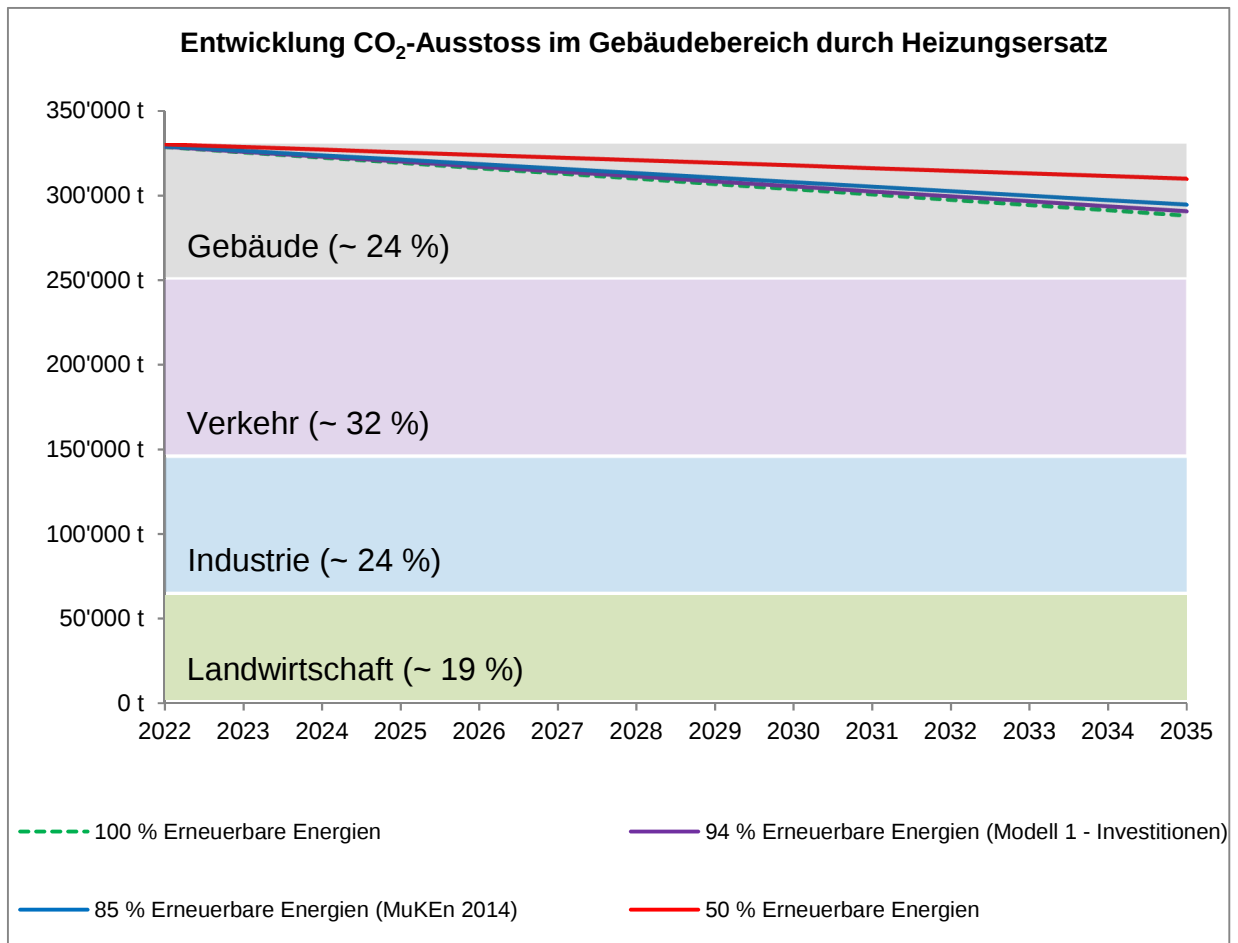
** Da die zur Verfügung stehenden Mittel aus der CO₂-Abgabe gedeckelt sind und dieser Deckel voraussichtlich 2023 erreicht sein wird, wird sich der Anteil des Bundes gemäss Verfügbarkeit der Mittel reduzieren bzw. der Anteil der Kantonsmittel erhöhen.

Tabelle 1: Jährlich zusätzlich erforderliche Fördergelder pro Heizungskategorie bei Übernahme der Mehrinvestitionen



Es ist zu berücksichtigen, dass durch die massiv erhöhten Förderbeiträge pro Anlagenersatz mit zusätzlichen Vollzugskostenbeiträgen vom Bund gerechnet werden kann. Dies hängt damit zusammen, dass sich der Vollzugskostenbeitrag als prozentualer Anteil der gewährten Globalbeiträge vom Bund berechnet. Es kann deshalb davon ausgegangen werden, dass für die Fördergesuchsprüfung keine zusätzlichen Gelder erforderlich wären.

Den zusätzlichen Kantonsmitteln in der Höhe von jährlich rund 2 Mio. Franken bzw. 26 Mio. Franken über 13 Jahre bis 2035 infolge Erhöhung der Förderbeitragssätze, welche für die Umsetzung des Modells 1 notwendig wären, steht die zu erwartende Mehrwirkung entgegen. Der Kanton Luzern vollzieht schon seit dem 1. Januar 2019 den Teil F des Basismoduls der MuKEn 2014 und verlangt bei einem Heizungersatz folglich mindestens 10 % erneuerbare Energien. Gemäss einer Auswertung von rund 730 Baugesuchen im Jahr 2019 wurde bei 85 % der ersetzten Heizsysteme vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt. Im Kanton Basel-Stadt betrug dieser Anteil – trotz der äusserst attraktiven Förderbeiträge – lediglich 1 % mehr; im Jahr 2019 wurde im Kanton Basel-Stadt bei 86 % der ersetzten Heizsysteme vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt. Wird anstelle der Anzahl Heizungen die gesamthaft installierte Leistung (Summe der Leistung aller Heizungen) betrachtet, resultiert im Kanton Basel-Stadt ein erneuerbarer Anteil von 94 %. Die unterschiedlichen Werte im Kanton Basel-Stadt können dadurch begründet werden, dass der Kanton über einen grossen Anteil an Wärmenetzen mit Heizzentralen verfügt, welche generell mit grossen Heizungen betrieben werden. Die Mehrkosten bei einem mit erneuerbaren Energien betriebenen Heizsystem lassen sich bei grösseren Heizungen bzw. einem grösseren Energiebedarf tendenziell besser amortisieren, was einen Umstieg – im Gegensatz zu kleineren Heizungen – begünstigt. Für den Kanton Appenzell Ausserrhoden würde dies bedeuten, dass die Mehrwirkung in Anwendung des Modells 1 im Vergleich zu den MuKEn 2014 zwischen 1 % und 9 % liegen dürfte. Die prognostizierte Entwicklung des CO₂-Ausstosses durch die neuen Bestimmungen beim Heizungersatz im Kanton Appenzell Ausserrhoden – mit Berücksichtigung von verschiedenen Szenarien – ist in der folgenden Grafik (Grafik 5: Entwicklung CO₂-Ausstoss im Gebäudebereich durch Heizungersatz bei verschiedenen Szenarien) dargestellt.



Grafik 5: Entwicklung CO₂-Ausstoss im Gebäudebereich durch Heizungsersatz bei verschiedenen Szenarien

Bei der Umsetzung des Teils F des Basismoduls der MuKEN 2014 (vgl. Art. 10b Abs. 2: mindestens 10 % erneuerbare Energien beim Heizungsersatz) ist keine Aufstockung der Fördersätze nötig. Bei den aktuellen Beitragssätzen und mit Berücksichtigung der Bundesmittel würde die substituierte, mit fossilen Brennstoffen erzeugte Kilowattstunde weniger als einen Rappen Kantonsmittel beanspruchen. Bei Anwendung des Basler-Modells – mit Ausfinanzierung der Mehrinvestitionen – kostet die Mehrwirkung mindestens 19 Rappen pro zusätzlich eingesparte Kilowattstunde (zusätzliche kantonale Fördergelder geteilt durch zusätzliche Wirkung in Kilowattstunden). Jede zusätzlich eingesparte Tonne CO₂ kostet den Kanton rund Fr. 500.00 (zusätzliche kantonale Fördergelder geteilt durch zusätzliche Wirkung in eingesparte Tonnen CO₂). Zum Vergleich: Die CO₂-Abgabe auf fossile Brennstoffe (Heizöl oder Erdgas) beträgt im Moment lediglich Fr. 96.00 pro Tonne.

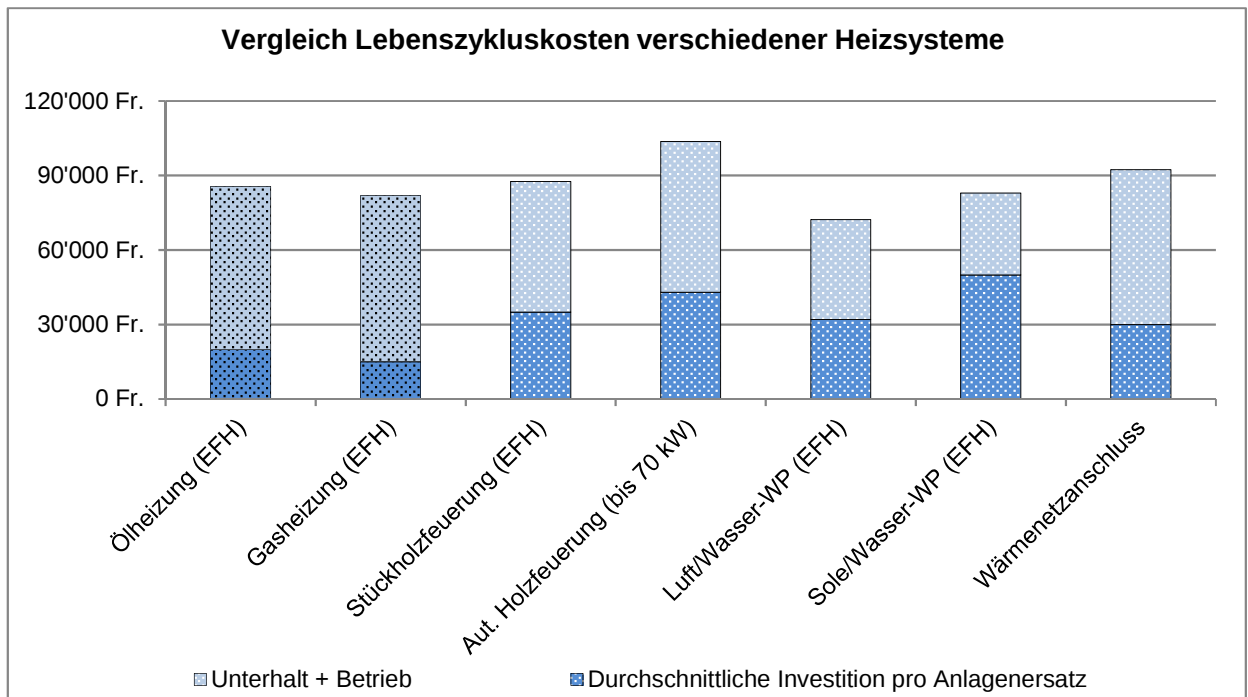
Mit der Anwendung des Modells 1 können beim Ersatz von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Wärmeerzeugern zusätzlich 1 % bis 9 % fossile Brennstoffe/CO₂ eingespart werden. Allerdings hat dieses Modell bezüglich zusätzlicher Energie-/CO₂-Wirkung ein sehr schlechtes Kosten-Nutzen-Verhältnis.

Modell 2: Lebenszykluskosten

Bei einer Vollkostenrechnung werden die gesamten Kosten über die Lebensdauer der Anlage betrachtet (Lebenszykluskosten). Es werden nicht nur die Investitionen für den Anlagenersatz, sondern auch die Kosten für

den Betrieb und den Unterhalt berücksichtigt. Diese zusätzlichen Kosten betragen oft – über die Anlagenlebensdauer betrachtet – ein Mehrfaches der Investitionen. Aus diesem Grund lassen sich Mehrinvestitionen in effiziente Heizsysteme sehr oft amortisieren.

In der folgenden Grafik (Grafik 6: Vergleich Lebenszykluskosten von mit erneuerbaren Energien gegenüber von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Heizsystemen) sind die verschiedenen Heizsysteme einander gegenübergestellt. Es handelt sich hierbei um Erfahrungswerte, welche je nach Objekt stark abweichen können.



Grafik 6: Vergleich Lebenszykluskosten von mit erneuerbaren Energien gegenüber von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Heizsystemen

Für die Beurteilung der Lebenszykluskosten ist ein Vergleich der Gestehungskosten für die Heizwärme verschiedener Heizsysteme nötig. Dieser Vergleich muss zusammen mit dem Gesuch für den Ersatz eines Wärmeerzeugers eingereicht werden. Die Gestehungskosten für die Heizwärme ergeben sich aus der Summe der jährlichen Energiekosten, der jährlichen Betriebskosten sowie der Tilgung und Verzinsung der Investitionen, wobei Förderbeiträge zu berücksichtigen sind.

Folgende Anforderungen würden in der Energieverordnung geregelt: Die Abschreibungszeiten richten sich nach der paritätischen Lebensdauertabelle (Herausgeber: Schweizerischer Hauseigentümerverband und Schweizerischer Mieterinnen- und Mieterverband); für die Kosten der elektrischen Energie gilt der von der eidgenössischen Elektrizitätskommission publizierte Durchschnittsstrompreis der letzten vier Kalenderjahre im Kanton Appenzell Ausserrhoden für das Standardprodukt des zutreffenden Verbraucherprofils; für die Kosten von Heizöl, Erdgas und Holz gelten die Daten des Bundesamts für Statistik (Durchschnitt der letzten vier Kalenderjahre); als Diskontsatz gilt der vom Bundesamt für Wohnungswesen vierteljährlich erhobene hypothekarische Referenzzinssatz bei Mietsverhältnissen; für die Teuerung gilt der Landesindex der Konsumentenpreise; für die CO₂-Abgabe gilt der Mittelwert zwischen dem Abgabesatz im Jahr der Bewilligung und dem Maximal-

satz gemäss dem CO₂-Gesetz; bei der Mehrwertsteuer wird der im Jahr der Bewilligung einer Heizungsanlage geltende Satz berücksichtigt.

Das Amt für Umwelt würde die zu verwendenden Rechenwerte publizieren und eine Rechenhilfe zur Verfügung stellen. Der Vergleich wird jeweils zwischen dem kostengünstigsten und technisch machbaren mit erneuerbaren Energien betriebenen und den mit fossilen Brennstoffen betriebenen Wärmeerzeugern geführt. Um die kostengünstigste Variante eruieren zu können, ist der Vergleich zu einer Luft/Wasser-Wärmepumpenheizung und einer Erdsonden-Wärmepumpenheizung (falls eine Erdsondenbohrung am Standort zulässig) – sowie, falls verfügbar, zu einem Anschluss an eine Fernwärmeversorgung – erforderlich. Das Modell 2 bedeutet einen sehr grossen vollzugstechnischen Mehraufwand. Es müssen zusätzliche Vollzugshilfen geschaffen und ein Software-Tool zur Verfügung gestellt werden (mit jährlichem Unterhalt und Aktualisierung der Daten). Zusätzlich ist die Prüfung der Baugesuche für einen Wärmeerzeugersersatz bei diesem Modell im Vergleich zum Vollzug gemäss dem Teil F des Basismoduls der MuKE 2014 (Art. 10b Abs. 2) viel aufwändiger. Beim Vollzug gemäss MuKE 2014 (Art. 10b Abs. 2) muss lediglich kontrolliert werden, ob eine von elf Standardlösungen umgesetzt wird. Genau wie beim Basler-Modell stützt sich die Kostenberechnung auf Basis der Unternehmerofferten. Es muss auch bei diesem Modell davon ausgegangen werden, dass wenn sich ein Gebäudebesitzer nicht zum Umstieg auf erneuerbare Energien überzeugen lässt, die Manipulation des Nachweises („Freundschaftsofferte“) dahingehend möglich ist, dass die Vollzugsbehörde keine Möglichkeit zur Intervention hat.

Eine Aufstockung des kantonalen Förderbudgets ist auch beim Modell 2 erforderlich. Denn auch wenn einem Hauseigentümer aufgezeigt werden kann, dass ein Umstieg auf ein vollständig mit erneuerbaren Energien betriebenes Heizsystem über die Anlagenlebensdauer günstiger ist als ein 1:1-Ersatz durch eine Öl- oder Gasheizung, muss der Hauseigentümer auch in der Lage sein, die Mehrinvestitionen zu finanzieren. Aus einer Erhöhung der Beitragssätze um durchschnittlich Fr. 3'750.00 pro Anlage (Mittelwert mit Berücksichtigung von kleineren und grösseren Anlagen) resultieren zusätzliche Fördergelder in der Höhe von 1.5 Mio. Franken pro Jahr (400 x Fr. 3'750.00), wobei der Bund in Anlehnung an das Gebäudeprogramm maximal zwei Drittel übernehmen sollte. Dies bedeutet somit mindestens zusätzliche 0.5 Mio. Franken Kantonsmittel pro Jahr. Durch die zusätzlichen Vollzugskostenbeiträge vom Bund infolge der Globalbeitragsberechtigung der Massnahme muss nur von geringen Zusatzaufwänden für die Fördergesuchsprüfung ausgegangen werden. Die Kosten der zusätzlichen substituierten, mit fossilen Brennstoffen erzeugten Kilowattstunde betragen auf diese Weise – in Abhängigkeit der Wirkung – mindestens 5 Rappen (zusätzliche kantonale Fördergelder geteilt durch zusätzliche Wirkung in Kilowattstunden).

Das Modell 2 bewirkt einen sehr grossen Mehraufwand im Vollzugsbereich. Da noch kein Kanton Erfahrungen beim Vollzug und der Wirkung dieses Modells hat, können keine detaillierten Aussagen über die prognostizierte Wirkung gemacht werden. Damit einer grossen Anzahl von Härtefällen entgegengewirkt werden könnte, müsste zusätzlich das Förderbudget aufgestockt werden.

„Modell MuKE“

Der Regierungsrat ist nach eingehender rechtlicher Prüfung der Ansicht, dass die auf Antrag der Kommission Bau und Volkswirtschaft eingefügte Bestimmung in Art. 10b Abs. 1 gegen das Bestimmtheitsgebot verstösst. Weder die „technische Möglichkeit“ noch „keine Mehrkosten“ bilden ein taugliches Abgrenzungskriterium für ihre Anwendung. Offen ist insbesondere, wie der Nachweis betreffend „keine Mehrkosten“ zu erbringen ist und was die Basis für den Vergleich sein soll. Die Nachweispflicht dürfte die Praxis vor erhebliche Probleme stellen.



Die Bestimmungen zum Wärmeerzeugerersatz der MuKE 2014 sind der Fassung gemäss 1. Lesung im Kantonsrat daher bereits aus rechtlichen Überlegungen vorzuziehen.

Das „Modell MuKE“ ist dem Modell 1 (Investitionen) und dem Modell 2 (Lebenszykluskosten) nach Ansicht des Regierungsrates aber nach wie vor auch aus energiepolitischen Überlegungen vorzuziehen. Es schreibt bei einem Heizungsersatz einen Anteil von 10 % an erneuerbaren Energien vor. Trotz dieses vermeintlich kleinen Anteils wird gemäss Erfahrungen aus anderen Kantonen eine Erfolgsquote von rund 85 % (nicht lediglich 10 %) an erneuerbaren Energien erreicht. Dies hängt damit zusammen, dass in den meisten Fällen ein Umstieg auf ein mit erneuerbaren Energien betriebenes Heizsystem günstiger ist als der Wiedereinbau einer Öl- oder Gasheizung mit dem zusätzlich einzuhaltenden Mindestanteil von 10 % erneuerbaren Energien. In denjenigen Fällen, in welchen ein Umstieg auf ein vollständig mit erneuerbaren Energien betriebenes Heizsystem unverhältnismässig teuer oder technisch nicht möglich ist, hat der Gebäudeeigentümer beim „Modell MuKE“ die Möglichkeit, eine von elf Standardlösungen umzusetzen bzw. die bei seinem Objekt effizienteste und kostengünstigste Variante und somit auch eine finanziell tragbare Lösung zu realisieren. Ein unüberlegter 1:1-Ersatz bzw. Wiedereinbau einer Öl- oder Gasheizung wird verhindert. Diese Bestimmung ist daher so liberal wie möglich und dennoch äusserst wirksam. Zudem sind die Vollzugsaufwände verhältnismässig gering. Die Umsetzung des „Modells MuKE“ benötigt im Gegensatz zu den anderen beiden Modellen keine Erhöhung der kantonalen Förderbeitragssätze. Die Kosten der substituierten, mit fossilen Brennstoffen erzeugten Kilowattstunde betragen – unter Berücksichtigung der bestehenden Fördersätze beim Heizungsersatz – unter einem Rappen (kantonale Fördergelder geteilt durch Wirkung in Kilowattstunden).

Von allen drei Modellen weist das „Modell MuKE“ das beste Kosten-Wirksamkeits-Verhältnis auf. Das heisst, mit klar definierten Anforderungen und unterstützender Wirkung des vorhandenen Förderprogramms Energie kann eine grosse Effektivität in Bezug auf den Umstieg auf ein mit erneuerbaren Energien betriebenes Heizsystem bewirkt werden. Ohne zusätzlich erforderliche Fördermittel und Zusatzaufwände wird mit dem „Modell MuKE“ in 85 % der Fälle erreicht, dass ein mit fossilen Energien betriebenes Heizsystem durch ein mit erneuerbaren Energien betriebenes Heizsystem ersetzt wird. Die beiden anderen Modelle (Investition und Lebenszykluskosten) hingegen sind aufgrund ihrer geringen Mehrwirkung gegenüber dem „Modell MuKE“ und den zusätzlich erforderlichen Fördermitteln in der Höhe von Fr. 2'000'000.00 bzw. Fr. 500'000.00 unter dem Gesichtspunkt des Verfassungsprinzips, wonach öffentliche Aufgaben wirtschaftlich und zweckmässig zu erfüllen sind, abzulehnen. Da dem Kanton Appenzell Ausserrhoden nur begrenzte Mittel zur Verfügung stehen, der Regierungsrat diese begrenzten Mittel im Hinblick auf die Erreichung der Ziele gemäss Art. 2 in die Förderung des Ausbaus der Erzeugung von erneuerbaren Energien investieren will und die grösste Hebelwirkung beim „Modell MuKE“ zu erwarten ist, beantragt der Regierungsrat auf die 2. Lesung im Kantonsrat für Art. 10b die Rückkehr zu den Bestimmungen der MuKE 2014 gemäss dem Antrag zuhanden der 1. Lesung.

Bei einer Ablehnung dieses Antrags spricht sich der Regierungsrat für die Anwendung des Modells 2 (Lebenszykluskosten) aus. Dieses Modell ist aufgrund des Kosten-Wirksamkeits-Verhältnisses noch eher vertretbar, da die zu erwartende Wirkung etwas grösser sein wird als beim „Modell MuKE“ und die zusätzlich erforderlichen Fördermittel nur einen Viertel des Modells 1 (Investitionen) betragen.

b) Biogas als Standardlösung

Kantonsrätin Bodenmann, Waldstatt, wünschte vom Regierungsrat einen Vorschlag auf die 2. Lesung, wie Biogas im Gesetz oder in der Verordnung als Standardlösung beim Ersatz des Wärmeerzeugers Niederschlag

finden und während einer beschränkten Zeit im Sinne einer Härtefalllösung akzeptiert werden könnte (Wortprotokoll, S. 307).

Der Teil F des Basismoduls der MuKE 2014 sieht die Verwendung von Biogas nicht vor. Das ist aus der Sicht des Regierungsrates aus den folgenden Gründen richtig: Bei den MuKE 2014 handelt es sich um Bauvorschriften und nicht um Betriebsvorschriften; es ist keine vollzugstaugliche und rechtskonforme Lösung vorhanden; die Qualität und Quantität von ausländischem Biogas ist fragwürdig bzw. nicht kontrollierbar (Biogasproduktion aus Nahrungsmitteln, Doppelzählungen bzw. Mehrfachanrechnung vom ökologischen Mehrwert etc.); das gesamte einspeisbare Schweizer Biogaspotenzial beträgt 3.7 TWh und somit nur etwa 10 % des gesamten Erdgasverbrauchs (2019: 32 TWh); vor allem im Hochtemperaturbereich – beispielsweise zur Erzeugung von Prozessenergie in der Industrie – ist eine Substitution von Erdgas sehr schwierig; das mengenmässig begrenzte Angebot von einheimischem Biogas soll für diese Zwecke verwendet werden; bei einem Heizungsersatz soll möglichst in ein modernes Heizsystem investiert werden (weg von Gasheizungen).

Schweizweit wurde während der letzten zwanzig Jahre fast jede zweite Ölheizung durch ein anderes System ersetzt. Beim anderen System handelte es sich mehrheitlich um eine Gasheizung, also wiederum um ein mit fossilen Brennstoffen betriebenes Heizsystem. Jede heute installierte Gasheizung stösst die nächsten 15 Jahre umweltschädliches Kohlendioxid aus. Der Regierungsrat verzichtet daher auf einen Antrag, mit welchem Biogas beim Ersatz des Wärmeerzeugers als Standardlösung Niederschlag finden würde.

6. Art. 12a

Kantonsrat Raschle, Schwellbrunn, appellierte an den Regierungsrat und die Kommission Bau und Volkswirtschaft, die Einführung einer Meldepflicht für den Einbau einer Wärmepumpenheizung oder eines Wärmepumpenboilers im Haus anstelle einer Bewilligungspflicht nochmals zu prüfen (Wortprotokoll, S. 296).

Art. 12a regelt die energierechtliche Bewilligungspflicht, nicht die baurechtliche Bewilligungspflicht. Der Einbau eines Wärmepumpenboilers im Haus ist aus baurechtlicher Sicht nicht bewilligungspflichtig. Der Einbau einer Wärmepumpenheizung hingegen ist derzeit aus baurechtlicher Sicht sowohl im als auch neben dem Haus bewilligungspflichtig. Daher würde die baurechtliche Bewilligungspflicht auch bei einer Einführung einer energierechtlichen Meldepflicht nicht wegfallen. Mit dem Einbau einer Wärmepumpenheizung im Keller sind nach dem gewöhnlichen Lauf der Dinge so wichtige räumliche Folgen verbunden, dass ein Interesse der Öffentlichkeit oder der Nachbarn an einer vorgängigen Kontrolle besteht (vgl. Rechtsprechung des Bundesgerichts zur Baubewilligungspflicht). Die rechtlichen Vorgaben sind zwingend einzuhalten und müssen durch die Behörde verbindlich geprüft werden. Dies betrifft u.a. die Lärmschutzanforderungen bei Luft/Wasser-Wärmepumpenheizungen und die Gewässerschutzbestimmungen bei Sole/Wasser-Wärmepumpenheizungen. Erst mit der Baubewilligung erhält der Gebäudeeigentümer die nötige Rechtssicherheit. Zudem zeigen auch die Erfahrungen anderer Kantone in Zusammenhang mit Meldepflichten, dass diese nur mangelhaft umgesetzt werden. Im Feuerungsbereich wäre eine Folge davon, dass die – für den Vollzug notwendigen – Datengrundlagen der Behörden rasch unvollständig/falsch sind. Zuletzt sei angemerkt, dass die Kantone die Anforderungen an die baurechtliche Bewilligungspflicht nicht unter das Niveau des Bundesrechts senken können, was hier der Fall wäre. Der Regierungsrat verzichtet daher auf neue Anträge in Zusammenhang mit der Bewilligungspflicht.



7. Art. 22a

Kantonsrat Gut, Walzenhausen, regte an, dass der Begriff „gering“ in Abs. 1 beispielsweise mit einem Prozentsatz der Wohnfläche quantifiziert werden sollte. Bei Abs. 2 schlug er vor, dass der Regierungsrat dann Ausnahmen vorsehen könne, wenn für die Warmwasseraufbereitung im Sinne einer Bedingung zusätzlich erneuerbare Energie genutzt werde (Wortprotokoll, S. 305).

Gemäss Art. 14d Abs. 1 lit. c des Verordnungsentwurfs sind dezentrale Elektroheizungen in Gebäuden, die entweder eine installierte Leistung von höchstens 3 kW haben oder deren elektrisch beheizte Fläche kleiner als 50 m² EBF ist, von der Sanierungspflicht befreit. Der Begriff „gering“ in Abs. 1 ist damit nach Ansicht des Regierungsrates ausreichend quantifiziert.

Da es noch andere mögliche Ausnahmen von der Sanierungspflicht gibt, kann die zusätzliche Nutzung von erneuerbaren Energien bei der Warmwasseraufbereitung nicht als einzige Bedingung für das Gewähren einer Ausnahme im Gesetz statuiert werden. Für das Gewähren der Ausnahme, dass wenn bei der Warmwasseraufbereitung zusätzlich erneuerbare Energien genutzt werden, versteht der Regierungsrat bereits die jetzige Formulierung des Art. 22a Abs. 2 gemäss dem Beschluss des Kantonsrates in der 1. Lesung als Bedingung (vgl. dazu Art. 14 des Verordnungsentwurfs). Eine redaktionelle Anpassung ist aus seiner Sicht daher nicht nötig.

C. Volksdiskussion

Hierzu kann auf die beiliegende detaillierte Auswertung der Volksdiskussionsbeiträge verwiesen werden.

D. Auswirkungen

1. Kanton

Für die Umsetzung des revidierten Energiegesetzes sind zusätzliche Fördermittel erforderlich. Die Höhe steht in Abhängigkeit des gewählten Modells beim Heizungsersatz (Art. 10b). In der folgenden Tabelle 2 sind die jährlich zusätzlich erforderlichen finanziellen Mittel zusammengetragen.

Bestimmung	Bezeichnung	Mit Modell 1 [Fr.]	Mit Modell 2 [Fr.]	Mit „Modell MuKEn“ [Fr.]
Art. 2	PVA-Förderung	2'900'000.00 bis 3'200'000.00	2'900'000.00 bis 3'200'000.00	2'900'000.00 bis 3'200'000.00
Art. 10b	Modell 1 (Investitionen)	2'000'000.00		
	Modell 2 (Lebenszykluskosten)		500'000.00	
	„Modell MuKEn“			0.00
zusätzliche Fördermittel		4'900'000.00 bis 5'200'000.00	3'400'000.00 bis 3'700'000.00	2'900'000.00 bis 3'200'000.00
derzeit vorhandenes Förderbudget		1'000'000.00	1'000'000.00	1'000'000.00
gesamthaft erforderliche Fördermittel pro Jahr		5'900'000.00 bis 6'200'000.00	4'400'000.00 bis 4'700'000.00	3'900'000.00 bis 4'200'000.00

Tabelle 2: Jährlich zusätzlich erforderliche Fördermittel

Neben den zusätzlich erforderlichen Fördermitteln ist für eine externe Abwicklung der Ausrichtung ergänzender Photovoltaik-Beiträge auch mit einem Zusatzaufwand der kantonalen Energiefachstelle für das EDV-Tool (PV-Förderprogramm), die Administration, die Beratung und die Kontrolle zu rechnen.

Aus den Abweichungen in Art. 10b Abs. 1 von den MuKEn 2014 würden nicht nur Zusatzaufwände für die Planenden und die Ausführenden, sondern auch für die kantonale Energiefachstelle resultieren. Neben den Initialaufwänden für die Erstellung von Vollzugshilfen, Tools, Schulungen für Mitarbeiter der Gemeinden usw. wären die Aufwände während des Vollzugs grösser. Gemeint sind nicht nur der Unterhalt der Tools und der Vollzugshilfen, sondern auch die Hilfestellung bei Vollzugsfragen wie bspw. der Beurteilung, wann der Wechsel zu einem mit erneuerbaren Energien betriebenen Heizsystem technisch nicht möglich ist oder aber wann es sich um Härtefälle handelt.

Die zusätzlichen Aufwände sowohl für die Initialisierung als auch für den Vollzug der beiden zur Diskussion stehenden Modelle „Investitionen“ resp. „Lebenszykluskosten“ hängen zudem davon ab, ob weitere Kantone dieselben Modelle einführen. Sowohl die koordinierte Erarbeitung von Vollzugsgrundlagen durch mehrere Kantone als auch der Erfahrungsaustausch beeinflussen diese Zusatzaufwände. Das Modell 1 „Investitionen“ wird bisher nur im Kanton Basel-Stadt angewendet. Von den gemachten Erfahrungen resp. Vollzugsgrundlagen kann profitiert werden – soweit sich die städtischen Verhältnisse dieses Kantons auf die ländlichen Verhältnisse des Kantons Appenzell Ausserrhoden übertragen lassen.

Das im Vollzug noch um einiges aufwändigere Modell 2 „Lebenszykluskosten“ wird gegenwärtig in vier weiteren Kantonen – mit unterschiedlichen Ansätzen für den Vollzug – geprüft. In der 1. Lesung im Kantonsrat wurde auf das Lebenszykluskosten-Modell des Kantons Zürich verwiesen („Züri Finish“). Der Hauseigentümergever-



band Zürich hat mittlerweile infolge dieser weiterführenden Bestimmungen beim Heizungersatz das Referendum ergriffen und das Zürcher Stimmvolk wird voraussichtlich im November 2021 über das revidierte Energiegesetz abstimmen.

In Anlehnung an das Basler-Modell vollzieht der Kanton Neuenburg seit dem 1. Mai 2021 eine eigenständige Lösung beim Heizungersatz. Bei einem geplanten Wiedereinbau einer Gas- oder Ölheizung werden jedoch zu den Investitionen zusätzlich die Kosten für die Erreichung von einem Anteil an 20 % erneuerbarer Energie (zwei Standardlösungen) addiert. Dadurch dürfte der Wechsel zu einem mit ausschliesslich erneuerbaren Energien betriebenen Heizsystem in den meisten Fällen günstiger sein als der Wiedereinbau einer Gas- oder Ölheizung. Ob die Erhöhung der Fördergelder im Kanton Neuenburg ausreicht, um von zahlreichen Härtefällen abzusehen, ist noch nicht bekannt. Auf Anfrage teilt der Kanton mit, dass der Vollzug dieser neuen Bestimmung nicht einfach sei, sehr viel Zeit beanspruche und deshalb eine zusätzliche Stelle geschaffen werden musste.

Die weiterführenden Bestimmungen der beiden Modelle (Investitionen und Lebenszykluskosten) würden einen Ausbau des Förderprogramms Energie erfordern, woraus nicht nur zusätzliche Aufwände in Bezug auf die Gesuchsprüfung, sondern auch Initialaufwände bei der Erstellung von neuen Fördermassnahmen sowie der elektronischen Gesuchsabwicklung (Softwarekosten) resultieren würden.

Die Abteilung Energie des Amtes für Umwelt verfügt derzeit über 320 Stellenprozent. Auf der Basis der zum jetzigen Zeitpunkt zur Verfügung stehenden Angaben ist eine einigermaßen zuverlässige Bezifferung des personellen Mehraufwands für die Bewältigung der vorstehenden zusätzlichen Aufgaben nicht ohne weiteres möglich. Es wird – grob geschätzt – davon ausgegangen, dass für den Vollzug beider Modelle (Investitionen und Lebenszykluskosten) je zusätzlich mindestens 50 Stellenprozent erforderlich sein würden.

Wie bereits im Bericht und Antrag zuhanden der 1. Lesung im Kantonsrat festgehalten, erfolgt die Umsetzung des „Modells MuKE“ auf Kantonsebene mit den bereits vorhandenen personellen und finanziellen Ressourcen. Allerdings ist im Rahmen der Vorbildwirkung des Kantons (Art. 14) mit höheren Investitionskosten zu rechnen. Diese werden aber zu wesentlichen Teilen durch jährlich wiederkehrende Einsparungen für den Betrieb, den Unterhalt und die Energie aufgewogen.

2. Gemeinden

Die Zuständigkeit für die Umsetzung der energetischen Bauvorschriften bleibt weiterhin bei den Gemeinden.

Der Vollzug des Modells 1 (Investitionen) bedeutet keinen erhöhten Aufwand für die kommunalen Bauverwaltungen.

Der Vollzug des Modells 2 (Lebenszykluskosten) würde bei den Gemeinden zusätzliche Ressourcen fordern. Eine entsprechende Nachfrage hat ergeben, dass von den kommunalen Bauverwaltungen keine verlässlichen Angaben zum heutigen resp. zukünftigen Aufwand zur Bearbeitung von Gesuchen für einen Wärmeerzeugersersatz gemacht werden können. Die nachfolgenden Zahlen stützen sich daher im Sinne einer Modellrechnung auf die (soweit bekannte) Anzahl der Heizsysteme und deren durchschnittliche Nutzungsdauer. Es wird von jährlich mindestens 500 Baugesuchen für einen Wärmeerzeugersersatz (fossil und rein elektrisch betriebene Heizsysteme sowie mit erneuerbaren Energien betriebene Heizsysteme) ausgegangen. Der geschätzte Mehr-



aufwand pro Baugesuch würde durchschnittlich vier Stunden betragen. Für die Gemeinden würden somit insgesamt 2'000 zusätzliche Stunden bzw. 100 zusätzliche Stellenprozente prognostiziert, was insgesamt 36 Stunden bzw. 1.8 Stellenprozenten pro 1'000 Einwohner entspricht.

Die Aufwände für den Vollzug des „Modells MuKE“ dürften kurzfristig zunehmen. Längerfristig wird davon ausgegangen, dass die Gemeinden das „Modell MuKE“ im Rahmen ihrer bisherigen Vollzugstätigkeit umsetzen können. Dabei profitieren die Gemeinden von den bereits vorhandenen Vollzugshilfsmitteln zu den MuKE 2014.

3. Private

Das Modell 1 (Investitionen) ist ohne Mehrinvestitionen für die Privaten vollziehbar, da die aus diesem Modell resultierenden Mehrkosten subventioniert würden.

Der Vollzug des Modells 2 (Lebenszykluskosten) würde Mehrinvestitionen für Gebäudeeigentümer mit einer mit fossilen Brennstoffen betriebenen Heizung bedeuten. Es müsste von zahlreichen Härtefällen ausgegangen werden. Dies, sobald die bestehende Heizung ersetzt werden muss. Auch wenn aufgezeigt werden kann, dass sich die zusätzlichen Investitionen für ein mit erneuerbaren Energien betriebenes Heizsystem über die Anlagenlebensdauer bezahlt macht, so müssen die Mittel vorab erst einmal verfügbar sein. Aus diesem Grund sollen die Fördergelder bei einem Wechsel zu einem mit alternativen Energien betriebenen Heizsystem mindestens Fr. 5'000.00 betragen.

Ergänzend zu den Mehrinvestitionen beim Heizungsersatz entstehen bereits beim Baugesuch zusätzliche finanzielle Aufwände. Sofern bspw. der Neueinbau eines mit erneuerbaren Energien betriebenen Heizsystems technisch nicht möglich ist oder zu Mehrkosten führt, muss dies der Bewilligungsbehörde mit Offerten aufgezeigt werden.

Der geforderte Mindestanteil an erneuerbaren Energien beim Heizungsersatz (Art. 10b Abs. 2) ist in jedem Fall mit zusätzlichen Investitionen verbunden. Diese Zusatzkosten lassen sich jedoch sehr oft über die Anlagenlebensdauer amortisieren. Im Gegensatz zur Forderung, dass generell ein mit ausschliesslich erneuerbaren Energien betriebenes Heizsystem eingebaut werden muss, besteht beim „Modell MuKE“ die Möglichkeit, bei ungünstiger Ausgangslage (bspw. bei fehlenden finanziellen Mitteln) lediglich das geforderte Minimum von 10 % erneuerbaren Energien einzuhalten, wobei sich die Zusatzkosten bei einem Heizungsersatz in Grenzen halten.

Des Weiteren kann die in Art. 22a Abs. 1 geforderte Ersatzpflicht von bestehenden ortsfesten Widerstandsheizungen vor allem in denjenigen Fällen, in welchen kein wassergeführtes (hydraulisches) Wasserverteilsystem vorhanden ist, zu einer grösseren finanziellen Belastung führen. Allerdings gilt zu berücksichtigen, dass die Wärmeerzeugung mit Elektrodirektheizungen im Betrieb äusserst kostspielig ist und dass sich auch hier der Umstieg auf effiziente Heizsysteme längerfristig lohnen kann. Die Frist von 15 Jahren ist in Bezug auf die Sanierungspflicht verhältnismässig. Zudem sollen in der Energieverordnung die Ausnahmen von der Sanierungspflicht geregelt werden, damit Härtefällen entsprechend Rechnung getragen werden kann (vgl. Art. 14d des Verordnungsentwurfs).



Die Mehrinvestitionen in Zusammenhang mit der Eigenstromerzeugungspflicht bei Neubauten (Art. 10a) verteuern einen Neubau nur minimal (Einfamilienhaus i.d.R. < Fr. 10'000.00) und es kann davon ausgegangen werden, dass sich diese Zusatzinvestition durch den Stromertrag in weniger als 15 Jahren amortisieren lässt.

Die übrigen neuen Bestimmungen sollten keinen oder nur einen sehr geringen Einfluss auf Private haben.

E. Finanzierung

Im Hinblick auf die Umsetzung der vorliegenden Teilrevision des Energiegesetzes hat der Regierungsrat im Aufgaben- und Finanzplan für das Jahr 2023 zusätzlich 3 Mio. Franken, für das Jahr 2024 zusätzlich 4 Mio. Franken und für das Jahr 2025 zusätzlich 5 Mio. Franken für die Energieförderung eingestellt. Damit sollen vorrangig die im Hinblick auf die Erreichung der Ziele gemäss Art. 2 für den Ausbau der Erzeugung von erneuerbaren Energien jährlich zusätzlich erforderlichen finanziellen Mittel in der Höhe von 2.9 bis 3.2 Mio. Franken abgedeckt werden. Darüber hinaus sind je nach Wahl des Modells zur Umsetzung von Art. 10b zusätzliche finanzielle Mittel in der Höhe von 0.5 bis 2 Mio. Franken pro Jahr einzustellen.

Zur Finanzierung der aufgrund der vorliegenden Teilrevision notwendigen Aufwände können entweder Steuermittel eingesetzt werden und/oder neue Abgaben erhoben werden. Gegebenenfalls reichen die jährlich anfallenden Steuereinnahmen nicht aus, um die Finanzierung zu gewährleisten, was eine Steuererhöhung nach sich ziehen könnte. Bei den Abgaben besteht die Möglichkeit der Einführung einer Stromabgabe oder einer kantonalen CO₂-Abgabe auf Wohneigentum und Fahrzeuge.

F. Inkraftsetzung

Der Regierungsrat beabsichtigt, die Teilrevision des Energiegesetzes auf den 1. Juli 2022 in Kraft zu setzen.



G. Antrag

Der Regierungsrat beantragt Ihnen,

1. auf die Vorlage einzutreten und
2. der Teilrevision des Energiegesetzes in 2. Lesung zuzustimmen.

Im Namen des Regierungsrates

Sign. Dölf Biasotto

sign. Thomas Frey

Dölf Biasotto, Landammann

Thomas Frey, Ratschreiber-Stellvertreter

Beilagen

Beilage 1.1	Gesetzesentwurf
Beilage 1.2	Synopse
Beilage 1.3	Volksdiskussionsbeiträge
Beilage 1.4	Volksdiskussionsauswertung
Beilage 1.5	Verordnungsentwurf DBV