

Power Facts. Für Entscheidungsträger.

Themen für Entscheidungsträger in Politik, Verwaltung und Wirtschaft

Sonderdossier

VERBUND-Standpunkt zur Klima- und Energiepolitik 2019–2024, Impulse für die nächste Legislaturperiode

Der Klimawandel ist eine der zentralsten Herausforderungen unserer Generation, wenn nicht sogar die größte. Er ist eine fundamentale Bedrohung für die Welt, so wie wir sie kennen. Um diese Krise zu bewältigen, werden enorme Kraftanstrengungen von allen Stakeholdern notwendig sein – aufseiten der Politik, der Wirtschaft und der Bürger. Der erforderliche Mix aus Vermeidungs- und Anpassungsmaßnahmen wird massive Investitionssummen benötigen, damit eröffneten sich für dynamische und innovative Volkswirtschaften und Unternehmen aber auch viele Chancen. Für die Zukunft des Wirtschaftsstandorts Österreich ist es daher entscheidend, jetzt die Weichen für die Dekarbonisierung in allen Sektoren zu stellen. Im Energiesystem werden erhebliche Finanzmittel für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energie, für Netze und Speicher, für eine deutliche Verbesserung der Energieeffizienz sowie für zukunftssträchtige Technologien, wie bsp. grünen Wasserstoff (H₂), notwendig sein. Gleiches gilt für die Digitalisierung, die schon jetzt einen wichtigen Baustein beim Umbau unserer Energiesysteme bildet und immer mehr zum Dreh- und Angelpunkt wird. VERBUND kann und will einen Beitrag dazu leisten und gibt mit diesem Standpunkt Impulse für die notwendigen klima- und energiepolitischen Entscheidungen in der nächsten Legislaturperiode.

VERBUND-Standpunkt Klima- und Energiepolitik 2019-2024, Impulse für die nächste Legislaturperiode

Dekarbonisierung des Wirtschafts- und Energiesystems als zentrale politische Herausforderung

Der UN-Klimavertrag von Paris und die EU-Klima- und Energieziele – ein klimaneutrales Europa bis 2050 – geben eine klare Richtung für die Reduktion des CO₂-Ausstoßes vor. Trotz Rückschlägen weisen die internationalen Entwicklungen beim Klimaschutz eine hohe Dynamik auf, und der öffentliche Druck auf die Politik, weitreichende und nachhaltige Maßnahmen zur Dekarbonisierung zu setzen, wird von Tag zu Tag größer. Die bekannte deutsche Energieberatung Agora Energiewende beschrieb kürzlich zehn Megatrends bei der Umgestaltung des Energiesystems – die Dekarbonisierung findet sich dabei an vorderster Stelle.

Am Markt zeigen sich diese Änderungen bereits seit geraumer Zeit. Der Anteil dargebotsabhängiger, dezentral erzeugter, erneuerbarer Energie steigt sukzessive – angesichts der guten konjunkturellen Lage nimmt jedoch auch der absolute Energieverbrauch weiterhin ungebrochen zu. Die Dynamik der Transformation erhöht die Herausforderungen an das Systemmanagement. Die Netzsteuerung wird komplexer, die Bedeutung von Speichern und anderen Flexibilitätsinstrumenten nimmt stetig zu, Sektorkopplung und Sektorintegration werden immer mehr zum Thema. Die notwendigen Investitionen in neue Erzeugungsanlagen und innovative Technologien (wie bsp. Konversionsanlagen) sind jedoch trotz zuletzt gestiegener Großhandelspreise ohne zusätzliche Incentivierung – seien es nun Förderungen oder regulatorische Anreize – wirtschaftlich kaum darstellbar. Gleichzeitig steigt auch die Bedeutung von ausreichend dimensionierten Stromnetzen sowie gesicherter Stromerzeugung zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Auf den Finanzmärkten schlägt der Trend zur Dekarbonisierung ebenfalls auf, und immer mehr Finanzinvestoren wollen ihre Mittel in grünen Finanzprodukten veranlagen (Green Finance).

Ein CO₂-Preis für alle Sektoren

Die Klima- und Energieziele können nur erreicht werden, wenn zum einen der Erneuerbaren-Anteil am Energiemix rapide erhöht und die Energieintensität der Volkswirtschaften sukzessive verbessert wird und zum anderen alle Bereiche einen angemessenen Beitrag zur Treibhausgasreduktion leisten. Laut dem Klimavertrag von Paris müssen dafür auch Finanzströme in Einklang mit den Dekarbonisierungspfaden gebracht werden. Zentrales Lenkungs- und Steuerungsinstrument sollte eine umfassende Bepreisung des CO₂-Ausstoßes sein.

Die Elektrizitätswirtschaft ersteigert im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems (ETS) seit 2013 Zertifikate für die Emissionen bei der thermischen Stromerzeugung. Auch dem ETS unterworfenen Industriebetriebe müssen für ihre CO₂-Emissionen Zertifikate zukaufen, abgesehen von solchen in Carbon-Leakage-Sektoren¹, die für einen Großteil ihrer Emissionen Gratiszuteilungen erhalten. Aufgrund einer Reihe von Faktoren hatte sich über die Jahre ein substanzielles Überangebot an CO₂-Zertifikaten aufgebaut – mit dem Effekt, dass der CO₂-Preis lange Zeit kaum Lenkungswirkung in Richtung emissionsarmer Technologien entfalten konnte. Die zuletzt durchgeführten Reformen des ETS haben jedoch Wirkung gezeigt und zu einem Anstieg des CO₂-Preises auf das derzeitige Niveau von rund 25 €/t geführt. Die Richtung stimmt zwar, das Preissignal ist aber noch immer zu schwach, um notwendige Dekarbonisierungsinvestitionen großflächig auszulösen.

Der Klimaschutz braucht den Beitrag aller Sektoren und somit auch einen für alle gleichlaufenden CO₂-Preis

Aus Sicht von VERBUND ist das ETS das zentrale Instrument zur CO₂-Bepreisung. Um seine Wirkung zu dynamisieren, sollte jedoch ein sukzessive ansteigender CO₂-Mindestpreis im europäischen, zumindest aber im regionalen Gleichklang eingeführt werden. Zudem muss das Überangebot an Zertifikaten am Markt weiter kontinuierlich reduziert werden. Damit diese Klimaschutzmaßnahmen aber nicht zu einer Abwanderung von Europas Industrie in Länder ohne CO₂-Regime führen, sind parallel dazu Ausgleichsmaßnahmen für Carbon-Leakage-Sektoren vorzusehen. Gleichzeitig sind zusätzliche innovative CO₂-Konzepte, wie sie beispielsweise Carbon-Border-Adjustment-Maßnahmen darstellen, stärker in Betracht ziehen.

ETS bleibt das zentrale Instrument der CO₂-Bepreisung für die E-Wirtschaft: sukzessive ansteigender CO₂-Mindestpreis im regionalen Gleichklang, weitere Reduktion des Zertifikateangebots und Zweckwidmung der Einnahmen zur Entlastung der Industrie

Derzeit umfasst das ETS nur die Sektoren Industrie und Energie, wohingegen CO₂-Emissionen in den sogenannten Non-ETS-Sektoren (z. B. der Verkehrsbereich oder Wärme/Kälte im Gebäudebereich) noch nicht adäquat bepreist sind. Um entsprechende emissionssenkende Lenkungseffekte zu erzeugen, muss auch in diesen Sektoren eine CO₂-Bepreisung eingeführt werden, umso mehr, da sie einen wesentlichen Teil der klimaschädlichen Treibhausgasemissionen verantworten. Besonders für die Umsetzung der für eine umfassende Dekarbonisierung unerlässlichen Sektorintegration (das ist die Substitution fossiler Energieträger im Energie-, Verkehrs- und Gebäudebereich sowie in der Industrie durch grünen Strom bzw. erneuerbare Gase) ist es zentral, dass fossile Energieträger gegenüber erneuerbarem Strom nicht bevorzugt werden. Dazu braucht es eine faire und transparente CO₂-Bepreisung in allen Sektoren. Konkret bedeutet dies, dass sich die Emissionskosten in den nicht dem ETS unterworfenen Sektoren am ETS-Preis orientieren müssen. Für die Zahler, also Unternehmen und Konsumenten, sollten diese Klimaschutzmaßnahmen möglichst kostenneutral sein. Deshalb ist eine Zweckwidmung der daraus generierten Einnahmen notwendig – sei es für die Finanzierung von Klimaschutzmaßnahmen, für die Entlastung des Faktors Arbeit oder andere zweckdienliche Maßnahmen.

¹) Energieintensive Unternehmen, die sich im globalen Wettbewerb befinden, haben durch die CO₂-Kosten einen erheblichen Wettbewerbsnachteil. Carbon Leakage bezeichnet die Gefahr, dass diese Unternehmen in Länder ohne CO₂-Regime abwandern, mit dem zusätzlichen Risiko, dass danach der CO₂-Ausstoß mangels Regulierung sogar höher ist als vorher (Green Paradoxon).

Konkrete Maßnahmenvorschläge

- Durchgängiges CO₂-Preis-Regime für alle Sektoren, insbesondere auch für Verkehr und Gebäude, mit einem Gleichlaufen der CO₂-Kosten für den ETS- und Non-ETS-Sektor
- Keine Benachteiligung erneuerbarer Energien gegenüber fossilen Energieträgern, insbesondere hinsichtlich Steuern, Abgaben, Umlagen und dergleichen, um die notwendige Dekarbonisierung über eine Sektorintegration zu ermöglichen
- Sukzessive ansteigender CO₂-Mindestpreis im ETS im europäischen oder zumindest regionalen Gleichklang, gekoppelt mit daraus finanzierten Ausgleichsmaßnahmen für die energieintensive Industrie
- Weitere kontinuierliche Reduktion des Zertifikateüberschusses im ETS

Nutzung aller vorhandenen Potenziale beim forcierten Ausbau erneuerbarer Energien

Um die Dekarbonisierung des Energiesystems und das in der Klima- und Energiestrategie #mission2030 festgeschriebene Ziel der bilanziellen Deckung des österreichischen Stromverbrauchs mit erneuerbarem Strom bis 2030 erreichen zu können, müssen alle verfügbaren Erneuerbaren-Potenziale genutzt werden. In den nächsten zehn Jahren sind zusätzliche erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten für bis zu 30 TWh jährlich notwendig – davon jeweils rund 40 % bei Wind und Photovoltaik (PV) und ca. 20 % in der Wasserkraft.

Im Bereich der Wasserkraft liegen derzeit österreichweit realisierbare Projekte mit einer jährlichen Gesamterzeugung von 7,2 TWh vor, die bei entsprechenden Rahmenbedingungen rasch umgesetzt werden können. Mehr als zwei Drittel dieser Projekte mit etwas über 4 TWh Regelarbeitsvermögen (RAV) betreffen Maßnahmen zur Verbesserung der Energieausbeute bei Bestandsanlagen (Revitalisierungen/Erweiterungen/Effizienzsteigerungen), der Rest sind Neuanlagen. Eine Realisierung dieser Vorhaben würde Investitionen von bis zu 10 Milliarden Euro auslösen, davon kämen 80 % der heimischen Volkswirtschaft zugute.

Die Wasserkraft hat in Österreich eine lange Tradition und verantwortet ca. 60 % der heimischen Stromerzeugung. In einem zunehmend von volatilen erneuerbaren Energien geprägten Energiesystem kommt ihr aber noch zusätzliche Bedeutung zu: Bei wachsenden Anteilen von volatilen PV- und Windstrom werden die systemdienlichen Eigenschaften der Wasserkraft, wie Jahresdurchgängigkeit (rund 5.000 Erzeugungsstunden pro Jahr), gute Planbarkeit, Steuerbarkeit, Flexibilität, Schwarzstartfähigkeit etc., dringend gebraucht und immer wichtiger. Zudem sind Wasserkraftanlagen äußerst langlebig, sodass Investitionen in diese Technologie erneuerbare Erzeugungsmengen über lange Zeiträume sicherstellen. Flexibilität, insbesondere Speicherkapazität, wird zunehmend zum kritischen Element bei der Energiewende – und bei allen vielfältigen Entwicklungen im Speicherbereich bleiben Pumpspeicherkraftwerke die wichtigste großtechnische Form der Stromspeicherung. Bis auf Weiteres sind Pumpspeicher für die Systemstabilität und die Integration von PV- und Windanlagen in das Stromsystem unabdingbar.

Level Playing Field für alle Erneuerbaren durch technologiespezifische, marktbasierende Fördersysteme

Geplanter Wasserkraftausbau bringt jährlich 7,2 TWh und löst Investitionen von 10 Milliarden Euro aus

Wasserkraft hat in Österreich eine lange Tradition und hat durch ihre systemdienlichen Eigenschaften und ihre Speichermöglichkeit eine zentrale Bedeutung für das Energiesystem

Die Strompreise auf den Großhandelsmärkten haben zwar die Tiefpreisphase der letzten Jahre überwunden und liegen derzeit bei rund 45 €/MWh. Bei einem erheblichen Teil der geplanten Investitionsprojekte im Erneuerbaren-Bereich liegen die Vollkosten pro Megawattstunde (MWh) aber weiterhin über diesem Niveau. Dies gilt ganz besonders für Wasserkraftanlagen, bei denen sich die Gestehungskosten aufgrund technischer, standortspezifischer und insbesondere auch regulatorischer Umfeldbedingungen in den letzten Jahren im Vergleich zu anderen Technologien erheblich erhöht haben. Während sich heute in Österreich bei der Laufwasserkraft die Gestehungskosten in einer Bandbreite von 70 €/MWh bis 105 €/MWh bewegen, liegen sie bei neuen Wind- und PV-Projekten zwischen 38 €/MWh und 75 €/MWh. Marktwirtschaftlich agierende Unternehmen investieren nur in Projekte, die sich wirtschaftlich rechnen. Da der Markt die notwendigen Preissignale nicht liefert, werden Investitionen in eine nachhaltige Stromerzeugung durch die öffentliche Hand angereizt werden müssen – und das gilt für Wind, für PV und auch für die Wasserkraft.

Solange der Markt nicht die notwendigen Preissignale liefert, braucht es regulatorische Anreize, um Investitionen in erneuerbare Energien auszulösen

Um den notwendigen Zubaubedarf an erneuerbaren Energien in Österreich bis 2030 von bis zu 30 TWh jährlicher Erzeugung möglichst kosteneffizient zu realisieren, ist das künftige Fördersystem verstärkt marktbasierend auszurichten. VERBUND spricht sich dabei für folgende Differenzierung aus: Investitionsförderungen bei Kleinanlagen, variable Marktprämien bei größeren Anlagen – und zwar unabhängig von der Technologie. Aus Gründen der Fördereffizienz soll die Fördervergabe durch wettbewerbliche Ausschreibungen erfolgen, wobei diese zur Sicherstellung von Netz- und Systemstabilität (Sicherstellung diversifizierter Erzeugungsmuster und Vermeidung regionaler Konzentrationseffekte) technologiespezifisch umgesetzt werden sollten.

Im gegenwärtigen österreichischen Erneuerbaren-Fördersystem werden nur mittelgroße Wasserkraftanlagen bis 20 MW Engpassleistung gefördert. Um die sehr ambitionierten Erneuerbaren-Ausbauziele bis 2030 zu erreichen, wird man jedoch nicht umhinkommen, in Zukunft auch den Bau großer Wasserkraftanlagen zu fördern, entfallen auf diese doch rund 30% der bis 2030 geplanten jährlichen Zusatzerzeugung von 6 TWh bis 8 TWh aus Wasserkraft. Dieselbe leistungsabhängige Förderobergrenze von 20 MW gilt auch bei Investitionen in Bestandsanlagen, was doppelt kontraproduktiv ist, weil zum einen bei der Großwasserkraft aufgrund der Anlagengrößen selbst kleine Effizienzverbesserungen zu enormer Zusatzerzeugung führen (in der Größenordnung der Gesamterzeugung kleinerer Kraftwerke) und zum anderen für die Nutzung dieser Potenziale keine neuen ökologischen Eingriffe notwendig sind. Vor diesem Hintergrund spricht sich VERBUND für eine generelle Anhebung der Förderobergrenze auf 30 MW bzw. umgerechnet 150 GWh pro Jahr aus, um auch den natürlichen Zufluss bei Speicherkraftwerken mit zu erfassen, sowie für ein ausschließliches Abstellen der Förderkriterien auf die Zusatzerzeugung bei Ausbeuteverbesserungen an Bestandsanlagen.

Aufgrund der vorgezogenen Neuwahlen im September 2019 wird das geplante neue Förderregime für erneuerbare Energien (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, EAG) erst verzögert in Kraft treten können. Die ersten Förderzuschläge aus dem EAG sind damit erst für Ende 2020/Anfang 2021 zu erwarten. Je nach Genehmigungsstatus des Bauprojekts wird es dann nochmals bis zu 18 Monate dauern, bis erste Baumaßnahmen gesetzt werden können. Um einen kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energie in Österreich sicherzustellen, sollte für einen eng bemessenen Zeitraum eine Überbrückungsförderung zum Abbau der Liste mit umsetzungsbereiten Projekten, die auf eine Förderung warten, aufgesetzt werden. Dazu könnten die Spielräume des bestehenden Ökostromgesetzes genutzt werden. Für die Realisierung baureifer Wasserkraftprojekte würde dies eine einmalige Aufstockung des Fördertopfs für die mittlere Wasserkraft von 50 auf 80 Millionen Euro und die Erhöhung des maximalen Investitionszuschusses von 10 % auf 30 % der Investitionskosten bedeuten. Der Förderbedarf wäre, so wie bisher auch, durch unabhängige Wirtschaftlichkeitsgutachten zu belegen. VERBUND hat zwei Kraftwerksprojekte mit einer Gesamtleistung von 26 MW und einem RAV von insgesamt 126 GWh in der Pipeline, mit deren Bau jederzeit begonnen werden könnte.

Kontinuierlichen Erneuerbaren-Ausbau durch eine einmalige Aufstockung der Fördermittel für baureife Projekte der mittleren Wasserkraft sicherstellen

Die Wasserkraft leistet einen zentralen Beitrag zur Erreichung der heimischen Klima- und Energieziele. Gleichzeitig übernehmen die Anlagenbetreiber auch Verantwortung für den Naturschutz, insbesondere für die Gewässerökologie. Die EU-Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) ist ein wesentliches Instrument, um die naturverträgliche Nutzung und den Ausbau der Wasserkraft in Einklang zu bringen. Im Zeitraum von 2009 bis 2015 wurden von der österreichischen Energiewirtschaft zahlreiche Maßnahmen (Fischwanderhilfen, ökologische Verbesserungen in Stauräumen und bei Zuflüssen oder Sedimentmanagement) mit einem Investitionsvolumen von fast 200 Millionen Euro insbesondere an den großen österreichischen Flüssen umgesetzt. Dennoch kann Österreich aller Voraussicht nach die Vorgaben aus der WRRL bis 2027 nicht erreichen, wie ein kürzlich erschienener Rechnungshofbericht feststellt. Hauptgrund ist die unzureichende Bereitstellung öffentlicher Fördermittel. Die Wasserkraftunternehmen haben in den vergangenen Jahren einen wesentlichen Beitrag zur Umsetzung der WRRL geleistet und sind bereit, das auch weiterhin zu tun. Damit aber die noch anstehenden Investitionen zur Erfüllung der EU-rechtlichen Vorgaben gestemmt werden können, bedarf es der ausreichenden Neudotierung der öffentlichen Förderinstrumente zur Finanzierung gewässerökologischer Maßnahmen.

Naturverträgliche Nutzung und Ausbau der Wasserkraft können in Einklang gebracht werden. Dafür muss die öffentliche Hand jedoch Mittel zur Unterstützung gewässerökologischer Maßnahmen bereitstellen

Besonders große Potenziale und großen Ausbaubedarf gibt es bei der Photovoltaik. Um das Ausbauziel 2030 von 12 TWh bis 14 TWh jährlicher Erzeugung zu erreichen, wird in den nächsten zehn Jahren eine Verzwölfachung der derzeit installierten Kapazitäten erforderlich sein. Dafür bedarf es enormer Flächen – neben den klassischen Dachflächen werden in Zukunft auch Freiflächen (z. B. Deponie-, Gewerbe- und Infrastrukturf lächen) genutzt werden müssen. Gerade die Industrie kann hier auch einen Beitrag leisten, indem sie einerseits große Flächen für die Errichtung von PV-Anlagen zur Verfügung stellen kann und andererseits durch den eigenen Verbrauch des PV-Stroms ihre Energieversorgung auf erneuerbare Energie umstellt, ihre CO₂-Emissionen reduziert und zudem die Netze entlastet. Um die notwendigen Investitionen auszulösen, bedarf es entsprechender Rahmenbedingungen, insbesondere eines Fördermodells, das sowohl die Nutzung des Eigenstroms ermöglicht als auch die Einspeisung aus PV-Großanlagen ins Netz zulässt.

Große PV-Potenziale in der Industrie heben – Eigenstromverbrauch unterstützen

Konkrete Maßnahmenvorschläge:

- Technologiespezifische Incentivierung von zusätzlich erzeugtem Wasserkraftstrom aus Neu- und Bestandsanlagen
- Wettbewerbliche Ermittlung von variablen Marktprämien für die zusätzliche Wasserkraft-erzeugung für 20 Jahre bei Anlagen größer 1 MW
- Anhebung der leistungsbezogenen Förderobergrenze von 20 MW und Umstellung auf ein aliquotes Erzeugungskriterium (150 MWh)
- Bei Maßnahmen zur Erhöhung der Jahreserzeugung von Bestandsanlagen (Revitalisierung/Erweiterung/Effizienzsteigerung) soll die zusätzliche Erzeugungsmenge das alleinige Förderkriterium sein.
- Abschaffung der Eigenverbrauchsabgabe
- Fördermodell für Groß-PV, das Eigenverbrauch und Einspeisung ins Netz ermöglicht

Überbrückungsmaßnahmen bis zum EAG:

- Einmalige und befristete Aufstockung des Investitionsfördertopfs für mittlere Wasserkraft im Ökostromgesetz von 50 auf 80 Millionen Euro und Erhöhung der Investitionsförderquote von 10 % auf max. 30 % der Investitionskosten, um mit der Realisierung baureifer Projekte umgehend beginnen zu können

Gewässerökologische Maßnahmen:

- Ausreichende Wiederdotierung der Umweltförderung im Inland (UFI) für gewässerökologische Maßnahmen zur Erreichung der Vorgaben der WRRL
- Maßvolle Umsetzung der Vorgaben der WRRL im Nationalen Gewässerbewirtschaftungsplan, um das Erreichen der Gewässerökologie- und Klimaschutzziele zu optimieren

Energieeffizienz durch Systemumstellung forcieren

Im Hinblick auf die Dekarbonisierung der Volkswirtschaft und vor dem Hintergrund der Sicherstellung von Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit/Leistbarkeit ist der Verbesserung der Energieeffizienz zentrale Bedeutung beizumessen. Die Erhöhung der Energieeffizienz trägt in der gesamten Wertschöpfungskette einschließlich Energieerzeugung, -übertragung, -verteilung und -endverbrauch zum Klimaschutz bei, erhöht die Wettbewerbsfähigkeit der Volkswirtschaft, steigert die Beschäftigung und verbessert auch die Lebensqualität der Bürger.

Die neue EU-Energieeffizienzrichtlinie aus dem Clean Energy Package (CEP) legt bis zum Jahr 2030 ein gesamteuropäisches, indikatives Energieeinsparziel von mindestens 32,5 % fest. Die jährliche Reduktionsverpflichtung für die Mitgliedstaaten gemäß Artikel 7 der Richtlinie beträgt 0,8 % des Endenergieverbrauchs und hat damit eine wesentlich breitere Berechnungsbasis als das gegenwärtige Effizienzziel, das bei jährlich 1,5 % des Endenergieabsatzes bis 2020 liegt. Erhalten bleibt die derzeit schon bestehende Wahlfreiheit der Mitgliedstaaten, die jährlichen Reduktionsziele entweder mithilfe eines Verpflichtungssystems oder mit dem Setzen alternativer strategischer Maßnahmen zu erreichen. Genauso sind Mischformen aus beiden Optionen möglich. In Summe liegt das Ambitionsniveau jedoch deutlich über dem Status quo.

Bis 2030: Einsparziel von mindestens 32,5%. Gewisse Freiheiten für Mitgliedstaaten bei der Umsetzung

Derzeit erfüllt Österreich seine Energieeffizienzvorgaben durch eine Kombination von Lieferantenverpflichtung, also dem Setzen von Energieeffizienzmaßnahmen bei Endkunden durch den Energielieferanten, und strategischen Maßnahmen, also mittels politisch-regulatorischer Lenkungsmaßnahmen. Die bisherige Praxis hat gezeigt, dass die Lieferantenverpflichtung nur bedingt zur Verbesserung der Energieeffizienz geeignet ist, da die Lieferanten den Verbrauch ihrer Kunden nicht direkt, sondern lediglich durch das Setzen von Anreizen beeinflussen können. Zusätzlich verursacht das gegenwärtige System einen beträchtlichen bürokratischen Abwicklungsaufwand, sowohl aufseiten der Lieferanten als auch aufseiten der Abwicklungsstelle. Die anstehende Umsetzung der novellierten EU-Energieeffizienzrichtlinie sollte daher für eine Reform des österreichischen Energieeffizienzsystems genutzt werden.

Lieferantenverpflichtung hat Schwächen: kein direkter Zugriff auf den Verbrauch und hoher bürokratischer Aufwand

VERBUND spricht sich dafür aus, in Zukunft den Maßnahmenfokus für die Zielerreichung verstärkt auf die Nutzung strategischer Maßnahmen zu richten, ähnlich der Umsetzung in Deutschland. Hauptargument dafür ist, dass politisch-regulatorische Lenkungsmaßnahmen grundsätzlich eine große Hebelwirkung haben. Besonders große Effizienzpotenziale gibt es noch im Verkehrs- und im Gebäudebereich (Heizung und Kühlung) – diese gilt es in Zukunft bevorzugt zu heben. Wenn notwendig, könnte das primär auf strategischen Maßnahmen basierende Effizienzsystem noch mit einem Verpflichtungssystem ergänzt werden, das aber eine wesentlich breitere Aufbringungsbasis als das bestehende System aufweisen sollte und von einem Energieeffizienzfonds begleitet wird. Die Verpflichtung zum Setzen von Effizienzmaßnahmen sollte im Verhältnis zum CO₂-Ausstoß stehen. Die Dotierung des Fonds könnte über einen Preiszuschlag auf jeden Energieträger (pro kWh) erfolgen. Unternehmen, die Effizienzmaßnahmen setzen, können sich an einer Ausschreibung zum Kauf von Maßnahmen beteiligen. Damit würden primär jene Maßnahmen zum Zug kommen, die sowohl ökonomisch als auch ökologisch optimale Lösungen darstellen.

Eine Umsetzung mit strategischen Maßnahmen würde das System wirkungsvoller machen

Bei großen energieverbrauchenden Unternehmen haben sich außerdem die verpflichtenden Energieaudits bzw. Energiemanagementsysteme (EMS) bewährt. Es scheint daher überlegenswert, dieses System auszubauen und auch auf mittlere Unternehmen auszuweiten, da hier erhebliche Effizienzpotenziale vermutet werden.

Konkrete Maßnahmenvorschläge:

- Umstellung des derzeitigen Energieeffizienzregimes auf ein primär auf strategischen Maßnahmen basierendes System, ähnlich Deutschland
- Ein etwaiges ergänzendes Verpflichtungssystem muss eine erheblich breitere Basis haben als bisher und sollte mit einem Effizienzfonds zur Finanzierung von Effizienzmaßnahmen kombiniert werden.
- Die Verpflichtung zur Durchführung von Energieaudits und die Installierung von Energiemanagementsystemen hat sich bewährt und sollte auf weitere Unternehmen ausgeweitet werden.

Dekarbonisierung durch Sektorkopplung und Sektorintegration mithilfe grünen Wasserstoffs

Um bis 2050 ein klimaneutrales Europa zu erreichen, müssen alle Wirtschaftssektoren eine substanzielle Reduktion ihres CO₂-Ausstoßes vornehmen. Durch Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbaren Strom bzw. durch mit erneuerbarem Strom erzeugte Gase können vorhandene Dekarbonisierungspotenziale gehoben werden.

Besondere Bedeutung kommt dabei grünem Wasserstoff zu, der durch die Elektrolyse von Wasser mit erneuerbarem Strom erzeugt wird. Dieser Prozess trägt zum einen dazu bei, punktuelle Überangebote an erneuerbarem Strom in grünen Wasserstoff umzuwandeln und so in das Erdgasnetz einzuspeisen (Sektorkopplung als Verbindung von Strom- und Gasnetzinfrastruktur). Angesichts des in der #mission2030 angestrebten massiven Erneuerbaren-Ausbaus ist anzunehmen, dass es mittelfristig auch in Österreich zu entsprechenden saisonalen Überschussmengen kommen wird. Durch Sektorkopplung kann das Abregeln von erneuerbaren Strommengen vermieden werden, und diese können stattdessen in Form von grünem Wasserstoff langfristig und saisonal gespeichert werden. Dies garantiert die weitere Nutzung des vorhandenen Gasnetzes sowie der bestehenden Speicherinfrastruktur bei einem zu erwartenden sukzessiven Rückgang der Nachfrage nach fossilem Erdgas und ist somit ein zusätzlicher volkswirtschaftlich vorteilhafter Aspekt der Sektorkopplung. Außerdem wird grüner Wasserstoff im Rahmen der Sektorintegration eine zentrale Rolle spielen, die in Österreich mittelfristig sogar von noch größerer Bedeutung sein dürfte. Unter Sektorintegration versteht man die Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien in den unterschiedlichen Verbrauchssektoren, beispielsweise in der Mobilität oder in der Industrie, ohne dass es einer Einspeisung ins Gasnetz bedarf. Durch den Einsatz von grünem Wasserstoff als Industriegas können die Dekarbonisierungspotenziale von CO₂-intensiven Branchen, wie beispielsweise der Stahlindustrie, gehoben werden.

Grüner Wasserstoff kann im Rahmen von Sektorkopplung und Sektorintegration einen Beitrag zur Flexibilisierung und Dekarbonisierung des Energie- und Wirtschaftssystems leisten

Nachdem der Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten nur schwer mit der stark steigenden Nachfrage nach grünem Strom aufgrund von Sektorintegration Schritt halten wird können, kommt der klimaneutralen Verwendung von Erdgas in Zukunft zunehmende Bedeutung zu – hier ist insbesondere die Carbon-Capture-and-Utilization-Technologie (CCU-Technologie) zu nennen. Beispielsweise indem CO₂ aus industriellen Prozessen für die Erzeugung von Kunststoffen genutzt wird, wo es langfristig in fester Form gebunden ist.

Trotz ihrer enormen Potenziale und attraktiven Perspektiven sind Sektorkopplungs- bzw. Sektorintegrationsprojekte mit grünem Wasserstoff derzeit wirtschaftlich nicht darstellbar, weshalb – abgesehen von Pilotprojekten – auch praktisch noch keine Investitionen getätigt werden. Um die Wirtschaftlichkeit dieser Anwendungen zu verbessern, müssen entsprechende politische und regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden. Zentral ist hier vor allem die Ausweitung der CO₂-Bepreisung auch auf Non-ETS-Sektoren, was die Wettbewerbsfähigkeit von Sektorintegrationstechnologien, wie z. B. E-Mobilität, verbessern würde. Überaus kontraproduktiv ist die Tatsache, dass konventioneller, auf Basis von Erdgas erzeugter Wasserstoff bis 2030 als Carbon-Leakage-Sektor deklariert ist und somit gratis CO₂-Zuteilungen erhält. Damit entfaltet auch ein steigender CO₂-Preis vorerst keinen Lenkungseffekt in Richtung grüner Wasserstoff, was wiederum das Ansteigen, einer grünen Wasserstoffwirtschaft massiv erschwert. Dieser Nachteil muss regulatorisch, z. B. durch die Schaffung von handelbaren grünen Wasserstoffzertifikaten oder entsprechende Tarifierungsmaßnahmen, ausgeglichen werden.

Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit durch Ausweitung der CO₂-Bepreisung auch auf Non-ETS-Sektoren

Das Rentabilitätsproblem tritt gegenwärtig bei praktisch allen Investitionsprojekten in Speicher- bzw. Flexibilitätsoptionen (Pumpspeicher, dezentrale Batterielösungen, Power-to-Gas (P2G), Power-to-Heat (P2H), Demand-Side-Management (DSM) etc.) auf, die aber in einem System mit hohen Anteilen volatiler Erzeugungsmengen eine zunehmend wichtigere Funktion übernehmen. Um Geldflüsse in diese Instrumente verstärkt anzureizen, sind entsprechende regulatorische Anpassungen zur Verbesserung ihrer Wirtschaftlichkeit erforderlich, wobei im Hinblick auf Technologieneutralität und Kosteneffizienz stets ein Level Playing Field zwischen den unterschiedlichen Optionen gewahrt werden muss. Zu diesem Zwecke bedarf es einer grundsätzlichen Überarbeitung des derzeitigen Tarifierungsrahmens. Im Zuge dessen sollte die in Österreich überdurchschnittliche Belastung der Erzeugung mit Netzentgelten (G-Komponente), aber auch die immer stärker drohende Entsolidarisierung bei der Netzfinanzierung adressiert werden. Generell muss gelten, dass die Belastung mit Endverbraucherabgaben stets beim tatsächlichen Endverbrauch und nicht bei der Zwischenspeicherung bzw. am Sektorübergang erfolgt – konkret heißt das, jegliche tarifliche Doppelbelastung ist zu vermeiden.

Zentrale Notwendigkeit: Speicher- und Flexibilitätsoptionen beanreizen und gleiche Wettbewerbsbedingungen wahren

Tarifierungsrahmen überarbeiten und Doppelbelastungen vermeiden

Strom ist im Vergleich zu fossilen Energieträgern, wie Benzin oder Erdgas, überproportional mit Umlagen und Abgaben belastet. Ein Umstand, der im Hinblick auf die zentrale Rolle von erneuerbarem Strom bei einer Sektorintegration unbedingt zu adressieren ist. Generell muss für die notwendige Dekarbonisierung des Wirtschaftssystems bei der Gestaltung von Umlagen und Abgaben in Zukunft als Lenkungseffekt in Richtung CO₂-armer Energien verstärkt auf den CO₂-Gehalt des jeweiligen Energieträgers abgestellt werden.

Abschaffung der überproportionalen Belastung von Strom mit Umlagen und Abgaben sowie verstärkte Ausrichtung Letzterer am CO₂-Gehalt

VERBUND spricht sich für eine Realisierung von P2G-Anlagen im Markt aus, um Wettbewerbsverzerrungen gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen zu vermeiden. Um die derzeit noch fehlende Wirtschaftlichkeit für P2G-Anlagen zu erreichen, sollten zunächst alle Maßnahmen ergriffen werden, die eine marktbasierende Entwicklung dieser Technologie unterstützen. Reichen diese Maßnahmen für einen Business Case nicht aus, sind förderbasierte Markteinführungsmodelle anzudenken. Eine Realisierung von P2G-Anlagen im regulierten Bereich, also über Netzbetreiber, sollte nur eine Last-Resort-Maßnahme über temporär angelegte Pilotprojekte darstellen. Ähnlich den Bestimmungen zu Speichern in der neuen EU-Binnenmarkttrichtlinie sollte die Regulierungsbehörde auch hier fallspezifisch entscheiden, ob Strom- und/oder Gasnetzbetreiber (oder beide) die P2G-Anlage errichten dürfen. Mindestens alle drei Jahre sollte ein Markttest durchgeführt werden, um zu prüfen, ob Marktteilnehmer bereit sind, die Dienstleistung anzubieten. Bei positivem Markttest sollten die Aktivitäten der Netzbetreiber auslaufen und gegen Ablöse in den Markt überführt werden.

Grundsätzlich Realisierung von P2G-Anlagen im Markt, Realisierung im regulierten Bereich nur als temporäre Last-Resort-Maßnahme

Bei der Gaskennzeichnung ist ein Full-Disclosure-System für alle Gase (erneuerbare und nicht erneuerbare) anzustreben, um transparent darzulegen, um welche Art von Gas es sich handelt. Dafür ist ein EU-weites Zertifikatesystem zu schaffen, das auf der getrennten Handelbarkeit von Zertifikat und zugrunde liegendem Energieträger beruht und eine Doppelverwendung der grünen Eigenschaft ausschließt. Um die Dekarbonisierungsbeiträge von Industrie und Mobilität aus einer Sektorintegration überhaupt realisieren zu können, ist die Wirtschaftlichkeit dieser Anwendungen zu verbessern. Dazu sollten auch jene Anlagen Zertifikate generieren können, die nicht in das Gasnetz einspeisen. Mithilfe dieser Zertifikate kann dann die „grüne Eigenschaft“ des Wasserstoffs im Rahmen der Gaskennzeichnung als zusätzlicher Erlösstrom für die Anlagenbetreiber weiterverkauft werden.

Etablierung einer vollständigen Gaskennzeichnung für erneuerbare und nicht erneuerbare Gase

Um das Ansteigen, einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft zu erreichen, sind Förderprogramme nach wie vor unerlässlich. Eine ausreichende mehrjährige Dotierung der Programme sowie eine mehrjährige thematische Schwerpunktsetzung wäre notwendig, um längerfristige Projekte umsetzen zu können. Die Unterstützung muss alle Projektphasen, angefangen beim F&E-Teil über Innovationsprojekte bis hin zum kommerziellen Roll-out, abdecken. Die Möglichkeiten des EU-Innovationsfonds bzw. der IPCEI-Initiative der EU-Kommission, die die Unterstützung wichtiger Projekte von gemeinsamem europäischem Interesse (mit nationaler Kofinanzierung) vorsieht, sollten genutzt werden.

Mehrjährige Dotierung von Förderprogrammen

Konkrete Maßnahmenvorschläge:

- Entwicklung einer durchgängigen CO₂-Bepreisung in allen Sektoren (Ausdehnung auch auf Non-ETS-Sektoren)
- Grundsätzliche Überarbeitung des Tarifierungsrahmens – Belastung mit Endverbraucherabgaben beim tatsächlichen Endverbrauch und nicht bei der Zwischenspeicherung oder am Sektorübergang; Vermeidung jeglicher tariflichen Doppelbelastung
- Beseitigung der überproportionalen Belastung des Energieträgers Strom mit Umlagen und Abgaben im Vergleich zu fossilen Energieträgern, verstärkte Ausrichtung der Umlagen/ Abgaben am CO₂-Gehalt
- Entwicklung von Power-to-Gas-Anlagen grundsätzlich im Marktbereich. Nur nach Ausschöpfung aller möglichen Maßnahmen zur Unterstützung einer marktbasierter Entwicklung, sollten P2G-Projekte im regulierten Netzbereich errichtet werden können.
- Etablierung einer vollständigen Gaskennzeichnung für erneuerbare und nicht erneuerbare Gase, Ausstellung von H₂-Zertifikaten auch für nicht in das Gasnetz einspeisende Off-Grid-Anwendungen (z. B. in der Industrie oder auch im Mobilitätsbereich). Zentral ist die europaweit getrennte Handelbarkeit von Energieträger und Zertifikat. Eine Doppelverwendung der grünen Eigenschaft muss ausgeschlossen werden.
- Ausreichende mehrjährige Dotierung von Wasserstoffförderprogrammen auf EU- und nationaler Ebene und Nutzung der Möglichkeiten des EU-Innovationsfonds sowie der IPCEI-Initiative der EU-Kommission (Important Projects of Common European Interest)

Netzreserve – notwendig für Systemstabilität

In Anbetracht des ambitionierten Ausbauziels der österreichischen Klima- und Energiestrategie für erneuerbare Energien in Österreich müssen in den kommenden Jahren große Mengen volatiler erneuerbarer Erzeugungsmengen in das Stromnetz integriert werden. Aufgrund langwieriger Genehmigungsverfahren hinkt der Leitungsausbau in Österreich – ähnlich wie in Deutschland – dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugung immer stärker hinterher. Dadurch kommt es immer öfter zu Netzengpässen und damit auch zu notwendigen Engpassmanagementmaßnahmen (EPM-Maßnahmen) durch den Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG). Die Zahlen sprechen für sich: 2018 musste die APG an 282 Tagen EPM-Notmaßnahmen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität setzen, die die österreichischen Netzkunden 117 Millionen Euro gekostet haben.

Wachsende Anteile volatiler erneuerbarer Energien machen zunehmend netzstabilisierende Eingriffe des Übertragungsnetzbetreibers APG erforderlich

Um seiner Verantwortung für die Versorgungssicherheit nachkommen zu können, braucht der Übertragungsnetzbetreiber ausreichend verfügbare Kraftwerkskapazitäten und/oder Lasten, die für das Engpassmanagement zur Verfügung stehen. Ohne diese Kraftwerke (es handelt sich dabei in der Regel um thermische Anlagen, die relativ rasch hochgefahren werden können) drohen in kritischen Netzsituationen – beispielsweise bei einem punktuellen massiven Überangebot von volatiler Windenergie – Blackouts, die einen hohen wirtschaftlichen Schaden nach sich ziehen können. Da der Erneuerbaren-Ausbau auch einen dämpfenden Effekt auf die Stromgroßhandelspreise hat, ist ein wirtschaftlicher Betrieb von sicher verfügbaren, konventionellen Kraftwerken immer seltener möglich. Viele Kraftwerksbetreiber müssen daher die endgültige oder zumindest temporäre Stilllegung ihrer Kraftwerke in Erwägung ziehen.

Aus diesem Grund hat der Übertragungsnetzbetreiber APG mit diversen Kraftwerksbetreibern bereits vor einiger Zeit Dreijahresverträge für eine sogenannte Netzreserve zur Bereithaltung von Kraftwerkskapazitäten zur Engpassvermeidung abgeschlossen. Derzeit ist die rechtliche Grundlage für die Sicherung dieser Kraftwerkskapazitäten durch den Netzbetreiber im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (ElWOG) jedoch unklar. Zudem bietet die derzeitige Regelung keine ausreichende finanzielle Grundlage für die Kraftwerksbetreiber, Kraftwerkskapazitäten zur Sicherung der Netzstabilität langfristig bereitzuhalten. Die Folge ist Rechts- und Planungsunsicherheit bei allen Beteiligten, mit entsprechenden Konsequenzen für die System- und Versorgungssicherheit.

Derzeitige Regelung im ElWOG führt zu Rechtsunsicherheit und schafft keine ausreichende Planungssicherheit für Kraftwerksbetreiber.

Um diese für alle Seiten unbefriedigende Situation zu beenden, spricht sich VERBUND für eine transparente, kosteneffiziente und beihilferechtskonforme Neuregelung der Kontrahierung der österreichischen Netzreserve im ElWOG aus. Die zukünftige Regelung zur Netzreserve soll grundsätzlich nur dann zur Anwendung kommen, wenn marktbasierende EPM-Maßnahmen die Netzsicherheit nicht vorab gewährleisten können. In diesem Fall ermittelt die APG jährlich anhand einer Systemanalyse die Höhe der benötigten Netzreserve für eine Dauer von mindestens drei Jahren. Die benötigte Kapazitätsvorhaltung sollte in weiterer Folge durch eine technologieneutrale Ausschreibung nach dem Pay-as-Bid-Prinzip, also Zuschlag zum Angebotspreis, beschafft werden. Der effektive Abruf der Leistung könnte weiterhin gemäß dem derzeitigen Prinzip vergütet werden, das heißt auf Basis der Kosten für den Wertverzehr

Sicherstellung der Netzreserve durch technologieneutrale Ausschreibung, die nach dem Pay-as-Bid-Prinzip entlohnt wird

der Anlage sowie der variablen Einsatzkosten. Bei der Beurteilung der Angebote sollte die CO₂-Intensität der Anlage Berücksichtigung finden. Kommen bei der Ausschreibung zur Netzreserve nicht ausreichend Gebote zustande, die einen fairen Wettbewerb garantieren, sollte ein Kostenersatz für die anbietenden Kraftwerke verordnet werden, der die Kapitalkosten, die operativen Fixkosten, den Wertverzehr der Anlage sowie die variablen Einsatzkosten umfasst. Aus Gründen der volkswirtschaftlichen Effizienz sollen Kraftwerke die Möglichkeit haben, aus der Netzreserve wieder in den Markt zurückzukehren (Opt-out-Möglichkeit).

Konkrete Maßnahmenvorschläge:

- Änderung des derzeitigen Beschaffungssystems für die Netzreserve hin zu einer technologieutralen Ausschreibung der benötigten Kapazitätsvorhaltung und Zuschlag nach dem Pay-as-Bid-Prinzip für eine Dauer von mindestens drei Jahren
- Der effektive Abruf durch den Netzbetreiber erfolgt entsprechend der Wirkungseffizienz im Hinblick auf die Engpassvermeidung, dem Wertverzehr der Anlage und den variablen Einsatzkosten.
- Ist mangels ausreichender Gebote kein fairer Wettbewerb garantiert, erfolgt ein Kostenersatz an die Netzreserveanbieter, der neben den operativen Einsatz- und Fixkosten und dem Wertverzehr auch die Kapitalkosten umfasst.



Termine

27.08.2019	VERBUND-Dialog in Alpbach
27. – 29.9.2019	energy2050 Die Energiekonferenz von VERBUND Schloss Fuschl/Hof bei Salzburg
22.10.2019	Energie-Frühstück – VERBUND im Dialog
14.11.2019	Präsentation World Energy Outlook 2019

HERAUSGEBER

Unternehmenskommunikation/Public Affairs
 VERBUND AG, Am Hof 6a, 1010 Wien
www.verbund.com

IMPRESSUM

Informations- und Offenlegungspflichten
 gemäß § 5 E-Commerce-Gesetz (ECG)
 und §§ 24 und 25 Mediengesetz (MedienG)
**Medieninhaber, Text und Fotos sowie
 Herausgeber, Redaktion und Produktion
 der „Power Facts“ – Themen für
 Entscheidungsträger in Politik,
 Verwaltung und Wirtschaft:** VERBUND AG,
 Am Hof 6a, 1010 Wien, Österreich
Firmenbuchnummer: FN 76023z
Firmenbuchgericht: Handelsgericht Wien
UID-Nr.: ATU14703908, **DVR-Nr.:** 0040771
Unternehmenssitz: Wien, Österreich
Hersteller: Lindenau Productions, 1030 Wien