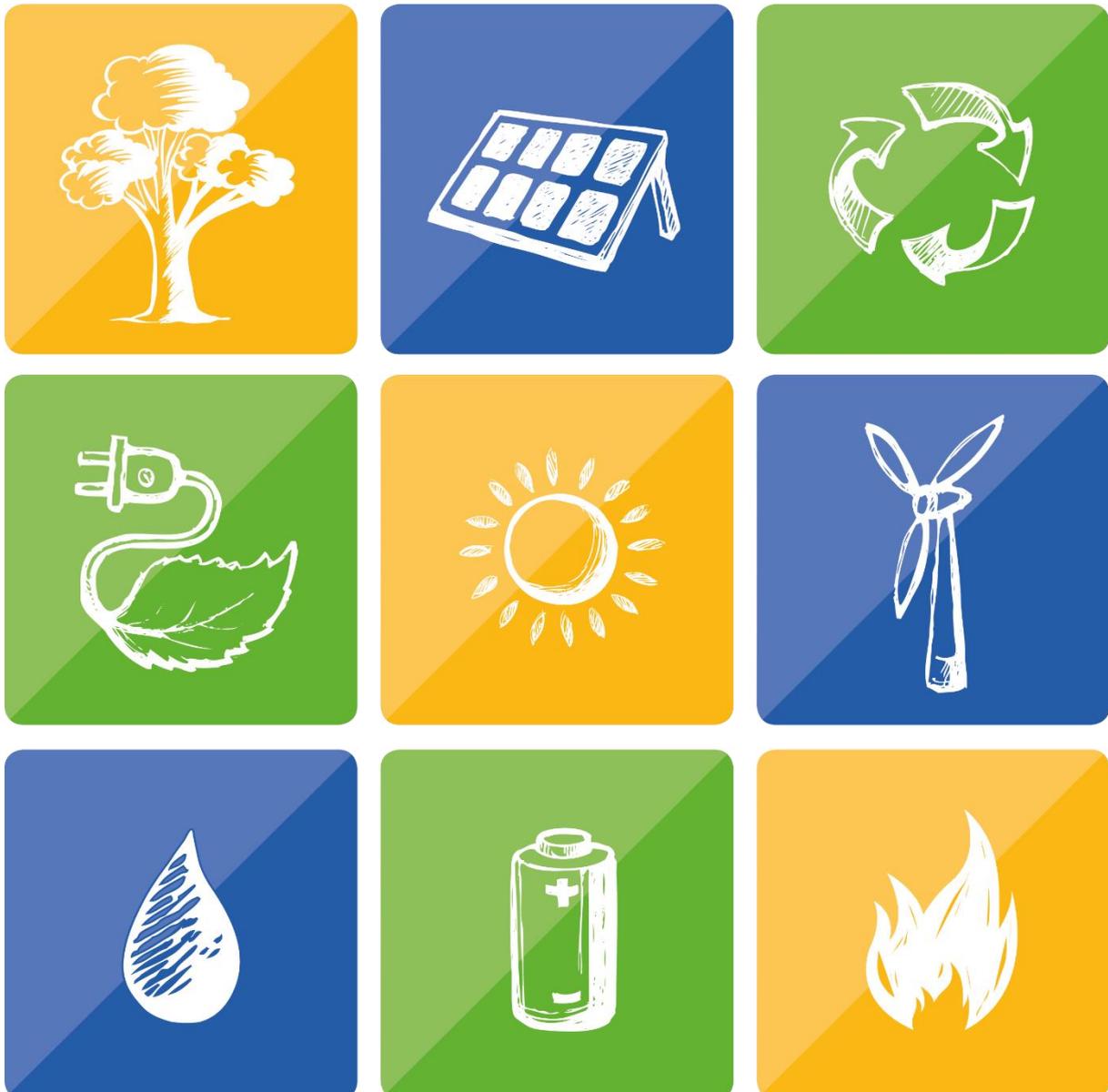


# Entwurf des Integrierten nationalen Energie- und Klimaplanes für Österreich

Periode 2021-2030

Erneuerbare Energie Österreich



## Inhalt

Der Nationale Energie- und Klimaplan des EEÖ .....	4
1. ÜBERBLICK UND PROZESS DER PLANENTWICKLUNG .....	5
1.1. Zusammenfassung .....	5
1.2. Aktuelle Politik und Verwaltungsstrukturen.....	7
Bereich Wärme.....	12
Transformation braucht unterstützende Sanierungsstrategie des Gebäudebestandes.....	13
Herausforderung Heizungsbestand.....	14
Die Energieträger im Einzelnen.....	14
Verteilungspolitik, Energiearmut.....	15
Unterstützende Maßnahmen sind unverzichtbar.....	15
Bereich Strom .....	16
1.3. Konsultation von Stakeholdern auf nationaler und EU Ebene – Ergebnisse .....	18
1.4. Regionale Zusammenarbeit bei der Planerstellung.....	18
2. NATIONALE VORGABEN UND ZIELE .....	18
2.1. Zieldimension 1: Dekarbonisierung .....	19
2.1.1. Treibhausgasemissionen und Kohlenstoffbindung.....	19
2.1.2 Erneuerbare Energie .....	21
2.2. Zieldimension 2: Energieeffizienz.....	32
2.3. Zieldimension 3: Sicherheit der Energieversorgung.....	34
2.4. Zieldimension 4: Energiebinnenmarkt.....	35
2.4.1. Verbundfähigkeit der Stromnetze unter Berücksichtigung der Interkonnektivitätsziele auf EU Ebene .....	36
2.4.2. Ausbau der Energieübertragungsinfrastruktur im Sinne der Energieunion, einschließlich der Darstellung von Projekten im gemeinsamen Interesse (PCI's), soweit gegeben.....	36
2.4.3. Marktintegration.....	36
2.4.4 Nationale Ziele zur Vermeidung von Energiearmut (einschließlich Zeitplan zur Umsetzung), soweit anwendbar.....	38
2.5. Zieldimension 5: Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit.....	38
3. Politiken und Maßnahmen .....	39
3.1. Dimension 1: Dekarbonisierung.....	39
3.1.1. Treibhausgasemissionen und Kohlenstoffbindung.....	39
3.1.2. Erneuerbare Energie .....	40
Windkraft .....	41
Biomasse .....	41
Biogas.....	42
Photovoltaik.....	42

Kleinwasserkraft.....	44
Geothermie.....	44
Wärmestrategie:.....	45
1. Transformation braucht unterstützende Sanierungsstrategie des Gebäudebestandes .....	45
2. Heizungsbestand überprüfen und sanieren .....	45
4. Geothermie, Solarthermie.....	45
5. Elektrische Energie für den Niedertemperatur-Wärmemarkt.....	45
6. Bioenergie .....	45
8. Unterstützende Maßnahmen sind unverzichtbar, und zwar zumindest .....	45
3.1.3. Weitere Elemente der Dimension „Dekarbonisierung“ .....	50
3.2. Dimension 2: Energieeffizienz .....	53
3.3. Dimension 3: Sicherheit der Energieversorgung .....	54
3.4 Dimension 4: Energiebinnenmarkt.....	55
3.4.1. Elektrizitätsinfrastruktur.....	55
3.4.2. Energieübertragungsinfrastruktur .....	56
3.4.3. Marktintegration.....	56
Anforderungen an eine österreichische Ökostromförderung .....	57
Erfordernisse für ein Fördersystem zum Ausgleich am Strommarkt.....	57
3.4.4. Energiearmut.....	61
3.5. Dimension 5: Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit.....	61
4. Aktuelle Situation und Projektion „mit bestehenden Maßnahmen“ (WEM) .....	62
4.1. Projizierte Entwicklung der wesentlichen exogenen Faktoren mit Einfluss auf Energiesystem und THG-Emissionen .....	62
4.2. Dimension Dekarbonisierung .....	63
4.2.2. Erneuerbare Energie.....	64
4.3 Dimension Energieeffizienz.....	65
4.4. Dimension Sicherheit der Energieversorgung.....	68
4.5. Dimension Energiebinnenmarkt.....	69
4.6. Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit.....	69
5. Folgenabschätzung zu geplanten Politiken und Maßnahmen.....	70
5.1 Auswirkungen der in Abschnitt 3 beschriebenen geplanten Politiken und Maßnahmen zu Treibhausgasemissionen und Kohlenstoffbindung.....	70
5.2 Überblick über den Investitionsbedarf.....	70
5.3. Auswirkungen der in Abschnitt 3 beschriebenen geplanten Politiken und Maßnahmen auf andere Mitgliedstaaten und regionale Zusammenarbeit.....	71

## **Vorwort**

### **Der Nationale Energie- und Klimaplan des EEÖ**

Der nationale Energie- und Klimaplan („NEKP“) des Dachverbandes Erneuerbare Energie Österreich liegt mit 06.12.2018 als Entwurf vor. Dieser Entwurf stellt dar, wie der Weg zur vollständigen Befreiung Österreichs von fossiler und nuklearer Energie funktionieren kann. Der vorliegende NEKP versteht sich als Ergänzung und Korrektur des NEKP, den die österreichische Bundesregierung im Zuge der Governance Verordnung bis 31.12.2018 als Entwurf der Europäischen Kommission vorlegen muss. Dieser Plan wird gemeinsam mit den Plänen der Mitgliedsstaaten der Europäischen Union bis Mitte 2019 von der Europäischen Kommission bewertet. In Summe müssen diese NEKPs sicherstellen, dass die Europäische Union die selbst gesteckten Ziele von -32,5% Energieverbrauch, mindestens 32% erneuerbare Energien und -40% Treibhausgasemissionen bis 2030 erreicht. Darüber hinaus gilt, dass die Union, aber auch Österreich, sich völkerrechtlich an das Pariser Klimaschutzabkommen gebunden haben und dieses Ziel wohl als die Messlatte zur Bewertung der heimischen Energie- und Klimaschutzpolitik gelten muss.

#### **Grundsätze:**

- Das Pariser Klimaschutzabkommen und damit einhergehend das 2°C-Ziel ist die Ausgangsbasis.
- Der EEÖ arbeitet nicht auf ein Ziel bis 2030 hin, sondern auf eine langfristige Veränderung im Rahmen unseres CO<sub>2</sub>-Budgets und der globalen Veränderungen. Bis 2030 gilt es also alle Weichen so zu stellen, dass eine langfristige Veränderung nachdrücklich wirkt.
- Der NEKP des EEÖ stellt dar, dass die entsprechenden Potentiale zur fossilen Dekarbonisierung vorhanden sind und gibt eine Übersicht, welche Sektoren durch welche Technologien dekarbonisiert werden können.
- Der NEKP des EEÖ baut auf den umfangreichen Studien „Stromzukunft 2030“ und „Wärmezukunft 2050“ der Technischen Universität Wien sowie auf dem gemeinhin akzeptierten Szenario „Transition“ des Umweltbundesamtes auf.
- Die langfristige Versorgungssicherheit soll durch eine strategische und planbare Dekarbonisierung im europäischen Kontext sichergestellt werden.
- Die heimische Wirtschaft erfährt einen Modernisierungsschub.
- Die heimische Wertschöpfung wird durch die Energieerzeugung in Österreich maximiert.

Der NEKP des EEÖ dient somit als Grundlage für die Erstellung des Nationalen Energie- und Klimaplanes für Österreich, der kompatibel mit dem Pariser Klimaabkommen ist und die langfristige sichere, saubere und leistbare Energieversorgung garantiert. Er gewährleistet, dass die heimischen Arbeitsplätze, Konsumenten und Unternehmen langfristig vor negativen Auswirkungen eines veralteten Energiesystems geschützt werden.

#### **Nächste Schritte:**

Dieser Entwurf soll über die erste Präsentation hinausgehend diskutiert, weiterentwickelt, aktualisiert und um die für die Energietransformation notwendigen Schritte ergänzt werden. Die Auswirkungen der Umstellung unseres Energiesystems werden im Jahr 2019 intensiv diskutiert werden, die Ergebnisse dieser Diskussion werden in die Finalisierung des Nationalen Energie- und Klimaplanes des EEÖ einfließen.

# 1. ÜBERBLICK UND PROZESS DER PLANENTWICKLUNG

## 1.1. Zusammenfassung

### *1. Politischer, ökonomischer, umweltpolitischer und sozialer Kontext*

Österreich verfügt derzeit über einen Anteil von 33% erneuerbarer Energie in seinem Energieverbrauch. Der Energieverbrauch stieg seit dem Jahr 2000 um jährlich durchschnittlich 1% (von 2016 auf 2017 um 1,8%). Die stärksten jährlichen Zuwächse ergaben sich bei Erdöl (1,9%) und Erdgas (3,4%). Lediglich 0,3% Zuwachs verzeichneten die Erneuerbaren. Österreich ist zu rund 2/3 von Energieimporten im Ausmaß von 10 Milliarden Euro abhängig.

Im Stromsektor liegt der Anteil erneuerbarer Energien bei rund 70%. Der jährliche Verbrauchszuwachs liegt hier bei knapp 1,4% (zuletzt 1,2%). Seit dem Jahr 2000 ist Österreich Nettoimporteur von elektrischer Energie.

Die österreichischen CO<sub>2</sub>-Emissionen stiegen zuletzt um 1% und liegen bei rund 80 Millionen Tonnen (2016). Im Vergleich zu 1990 stiegen die Emissionen um 1,2%. Die wesentlichen Emittenten sind die Bereiche Energie und Industrie (44,2%) Verkehr (28,8%), Landwirtschaft (10,3%) und Gebäude (10,1%). Insgesamt machen energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen den überwiegenden Teil der Treibhausgas-Emissionen aus, 2016 lag ihr Anteil bei knapp 80%, etwa ein Drittel fallen davon in den ETS. Demnach muss die Dekarbonisierung des Energiesystems Priorität haben.

### **Ziele bis 2030**

- Deckung des Stromverbrauchs zu 100%<sup>1</sup> aus heimischen, erneuerbaren Energien: Österreich wird zum Stromexporteur und nutzt die Chancen der heimischen Ressourcen als Exportgut;
- Deckung des Gesamtenergieverbrauchs zu mindestens 60% mit erneuerbaren Energien: Technologien der Sektorkopplung, Elektromobilität, Wärmedämmung und innovative Heizsysteme werden intensiver genutzt;
- Reduktion der energierelevanten Treibhausgasemissionen um 60%<sup>2</sup>: Österreich investiert in Forschung und Entwicklung, Unternehmen werden ermutigt, in innovative Technologien zu investieren, um weiterhin Technologieweltmeister zu bleiben;
  - Klare Emissionsziele für einzelne Sektoren<sup>3</sup>: Die Emissionsreduktionen erfolgen entsprechend der im Österreichischen Klimaschutzgesetz in Anlage 2 angeführten Sektoren.
- Energieeffizienz: Entsprechende Rahmenbedingungen und ein wirksames Energieeffizienzgesetz reduzieren den Energieverbrauch kontinuierlich so weit, dass der verbleibende Energieverbrauch zu einem immer größeren Teil mit den vorhandenen erneuerbaren Potenzialen gedeckt werden kann. Angesichts der Langlebigkeit gewisser Energietechnologien, namentlich im Gebäude- und Wärmebereich, wird das Thema Energieeffizienz ebenfalls langfristig und entschlossen in Angriff genommen und im Hinblick auf die vollständige fossile Dekarbonisierung bis 2050 abgearbeitet.
  - Österreich muss zum gesamteuropäischen Ziel einen deutlichen Beitrag im Bereich Energieeffizienz leisten. Dieses wird entsprechend den Vorgaben der EU bei zumindest 32,5% liegen.
  - Das Reduktionsziel muss in Primär und in Endenergiebedarf dargestellt werden.
    - Die Lösung lautet nicht "Efficiency first", sondern "Efficient AND Renewable!"
- Schaffen einer Basis für eine erfolgreiche Exportwirtschaft im Bereich der Energie- und Umwelttechnik

<sup>1</sup> Bilanziell, unter Berücksichtigung aller Verbrauchskomponenten

<sup>2</sup> In Bezug auf 1990

<sup>3</sup> Klimaschutzgesetz (KSG) (2011); Anlage 2 Höchstmengen von Treibhausgasemissionen nach Sektoren

o

## **ii. Strategie in Bezug auf die fünf Dimensionen der Energieunion**

- Versorgungssicherheit: Ausbau Erneuerbarer, damit Reduktion der Importabhängigkeit fossiler Energieträger
- Energiebinnenmarkt (EBM): zur deutlichen Senkung der Treibhausgasemissionen ist im Zuge der Koppelung der europäischen Ländern am Stromsektor darauf zu achten, dass es durch diese Koppelung und weiterhin bestehende Subventionen für fossile und nukleare Kraftwerke zu keiner Beeinträchtigung der heimischen Erzeugung aus Erneuerbaren Energien kommt. Darüber hinaus muss eine Grundprämisse sein, dass fossile Kapazitäten nur genutzt werden wenn auch grenzüberschreitend keine geeigneten Kapazitäten verfügbar sind
- Energieeffizienz: thermische Sanierung des Gebäudebestandes auf 50% Energieverbrauchsreduktion bis 2050, Kesselservice verpflichtend, Mobilitätsoffensive inkl. Elektrifizierung, Effizienzprogramm der Industrie, ökologisch finanzierte Steuerentlastung
- Verhinderung von Treibhausgasemissionen (THG, insbesondere CO<sub>2</sub>-Emissionen), mit den Klimazielen von Paris vereinbare Emissionsreduktion bis 2030 und 2050
- Verstärkung der Forschung, Innovation und der Wettbewerbsfähigkeit

## **iii. Übersicht mit den wichtigsten Zielen sowie Politiken und Maßnahmen**

### **Strommarkt:**

Beginnend auf anteilmäßig historisch bedingt hohem Niveau, soll die erneuerbare Stromerzeugung rasch ausgebaut werden, um dem Ziel der Klima- und Energiestrategie zu genügen und um die Langfristperspektive nutzen zu können. In der zweiten Hälfte der 2020er Jahre soll die erneuerbare Stromerzeugung bereits den inländischen Bedarf übersteigen, Österreich wird dadurch zum Netto-Exporteur erneuerbaren Stroms. Der frühe und rasche Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung ist die zentrale Voraussetzung, dass eine verstärkte Elektrifizierung – etwa der Stahlproduktion – nach 2030 möglich wird. Durch die bekannten Potentiale und das bestehende Know-How muss durch einen stabilen Rahmen sichergestellt werden, dass es zu keinen Systembrüchen kommt sondern ein stabiler Umbau die Zielerreichung ermöglicht.

### **Wärmemarkt:**

Der notwendige Systemwechsel zur Nutzung erneuerbarer Energieträger im Wärmemarkt kann nur durch bewusste aktive Gestaltung dieses Marktes rechtzeitig realisiert werden:

- 1 Die Transformation braucht eine unterstützende Sanierungsstrategie des Gebäudebestandes  
Der Energiebedarf für Heizen und Warmwasserbereitung kann bis 2050 durch erneuerbare Energie gedeckt werden, wenn durch eine Sanierungsoffensive im Gebäudebereich der entsprechende Endenergieeinsatz bis dahin etwa halbiert wird.
- 2 Heizungsbestand überprüfen und sanieren  
Notwendig ist der Aufbau eines Systems zur regelmäßigen Überprüfung des gesamten Bestandes an Heizungsanlagen, und zwar sowohl der Wärmeerzeuger selbst als auch der Wärmeverteilungssysteme.
- 3 Heizungsbestand umstellen auf erneuerbare Wärmeversorgung

Alte fossile Heizanlagen sollen auf moderne Systeme auf Basis erneuerbarer Energie umgestellt werden. Eine große Herausforderung ist der Bestand an Heizanlagen auf Basis fossiler Energieträger, also der ca. 600.000 Ölheizungen und der Gasheizungen.

#### 4. Geothermie, Solarthermie

Für den Ausbau der Geothermie sind einige legislative Hürden zu beseitigen. Die Solarthermie soll verstärkt in Fernwärmesystemen und in der Industrie genutzt werden.

#### 5 Elektrische Energie für den Niedertemperatur-Wärmemarkt

Elektrische Energie im Niedrigtemperaturbereich soll insbesondere durch den verstärkten Einsatz der Wärmepumpentechnologie intelligent und effizient eingesetzt werden.

#### 6 Bioenergie

Ein etwa gleich hoher Anteil an beheizter Gebäudefläche (z.B. durch Wärmepumpen) soll durch den Einsatz von Pellets, Hackgut & durch biomassebefeuerte Fernwärmesysteme erfolgen.

#### 7 Verteilungspolitik, Energiearmut

Der gesamte Umbau des Niedertemperatur-Wärmemarktes muss unter Berücksichtigung verteilungspolitischer Gesichtspunkte geschehen.

#### 8 Unterstützende Maßnahmen sind unverzichtbar

Mindestens notwendig sind Maßnahmen im Bereich der Raumplanung, Anpassungen im Miet- und Wohnungseigentumsrecht, ökosoziale Steuerentlastung, Unterstützung durch das Energieeffizienzgesetz usw.

## 1.2. Aktuelle Politik und Verwaltungsstrukturen

### *1. Politischer, ökonomischer, umweltpolitischer und sozialer Kontext*

Der politische Aufriss, der im derzeitigen Entwurf des österreichischen Energie- und Klimaplanes gemacht wird, ist begrüßenswert. Gleichzeitig muss darauf hingewiesen werden, dass wesentliche energie- und klimapolitische Aspekte vollständig fehlen:

- Ein deutlicher Hinweis auf die Ziele und den Zielpfad des Klimaschutzabkommens von Paris (COP 21) fehlen im vorliegenden Entwurf fast vollends, und
- eine Detaillierung des wichtigsten und jedenfalls unverzichtbaren Steuerungselements für die Erreichung des Zielpfades, einer ökosozialen Steuerreform.

Österreich hat 2016 als einer der ersten Vertragsstaaten das Pariser Klimaabkommen ratifiziert. Damit verpflichtet sich die Republik, einen Beitrag dazu zu leisten, die globale Temperaturerhöhung auf deutlich unter 2°C zu limitieren und alle Anstrengungen zu unternehmen, sie nicht über 1,5°C steigen zu lassen. Wie die meisten anderen Staaten und die Weltgemeinschaft als Ganzes liegt Österreich aber noch nicht auf dem Pfad, die Verpflichtungen von Paris auch einzuhalten: So sind derzeit weder die zugesagten Emissionsreduktionen („national determined contributions“ (NDCs) oder „Pledges“) der Unterzeichnerstaaten ausreichend, um die Erderhitzung auf ein verträgliches Maß zu beschränken und das Pariser Abkommen einzuhalten, noch können diese Zusagen mit derzeitigen Politiken eingehalten werden, wie die folgende Grafik zeigt.

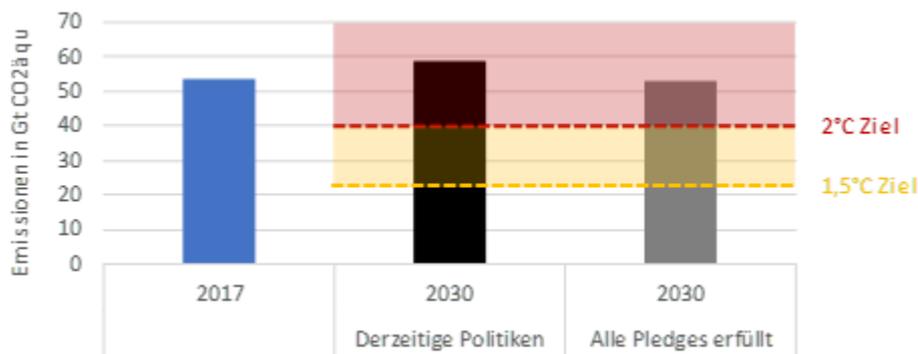


Abbildung 1 Entwicklung der globalen THG-Emissionen mit derzeitigen Politiken und bei Erreichen der derzeit zugesagten Reduktionen. Eigene Darstellung auf Basis UNEP (2018)

Die EU hat sich das Ziel gesetzt, die THG-Emissionen der Union gegenüber dem Niveau von 1990 bis 2030 um 40% und bis 2050 um 80 bis 95% zu reduzieren. Diese Zielsetzung ist jedoch noch nicht Paris-kompatibel, es wäre ein deutlich steilerer Reduktionspfad notwendig, um einen angemessenen Beitrag zur Eindämmung der Klimaerhitzung zu leisten (CAT 2018). Mit der strategischen Langfrist-Vision der Klimaneutralität der EU im Jahr 2050 hat die Kommission aber die Notwendigkeit erkannt und erste Hinweise auf eine Weiterentwicklung der EU-Politiken gegeben (EC 2018).

Entsprechend ist auch ein Nachbessern Österreichs gegenüber der derzeitigen Politik notwendig. Das wird im Folgenden dargestellt.

Neben dem Emissionshandelssystem (EU ETS), das in Österreich rund 37% der THG-Emissionen abdeckt (Wert für 2016, nach Umweltbundesamt 2018a), und innerhalb dessen die Emissionen unionsweit bis 2030 um 43% gegenüber 2005 abgesenkt werden müssen, hat Österreich gegenüber der EU das verbindliche Ziel, die Emissionen außerhalb des EU ETS bis 2030 um mindestens 36% bezogen auf 2005 zu reduzieren. Das betrifft Emissionen von Verkehr, Gebäuden, Landwirtschaft, Industrie außerhalb des Emissionshandels, Abfallwirtschaft und fluorierte Gase.

Im Bereich der Energieeffizienz muss Österreich Beiträge dazu leisten, die Energieeffizienz der EU bis 2030 um 32,5% gegenüber dem Trend zu erhöhen, den Verbrauch also um 32,5% zu senken. Außerdem soll in der EU der Anteil erneuerbarer Energie (von derzeit rd. 17% lt. Eurostat) auf 32% im Jahr 2030 angehoben werden.

Die Bundesregierung hat dazu eine Klima- und Energiestrategie „#mission2030“ vorgelegt, mit der sie diese Verpflichtungen umsetzen möchte. Die wesentlichen quantitativen Zielsetzungen mit Implikationen für den Ausbau erneuerbarer Energie sind dabei:

- Anhebung des Anteils erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch von 33,5% (2016) auf 45 bis 50% im Jahr 2030.
- Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, um damit 2030 den Gesamtstromverbrauch – mit einigen Ausnahmen – bilanziell aus erneuerbaren Energien im Inland decken zu können. 2016 liegt dieser Anteil bei knapp 72%.
- Reduktion der THG-Emissionen im Gebäudesektor (gegenüber 2016) von 8 auf 5 Mio. t CO<sub>2eq</sub>, also um knapp 38%, und im Verkehrssektor von 22,9 auf 15,7 Mio. Tonnen CO<sub>2eq</sub> – also um 31%.
- Weiterentwicklung des Energiesystems zu einer modernen, ressourcenschonenden und dekarbonisierten Energieversorgung bis 2050

Hierzu ist zu unterstreichen, dass weder die EU Ziele bis 2030 noch die #mission2030 dazu geeignet sind, das Ziel des Pariser Klimaabkommens zu erreichen. Insofern wurde auch seitens der Europäischen Kommission vorgeschlagen, die Ziele zur Senkung der Treibhausgasemissionen bis 2030 auf mindestens 45% anzuheben. Zur Erreichung der Pariser Klimaziele und Aufrechterhaltung des bisherigen Ausbaus erneuerbarer Energien wäre auf diesem Sektor auch ein Ziel von 40 bis 45% auf europäischer Ebene notwendig. Das Teilziel von 100% erneuerbarer Energien am Stromsektor bis 2030 ist solitär ein Schritt zur Zielerreichung, jedoch ist der Anteil von 45 bis 50% erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch nicht ausreichend für den Pfad nach Paris und sollte auf mindestens 60% erhöht werden.

### **Fokus einer nachhaltigen und strategischen fossilen Dekarbonisierung für den Zeitraum bis 2050 mit 2030 als Zwischenziel**

Die „Dekarbonisierung des Energiesystems bis 2050“ bedeutet nicht nur den Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger bis 2050, sondern den Ausstieg unter Einhaltung des noch verfügbaren, gerechten Emissionsbudgets: Ab 2017 darf Österreich bis 2050 insgesamt nur noch 1.000 bis 1.500 Mio. t CO<sub>2eq</sub> emittieren, um seinen Beitrag zur Einhaltung der 2°C-Grenze der Klimaerwärmung zu leisten (Meyer & Steininger 2017). Die Begrenzung der Erwärmung auf 1,5°C ließe das Budget deutlich schrumpfen. Umgelegt auf CO<sub>2</sub>-Emissionen ergibt sich ein Budget von rund 800 bis 1.300 Mio. t<sup>4</sup>. CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Nutzung fossiler Energieträger machen derzeit rund 95% der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus, der Rest stammt aus industriellen Prozessen (derzeit jährlich rund 4 Mio. t CO<sub>2</sub>).

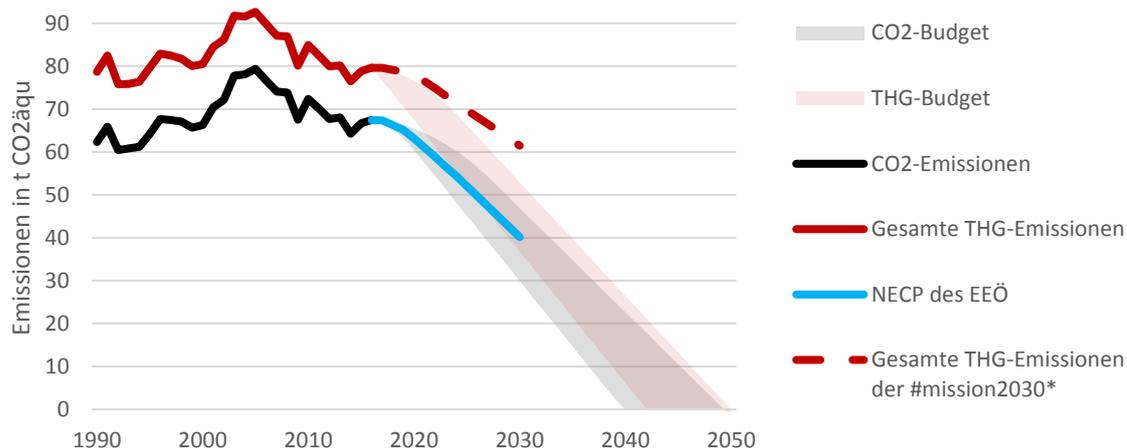
Der Ausstieg aus fossilen Energien muss ab sofort eingeleitet werden, um die Emissionen rasch genug zu reduzieren und bereits vor 2030 auf einen Paris-kompatiblen Emissionspfad einzuschwenken. Abbildung 2 zeigt den Reduktionspfad des NECP des EEÖ innerhalb der genannten Bandbreite des einzuhaltenden CO<sub>2</sub>-Budgets, wenn ein einschleifender und dann linearer Reduktionspfad angenommen wird.

**Die Ziele der Klima- und Energiestrategie – sie umfassen die gesamten THG-Emissionen – sind hingegen unzureichend und nicht kompatibel mit dem Übereinkommen von Paris und Österreichs Emissionsbudget: Mit dem Zielpfad der #mission2030 werden bis 2030 fast 1.000 Mio. t CO<sub>2eq</sub> des Budgets „verbraucht“. Damit ist – je nach Verteilungsansatz des globalen Emissionsbudgets – bereits das gesamte bis 2050 zur Verfügung stehende Budget aufgebraucht, jedenfalls aber zwei Drittel davon.**

Entschlossenes Handeln in der Dekade 2020-2030 wird entscheidend dafür sein, ob die Klimaerwärmung auf ein erträgliches Maß beschränkt und das Paris-Ziel erreicht werden kann – darauf weist nicht zuletzt auch der jüngste Bericht des Weltklimarates hin (IPCC 2018).

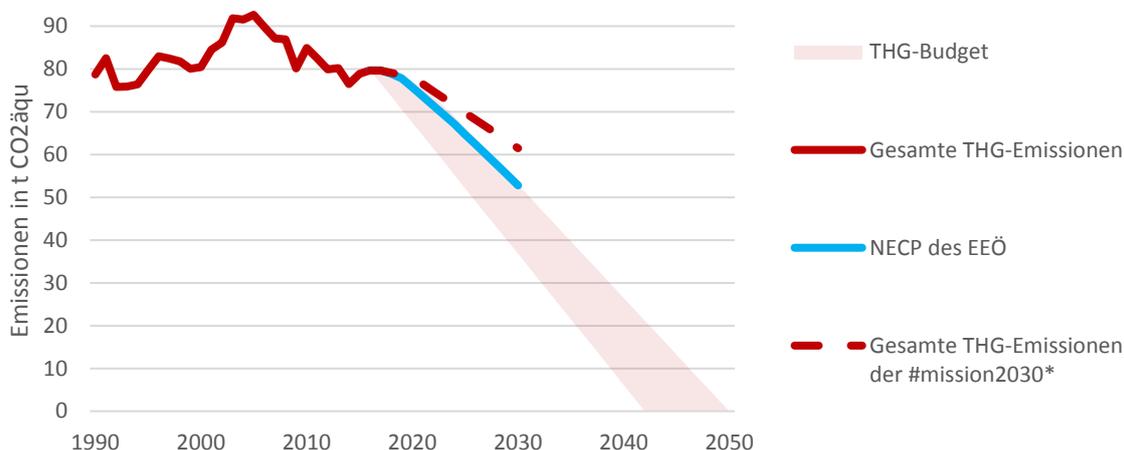
---

<sup>4</sup> Meyer & Steininger (2017) geben an, dass der unteren Grenze des Emissionsbudgets (983 Mio. t CO<sub>2eq</sub>) ein CO<sub>2</sub>-Budget von 827 Mio. t entspricht. Aliquot umgelegt entspricht demnach der oberen Grenze (1.500 Mio. t CO<sub>2eq</sub>) ein CO<sub>2</sub>-Budget von 1.260 Mio. t



Pfad "#mission2030": Lineare Reduktion 2016-2030, im Non-ETS Bereich auf 36,4 Mio. t (entsprechend -36% gegenüber 2005), im ETS-Bereich auf 25,1 Mio. t CO<sub>2</sub>äqu (30 % gegenüber 2005, entsprechend der maximalen Reduktion lt. Schleicher et al. (2018)).  
 Pfad "NECP des EEÖ": Nichtenergetische CO<sub>2</sub>-Emissionen werden konstant fortgeschrieben.

Abbildung 2: Budgets und Pfade der THG- und CO<sub>2</sub>-Emissionen. Eigene Darstellung auf Basis Umweltbundesamt (2018b), Meyer & Steininger (2017) Schleicher et al. (2018) und eigenen Berechnungen<sup>5</sup>



Pfad #mission2030: Lineare Reduktion 2016-2030, im Non-ETS Bereich auf 36,4 Mio. t (entsprechend -36% gegenüber 2005), im ETS-Bereich auf 25,1 Mio. t CO<sub>2</sub>äqu (30 % gegenüber 2005, entsprechend der maximalen Reduktion lt. Schleicher et al. (2018)).  
 Pfad "NECP des EEÖ": Alle Emissionen außer nichtenergetische CO<sub>2</sub>-Emissionen werden konstant fortgeschrieben.

Abbildung 3: Budgets und Pfade der gesamten Treibhausgasemissionen. Eigene Darstellung auf Basis Umweltbundesamt (2018b), Meyer & Steininger (2017) Schleicher et al. (2018) und eigenen Berechnungen<sup>6</sup>

### Konkrete Problemfelder

Mehr als die Hälfte (580 von 1.121 PJ) des österreichischen Endenergieverbrauchs und rund 16% des THG-Ausstoßes (Anteil Gebäude, ohne ETS) sind durch den Verbrauch von Wärmeenergie verursacht. Niedertemperaturwärme inkl. Warmwasser stellt 31% des Endenergieverbrauchs in Österreich. Im Unterschied zum Bereich der Stromerzeugung überwiegt im Wärmebereich die Nutzung fossiler Energie mit rund 60% Anteil. Obwohl es für diesen Markt eine Reihe innovativer Technologien auf Basis erneuerbarer Energie gibt und die österreichische Exzellenz bei Herstellern dieser Technologien unbestritten ist, wird er weiterhin vom Einsatz fossiler Energieträger

<sup>5</sup> Pfad #mission2030: Lineare Reduktion 2016-2030, im Non-ETS Bereich auf 36,4 Mio. t (entsprechend -36% gegenüber 2005), im ETS-Bereich auf 25,1 Mio. t CO<sub>2eq</sub> (30% gegenüber 2005, entsprechend der maximalen Reduktion lt. Schleicher et al. (2018)). Nichtenergetische CO<sub>2</sub>-Emissionen werden konstant fortgeschrieben.

<sup>6</sup> Pfad #mission2030: Lineare Reduktion 2016-2030, im Non-ETS Bereich auf 36,4 Mio. t (entsprechend -36% gegenüber 2005), im ETS-Bereich auf 25,1 Mio. t CO<sub>2eq</sub> (30% gegenüber 2005, entsprechend der maximalen Reduktion lt. Schleicher et al. (2018)). Nichtenergetische CO<sub>2</sub>-Emissionen werden konstant fortgeschrieben.

dominiert. Weder der Energieverbrauch noch die Emissionen sind in diesem Sektor in den letzten Jahren wesentlich gesunken.

Im Stromsektor stammen derzeit 70% des Energieverbrauchs aus erneuerbaren Energien. In den letzten Jahren ist dieser Anteil nur unwesentlich gestiegen und konnte hauptsächlich den steigenden Stromverbrauch kompensieren. Österreich war bis zum Jahr 2000 Nettoexporteur von elektrischer Energie. Als wesentliche Stütze der Industrialisierung wurde über Jahrzehnte angestrebt, die Versorgungssicherheit durch den Ausbau der Wasserkraft in Österreich voranzubringen. In der nächsten Periode ist es notwendig, die verfügbaren erneuerbaren Energieressourcen in Kombination zu nutzen und auszubauen, um Wohlstand und Sicherheit in Österreich auf einem weiterhin hohen Niveau zu garantieren.

Im Jahr 2017 stammten ca. 70% der in Österreich verbrauchten Energie aus Energieimporten, monetär bewertet liegen die Kosten für Energieimporte bei ungefähr 10 Milliarden Euro.

## **ii. Strategie in Bezug auf die fünf Dimensionen der Energieunion**

1. Versorgungssicherheit: Ausbau erneuerbarer Energien, damit Senkung der Importabhängigkeit fossiler Energieträger aus unsicheren Drittstaaten außerhalb der europäischen Union. Damit einhergehend keine Unterstützung von Konflikten und Konfliktparteien in unterschiedlichen Importländern Österreichs. Darüber hinaus Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch eine gelenkte Sektorkopplung und entsprechender Gestaltung der jeweiligen Märkte (Teilnahme von erneuerbaren Energien und aktiven Verbrauchern an Systemdienstleistungen, Entwicklung von Speichern und resilienten Energiegemeinschaften).
2. Energiebinnenmarkt (EBM), Ziel bis 2020 ist der Stromverbund, d.h., einen Verbundgrad von mindestens 10% ihrer vorhandenen Stromerzeugungskapazität unter den Mitgliedsstaaten zu erreichen. Das bedeutet, dass jeder Mitgliedstaat seine Stromleitungen so auslegen sollte, dass mindestens 10% des in seinen Kraftwerken erzeugten Stroms grenzüberschreitend in Nachbarländer weitergeleitet werden kann. Das Ziel der EU bis 2030 liegt bei einem Anteil von 32% erneuerbarer Energien und einem Verbundgrad von mindestens 15% der Stromerzeugungskapazität. Österreich kann bis 2030 einen Anteil von rund 110% erneuerbare Energien im Bereich elektrischer Energie erreichen. Im Kontext des Energiebinnenmarktes ist sicher zu stellen, dass der hohe Anteil fossiler und nuklearer Energien in der Europäischen Union nicht zu einer Beeinträchtigung der Erzeugung erneuerbarer Energien durch Marktverwerfungen oder Netzprobleme in Österreich führt.
3. Energieeffizienz: Die EU Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU) wurde durch das Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG) in Form eines Verpflichtungssystems in nationales Recht umgesetzt. Kernzielelement des EEffG ist die Stabilisierung des Endenergieverbrauches bei 1.050 PJ in 2020.  
Dieses Ziel wird jedoch deutlich verfehlt werden. Wichtigster Grund dafür ist, dass in den Methodenhandbüchern, welche die einzelnen Effizienzmethoden qualitativ und quantitativ beschreiben und die im Rahmen des Gesetzes verordnet werden, Effizienzgewinne systematisch und deutlich überbewertet und die vorgesehenen Abschlagswerte für die Umsetzung der Maßnahmen nicht quantifiziert werden. Insofern kommt es zur Anrechnung von unwirksamen Maßnahmen, die nicht umgesetzt werden. Das bisherige Energieeffizienzgesetz muss in seiner aktuellen Form deshalb als weitgehend wirkungslos bezeichnet werden. Das derzeitige Ziel von 1.200 PJ im Jahr 2030 ist insofern kritisch zu sehen, als ein Überschießen möglich ist, sofern dieser Anteil mit erneuerbaren Energien

gedeckt werden kann. Diese vage Formulierung ermöglicht derzeit keine konkrete Planung in Richtung Energieeffizienz.

4. Verhinderung von Treibhausgasen (THG, insbesondere CO<sub>2</sub>-Emissionen der Wirtschaft):  
Der vorliegende Entwurf bezieht sich vorrangig auf die nationalen Emissionen aus der Energieerzeugung bzw. aus dem Energieverbrauch und nicht auf die anderen Bereiche (etwa Landwirtschaft). Grundsätzlich muss auch auf diesen Sektoren gehandelt werden, allerdings ist das nicht Aufgabe des Dachverbandes Erneuerbare Energie Österreich.
5. Verstärkung der Forschung und Innovation und der Wettbewerbsfähigkeit:  
Die vom zuständigen Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie erstellte „Energieforschungs- und Innovationsstrategie 2050“ zielt darauf ab, die wirtschaftlichen Chancen des Umbaus des Energiesystems zu nutzen, Energieforschung und Innovation als zentralen Wegbereiter der schrittweisen Dekarbonisierung des Energiesystems zu forcieren und damit einen maßgeblichen Beitrag Österreichs zu einer sauberen, sicheren und leistbaren Energiezukunft zu leisten. (BMVIT<sup>7</sup> Energieforschungs- und Innovationsstrategie 2050). Ein erfolgreiches Innovationssystem benötigt nicht nur innovationsfördernde Rahmenbedingungen, sondern auch großformatige Erprobungsphasen unter Realbedingungen, die am besten durch einen entsprechenden Heimmarkt bereitgestellt werden können, die Einbindung verschiedenster Akteursgruppen (Stakeholder), Internationalisierung und eine unterstützende öffentliche Beschaffung im Energiebereich. Zusätzlich braucht es eine konzentrierte und entsprechend dotierte Forschungsstrategie für den Ausbau der erneuerbaren Energien da jede weitere Verzögerung der Inangriffnahme bedeutet, dass Österreich international an Wettbewerbsfähigkeit im Energie- und Umwelttechniksektor verliert.

Um die hier erwähnten fünf Dimensionen der Energieunion umzusetzen, ist es notwendig, als wahrscheinlich wesentlichstes strategisches unterstützendes Element das österreichische Steuersystem nachhaltig umzugestalten. Das Steuersystem braucht endlich die schon seit Jahrzehnten im Detail erforschte, immer wieder besprochene und ebenso oft angekündigte deutliche ökologische entlastende Komponente (ökosoziale Steuerreform, ökologische Steuerentlastung). Diese muss ein langfristiges, deutliches, progressives und eindeutiges Signal sein, dass es mit dem Kampf gegen die Klimaerhitzung und mit der Umsetzung des Klimaabkommens von Paris wirklich ernst gemeint ist. Der Wirtschaft müssen von der Politik endlich die Rahmenbedingungen bereitgestellt werden, die es ihr erlauben, wirtschaftlich sinnvoll für die Energiewende arbeiten zu können und auch langfristige Investitionen im Sinne des Klimaschutzes tätigen zu können. Diese Rahmenbedingungen können durchaus radikal sein, bestätigt Accenture, einer der weltweit führenden Managementberater. Das ist das Ergebnis einer Befragung von tausend Firmenchefs in vielen Ländern im Auftrag der Vereinten Nationen.<sup>8</sup>

### ***iii. Übersichtstabelle mit den wichtigsten Zielen sowie Politiken und Maßnahmen***

#### **Bereich Wärme**

Unter den aktuellen ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen lässt sich die erforderliche Wärmewende nicht realisieren. Es braucht ein Bündel an Instrumenten und Maßnahmen, um gegenwärtige technische, ökonomische, rechtliche und soziale Barrieren zu überwinden, und den politischen Willen, diese einzusetzen. Aufgrund der zersplitterten

<sup>7</sup> [https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050\\_pdf/reports/20170323-eforschung\\_strategie.pdf](https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050_pdf/reports/20170323-eforschung_strategie.pdf)

<sup>8</sup> <https://www.accenture.com/at-de/company-news-release-world-largest-ceo-study-sustainability>

Kompetenzlage zwischen Bund, Bundesländern und Gemeinden ist die Zusammenarbeit und Abstimmung zwischen diesen Akteuren besonders wichtig.



**Abbildung 3:** Vgl. der österreichischen Gebäudetypen: Anzahl, Nutzenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser.

Die Transformation des Niedertemperaturbereiches zu einem weitgehend von fossilen Energieträgern freien System bis 2050 kann nur durch bewusste aktive Gestaltung dieses Marktes rechtzeitig realisiert werden. Sie muss auf zwei miteinander korrespondierenden Elementen aufbauen:

- Eine Reduktion des Wärmeverbrauchs im Gebäudebestand um 50% bis 2050
- Bereitstellung des übrigen Wärmeverbrauchs durch erneuerbare Energieträger, weitgehend Biomasse, Nah- und Fernwärme, auf erneuerbaren Energien basierendem Gas, Geothermie und intelligent eingesetzte elektrische Energie (Wärmepumpen).

Im Detail müssen folgende Elemente in einer Wärmestrategie berücksichtigt werden:

Transformation braucht unterstützende Sanierungsstrategie des Gebäudebestandes

Der Energiebedarf für Heizen und Warmwasserbereitung kann bis 2050 durch erneuerbare Energie gedeckt werden, wenn es durch eine Sanierungsoffensive im Gebäudebereich gelingt, den entsprechenden Endenergieeinsatz bis dahin etwa zu halbieren. Dies ist technisch möglich und volkswirtschaftlich vorteilhaft – das ist die Kernaussage einer wissenschaftlichen Studie der TU Wien (Kranzl et al., 2018), *Wärmezukunft 2050, Erfordernisse und Konsequenzen der Dekarbonisierung von Raumwärme und Warmwasserbereitstellung in Österreich*.

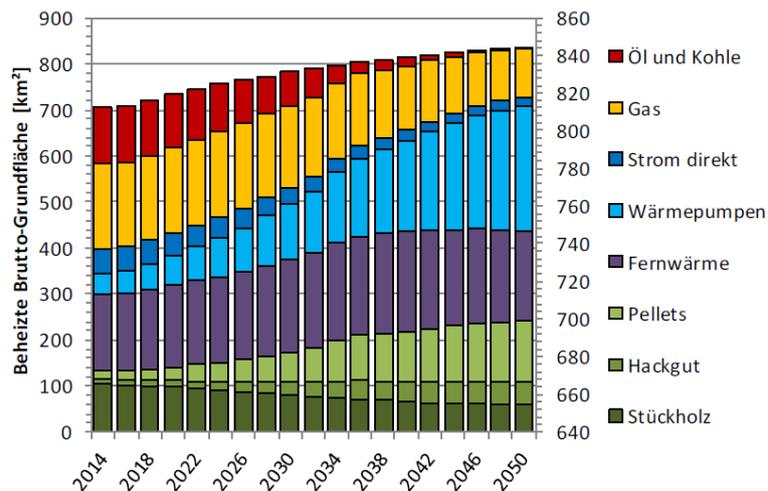


Abbildung 4: Entwicklung der beheizten brutto-Grundfläche im Szenario Wärmewende

## Herausforderung Heizungsbestand

Ein besonders wichtiges Element der Wärmewende ist der Aufbau eines Systems zur regelmäßigen Überprüfung von Heizungsanlagen, und zwar sowohl der Wärmeerzeuger selbst als auch der Wärmeverteilungssysteme. Zahlreiche Heizungsanlagen sind u.a. falsch eingestellt, überdimensioniert, hydraulisch nicht abgeglichen usw., wodurch es zu erheblichen Energieverlusten (10-20%) kommt. Im Zuge eines Schwerpunktprogramms sollen deshalb alle bestehenden Zentralheizungsanlagen bis zum Jahr 2030 einer Überprüfung sowie der Optimierung ihrer Effizienz unterzogen werden. Damit kann auch eine signifikante Kostenentlastung heimischer Haushalte realisiert werden. Methodisch beruht die angestrebte Überprüfung der Heizungseffizienz auf dem schon erprobten klimaaktiv Heizungscheck. Das Programm setzt auf eine Kombination legislativer Maßnahmen, gezielter Anreize und nachhaltiger Öffentlichkeitsarbeit. Voraussetzung seiner Realisierung ist die vollständige Erfassung aller Anlagen in einer Datenbank, in der in der Folge auch die Ergebnisse von Überprüfungen und Optimierungsmaßnahmen dokumentiert werden.

Dafür braucht es eine langfristige, abgestimmte Strategie, die Zusammenarbeit zwischen dem Bund und den Bundesländern, bei denen entscheidende Kompetenzen liegen, und ein unterstützendes System von Information, Förderungen und ordnungsrechtlichen Eingriffen.

Dieses Programm zielt weiters darauf ab, den Tausch alter fossiler Heizanlagen auf moderne Systeme auf Basis erneuerbarer Energie zu beschleunigen. Eine große Herausforderung stellt dabei der Bestand an Heizanlagen dar, die auf fossile Energieträger angewiesen sind. Mehr als 600.000 Ölheizungen müssen im Zuge der Wärmewende ebenso durch andere Systeme ersetzt werden wie Gasthermen, die nicht auf erneuerbare Gase umgestellt werden können.

## Die Energieträger im Einzelnen

### *Fernwärme*

Die Zahl der Haushalte, die mit Fernwärme versorgt werden, ist auf rund eine Million angestiegen. Fernwärme ist eine relativ kostengünstige und effiziente Möglichkeit, die Wärmeversorgung für zahlreiche Abnehmer synchron auf erneuerbare Energie umzustellen und Kraft-Wärme-

Kopplungen mit hohem Wirkungsgrad zu betreiben. Schon heute ist der Anteil erneuerbarer Energieträger in der Fernwärme höher als im Durchschnitt des Niedertemperatur-Wärmemarktes.

#### *Geothermie, Solarthermie*

Ein bisher noch wenig erschlossener erneuerbarer Energieträger, der seinen bevorzugten Einsatz in Fernwärmesystemen hat, ist die Geothermie, für deren Ausbau einige legislative Hürden zu beseitigen sind. Auch die Solarthermie soll verstärkt in Fernwärmesystemen genutzt werden.

#### *Elektrische Energie für den Niedertemperatur-Wärmemarkt*

Einen wesentlichen Beitrag wird künftig auch intelligent und effizient eingesetzte elektrische Energie im Niedrigtemperaturbereich leisten, insbesondere durch den verstärkten Einsatz der Wärmepumpentechnologie. Um hohe elektrische Lasten bei niedrigen Außentemperaturen zu vermeiden, sollen nur hocheffiziente Wärmepumpen mit möglichst niedriger Vorlauftemperatur und diese nur in thermisch sanierten Gebäuden und im Niedrigenergie-Neubau zur Wärmeversorgung eingesetzt werden. Zugleich sollen Elektro-Direktheizungen im Gebäudebestand, soweit dieser nicht dem Niedrigstenergie-Standard genügt, im Zuge der Wärmewende ersetzt werden.

#### *Bioenergie*

Ein etwa gleich hoher Anteil an beheizter Gebäudefläche wie durch Wärmepumpen soll durch den Einsatz von Holzbrennstoffen wie Pellets oder Hackgut sowie durch biomassebefeuerte Fernwärmesysteme bereitgestellt werden. Die mit Biomasse beheizte Gebäudefläche kann aufgrund der Effizienzsteigerung ohne einen Mehrverbrauch von Biomasse erweitert werden. Was die verwendeten biogenen Brennstoffe betrifft, wird eine Zunahme des Marktanteils von Pellets erwartet. Aufgrund der wachsenden Bedeutung von Pellets für die Wärmeversorgung soll auch für diese eine verpflichtende Vorratshaltung eingeführt werden, um Verbrauchsschwankungen aufgrund klimatischer Einflüsse sicher abfedern zu können. Schornsteine sollen Gebäudebesitzern die Möglichkeit offenhalten, Zusatzheizungen mit biogenen Brennstoffen zu betreiben.

#### Verteilungspolitik, Energiearmut

Der gesamte Umbau des Niedertemperatur-Wärmemarktes muss auch unter Berücksichtigung verteilungspolitischer Gesichtspunkte geschehen. Insgesamt würde dadurch die Resilienz der Haushalte im Bereich der Wärmeversorgung durch die sinkende Abhängigkeit von den potenziell hochvolatilen Märkten fossiler Energieträger deutlich steigen.

#### Unterstützende Maßnahmen sind unverzichtbar

Zur Unterstützung dieses Programms sind Maßnahmen im Bereich der Raumplanung ebenso notwendig wie Anpassungen im Miet- und Wohnungseigentumsrecht, eine ökosoziale Steuerentlastung, welche wirksame Signale für die notwendige Wärmewende geben soll, Unterstützung durch das Energieeffizienzgesetz sowie zusätzliche finanzielle Anreize. Darüber hinaus bedarf es einer Bündelung der Kräfte der zahlreichen Akteure, die bereits auf lokaler und regionaler Ebene im Bereich der Energiewende aktiv sind.

Begleitet werden muss diese Entwicklung durch ein Bündel an gesetzlichen und regulatorischen Maßnahmen wie auch steuerlichen Anreizen sowie normative Elemente. Darüber hinaus ist eine weit- und tiefgehende Abstimmung und Abgrenzung zwischen den Kompetenzbereichen des Bundes und der Länder wie auch der Gebietskörperschaften notwendig.

## **Bereich Strom**

Anders als der Wärmebereich ist der Stromsektor maßgeblich getrieben durch den europäischen Strommarkt. Hier gibt es durch die europäische Vernetzung und die Relevanz von CO<sub>2</sub>-Preisen wie auch Subventionen für fossile und nukleare Energieerzeugung eine erhöhte Sensibilität was den Aufbau einer sicheren und erneuerbaren österreichischen Stromerzeugung betrifft. Dementsprechend muss die Entwicklung hier von umfangreichen Maßnahmenbündeln begleitet werden, die zumindest folgende Elemente umfassen müssen:

- Förderrahmenbedingungen für den Ausgleich des noch immer auf fossilen und nuklearen Energien aufbauenden Marktsystems;
- Abstimmung der nationalen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen auf das europäische Umland (etwa die Aufhebung der Netzentgelte für Erzeuger);
- Verbesserung der Vermarktungsbedingungen für erneuerbare Energie-Erzeuger;
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Erzeuger und aktive Verbraucher;
- Etablierung eines Rahmens für Energiegemeinschaften unter weitgehender Vernetzung von Haushalten, Gewerbe und Erzeugern;
- Förderung regulatorischer Freiräume insbesondere um disruptive, neue Technologien im Feld einzusetzen und deren Auswirkungen unter realen Bedingungen simulieren zu können.

### ***iii. Wesentliche Aspekte von grenzüberschreitender Bedeutung***

Der Stromsektor ist wesentlich stärker betroffen von grenzüberschreitenden Themen als andere Sektoren, etwa der Wärmebereich. Hier sind neben der Exposition erneuerbarer Energien am internationalen Strommarkt auch physische Leitungskapazitäten mit dem Ausland und Reservekapazitäten von fossilen Kraftwerken zu nennen. Im Falle der Leitungskapazitäten führt die Koppelung der einzelnen Länder im Zuge des europäischen Strombinnenmarktes zu verstärkten Lastflüssen, deren Auswirkungen insbesondere hinsichtlich negativer Folgen für die Erzeugung heimischer erneuerbarer Energien, die durch fossil-nukleare Überkapazitäten beeinträchtigt werden, absehbar sind. Bezüglich der Reservekapazitäten ist darauf zu verweisen, dass im Zuge der zum Abschluss des vorliegenden Entwurfs stattfindenden Diskussionen zum europäischen Marktdesign („Market Design Initiative“) seitens der EU Kommission und dem europäischen Parlament gefordert wird, dass fossile Kapazitäten, die für die Systemsicherheit relevant sein sollten, ausschließlich im grenzüberschreitenden Kontext gesehen werden dürfen. Das bedeutet, dass Versorgungssicherheit nicht mehr nur ausschließlich im nationalen Kontext gesehen werden darf. Für Österreich ist daher eine grenzüberschreitende Betrachtung zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendig. Das nicht durch eine Flexibilisierung und Modernisierung der regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen verbleibende unbedingt notwendige fossile Residuum für die Versorgungssicherheit ist also nicht nur in Österreich zu finden, sondern muss in der effizienten Ausnutzung der günstigsten und am wenigsten umweltschädlichen Kraftwerke liegen.

Im Verkehrsbereich kommt es aufgrund der in Österreich im europäischen Vergleich niedrigen Besteuerung von Treibstoffen zum sogenannten „Tanktourismus“, das heißt durch die niedrige Besteuerung von fossilen Treibstoffen kommt es zu einem erhöhten Treibstoffabsatz in Österreich. Darüber hinaus führt das niedrige Preisniveau in Österreich zu einer erhöhten Verkehrs- und so Emissionsbelastung in Österreich und darüber hinaus.

### ***iv. Verwaltungsstrukturen für die Umsetzung nationaler Energie- und Klimapolitik***

Die Gestaltung der Dekarbonisierung ist eine umfassende Aufgabe und geht weit über die Energiepolitik im engeren Sinn hinaus. Sie umfasst die Politiken, Maßnahmen und Instrumente, die Einfluss auf die Art und Höhe des Energieverbrauchs haben ebenso wie jene zur nachhaltigen, sicheren und wettbewerbsfähigen Bereitstellung von Energie. Viele Kompetenzen – auch im Energiebereich – sind in Österreich stark zwischen den Gebietskörperschaften zersplittert. Umso wichtiger ist die enge Kooperation zwischen Bund, Ländern und Gemeinden in der Umsetzung einer Energiewende. Die Tabelle gibt einen tentativen Überblick über wesentliche Instrumente in einem umfassenden Verständnis von Dekarbonisierung, gegliedert nach den fünf Dimensionen der Energieunion und den österreichischen Gebietskörperschaften. Die Instrumente wirken vielfach in mehrere Dimensionen, insbesondere haben Instrumente im Bereich erneuerbare Energie und Energieeffizienz inhärent Wirkung auf die THG-Emissionen. Die angeführten Gesetze entfalten ggfs. auch durch die auf ihnen basierenden Verordnungen Wirkung.

Tabelle 1: Tentative Übersicht über Instrumente der Gebietskörperschaften und ihre Wirkung in den fünf Dimensionen der Energieunion

	Dekarbonisierung		Energieeffizienz	Versorgungssicherheit	Binnenmarkt, Marktintegration	Forschung, Innovation, Wettbewerb.
	THG-Emissionen	Erneuerbare				
<b>Bund</b>						
Klimaschutzgesetz						
Ökostromgesetz						
Energieeffizienzgesetz						
Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG)						
Gaswirtschaftsgesetz						
Energieabgabegesetz						
Mineralölsteuergesetz						
Normverbrauchsabgabe						
Kraftstoffverordnung						
Abfallwirtschaftsgesetz						
Wohnrecht (MRG, WEG, WGG)						
Straßenverkehrsordnung						
Bundesstraßen-Mautgesetz						
Erdölbevorrattungsgesetz						
Energielenkungsgesetz						
Mineralrohstoffgesetz						
Energie-Infrastrukturgesetz						
E-Control-Gesetz						
Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz						
KWK-Gesetz						
Klima- und Energiefonds						
Umweltförderungsgesetz						
Sanierungsscheck						
klimaaktiv						
Div. Förderungen						
Öst. Programm f. umweltgerechte Landw. (ÖPUL)						
Ländliche Entwicklung Infrastruktur (Asfinag, ÖBB)						
Beteiligungen (OMV, Verbund...)						
<b>Länder</b>						
Raumordnungsgesetze						
Bauordnungen						
Bautechnikgesetze						

Wohnbauförderung						
Energieberatungen						
Div. Förderungen						
Naturschutz						
Infrastruktur (Straßen...)						
Beteiligungen (Landes-EVU...)						
Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG)						
<b>Städte &amp; Gemeinden</b>						
Flächenwidmung						
Parkraumbewirtschaftung						
Infrastruktur						
Verwaltung der Unternehmen in öffentlicher Hand						

### 1.3. Konsultation von Stakeholdern auf nationaler und EU Ebene – Ergebnisse

Der Nationale Energie- und Klimaplan des Dachverbandes Erneuerbare Energie Österreich soll in der aktuellen Entwurfsversion als Ausgangsbasis für umfangreiche Gespräche und Diskussionen im Jahr 2019 genutzt werden. Durch die Einbindung der Stakeholder sollen sowohl deren Sichtweisen und Anforderungen berücksichtigt werden als auch eine breite Basis erstellt werden, die der österreichischen Bundesregierung als Unterstützung zur Erstellung des österreichischen Nationalen Energie- und Klimaplanes dient. Der breiten Öffentlichkeit kann so eine Orientierung zur Paris-Kompatibilität der nationalen Anstrengungen für eine nachhaltige und moderne Volkswirtschaft zur Hand gegeben werden.

Entsprechend der 2008 im Ministerrat beschlossenen „Standards der Öffentlichkeitsbeteiligung“ empfehlen wir einen breiten und transparenten Beteiligungsprozess für den österreichischen Nationalen Energie- und Klimaplan, um eine möglichst tiefgreifende und aktive Beteiligung aller Stakeholder sicher zu stellen. Die Standards stehen öffentlich unter [www.partizipation.at](http://www.partizipation.at) zum Download zur Verfügung.<sup>9</sup>

### 1.4. Regionale Zusammenarbeit bei der Planerstellung

Aktuell keine konkreten Punkte

## 2. NATIONALE VORGABEN UND ZIELE

Ziele bis 2030

- Deckung des Stromverbrauchs zu 100%<sup>10</sup> aus heimischen, erneuerbaren Energien: Österreich wird zum Stromexporteur und nutzt die Chancen der heimischen Ressourcen als Exportgut
- Deckung des Gesamtenergieverbrauchs zu mindestens 60% mit erneuerbaren Energien: Technologien der Sektorkopplung, Elektromobilität, Wärmedämmung und innovative Heizsysteme werden intensiver genutzt
- Reduktion der energierelevanten Treibhausgasemissionen um 60%:<sup>11</sup> Österreich investiert in Forschung und Entwicklung, Unternehmen werden ermutigt, in innovative Technologien zu investieren, um weiterhin Technologieweltmeister zu bleiben
  - Klare Emissionsziele für einzelne Sektoren:<sup>12</sup> Die Emissionsreduktionen erfolgen entsprechend der im Österreichischen Klimaschutzgesetz in Anlage 2 angeführten Sektoren

<sup>9</sup> Standards der Öffentlichkeitsbeteiligung (2008; vom Ministerrat beschlossen am 2. Juli 2008)

<sup>10</sup> Bilanziell, unter Berücksichtigung aller Verbrauchskomponenten

<sup>11</sup> In Bezug auf 1990

<sup>12</sup> Klimaschutzgesetz (KSG) (2011); Anlage 2 Höchstmengen von Treibhausgasemissionen nach Sektoren

- Energieeffizienz: Entsprechende Rahmenbedingungen und ein wirksames Energieeffizienzgesetz reduzieren den Energieverbrauch kontinuierlich so weit, dass der verbleibende Energieverbrauch zu einem immer größeren Teil mit den vorhandenen erneuerbaren Potenzialen gedeckt werden kann. Angesichts der Langlebigkeit gewisser Energietechnologien, namentlich im Gebäude- und Wärmebereich, wurde das Thema Energieeffizienz ebenfalls langfristig und entschlossen in Angriff genommen und wird im Hinblick auf die vollständige fossile Dekarbonisierung im Jahr 2050 abgearbeitet.
    - Österreich muss zum gesamteuropäischen Ziel von 32,5% einen deutlichen Beitrag im Bereich Energieeffizienz leisten.
    - Das Reduktionsziel muss in Primär und in Endenergiebedarf dargestellt werden.
      - Die Lösung lautet nicht "Efficiency first", sondern "Efficient AND Renewable!"
- Die Potenzialanalyse der Verbände erneuerbarer Energien in Österreich zeigt, dass bis 2030 der Stromsektor dekarbonisiert werden kann und auch der Einsatz fossiler Energie bei Wärme und Mobilität in einem erheblichen Ausmaß reduziert werden kann.

## 2.1. Zieldimension 1: Dekarbonisierung

### 2.1.1. Treibhausgasemissionen und Kohlenstoffbindung

#### ***i. Ziel Österreichs gemäß Effort Sharing-Verordnung***

Österreich hat gemäß der „Effort Sharing Decision“ („ESD“) gegenüber der EU die Verpflichtung, die Emissionen von Treibhausgasen (THG) außerhalb des EU Emissionshandels (EU ETS) bis 2030 um 36% gegenüber 2005 zu reduzieren. Aus Sicht des Klimaschutzes bzw. zur Einhaltung des Kohlenstoffbudgets, das Österreich im Rahmen des Pariser Abkommens zur Verfügung steht, muss diese Reduktion jedoch deutlich rascher erfolgen. Von der ESD sind rund 60% der österreichischen Emissionen umfasst.

In diesem Papier wird jedoch immer das Energiesystem als Ganzes betrachtet, entsprechend werden die daraus resultierenden Emissionen nicht zwischen ESD und ETS aufgeteilt. Außerdem beschränken sich die Aussagen im Folgenden auf energetische CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen machen den überwiegenden Teil der THG-Emissionen aus, 2016 lag ihr Anteil bei knapp 80%<sup>13</sup>, etwa ein Drittel fallen davon in den ETS. Demnach muss die Dekarbonisierung des Energiesystems Priorität haben. Das wird noch dadurch unterstrichen, dass fossile Energieträger neben diesen direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Verbrennung auch indirekte Emissionen bei ihrer Produktion und ihrem Transport verursachen<sup>14</sup>, die zusätzlich mehr als 20% der direkten Emissionen ausmachen.<sup>15</sup> Dazu kommen noch weitere Emissionen, etwa erhebliche flüchtige Methan-Emissionen (etwa durch Leckagen, Diffusion entlang des Leitungsnetzes,...) die bei der Gewinnung und dem Transport von Erdgas entstehen, insbesondere auch außerhalb Österreichs.

Aus Sicht des EEÖ können mit den nachfolgend beschriebenen Ausbaupfaden für erneuerbare Energie die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Energienutzung – sie machen 2016 knapp 80% der gesamten THG-

<sup>13</sup> Die berücksichtigten Emissionen gehen über die im internationalen Berichtsformat (CRF) angegebenen Emissionen für den Sektor „1. Energie“ hinaus und berücksichtigen auch Emissionen aus der Nutzung fossiler Energieträger, die im Sektor „2. Industrielle Prozessemissionen“ erfasst sind, etwa Emissionen aus dem Hochofen. Die Werte entsprechen damit etwa den Angaben der Internationalen Energieagentur (IEA 2018).

<sup>14</sup> Auch die Bereitstellung erneuerbarer Energieträger verursacht indirekte CO<sub>2</sub>-Emissionen, wenn im Zuge der Herstellung und des Transports fossile Energieträger eingesetzt werden bzw. dabei direkt Emissionen entstehen (Methan, Erdölbegleitgase,...). In einem dekarbonisierten Energiesystem fallen diese jedoch weg.

<sup>15</sup> Abschätzung für 2016 anhand der Emissionsfaktoren inkl. Vorkette nach GEMIS, [www5.umweltbundesamt.at/emas/co2mon/co2mon.html](http://www5.umweltbundesamt.at/emas/co2mon/co2mon.html)

Emissionen aus – bis 2030 gegenüber 2005 um deutlich mehr als 50% reduziert werden. Gegenüber 2016 sollen sie um über 40% sinken.

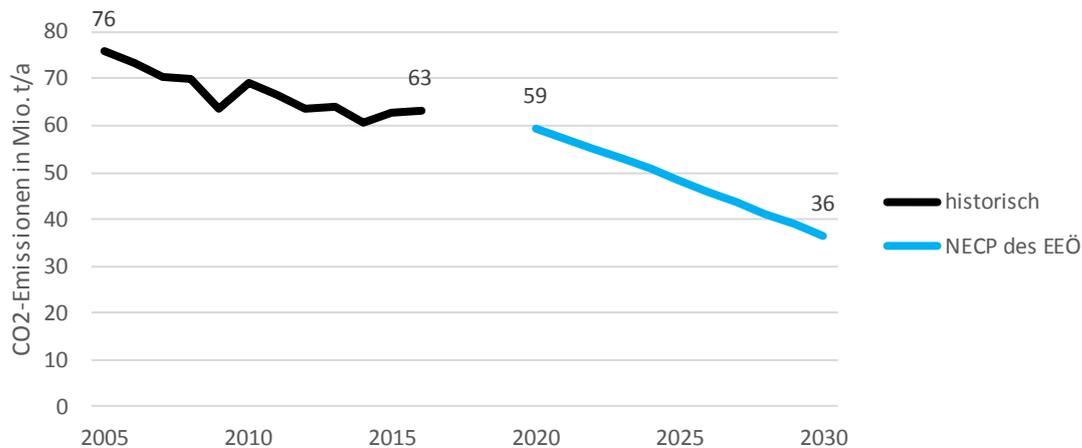


Abbildung 5: Abschätzung der energetischen CO<sub>2</sub>-Emissionen im NECP auf Basis Statistik Austria (2017), Umweltbundesamt (2018b) und eigenen Berechnungen.

Zu den weiteren THG aus anderen Sektoren als der Energieerzeugung bzw. –verwendung geht der vorliegende Entwurf nicht ein.

## **ii. Österreichs Verpflichtungen gemäß der Landnutzungs-Verordnung**

Zu den Verpflichtungen gemäß der Landnutzungs-Verordnung werden im vorliegenden Entwurf keine Aussagen getätigt.

## **iii. Weitere nationale Vorgaben und Ziele im Einklang mit dem Übereinkommen von Paris und der Langfrist-Strategie sowie in Bezug auf Sektoren (Sektorziele)**

Bleiben die Emissionen von klimarelevanten Gasen auf dem derzeitigen Niveau, dann ist das Kohlenstoff-Budget Österreichs schon ungefähr 2035 aufgebraucht (Umweltbundesamt 2018a). Deshalb ist der gesamthafte Umbau der Wirtschaft notwendig, um die Emissionen bis Mitte des Jahrhunderts auf praktisch netto Null zu reduzieren: die THG-Emissionen müssen dazu künftig pro Dekade um jeweils die Hälfte abnehmen (Meyer & Steininger 2017). Der Rahmen: ökologische Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit/Leistbarkeit bildet den Rahmen, in welchem die fossile Dekarbonisierung der österreichischen Energiewirtschaft bis 2050 vollendet werden muss. Die Grundprämisse ist jedoch, dass nur eine fossile Dekarbonisierung nachweislich diesen Rahmen erfüllt.

Für eine Strategie mit Fokus auf eine vollständige Dekarbonisierung im Rahmen der notwendigen Perspektive bis 2050 wird Österreich bis 2030 vom Importeur zum Exporteur von elektrischer Energie. Angesichts des Weiteren Dekarbonisierungspfades ist dieses Zwischenziel notwendig, um das absehbare Potential zur Dekarbonisierung der Industrie, etwa der Stahlerzeugung, zu nutzen (siehe etwa Umweltbundesamt 2017a). Darüber hinaus ermöglicht eine erhöhte Stromerzeugung gleichzeitig eine deutliche Verbesserung der Versorgungssicherheit, einerseits durch P2G zur zeitlichen Verlagerung der Erzeugung, gleichzeitig ergibt sich durch den Zubau der notwendigen Erzeugungskapazität gleichzeitig auch die Erhöhung der Erzeugungsleistung, die eine höhere Erzeugung auch während Phasen geringen Dargebots ermöglicht. Um die dazu notwendigen

Strommengen beispielsweise für Teile der Industrie – zusätzlich etwa 30 TWh – nach 2030 bereitstellen zu können, muss der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung bereits jetzt auf diesen Pfad einschwenken.

## 2.1.2 Erneuerbare Energie

### **i. Österreichs Anteil erneuerbarer Energie bis 2030 und indikativer Zielpfad 2021 bis 2030**

Österreich ist verpflichtet, einen Beitrag zum verbindlichen Ziel der EU zu leisten, den Anteil erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch der Union bis 2030 auf mindestens 32% anzuheben. Die Klima- und Energiestrategie sieht als Beitrag Österreichs ein Ziel von 45 bis 50% vor.

Die Verdrängung fossiler Energie durch erneuerbare kann jedoch, wie erläutert, deutlich schneller erfolgen. Der NECP des EEÖ zeigt die Möglichkeit auf, den Anteil bis 2030 bereits auf deutlich über 60% anzuheben.

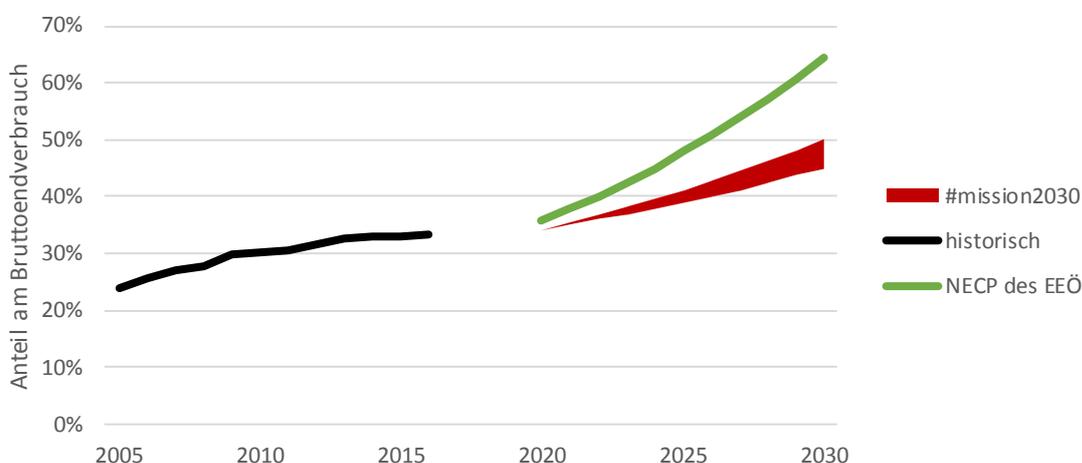


Abbildung 6: Anteil erneuerbarer Energie in der Klima- und Energiestrategie und im NECP. Eigene Berechnungen

Die Tabelle zeigt die indikativen Zielwerte für 2020 bis 2030 mit den Zwischenzielen 2022 (18% des Zuwachses), 2025 (43% des Zuwachses) und 2027 (65% des Zuwachses) gemäß der Erneuerbaren-Richtlinie.

Tabelle 2: Anteil erneuerbarer Energie in der Klima- und Energiestrategie und im NECP des EEÖ. Eigene Berechnungen

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
#mission2030 min.	34%		36%			39%		41%			45%
#mission2030 max.	34%		37%			41%		44%			50%
NECP des EEÖ	36%	38%	40%	42%	45%	48%	51%	54%	57%	61%	64%

### **ii. Erwartete Zielpfade für den sektorspezifischen Anteil an Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Zeitraum 2021-2030 in den Sektoren Strom, Wärme und Kälte, Verkehr**

Sowohl die Ausgangspunkte als auch die Entwicklungspfade des Erneuerbaren-Anteils unterscheiden sich deutlich zwischen verschiedenen Anwendungssektoren:

- **Elektrizität:** Beginnend auf anteilmäßig historisch bedingt hohem Niveau wird die erneuerbare Stromerzeugung rasch ausgebaut, nicht zuletzt, um dem Ziel der Klima- und Energiestrategie zu genügen, aber auch, um die Langfristperspektive nutzen zu können. In der

zweiten Hälfte des Jahrzehnts übersteigt die erneuerbare Stromerzeugung bereits den inländischen Bedarf und Österreich wird zum Netto-Exporteur erneuerbaren Stroms. Der frühe und rasche Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung ist die zentrale Voraussetzung, dass eine verstärkte Elektrifizierung – etwa der Stahlproduktion – nach 2030 möglich wird.

- Wärme: Beginnend mit einem Drittel, kann der Anteil erneuerbarer Energie im Wärmebereich auf über 50% angehoben werden, vor allem im Niedertemperaturbereich. Dies erfolgt durch ein Bündel von Maßnahmen (vgl. Abb. unten), vor allem durch konsequente Verbrauchsreduktion (Sanierung, hohe Neubaustandards), den Ausbau erneuerbarer Fernwärme und den konsequenten Energieträgerwechsel zu Wärmepumpen, modernen Systemen auf Basis Biomasse (Pellets), erneuerbares Gas, wobei zugleich Heizungen auf Basis fossiler Energie (Öl, Erdgas) verdrängt werden.

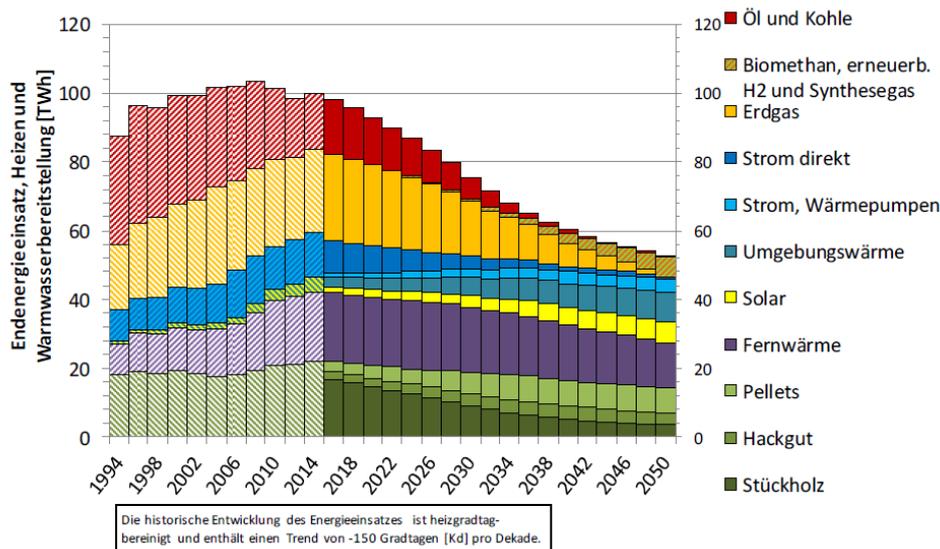


Abbildung 7: Endenergieeinsatz zum Heizen und für die Warmwasserbereitstellung.

- Transport: Der Erneuerbaren-Anteil kann – ausgehend von knapp 9% im Jahr 2016 – bis 2030 auf ein Drittel des Bedarfs angehoben werden. Neben der Verlagerung auf öffentlichen Verkehr und Elektrifizierung im Individualverkehr werden zunehmend auch moderne Biokraftstoffe, Biomethan und, wo begrenzt, erneuerbarer Wasserstoff eingesetzt.

Tabelle 3: Anteil erneuerbarer Energie in den Sektoren Elektrizität, Wärme und Transport gemäß der Erneuerbaren-Richtlinie. Quelle: Eigene Berechnungen

	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Elektrizität	72%	77%	80%	83%	87%	90%	93%	97%	100%	103%	107%	111%
Wärme und Kühlung	33%	34%	36%	38%	39%	41%	43%	45%	47%	50%	52%	54%
Transport*	9%	11%	12%	13%	15%	17%	19%	21%	24%	27%	30%	33%

\* In der Berechnung des Anteils wird keiner der von der Erneuerbaren-Richtlinie erlaubter Multiplikator angewendet.

**iii. Erwartete Zielpfade nach Technologien für erneuerbare Energie, mit denen der Mitgliedstaat jeweils auf dem Gebiet der erneuerbaren Energie den Gesamtzielpfad und die sektorspezifischen Zielpfade im Zeitraum 2021–2030 erreichen will, unter Angabe des voraussichtlichen gesamten Bruttoendenergieverbrauchs je Technologie und Sektor in Mio. t**

## **RÖE<sup>16</sup> und der geplanten installierten Gesamtleistung (aufgeschlüsselt nach neuer Kapazität und Repowering) pro Technologie und Sektor in MW**

**Anmerkung:** Abweichend von den Anforderungen werden Energiemengen in der energieträgerneutralen SI-kompatiblen und in der EU gesetzlich vorgesehenen Einheit Joule und deren Vielfachen angegeben. Es erscheint inkonsequent, virtuelle Einheiten einer veralteten Technologie als Basiswert zu verwenden.

### **Überblick**

Im Folgenden werden diese Zielpfade detailliert dargestellt. Der Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) erneuerbarer Energie, nach welchem die Anteile gemäß der Erneuerbaren-Richtlinie gemessen werden, kann dabei verschieden gegliedert werden. Die folgenden Tabellen sollen ein besseres Verständnis der Zusammenhänge ermöglichen: Tabelle 4 stellt den BEEV als Summe von Strom- und Fernwärmeerzeugung und dem Endverbrauch erneuerbarer Energie dar, während er in Tabelle 5 als Summe der Sektoren gemäß der Erneuerbare-Richtlinie präsentiert wird. Deutlich abweichend vom seitens des Bundes vorgelegten Entwurfes vom 21. November 2018 ist der EEÖ der Meinung, dass zur Beurteilung der Mittel- und Langfristpfade ausreichend Modellierungen und Analysen vorliegen. Nicht zuletzt das von einem Konsortium um das Umweltbundesamt vorgelegte „Szenario Transition“ (Umweltbundesamt 2017a) sowie tiefgreifende Analysen des Energiesektors wie die „Stromzukunft 2030“ (Haas et al. 2017) und die „Wärmezukunft 2050“ (Kranzl et al. 2018) der Technischen Universität Wien. Darüber hinaus liegen bereits seit längerem die detaillierten Potentialanalysen der erneuerbaren Energie-Technologien vor, die eine Einschätzung entlang eines sozial, ökologisch und ökonomisch bewertbaren und vertretbaren Pfades ermöglichen.

Klar ist, dass für eine langfristig sichere, saubere und leistbare Energieversorgung ein forciertes Ausbau der Erneuerbaren stattfinden muss. Der Grad der angestrebten Energieeffizienz entscheidet darüber, wie hoch dieser Anteil sein wird. Konkrete Maßnahmen sind jedenfalls unmittelbar erforderlich.

Tabelle 4: Erneuerbarer Bruttoendenergieverbrauch als Summe von Endverbrauch und Erzeugung sekundärer Energie, und Anteile, berechnet gemäß Erneuerbaren-Richtlinie. Quelle: Statistik Austria (2017), eigene Berechnungen

Angaben in PJ	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Endverbrauch	178	184	191	198	205	212	221	230	239	248	257	266
Stromerzeugung*	187	202	213	224	236	249	262	276	290	305	321	338
Fernwärmeerzgg.	40	40	42	44	46	47	49	50	52	54	55	56
<b>Erneuerbarer BEEV</b>	<b>405</b>	<b>427</b>	<b>446</b>	<b>466</b>	<b>486</b>	<b>508</b>	<b>532</b>	<b>556</b>	<b>582</b>	<b>607</b>	<b>633</b>	<b>661</b>
Gesamter BEEV	1.208	1.191	1.173	1.155	1.138	1.120	1.101	1.083	1.064	1.045	1.024	1.004
<b>Anteil erneuerbar</b>	<b>34%</b>	<b>36%</b>	<b>38%</b>	<b>40%</b>	<b>43%</b>	<b>45%</b>	<b>48%</b>	<b>51%</b>	<b>55%</b>	<b>58%</b>	<b>62%</b>	<b>66%</b>

\* Zur Berechnung des Werts für 2016 wird die Erzeugung aus Wasserkraft und Windkraft entsprechend den Normalisierungsregeln der Erneuerbare-Richtlinie normalisiert.

<sup>16</sup> Abweichend von den Anforderungen werden Energiemengen in der energieträgerneutralen SI-kompatiblen Einheit Joule und deren Vielfache angegeben, die in der EU gesetzlich vorgesehen sind.

Tabelle 5: Erneuerbarer Bruttoendenergieverbrauch als Summe der sektoralen Verbräuche, und Anteile, berechnet gemäß Erneuerbaren-Richtlinie. Quelle: Statistik Austria (2017), eigene Berechnungen

Angaben in PJ	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Strom*	187	202	213	224	236	249	262	276	290	305	321	338
Wärme	195	197	205	213	221	229	239	249	259	269	279	289
Transport	22	27	28	29	29	30	31	31	32	32	33	34
<b>Erneuerbarer BEEV</b>	<b>405</b>	<b>427</b>	<b>446</b>	<b>466</b>	<b>486</b>	<b>508</b>	<b>532</b>	<b>556</b>	<b>582</b>	<b>607</b>	<b>633</b>	<b>661</b>
Gesamter BEEV	1.208	1.191	1.173	1.155	1.138	1.120	1.101	1.083	1.064	1.045	1.024	1.004
<b>Anteil erneuerbar</b>	<b>34%</b>	<b>36%</b>	<b>38%</b>	<b>40%</b>	<b>43%</b>	<b>45%</b>	<b>48%</b>	<b>51%</b>	<b>55%</b>	<b>58%</b>	<b>62%</b>	<b>66%</b>

\* Zur Berechnung des Werts für 2016 wird die Erzeugung aus Wasserkraft und Windkraft entsprechend den Normalisierungsregeln der Erneuerbare-Richtlinie normalisiert.

## Zielfade im Strombereich

Elektrische Energie ist ein zentraler Energieträger für die Energiewende: sie spielt eine wesentliche Rolle für die Dekarbonisierung, indem sie durch die Elektrifizierung etwa des Verkehrssektors oder von Teilen der Industrie fossile Energie verdrängen kann und auch für die Sektorkopplung oder die Digitalisierung eine zentrale Rolle spielt. Entsprechend wird der Stromverbrauch sowohl in absoluten Zahlen als auch anteilmäßig steigen. Wenn auch die Verwendung von Strom häufig bereits eine Effizienzmaßnahme darstellt, wird die Steigerung der Energieeffizienz eine wichtige Aufgabe bleiben. Neben der Energieeffizienz ist aber auch die Exergieeffizienz zu beachten: Strom als exergetisch höchstwertige Energieform sollte daher bevorzugt für hochexergetische Anwendungen (Prozesswärme, industrielle Prozesse, Mobilität...) eingesetzt werden. In gut begründbaren Ausnahmefällen (Passivhaus, ...) wird elektrische Energie für Anwendungen mit niedrigen exergetischen Anforderungen, etwa für Stromdirektheizungen etc., eingesetzt werden. Konkret ermöglicht Strom nicht nur die Steigerung der Effizienz durch das Ersetzen ineffizienter fossiler Prozesse, sondern ist auch in Form von Power-to-Gas ein notwendiges Mittel, um etwa Wasserstoff herzustellen, der Industrieprozesse selbst völlig neu gestaltet.<sup>17</sup>

Ein Grundsatz des Umbaus des Stromsektors muss neben der fossilen Dekarbonisierung auch die vollständige und transparente Freiheit von Atomstromimporten sein. Im aktuellen System entsprechend der Herkunftsnachweisverordnung ist dies jedoch nicht gegeben. Im Zuge der Konsumenteninformation ist es jedoch möglich, korrigierend einzugreifen und Klarheit zu schaffen. Diesbezüglich muss das Ziel eine vollständig transparente Ausweisung von Stromimporten und entsprechende Kommunikation zu den Endkundinnen sein.

Im vorliegenden Vorschlag geht der EEÖ von einem Anstieg des Bruttostromverbrauchs von derzeit 72 TWh auf 85 TWh im Jahr 2030 aus, sein Anteil im energetischen Endverbrauch steigt von 20% auf über 25%. Ermöglicht werden soll das durch ein umfassendes „Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz“, in dem zumindest das derzeitige Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG), das Gaswirtschaftsgesetz (GWG) und das Ökostromgesetz (ÖSG) im Sinne der Dekarbonisierung und Sektorkopplung überarbeitet werden sollen.

Tabelle 6: Endverbrauch und Bruttoverbrauch an elektrischer Energie. Quelle: Statistik Austria (2017), eigene Berechnungen

Angaben in TWh	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Haushalte u. Dienstleistungen	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8
Industrie	25,7	25,7	25,8	25,9	26,1	26,2	26,3	26,4	26,5	26,7	26,8	26,9

<sup>17</sup> <https://www.h2future-project.eu/>

Landwirtschaft	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Verkehr	3,1	3,5	4,2	4,9	5,6	6,3	7,0	7,7	8,4	9,1	9,8	10,5
<b>Summe</b>												
<b>Endenergieverbrauch</b>	<b>61,9</b>	<b>62,1</b>	<b>62,9</b>	<b>63,7</b>	<b>64,6</b>	<b>65,4</b>	<b>66,2</b>	<b>67,1</b>	<b>67,9</b>	<b>68,7</b>	<b>69,5</b>	<b>70,4</b>
Verbrauch des Sektors												
Energie	7,2	7,3	7,3	7,4	7,4	7,5	7,5	7,5	7,5	7,6	7,6	7,6
Umwandlungseinsatz (für H <sub>2</sub> )	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,9	1,3	1,8	2,2	2,6
Transportverluste	3,3	3,5	3,6	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	3,9	4,0	4,0
<b>Bruttoverbrauch</b>	<b>72,4</b>	<b>72,9</b>	<b>73,8</b>	<b>74,7</b>	<b>75,6</b>	<b>76,6</b>	<b>77,9</b>	<b>79,3</b>	<b>80,6</b>	<b>82,0</b>	<b>83,3</b>	<b>84,7</b>

Der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung und das sukzessive Zurückfahren fossiler Erzeugung ist zentral für die erste Phase auf dem Weg der völligen fossilen Dekarbonisierung. So wird davon ausgegangen, dass öl- und kohlebefeuerte Kraftwerke ab 2020 nicht mehr betrieben werden, lediglich in der Stahlindustrie findet weiter Kohleverstromung statt. Es müssen dazu die vorhandenen Stromerzeugungspotenziale aller erneuerbaren Energieträger genutzt und konsequent ausgebaut werden. Das Ziel der Klima- und Energiestrategie, 2030 den gesamten Strombedarf Österreichs – mit einigen Ausnahmen – bilanziell durch erneuerbare Stromerzeugung zu decken, ist wichtig, reicht für sich genommen jedoch nicht aus, um die Stromerzeugung auf die vollständige Dekarbonisierung vorzubereiten: Entsprechend soll die Stromerzeugung rascher ausgebaut werden und bereits in der zweiten Hälfte des Jahrzehnts den inländischen Bedarf decken. Österreich wird damit einerseits zum Netto-Exporteur erneuerbaren Stroms, andererseits ist die frühzeitige starke Steigerung der Erzeugung die zentrale Voraussetzung, dass eine verstärkte Elektrifizierung – etwa der Stahlproduktion – nach 2030 möglich wird. Der Ausbaupfad der Stromerzeugung ist in Tabelle 7 dargestellt. Die Werte beziehen sich auf die im jeweiligen Jahr installierte Leistung nach Tabelle 8 und legen ein Regelarbeitsjahr zugrunde.

Tabelle 7: Stromerzeugung und erneuerbare Anteile an gesamter Stromerzeugung und am Stromverbrauch gemäß Erneuerbaren-Richtlinie. Quelle: Statistik Austria (2017), eigene Berechnungen

Angaben in TWh	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kohle	4,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Öl	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	8,6	8,6	8,1	7,6	7,0	6,5	6,0	5,5	5,0	4,5	4,0	3,4
Abfälle	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Biomasse fest	2,6	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6
Ablauge	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Deponiegas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Klär gas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biogas	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0
flüssige	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Großwasserkraft	33,8	34,7	35,2	35,6	36,1	36,5	37,0	37,4	37,9	38,3	38,8	39,2
Kleinwasserkraft	6,0	6,4	6,7	7,0	7,3	7,5	7,8	8,1	8,4	8,6	8,9	9,2
Wind	5,2	8,2	9,6	11,1	12,5	13,9	15,4	16,8	18,2	19,6	21,1	22,5
PV	1,1	2,1	2,7	3,5	4,5	5,7	7,0	8,4	9,9	11,5	13,2	15,0
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,5	1,0
<b>Erzeugung erneuerbar</b>	<b>50,8</b>	<b>56,1</b>	<b>59,1</b>	<b>62,2</b>	<b>65,6</b>	<b>69,1</b>	<b>72,9</b>	<b>76,7</b>	<b>80,7</b>	<b>84,8</b>	<b>89,2</b>	<b>94,0</b>
<b>Erzeugung gesamt</b>	<b>65,3</b>	<b>67,9</b>	<b>70,3</b>	<b>73,0</b>	<b>75,8</b>	<b>78,9</b>	<b>82,0</b>	<b>85,4</b>	<b>88,8</b>	<b>92,5</b>	<b>96,4</b>	<b>100,6</b>
<b>Anteil erneuerbar</b>	<b>78%</b>	<b>83%</b>	<b>84%</b>	<b>85%</b>	<b>87%</b>	<b>88%</b>	<b>89%</b>	<b>90%</b>	<b>91%</b>	<b>92%</b>	<b>93%</b>	<b>93%</b>
<b>Bruttoverbrauch</b>	<b>72,4</b>	<b>72,9</b>	<b>73,8</b>	<b>74,7</b>	<b>75,6</b>	<b>76,6</b>	<b>77,9</b>	<b>79,3</b>	<b>80,6</b>	<b>82,0</b>	<b>83,3</b>	<b>84,7</b>
<b>Anteil erneuerbar</b>	<b>72%</b>	<b>77%</b>	<b>80%</b>	<b>83%</b>	<b>87%</b>	<b>90%</b>	<b>93%</b>	<b>97%</b>	<b>100%</b>	<b>103%</b>	<b>107%</b>	<b>111%</b>

\* 2016: Ist-Werte, 2020 bis 2030 Regelarbeitsvermögen

\*\* Zur Berechnung des Anteils 2016 wird die Erzeugung aus Wasserkraft und Windkraft entsprechend den Normalisierungsregeln der Erneuerbare-Richtlinie normalisiert.

Der Ausbaupfad der Stromerzeugungskapazitäten ist in Tabelle 8 dargestellt. Die Werte beschreiben die im jeweiligen Jahr installierte Leistung. Neben zusätzlichen Kapazitäten werden jedoch teilweise auch bereits vorhandene Kapazitäten ersetzt werden. So werden in der Windkraft bis 2030 rund 1.000 MW im Zuge von Repowering ersetzt werden.

Tabelle 8: Zubau von Stromerzeugungskapazitäten. Quelle: eigene Berechnungen

Angaben in MW	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Biomasse fest	400	400	410	420	430	440	450	460	470	480	490	490
Biogas	120	120	130	140	150	170	180	200	220	240	260	290
Großwasserkr.	12.750	13.090	13.450	13.820	14.210	14.600	15.010	15.420	15.850	16.300	16.760	17.240
Kleinwasserkraft	1.400	1.490	1.560	1.620	1.690	1.750	1.810	1.880	1.940	2.010	2.070	2.130
Wind	2.650	3.460	3.860	4.270	4.670	5.070	5.480	5.880	6.290	6.690	7.100	7.500
PV	1.100	2.150	2.750	3.550	4.550	5.750	7.050	8.450	9.950	11.550	13.250	15.050

### Zielfade im Wärmebereich

Energiewende bedeutet ganz wesentlich auch Wärmewende, macht Wärme doch mehr als die Hälfte des gesamten Endenergiebedarfs aus und ist derzeit noch mit über 60% von fossilen Energieträgern dominiert. 60% des Wärmebedarfs gehen derzeit auf Raumwärme und Warmwasser zurück. In diesem Bereich ist es vordringlich, den Energiebedarf durch konsequente Sanierungsmaßnahmen und anspruchsvolle Neubaustandards zu senken. Durch die Umstellung von Heizsystemen auf erneuerbare Energieträger und den Ausbau und die Verdichtung von Fernwärme kann der Ausstieg aus der fossilen Versorgung bis 2030 bereits weit vorangetrieben werden.

Zusätzlich muss auch im Produktionssektor erneuerbare Energie – vor allem biogene Energieträger – etabliert werden. Die Temperaturanforderungen industrieller Prozesse sind weit gestreut und können durch eine breite Palette erneuerbarer Technologien bedient werden.

Insgesamt kann der erneuerbare Anteil im Wärmebereich (berechnet gem. Erneuerbaren-Richtlinie) von derzeit 33% bis 2030 auf über 50% angehoben werden. Das Ziel des Artikel 23 der Erneuerbaren-Richtlinie, diesen Anteil um mindestens 1,3%-Punkte pro Jahr anzuheben, wird dabei deutlich übertroffen.

Tabelle 9: Erneuerbare Wärme und Anteile am Bruttoverbrauch von Wärme gemäß Erneuerbaren-Richtlinie. Quelle: Statistik Austria (2017), eigene Berechnungen

Angaben in PJ	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Biomasse (inkl. Ablauge)	137	134	138	142	146	151	155	159	164	168	172	176
Solarthermie	8	10	10	11	11	12	12	13	14	14	15	16
Umgebungsw. + Geothermie	9	10	11	12	13	14	14	15	16	17	18	18
Biomethan	2	2	2	2	2	2	4	6	8	10	12	13
Ern. Fernwärmeerzeugung	40	40	42	44	46	47	49	50	52	54	55	56
<b>Summe erneuerbar</b>	<b>195</b>	<b>197</b>	<b>204</b>	<b>211</b>	<b>219</b>	<b>226</b>	<b>235</b>	<b>244</b>	<b>253</b>	<b>263</b>	<b>271</b>	<b>280</b>
<b>Bruttoverbrauch</b>	<b>589</b>	<b>575</b>	<b>571</b>	<b>568</b>	<b>564</b>	<b>560</b>	<b>556</b>	<b>551</b>	<b>546</b>	<b>541</b>	<b>536</b>	<b>530</b>
<b>Anteil erneuerbar</b>	<b>33%</b>	<b>34%</b>	<b>36%</b>	<b>37%</b>	<b>39%</b>	<b>40%</b>	<b>42%</b>	<b>44%</b>	<b>46%</b>	<b>48%</b>	<b>51%</b>	<b>53%</b>

Eine wesentliche Komponente dabei ist der Ausbau von Fernwärme und ihre sukzessive Umstellung auf erneuerbare Energie. Vor allem die Wärmeerzeugung in biomassebefeuerten KWK-Anlagen und Heizwerken kann deutlich ausgeweitet werden, aber auch Solarthermie und Geothermie werden zunehmend in die Fernwärmeaufbringung eingebunden.

Der erneuerbare Anteil an der Fernwärmeerzeugung kann von aktuell ca. 46% auf fast 70% angehoben werden – deutlich über das in Artikel 24 der Erneuerbaren-Richtlinie geforderte Mindestziel eines Anteilsgewinns von 1%-Punkt pro Jahr hinaus.

Tabelle 10: Fernwärmeerzeugung. Quelle: Statistik Austria (2017), eigene Berechnungen

Angaben in PJ	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kohle	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Öl	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas	31	38	36	34	32	30	28	26	24	22	20	18
Abfälle	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Biogene	39	40	41	43	44	45	47	48	49	51	52	53
Solar, Geothermie	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3
<b>Erzeugung gesamt</b>	<b>86</b>	<b>86</b>	<b>86</b>	<b>85</b>	<b>85</b>	<b>85</b>	<b>84</b>	<b>84</b>	<b>83</b>	<b>83</b>	<b>82</b>	<b>81</b>
<b>Erzeugung erneuerbar</b>	<b>40</b>	<b>40</b>	<b>42</b>	<b>44</b>	<b>46</b>	<b>47</b>	<b>49</b>	<b>50</b>	<b>52</b>	<b>54</b>	<b>55</b>	<b>56</b>
<b>Anteil erneuerbar</b>	<b>46%</b>	<b>47%</b>	<b>49%</b>	<b>51%</b>	<b>54%</b>	<b>56%</b>	<b>58%</b>	<b>60%</b>	<b>62%</b>	<b>65%</b>	<b>67%</b>	<b>69%</b>

### Exkurs: Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser

Besondere Bedeutung kommt der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in den Gebäuden aller Wirtschaftssektoren zu. Die Entwicklung bis 2030 ist geprägt von einem notwendigen Verbrauchsrückgang von über 20% und einem Rückgang des Heizölbedarfs um deutlich mehr als die Hälfte; auch die Verwendung von Erdgas sinkt deutlich. Der Anteil erneuerbarer Endenergie steigt von knapp 30 auf knapp 40%, jener von Fernwärme von einem Fünftel auf ein Viertel. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Gebäudesektors sinken damit von 2016 bis 2030 mit 3,6 Mio. t deutlich stärker als in der Klima- und Energiestrategie angestrebt. Damit werden die Technologien entwickelt, demonstriert und eingesetzt, die der Markt nicht nur österreich- sondern europa- und weltweit benötigen wird, um die Klimaziele von Paris zu erreichen.

Tabelle 11: Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser. Quelle: Statistik Austria (2017), eigene Berechnungen

Angaben in PJ	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Feste Biomasse	84	80	79	78	77	77	76	75	75	74	74	73
Erneuerbare Gase	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2
Solarthermie	8	10	10	11	11	12	12	13	14	14	15	16
Umgebungswärme	9	10	11	12	12	13	14	15	16	17	17	18
Geothermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Strom	39	35	34	33	31	30	28	27	26	24	24	24
Fernwärme	73	73	72	72	72	72	71	71	71	70	70	69
Erdgas	85	79	77	75	74	72	69	67	64	61	58	54
Kohle	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Öl	53	45	43	41	39	37	34	32	29	26	23	21
Abfälle	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>Summe</b>	<b>353</b>	<b>334</b>	<b>330</b>	<b>325</b>	<b>320</b>	<b>315</b>	<b>309</b>	<b>303</b>	<b>297</b>	<b>290</b>	<b>284</b>	<b>278</b>
<b>Summe erneuerbar</b>	<b>102</b>	<b>101</b>	<b>101</b>	<b>101</b>	<b>102</b>	<b>103</b>	<b>104</b>	<b>105</b>	<b>106</b>	<b>107</b>	<b>108</b>	<b>109</b>

### Zielfade im Transportbereich

Der Transportsektor weist derzeit mit knapp 9% im Vergleich der Anwendungsbereiche den bei weitem niedrigsten Anteil erneuerbare Energie auf. Auch hier sind verschiedene Strategien auf dem Weg der Dekarbonisierung notwendig: Vermeidung von physischem Transport, Verlagerung auf ressourceneffiziente Verkehrsträger – etwa den öffentlichen Verkehr, und die Umstellung auf effiziente, erneuerbare Energieträger (Elektrifizierung, erneuerbare Kraftstoffe).

Ausgehend von einer sukzessiven teilweisen Verlagerung des Personenverkehrs auf Gehen, Radfahren und öffentlichen Verkehr sowie einer Dämpfung der Gütertransportleistung und ihrer teilweisen Verlagerung auf die Schiene entsprechend dem Szenario „Transition“ des Umweltbundesamts (2017a) ist es möglich, bis 2030 bereits auf den Pfad einer vollständigen Dekarbonisierung – und damit vollständigen erneuerbaren Versorgung – des Verkehrssektors bis 2050 einzuschwenken.

Der Anteil erneuerbarer Energie kann bis 2030 bereits auf ein Drittel gesteigert werden, deutlich höher als das in Artikel 25 der Erneuerbaren-Richtlinie geforderte Mindestanteilsziels von 14%. Neben der Elektrifizierung vor allem im Personenverkehr werden im Güterverkehr aber auch speicherbare erneuerbare Energieträger in gasförmiger oder flüssiger Form eingesetzt werden. Es stehen dabei ausreichend inländische Potenziale zur Verfügung, den Verbrauch von Biokraftstoffen der ersten Generation richtlinienkonform ab 2019 nicht mehr auszuweiten und spätestens ab 2024 bis 2030 vollständig auslaufen zu lassen.

Tabelle 12: Erneuerbare Energie und ihr Anteil im Transportsektor gemäß Erneuerbaren-Richtlinie. Quelle: Statistik Austria (2017), eigene Berechnungen

Angaben in PJ	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Biokraftstoffe	22	27	27	27	27	27	27	27	27	26	26	26
Biomethan	0	0	1	2	2	3	4	5	5	6	7	8
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	3	4
Erneuerbarer Strom*	8	9	11	14	16	19	23	26	29	33	35	38
<b>Summe erneuerbar</b>	<b>30</b>	<b>36</b>	<b>39</b>	<b>42</b>	<b>46</b>	<b>49</b>	<b>54</b>	<b>58</b>	<b>63</b>	<b>68</b>	<b>72</b>	<b>75</b>
Bezugsbasis**	340	342	330	319	307	296	285	274	263	252	241	230
<b>Anteil erneuerbar***</b>	<b>9%</b>	<b>11%</b>	<b>12%</b>	<b>13%</b>	<b>15%</b>	<b>17%</b>	<b>19%</b>	<b>21%</b>	<b>24%</b>	<b>27%</b>	<b>30%</b>	<b>33%</b>

\* gemäß Berechnungsvorschrift der Erneuerbaren-Richtlinie wird der erneuerbare Stromverbrauch im Verkehrssektor mit dem erneuerbaren-Anteil des jeweils vorvergangenen Jahres berechnet.

\*\* Bezugsbasis ist gem. Erneuerbaren-Richtlinie der Endenergieverbrauch des Straßen- und Schienenverkehrs.

\*\*\* Für die Berechnung des Anteils werden keine der nach der Erneuerbaren-Richtlinie zulässigen Multiplikatoren verwendet.

### Exkurs: Einteilung nach wesentlichen Wirtschaftssektoren

Im Folgenden werden die oben beschriebenen Entwicklungen in der in Österreich üblichen Gliederung nach Wirtschaftssektoren dargestellt, um eine leichtere Einordnung und Anbindung an die Energiebilanz der Statistik Austria zu ermöglichen. Es gelten die obigen Aussagen.

Der Gebäudesektor ist geprägt von der fortschreitenden Reduktion des Energiebedarfs. Erneuerbare Energie und Fernwärme ersetzen zunehmend Ölheizungen, teilweise auch bereits Gasheizungen.

Tabelle 13: Endenergieverbrauch des Sektors Gebäude (Sektor „Private Haushalte“ und Sektor „öffentliche und private Dienstleistungen“). Quelle: Statistik Austria (2017), eigene Berechnungen

Angaben in PJ	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Feste Biomasse	71	68	67	66	65	65	64	64	63	63	62	62
Erneuerbare Gase	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2
Solarthermie	8	10	10	11	11	12	12	13	13	14	15	15
Umgebungswärme	8	10	10	11	12	13	14	14	15	16	17	18
Geothermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Strom	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
Fernwärme	61	61	61	61	61	61	60	60	60	59	59	58
Erdgas	68	64	62	61	60	58	56	54	52	50	47	44
Kohle	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Öl	51	44	43	41	39	37	34	32	29	26	24	21
Abfälle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Summe</b>	<b>385</b>	<b>373</b>	<b>370</b>	<b>367</b>	<b>364</b>	<b>361</b>	<b>357</b>	<b>353</b>	<b>349</b>	<b>345</b>	<b>341</b>	<b>336</b>
<b>Summe erneuerbar</b>	<b>88</b>	<b>88</b>	<b>88</b>	<b>89</b>	<b>89</b>	<b>90</b>	<b>91</b>	<b>92</b>	<b>94</b>	<b>95</b>	<b>96</b>	<b>97</b>

Durch Effizienzmaßnahmen kann auch der Energiebedarf der Industrie gedämpft werden. Es stehen auch ausreichend Potenziale und Technologien zur Verfügung, auch in diesem Sektor Ölprodukte, aber auch Erdgas zunehmend durch erneuerbare Energie – allen voran Bioenergie – zu ersetzen.

Tabelle 14: Endenergieverbrauch des Sektors Industrie. Quelle: Statistik Austria (2017), eigene Berechnungen

Angaben in PJ	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Feste Biomasse	33	35	40	45	50	54	59	64	69	74	78	83
Ablaugen	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Erneuerbare Gase	2	2	2	2	2	2	4	5	7	8	10	11
Solarthermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Umgebungswärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Geothermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Strom	93	93	93	93	94	94	95	95	96	96	96	97
Fernwärme	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	10
Erdgas	113	112	107	103	99	94	88	83	77	71	65	59
Kohle	17	16	15	15	14	14	13	13	12	12	11	11
Öl	23	23	23	22	22	22	22	21	21	21	20	20
Abfälle	13	12	12	12	12	11	11	11	11	11	10	10
<b>Summe</b>	<b>329</b>	<b>328</b>										
<b>Summe erneuerbar</b>	<b>60</b>	<b>62</b>	<b>67</b>	<b>72</b>	<b>77</b>	<b>82</b>	<b>88</b>	<b>95</b>	<b>101</b>	<b>107</b>	<b>114</b>	<b>120</b>

Vermeidung, Verlagerung, Elektrifizierung und Umstellung auf erneuerbare Kraftstoffe und Gase prägen den Endenergieverbrauch im Verkehrssektor. Darüber hinaus gehende Maßnahmen die etwa in den Bereich der Energieraumplanung, Raumplanung an sich oder regulative bzw. ordnungspolitische Maßnahmen betrifft, sind nicht Teil des vorliegenden Entwurfes, wobei außer Streit steht, dass verbrauchsreduzierende Maßnahmen ambitioniert und umfassend angegangen werden müssen.

Tabelle 15: Endenergieverbrauch des Sektors Verkehr. Quelle: Statistik Austria (2017), eigene Berechnungen

Angaben in PJ	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kohle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Öl	341	341	325	309	293	277	261	245	229	213	197	181
Erdgas	11	6	6	6	5	5	5	4	4	4	4	3
Biokraftstoffe	22	27	27	27	27	27	27	27	27	26	26	26
Biomethan	0	0	1	2	2	3	4	5	5	6	7	8
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	3	4
Strom	11	13	15	18	20	23	25	28	30	33	35	38
<b>Summe</b>	<b>386</b>	<b>387</b>	<b>374</b>	<b>361</b>	<b>348</b>	<b>335</b>	<b>322</b>	<b>310</b>	<b>297</b>	<b>285</b>	<b>272</b>	<b>260</b>
<b>Summe erneuerbar</b>	<b>22</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>29</b>	<b>30</b>	<b>31</b>	<b>32</b>	<b>34</b>	<b>35</b>	<b>36</b>	<b>37</b>

#### **iv. Erwartete Zielpfade bei Bioenergienachfrage (disaggregiert nach Wärme, Strom und Verkehr) und Bioenergieangebot (nach Rohstoffen und Quellen, heimische Produktion/Importe)**

Biomasse ist ein sehr vielfältiger Energieträger – sowohl wegen seiner breiten Rohstoffbasis, der vielen möglichen Umwandlungspfade und Endenergieträger, als auch aufgrund der Einsatzmöglichkeiten in allen Verbrauchssektoren.

Neben klassischen Pfaden wie der Nutzung fester Biomasseenergieträger (Scheitholz, Hackgut, Pellets) zur Beheizung, Strom- und Fernwärmeerzeugung und der bereits etablierten Erzeugung von Biokraftstoffen, werden zukünftig auch andere Nutzungen möglich und sukzessive eingeführt. Erneuerbare Gase auf Basis biogener Reststoffe etwa können aufgrund ihres hohen Exergiegehalts und ihrer guten Transport- und Speicherfähigkeit in Gasinfrastruktur und Fahrzeugtanks künftig in

anspruchsvolle Energieanwendungen sowohl im Transportsektor als auch in der Prozesswärme eingesetzt werden.

Tabelle 16: Bruttoendenergieverbrauch von Bioenergie in den Sektoren gem. Erneuerbaren-Richtlinie. Quelle: Statistik Austria (2017), eigene Berechnungen

Angaben in PJ	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Strom	17	17	17	18	19	19	20	21	22	23	24	25
Wärme	178	176	182	187	193	199	206	213	221	229	236	243
Transport	22	27	28	29	29	30	31	31	32	32	33	34
<b>Summe</b>	<b>217</b>	<b>220</b>	<b>227</b>	<b>234</b>	<b>241</b>	<b>248</b>	<b>257</b>	<b>266</b>	<b>275</b>	<b>284</b>	<b>293</b>	<b>302</b>

Im Folgenden werden zusammenfassend die energiebilanzkonformen Pfade des Endverbrauchs, des Umwandlungseinsatzes für Strom-, Wärme und Gasproduktion, sowie – als Summe davon – der Primärenergieträgerverbrauch biogener Energieträger dargestellt.

Der Endverbrauch biogener Energie – dominiert vom Verbrauch für Wärme – steigt bis 2030 um deutlich über 40% gegenüber dem derzeitigen Niveau. Gasförmige Biomasse kommt zunehmend für Mittel- und Hochtemperaturanwendungen zum Einsatz.

Tabelle 17: Endverbrauch biogener Energieträger. Quelle: Statistik Austria (2017), eigene Berechnungen

Angaben in PJ	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Biogene fest	112	110	114	118	122	126	130	134	138	143	147	151
Biogene flüssig	22	27	28	29	30	30	31	32	33	33	34	35
Biogene gasförmig	2	2	3	4	5	6	8	11	13	16	18	21
Biogene Ablauge	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
<b>Summe</b>	<b>161</b>	<b>164</b>	<b>170</b>	<b>175</b>	<b>181</b>	<b>186</b>	<b>194</b>	<b>202</b>	<b>209</b>	<b>217</b>	<b>225</b>	<b>232</b>
davon für Wärme	139	137	141	145	149	153	159	165	172	178	184	190
davon für Transport	22	27	29	30	32	33	35	36	38	39	41	43

Der Einsatz fester Biomasse wird vor allem in der Strom- und Wärmeerzeugung deutlich erhöht, ab Mitte der Dekade erfolgt auch der Einstieg in die Holzvergasung auf breiterer Basis. Soll vergaste feste Biomasse in Erdgasnetze eingespeist werden, sind ergänzend auch P2G-Anlagen notwendig, um das notwendig molare C:H-Verhältnis herzustellen. Hierzu ist ein strategischer Zugang zur Wasserstofferzeugung notwendig, um negative Effekte auf die Dekarbonisierung des Stromsektors zu vermeiden. Biogas wird zunehmend aufbereitet, in das Gasnetz eingespeist und in großen KWK-Anlagen effizient genutzt.

Tabelle 18: Umwandlungseinsatz biogener Energieträger. Quelle: Statistik Austria (2017), eigene Berechnungen

Angaben in PJ	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Biogene fest	65	66	68	70	71	73	77	80	84	87	89	90
Biogene flüssig	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biogene gasförmig	11	11	12	12	13	14	14	15	16	16	17	18
Biogene Ablauge	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9
<b>Summe</b>	<b>84</b>	<b>85</b>	<b>88</b>	<b>90</b>	<b>93</b>	<b>95</b>	<b>100</b>	<b>104</b>	<b>108</b>	<b>111</b>	<b>114</b>	<b>117</b>
davon für KWK	56	56	58	59	60	62	63	64	66	67	68	70
davon für Heizwerke	28	29	30	31	33	34	34	35	35	36	35	34
davon für Vergasung	0	0	0	0	0	0	2	4	7	9	11	13

Der primäre Biomasseeinsatz kann durch die Vielzahl der Einsatzmöglichkeiten bis 2030 um fast 40% ausgeweitet werden: feste Biomasse dominiert dabei nach wie vor deutlich, flüssige und vor allem gasförmige Bioenergieträger werden aber zunehmend wichtiger.

Tabelle 19: Primärenergieverbrauch biogener Energieträger. Quelle: Statistik Austria (2017), eigene Berechnungen

Angaben in PJ	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Biogene fest	177	176	182	187	193	199	207	214	222	229	236	241
Biogene flüssig	22	27	28	29	30	30	31	32	33	33	34	35
Biogene gasförmig	13	13	15	16	18	19	21	22	24	26	28	30
Biogene Ablauge	33	33	33	33	33	33	33	34	34	34	34	34
<b>Summe</b>	<b>245</b>	<b>249</b>	<b>258</b>	<b>266</b>	<b>274</b>	<b>282</b>	<b>292</b>	<b>302</b>	<b>313</b>	<b>323</b>	<b>332</b>	<b>340</b>

Es stehen ausreichend biogene Energieträger aus dem Inland zur Verfügung, um den beschriebenen Ausbau der Biomassenutzung darzustellen, Tabelle 20 zeigt einen Überblick über gegenwärtig genutzte und künftige Potenziale biogener Primärenergieträger.

Tabelle 20: Primärenergetischer Verbrauch (2016) und Potenziale (2030 und 2050) unterschiedlicher Biomassefraktionen. Quelle: Österreichischer Biomasseverband

Angaben in PJ	2016	2030	2050
<b>Abfall</b>	<b>42</b>	<b>46</b>	<b>60</b>
davon Laugen	33	34	
davon Deponiegas	0	0	
davon Klärgas	1	1	60
davon Hausmüll Bioanteil	7	6	
davon nicht Landw. Biogas	1	5	
<b>Landwirtschaft</b>	<b>43</b>	<b>86</b>	<b>205</b>
davon Biotreibstoffe	24	35	
davon Landwirtschaftliches Biogas	11	24	205
davon Kurzumtriebsholz	0	9	
davon sonstige Biogene fest	8	18	
<b>Wald und Holzwirtschaft</b>	<b>160</b>	<b>208</b>	<b>208</b>
Wald- und Holzwirtschaft (ohne Lauge)	160	208	208
davon Holzabfälle	90	116	116
<b>Gesamtsumme</b>	<b>246</b>	<b>340</b>	<b>420 bis 460</b>

## v. Weitere nationale Entwicklungspfade und Ziele, wenn verfügbar

Im Sinne einer umfassenden Dekarbonisierung des Energiesystems wird erneuerbare Energie sukzessive fossile Energie ablösen. Um zu gewährleisten, dass die vollständige Versorgung mit erneuerbarer Energie natur- und sozialverträglich erfolgt, ist es dabei zusätzlich notwendig, den gesamten Energiebedarf deutlich zu reduzieren. So ist es etwa konkret möglich und auch notwendig, den Bedarf für Heizung und Warmwasser bis 2050 zu halbieren, um ihn dann vollständig erneuerbar bereitzustellen (Kranzl et al. 2018).

Neben einer kontinuierlichen Weiterentwicklung und Markteinführung von bestehenden Technologien für Erneuerbare und Energieeffizienz sind für bestimmte Anwendungen jedoch zusätzlich Technologieänderungen notwendig, um den Umstieg auf erneuerbare Energie und damit eine Dekarbonisierung zu erreichen. Die fossile Dekarbonisierung kann nicht nur darauf aufbauen, 1:1 fossile Prozesse zu ersetzen, sondern durch ein „Neu-Denken“ der Prozesse muss der Dekarbonisierungsbedarf minimiert werden. Es ist zu erwarten, dass das daraus entstehende Know-how und die Technologien einen Vorteil für Wirtschaftsstandort und Wettbewerbsfähigkeit mit sich bringen. So ist es etwa das Ziel, die Stahlerzeugung bis 2050 auf neue Verfahren umzustellen, die den koks-basierten Hochofenprozess ablösen. Ähnliches gilt für verschiedene industrielle Prozesse in anderen Branchen. Dazu muss die Energieversorgung aber bereits bis 2030 darauf vorbereitet werden, den daraus erwartbaren hohen Bedarf an erneuerbarem Strom und erneuerbaren Gasen aufnehmen und bereitstellen zu können.

## 2.2. Zieldimension 2: Energieeffizienz

Die relativen Zielsetzungen der Klima- und Energiestrategie im Bereich der Energieeffizienz für 2030 – die Reduktion der Energieintensität um 25 - 30% gegenüber 2015 – sind unzureichend, um den Verbrauch fossiler Energie schnellstmöglich zu reduzieren und den Übergang zur erneuerbaren Versorgung zu beschleunigen. In den beschriebenen Entwicklungen wird deutlich, dass bereits bis 2030 eine deutliche Absenkung des Energieverbrauchs in absoluten Zahlen notwendig ist. Die Tabellen zeigen den notwendigen Rückgang, aufgelöst nach Sektoren und Energieträgern.

Tabelle 21: Endenergieverbrauch nach Sektoren. Quelle: Statistik Austria (2017), eigene Berechnungen

Angaben in PJ	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Haushalte u. Dienstleistungen	385	373	370	367	364	361	357	353	349	345	341	336
Industrie	329	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328	328
Landwirtschaft	22	20	20	20	20	20	19	19	19	19	19	19
Verkehr	386	387	374	361	348	335	322	310	297	285	272	260
<b>Summe</b>	<b>1.121</b>	<b>1.108</b>	<b>1.092</b>	<b>1.076</b>	<b>1.060</b>	<b>1.043</b>	<b>1.027</b>	<b>1.010</b>	<b>994</b>	<b>977</b>	<b>960</b>	<b>942</b>

Tabelle 22: Endenergieverbrauch nach Sektoren. Quelle: Statistik Austria (2017), eigene Berechnungen

Angaben in PJ	2016	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Strom	223	223	226	229	232	235	238	241	244	247	250	253
Fernwärme	73	73	72	72	72	72	71	71	71	70	70	69
Gas	192	182	176	170	164	158	150	142	133	125	116	107
Kohle	18	17	16	15	15	14	14	13	13	12	12	11
Öl	425	417	398	379	360	341	321	301	281	261	241	221
Abfälle	13	12	12	12	12	12	11	11	11	11	11	10
Biomasse (inkl. Ablauge)	137	134	138	142	146	151	155	159	164	168	172	176
Biogene fl. Treibstoffe	22	27	28	29	30	30	31	32	33	33	34	35
Solarthermie	8	10	10	11	11	12	12	13	14	14	15	16
Umgebungswärme	9	10	11	12	12	13	14	15	16	17	17	18
Geothermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomethan	2	2	3	4	5	6	8	11	13	16	18	21
Wasserstoff	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	3	4
<b>Summe</b>	<b>1.121</b>	<b>1.108</b>	<b>1.092</b>	<b>1.076</b>	<b>1.060</b>	<b>1.043</b>	<b>1.027</b>	<b>1.010</b>	<b>994</b>	<b>977</b>	<b>960</b>	<b>942</b>

Ein zukünftiges Energieeffizienzgesetz muss zumindest die Entwicklung der folgenden Endenergiemärkte bedienen, die dringend einer Unterstützung zusätzlich zu den freien Marktkräften bedürfen:

- Niedertemperatur-Wärmemarkt:
  - Sanierungsoffensive im Gebäudebereich,
  - Heizkesselservice und -austausch
- Mobilitätsoffensive
- Effizienzprogramm für die Industrie

### ***i. Österreichs indikativer nationaler Beitrag zum EU Energieeffizienzziel, samt indikativem Entwicklungspfad 2021-2030, kumulative Einsparungen 2021-2030 gemäß der neuen Energieeffizienzrichtlinie als Nachfolgerin der Richtlinie 2012/27/EU***

Die neue Energieeffizienzrichtlinie, die im zweiten Halbjahr 2018 vom europäischen Parlament beschlossen werden sollte (eine Neufassung der bis 2020 gültigen Richtlinie EED 2012/27/EU) sieht ein Energieeffizienzziel von 32,5% für 2030 auf EU-Ebene vor. Österreich hat sich im Rahmen der Klima- und Energiestrategie der Bundesregierung (#mission2030) das Ziel gesetzt, die Primärenergieintensität<sup>18</sup> um 25–30% gegenüber 2015 zu verbessern, das entspricht durchschnittlichen jährlichen Verbesserungen um 1,9 bis 2,3%. Unter realistischen Erwartungen des Wirtschaftswachstums ist damit selbst bei Einhaltung dieses Ziels keine bzw. nur eine geringe Reduktion des Primärenergieverbrauchs zu erwarten. Das Ziel der #mission2030 liegt also deutlich unter dem Energieeffizienzziel der Europäischen Union, das nach Abschluss der #mission2030 formuliert wurde. Insofern sollte in diesem Zusammenhang ebenso eine Überarbeitung und Anpassung hinsichtlich des Zielpfades bis 2030 forciert werden. Energieeffizienz muss, durch die Möglichkeiten der Sektorkopplung, durch neue technologische Lösungen, aber auch durch die konsequente, beständige Anwendung und Umsetzung bekannter Technologien und Verfahren – von der thermischen Gebäudesanierung über Contractinglösungen bis zur Energieraumplanung – bis 2030 um mindestens 35% erhöht werden. Bis 2050 muss sie den Energieverbrauch soweit reduzieren, dass die verbleibenden Verbräuche durch die vorhandenen Potenziale erneuerbarer Energie abgedeckt werden können. Der reduzierte Fokus auf Energieeffizienz kann allerdings zu Lock-in Effekten führen (Beispiel: der Ersatz einer alten durch eine neue Ölheizung). Daher muss der Grundsatz „efficiency first“ in „efficiency and renewables together“ geändert werden: es geht um die synchrone Änderung zu einem effizienten, erneuerbaren Energiesystem.

Effizienzanstrengungen sollen durch die Umsetzung der EU Energieeffizienzrichtlinie im Rahmen des Energieeffizienzgesetzes (EEffG) unterstützt werden. Die Schwerpunkte des EEffG neu sind oben skizziert.

Es genügt nicht, auf relative Indikatoren wie die Energieintensität zu setzen. Vielmehr geht es darum, absolute Einsparungen an Energie zu erzielen. Es gibt einen quasi „natürlichen“ jährlichen, durch Innovationen hervorgerufenen Effizienzgewinn von Volkswirtschaften, der durch zusätzliche Anreize wie ein Energieeffizienzgesetz noch verstärkt werden kann. Eine ausführliche Metastudie<sup>19</sup> kommt zum Ergebnis, dass – direkte und indirekte Rebound-Effekte von 20 bis 30% bereits abgezogen – in OECD-Staaten ohne zusätzliche Anreize bis 2050 jährliche Effizienzgewinne zwischen 0,7 bis 1,1% zu erwarten sind. Mit einigen Anstrengungen (Energieeffizienzgesetz) sind Einsparungen zwischen 1,4 und 2,1% jährlich möglich.

## ***ii. Indikative Meilensteine (2030, 2040, 2050) im Rahmen der langfristigen Renovierungsstrategie samt Einsparungen und zu renovierender Fläche***

Für die fossile Dekarbonisierung des Wärmemarktes ist unumgänglich, den Gebäudebestand sukzessive zu sanieren, wodurch insgesamt im Zeitraum bis 2050 eine Halbierung des Energiebedarfs für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser erreicht werden soll. Nur so lässt sich der verbleibende Wärmebedarf durch erneuerbare Energie darstellen. Dafür müssen die aktuellen Sanierungsraten, die derzeit zu einer jährlichen Einsparung von rund 700 GWh führen, in der Periode 2021 bis 2030 auf rund 1.000 GWh pro Jahr gesteigert werden. Eine weitere Steigerung auf 1.100 GWh/a muss zwischen 2030 bis 2040 erzielt werden (Kranzl et al. 2018, p 3). Die Sanierungen beinhalten die Installation von wassergeführten niedertemperaturgeeigneten Wärmeverteilsystemen, falls diese noch nicht eingebaut sind, und die Optimierung der Hydraulik.

## ***iii. Andere nationale Beiträge (langfristig, auf Sektoren verteilt), wenn verfügbar***

---

<sup>18</sup> Primärenergieverbrauch bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt

<sup>19</sup> Nadel, Steven: The Potential for Additional Energy Efficiency Savings Including How the Rebound Effect Could Affect This Potential. Curr Sustainable Renewable Energy Rep (2016) 3:35-41; DOI 10.1007/s40518-016-0044-2

### 2.3. Zieldimension 3: Sicherheit der Energieversorgung

Die Reduktion des Energieverbrauchs und der rasche Übergang auf die Versorgung mit heimischen erneuerbaren Energien trägt wesentlich zu Sicherheit und Resilienz der österreichischen Energieversorgung bei. Österreich kann bis 2030 wieder zum Netto-Stromexporteur werden – wie auch in den Jahren vor 2000. Die fortschreitende Substitution fossiler Energie vor allem in Gebäude- und Verkehrssektor reduziert die Importabhängigkeit bei Erdöl und Erdgas deutlich. Aus Sicht des EEÖ ist eine Diversifikation der Bezugsländer kein Beitrag zur Versorgungssicherheit, sondern streut das Risiko auf gleichwertig unsichere Bezugsländer unter breiterer Streuung der negativen Ein- und Auswirkungen auf diese Länder. Untenstehende Grafik zeigt deutlich, dass Österreich hochgradig von einigen wenigen Bezugsländern abhängig ist und eine Diversifikation lediglich Umschichtungen jedoch keine wesentliche Risikoreduktion bzw. Reduktion der politischen und wirtschaftlichen Abhängigkeit mit sich bringt (in Rot GUS Länder, in blau die OPEC Mitglieder).

**Top-10 Importländer von Erdöl**  
nach Ländern in Tonnen 2017

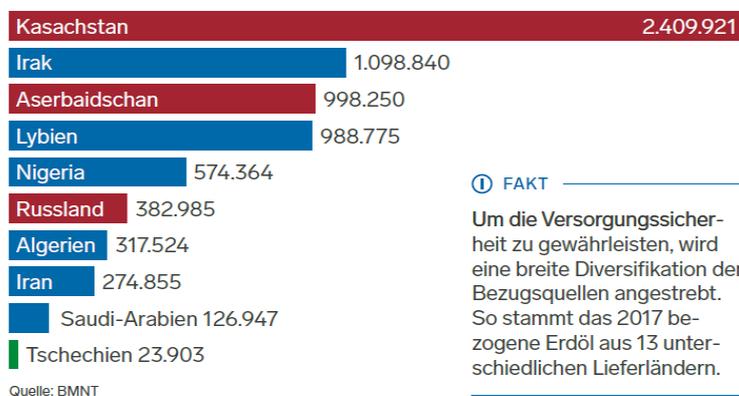


Abbildung 8 Bezugsländer für Erdölimporte Österreichs im Jahr 2017, in Rot die GUS Länder, in blau die OPEC Mitglieder. (Quelle: BMNT, 2018)

Mit dem Umstieg auf erneuerbare Energie holt sich Österreich einen Wirtschaftsbereich, der durch die Nutzung importierter fossiler Energieträger zum großen Teil „abgewandert“ ist, wieder zurück – mitsamt den Gestaltungs- und Verfügungsmöglichkeiten, Investitionen, Wertschöpfung und Arbeitsplätzen.

#### ***i. Nationale Ziele zur Diversifizierung der Energiequellen und Energieversorgung aus Drittstaaten, damit die regionalen und nationalen Energiesysteme widerstandsfähiger werden***

Der wichtigste Beitrag zur Energieversorgungssicherheit ist die Umstellung der Versorgung auf heimische erneuerbare Energieträger. Hierbei ist sowohl auf die Diversifizierung der Energiequellen als auch der –verwendung zu achten (etwa neuartige Prozesse zur Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern als Primär- oder Sekundärprodukt). Falls diese für die Versorgung Österreichs nicht ausreichen sollten, soll der Anteil erneuerbare Energie am Import maximiert werden. Die Nutzung bestehender oder neuer Infrastruktur ist dabei notwendig, sofern diese nicht zu einer Festlegung auf fossile oder nukleare Energieimporte führt.

## ***ii. Etwaige nationale Ziele für die Verringerung der Abhängigkeit von Energieeinfuhren aus Drittstaaten, damit die regionalen und nationalen Energiesysteme widerstandsfähiger werden***

Der rasche Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung erfolgt auf Basis dezentraler Erzeugung, die verstärkte Nutzung erneuerbarer Vor-Ort-Energie und Fernwärme im Bereich Raumheizung und Warmwasser stärkt ebenfalls lokale Strukturen. Beides verringert den Bedarf an fossilen Energien und reduziert damit notwendige Importe. Die Rücknahme des Anteils fossiler und die Steigerung der Anteile erneuerbarer Energieträger erhöht darüber die Diversifizierung der Energieversorgung. Relevante Ziele für Energieeinfuhren (siehe Mengengerüste oben) sind insofern neben quantitativen Zielen auch qualitative Ziele, die sicherstellen, dass die Abhängigkeit von politisch unsicheren Drittstaaten beendet wird.

## ***iii. Nationale Ziele für die Erhöhung der Flexibilität des nationalen Energiesystems, insbesondere durch die Erschließung interner heimischer Energiequellen, Laststeuerung und Energiespeicherung.***

Neben dem 100%-Ziel (national, bilanziell) für die heimische Stromerzeugung sind auch qualitative Ziele festzulegen. Grundsätzlich ist der Erhalt des derzeitigen Bestands an erneuerbaren Kraftwerken sicher zu stellen und parallel der Ausbau erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten voranzutreiben. Entsprechend den technischen Rahmenbedingungen ist der Anteil der fossilen Gasversorgung für jene Bereiche, die weiterhin aus thermischen Gründen auf Gasversorgung angewiesen sind massiv zu reduzieren. Gleichzeitig ist es sinnvoll die auf das absolute Minimum reduzierte fossile Kapazität netzdienlich vor allem im Betrieb mit Erneuerbaren zu nutzen ohne die Erzeugung erneuerbarer Energien unnötig einzuschränken. Zur Festlegung und Definition von qualitativen und quantitativen Zielen hierfür sollten grundsätzlich auf Österreich anwendbare Indikatoren transparent und nachvollziehbar erarbeitet werden.

## **2.4. Zieldimension 4: Energiebinnenmarkt**

Zur Harmonisierung und Liberalisierung des Energiebinnenmarkts der EU sind seit 1996 Maßnahmen verabschiedet worden, die Marktzugang, Transparenz und Regulierung, Verbraucherschutz, Förderung von Verbundnetzen und Versorgungssicherheit betreffen. Ziel dieser Maßnahmen ist der Aufbau eines wettbewerbsfähigeren, kundenorientierten, flexiblen und diskriminierungsfreien EU-Strommarkts mit marktorientierten Lieferpreisen. Auf diese Weise werden die Rechte einzelner Kunden und Energiegemeinschaften gestärkt und ausgeweitet, der Energiearmut wird entgegengewirkt, die Aufgaben und Verantwortlichkeiten von Marktteilnehmern und Regulierungsbehörden werden geklärt, und es wird auf die Sicherheit der Strom-, Gas- und Ölversorgung sowie den Aufbau transeuropäischer Netze für den Transport von Strom und Gas eingegangen.<sup>20</sup>

Im Zuge der Neugestaltung des Energiebinnenmarktes war die Prämisse der Europäischen Union die Umstellung des fossil-nuklear dominierten Energiesystems auf ein auf erneuerbaren Energien aufbauenden Systems.<sup>21</sup> Der überwiegende Teil der politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen im Energiebereich wird auf europäischer Ebene gesetzt. Konkrete Maßnahmen hierzu finden sich in Kapitel 3.

---

<sup>20</sup> <http://www.europarl.europa.eu/factsheets/de/sheet/45/energiebinnenmarkt>

<sup>21</sup> European Commission – Speech, Vice President Sefcovic on the “Future of the European Internal Energy Market”

#### 2.4.1. Verbundfähigkeit der Stromnetze unter Berücksichtigung der Interkonnektivitätsziele auf EU Ebene

Das Interkonnektivitätsziel von 15% der Stromerzeugungskapazität pro Mitgliedsland ist in Österreich gegeben. Ziel muss jedoch sein, nicht nur die physikalische Kapazität zu gewährleisten, sondern auch sicher zu stellen, dass diese Konnektivität mit anderen europäischen Ländern nicht zu einer Einschränkung der heimischen Erzeugung führt. Analysen aus Deutschland zeigen hohe Anteile fossiler bzw. nuklearer Kapazität, die trotz Netzengpässen weiterhin Strom erzeugen und so hohe Exporte verursachen. Im Zuge eines nationalen Klima- und Energieplanes muss evaluiert werden, ob das Konnektivitätsziel und die Grenzbewirtschaftung Nachteile für die Erzeugung erneuerbarer Energien hat und ob hier neue quantitative Ziele eingeführt werden müssen, um keine anderen Ziele zu gefährden.

#### 2.4.2. Ausbau der Energieübertragungsinfrastruktur im Sinne der Energieunion, einschließlich der Darstellung von Projekten im gemeinsamen Interesse (PCI's), soweit gegeben

Der Ausbau der Energieübertragungsinfrastruktur darf keine negativen Auswirkungen auf den Ausbau und den Betrieb heimischer erneuerbarer Energien haben. Darüber hinaus ist sicher zu stellen, dass der Ausbau fossiler Infrastruktur nicht zu einem Lock-in veralteter Technologie führt, insbesondere da PCI Projekte eine öffentliche Förderung darstellen und Förderungen für fossile Energien eingestellt werden müssen.

***i. Zentrale Vorhaben für die Stromübertragungs- und Gasfernleitungsinfrastruktur sowie etwaige Modernisierungsvorhaben, die für die Verwirklichung der Ziele und Vorgaben im Rahmen der fünf Dimensionen der Strategie für die Energieunion notwendig sind***

***ii. Etwaige wichtige geplante Infrastrukturprojekte, die keine Vorhaben von gemeinsamem Interesse sind***

#### 2.4.3. Marktintegration

Zur Diskussion über Ziele für die Marktintegration müssen neben der Zieldefinition von Erzeugungsmengen erneuerbarer Energien auch die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen und Ziele adäquat gesetzt sein. Entsprechend den Ausführungen der europäischen Kommission ist mangels eines funktionierenden Marktsystems vorab ein einheitliches Bild der Märkte zu definieren, die Österreich schaffen und bedienen will. So ist ein Zielmodell für den österreichischen Energiemarkt zusammengesetzt aus Subzielen im Zuge der Sektorkopplung und den Einflüssen der Vorgaben der europäischen Marktdesign-Verordnung und Richtlinie (zu Redaktionsschluss noch nicht finalisiert) zu entwickeln. Grundprämissen einer Zieldefinition müssen sein:

- 1) Maximierung des Anteils erneuerbarer Energien am Verbrauch
- 2) Sicherstellung der Beteiligungsmöglichkeit von erneuerbaren Energien an Systemdienstleistungen. Verbessert die Möglichkeiten für erneuerbare Energien zur Teilhabe am Stromsystem – Frontrunner im Umbau des Strommarktes:<sup>22</sup>
  - a. Reform des Regulenergiemarktes bis Ende 2019: kürzere Lieferfristen (bis kurz vor Lieferung), kleinere Angebotsgrößen (aggregierte Anbieter können Größen unter 1 MW aggregieren), kürzere Produktzeitscheiben (Ziel: 15 Minuten), progressivere Besicherung

---

<sup>22</sup> Agora Energiewende (2018); Toolbox für die Stromnetze – Für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien und für das Engpassmanagement

- b. Redispatch: transparente Redispatchbedingungen für alle Marktteilnehmer, transparente Darstellung der notwendigen Eingriffe und deren Begründung, Einführung reaktiver Redispatches durch automatisierte Netzsteuerung
  - c. Verkürzung der Handelsfristen: das Ziel der Handelsfristen muss bei 15 Minuten vor Erzeugung liegen
  - d. Innovative Märkte für Systemdienstleistungen im Verteilnetz (Blindleistung, Nutzung von Stromspeichern, aktiven Nutzern, etc.)
  - e. Ermöglichung von Mikronetzen (unabhängig vom Netzeigentümer) und grundstücksunabhängigen Zusammenschlüssen von mehreren Haushalten, was auch die Erzeugung durch private Stromerzeuger und anderen Nutzern einschließt
  - f. Flexibilisierung der rohstoffgetriebenen Erzeugung – mehr Möglichkeiten zur Verschiebung der Erzeugung bei rohstoffgetriebenen und speicherbaren Erzeugungstechnologien ohne Verlust der Förderung
- 3) Maximierung des Anteils erneuerbarer Energien in allen Marktsegmenten (d.h. Strommarkt, Regelenenergiemarkt, Gasmarkt, ...)
- 4) Quantifizierung von Einschränkungen erneuerbarer Energien (im Strombereich) durch internationale Lastflüsse aber auch durch (noch) nicht funktionierende Rahmenbedingungen am Strommarkt.

***i. Nationale Ziele für andere Aspekte des Energiebinnenmarkts wie Erhöhung der Systemflexibilität, insbesondere im Zusammenhang mit der Förderung wettbewerbsbestimmter Strompreise im Einklang mit den einschlägigen sektorspezifischen Rechtsvorschriften, Marktintegration und -kopplung zur Steigerung der handelbaren Kapazität bestehender Verbindungsleitungen, intelligente Netze, Aggregation, Laststeuerung, Speicherung, dezentrale Erzeugung, Mechanismen für die Einsatzplanung, Redispatch und Einspeisebeschränkung von Erzeugungsanlagen sowie Preissignale in Echtzeit, mit einem Zeitplan für die Verwirklichung der Ziele***

s.o.

***ii. Nationale Ziele (wenn gegeben) in Bezug auf nicht-diskriminierenden Zugang von Erneuerbaren, Nachfrigesteuerung und Speicherung, einschließlich eines indikativen Zeitplans für die Verwirklichung der Ziele***

- Reform des Regelenenergiemarktes bis Ende 2019: kürzere Lieferfristen (bis kurz vor Lieferung), kleinere Angebotsgrößen (aggregierte Anbieter können Größen unter 1 MW aggregieren), kürzere Produktzeitscheiben (Ziel: 15 Minuten), progressivere Besicherung
- Redispatch: transparente Redispatchbedingungen für alle Marktteilnehmer, transparente Darstellung der notwendigen Eingriffe und deren Begründung, Einführung reaktiver Redispatches durch automatisierte Netzsteuerung
- Verkürzung der Handelsfristen: das Ziel der Handelsfristen muss bei 15 Minuten vor Erzeugung liegen
- Innovative Märkte für Systemdienstleistungen im Verteilnetz (Blindleistung, Nutzung von Stromspeichern, aktiven Nutzern, etc.)
- Ermöglichung von Mikronetzen (unabhängig vom Netzeigentümer) und grundstücksunabhängigen Zusammenschlüssen von mehreren Haushalten, was auch die Erzeugung durch private Stromerzeuger und anderen Nutzern einschließt
- Flexibilisierung der rohstoffgetriebenen Erzeugung – mehr Möglichkeiten zur Verschiebung der Erzeugung bei rohstoffgetriebenen und speicherbaren Erzeugungstechnologien ohne Verlust der Förderung

**iii. Nationale Ziele (wenn gegeben), mit denen sichergestellt wird, dass die Verbraucher am Energiesystem und an den Vorteilen aus der Eigenerzeugung aus neuen Technologien – z. B. intelligenten Stromzählern – teilhaben**

Derzeit keine quantifizierbaren Ziele bekannt.

**iv. Nationale Ziele für die Sicherstellung der Angemessenheit des Elektrizitätssystems und der Flexibilität des Energiesystems im Hinblick auf die Gewinnung von Energie aus erneuerbaren Quellen mit einem Zeitplan für die Verwirklichung der Ziele**

Derzeit keine quantifizierbaren Ziele bekannt.

**v. Nationale Ziele (wenn gegeben) zum Schutz der Energieverbraucher und zur Verbesserung des Wettbewerbs bei Energiehändlern**

Derzeit keine quantifizierbaren Ziele bekannt.

2.4.4 Nationale Ziele zur Vermeidung von Energiearmut (einschließlich Zeitplan zur Umsetzung), soweit anwendbar

Derzeit keine quantifizierbaren Ziele bekannt.

## **2.5. Zieldimension 5: Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit**

### **i. Nationale Strategien und Finanzierungsziele (öffentlich und privat, soweit verfügbar) in Bezug auf Forschung und Innovation im Energiebereich**

#### **ii. Nationale 2050 Strategien in Bezug auf die Förderung von „saubere Energie-Technologien“, soweit verfügbar**

Das von der Bundesregierung festgelegte Ziel der fossilen Dekarbonisierung der österreichischen Volkswirtschaft bis 2050 wird vollinhaltlich unterstützt. Eine langfristig angelegte Forschungs-, Technologie- und Innovationspolitik ist erforderlich, um notwendige Technologien mit hohem Anteil österreichischer Wertschöpfung und Beschäftigung zur Verfügung zu haben und soziale wie institutionelle Innovationen umsetzen zu können.

#### **iii. Nationale Ziele zur Wettbewerbsfähigkeit, soweit gegeben**

Dekarbonisierung bedeutet neben der Umstellung der Energieversorgung von fossilen auf erneuerbare Energien auch eine Neuausrichtung von Teilen der österreichischen Wirtschaft: effiziente und erneuerbare Energietechnologien müssen als industrie- und wirtschaftspolitische Chance gesehen und die Transformation von nicht zukunftsfähigen Branchen (z.B. Mineralölwirtschaft, Herstellung von Verbrennungskraftmaschinen etc.) gezielt angereizt und unterstützt werden. Das sorgt für nachhaltige, langfristige Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Volkswirtschaft.

## 3. Politiken und Maßnahmen

### 3.1. Dimension 1: Dekarbonisierung

#### 3.1.1. Treibhausgasemissionen und Kohlenstoffbindung

#### ***i. Politiken und Maßnahmen zur Erreichung der Ziele nach Effort Sharing- und Landnutzungs-Verordnung (unter Berücksichtigung aller wesentlichen Sektoren, mit Ausblick auf Langfristzielsetzungen nach dem Abkommen von Paris)***

#### ***ii. Regionale Zusammenarbeit in diesem Bereich (soweit relevant)***

Die Ergebnisse der zu Redaktionsschluss noch nicht abgeschlossenen Diskussionen zur Neugestaltung des EU Energiebinnenmarktes vorwegnehmend ist im Bereich der regionalen Kooperation vor allem in zwei Bereichen relevant:

- Versorgungssicherheit
  - Ausstieg aus fossiler Must-run Kapazität: Versorgungssicherheit darf nicht zur Begründung der Förderung unnötiger fossiler Kraftwerke herangezogen werden. Insbesondere bei der Betrachtung der notwendigen Erzeugungskapazitäten aber auch der Stromnetze sind grenzüberschreitende Berechnungen anzustellen, die den Bedarf fossiler Kraftwerke soweit nicht durch erneuerbare Energien substituierbar minimieren.
  - Umfangreiche Anpassung bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen und progressive Koppelung der Länder: Systemdienstleistungen zur Versorgungssicherheit können von erneuerbaren Energien bereitgestellt werden. Koppelungen unterschiedlicher Länder müssen zu einer Verbesserung der Systemsicherheit und Etablierung diesbezüglich höherer Standards führen.
- Gemeinsame Entwicklung und Koppelung der Strommärkte: Die Kooperation von EU Mitgliedsstaaten muss insbesondere aufgrund der zentralen Lage Österreichs vorangetrieben werden. Österreich muss sich hier aktiv auch im Sinne der heimischen Transformation des Energiesystems in Prozessen und Gremien wie dem Pentalateralen Forum einbringen und bilaterale Kooperationen aufsetzen, die die Dekarbonisierung voranbringen und Diskussionen etwa über eine faire CO<sub>2</sub>-Bepreisung beginnen.

#### ***iii. Finanzierungsmaßnahmen (national und EU), soweit anwendbar***

### Ökosoziale Steuerreform

Eine ökosoziale Komponente der Besteuerung wird von den meisten Experten empfohlen. Es gibt dazu eine Fülle von Vorschlägen für ihre Implementierung. Die praktische Einführung geht über eine steuerliche Entlastung erwünschter volkswirtschaftlicher Effekte (wie der menschlichen Arbeitskraft, erneuerbaren Energieträgern und produzierender Unternehmen), wofür im Gegenzug volkswirtschaftlich unerwünschte Effekte (z.B. die Emissionen aus fossiler Energienutzung) durch Besteuerung unattraktiver gemacht werden.

Mit Hinblick auf den Energiemarkt würde dies zu einer deutlichen Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energieträger führen und zusätzliche heimische

Wertschöpfung sowie Arbeitsplätze schaffen. Eine ökosoziale Steuerentlastung stellt ein Kernelement einer sinnvollen Transformation der österreichischen Volkswirtschaft dar, indem sie zielkongruente Rahmenbedingungen ermöglicht.

### **Kontinuität der Förderungen:**

Die Finanzierung von Maßnahmen wie beispielsweise dem Ersatz von Ölheizungen, Investitionsförderungen für Wärmeversorgungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energie etc. muss auf einer langfristigen nachhaltigen Grundlage ruhen, welche die Perspektive der vollständigen Transformation des Marktes berücksichtigt. Eine Stop- und Go Politik wie etwa bei der Ökostromförderung führt neben dem ineffizienten Mitteleinsatz auch zu problematischen Arbeitsmarkteffekten und mangelnder Entwicklung von Unternehmen. Investitionen von Unternehmen und der Aufbau von Know-how wird so mittel- bis langfristig verzögert oder sogar verhindert. Es ist kontraproduktiv für die zu erreichenden Ziele der Energiewende, wenn die finanziellen Fördermittel jeweils nach kurzer Frist erschöpft sind und die Investitionen daher jährlich nach wenigen Wochen zum Erliegen kommen und auf das nächste Jahr verschoben werden, weil keine Fördermittel mehr zur Verfügung stehen. Ein indirektes Finanzierungsmittel ist also die Sicherstellung einer langfristig sicheren Transformation.

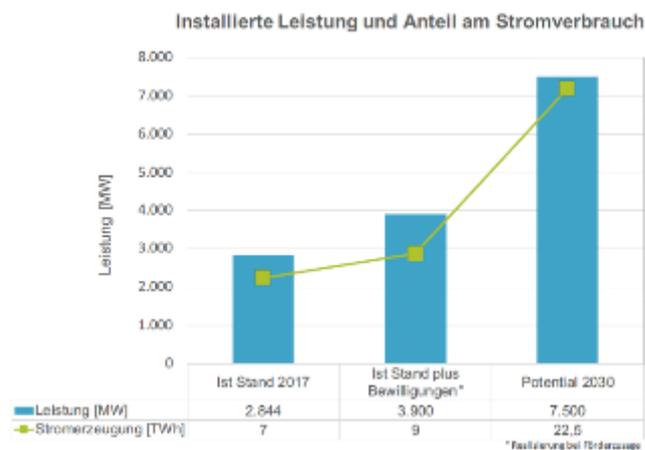
### **Schaffung eines Transformationsfonds**

Erneuerbare Energie Österreich schlägt eine Ressourcenabgabe in der Höhe von 1 Cent/kWh für in Österreich geförderte fossile Primärenergie vor. Die Einnahmen sollen zur Finanzierung der Umstellung der Wärmeversorgung auf erneuerbare Energie dienen, zur beschleunigten Sanierung des Hausbestandes und für ökologische Ausgleichsmaßnahmen. Betroffen ist § 69 des Mineralrohstoffgesetzes (MinroG). Gemäß § 69 (4) MinroG kann der Bundesminister für Nachhaltigkeit und Tourismus im Einvernehmen mit dem Bundesminister für Finanzen Zuschläge zum Förderzins verordnen, wenn das zum Schutz volkswirtschaftlich bedeutender Belange erforderlich ist.

## 3.1.2. Erneuerbare Energie

### ***i. Politiken und Maßnahmen zur Erreichung des nationalen Beitrags zum verbindlichen EU 2030 Ziel (einschließlich sektor- und technologiespezifischen Maßnahmen, soweit anwendbar)***

## Windkraft



2017 wurden im Rahmen des ÖSG 5,7 TWh Windstrom bei der OeMAG eingespeist (exklusive Anlagen außerhalb des ÖSG). Die Ende 2017 errichtete Kapazität von 2.844 MW Windkraft kann in einem Regeljahr rund 7 TWh Strom erzeugen. Die derzeit bewilligten Projekte, die bereits Förderverträge besitzen inklusive jene, die bereits vollständig genehmigt sind und noch eine Förderzusage benötigen, umfassen zusätzlich rund 1.000 MW,

was insgesamt ein Erzeugungspotential von 9 TWh jährlich ergibt. Für die Erreichung des Ziels einer Stromproduktion von 22,5 TWh/Jahr im Jahr 2030 ist ein Netto-Neuzubau (das heißt Anlagenzubau abzüglich des Abbaus älterer Anlagen) von rund 500 MW pro Jahr bis 2030 notwendig.

### Ziele im Energiegesetz

- Ausbau von rund 500 MW Windkraft/Jahr, um eine Erzeugung von 22,5 TWh/Jahr in 2030 zu erreichen

## Biomasse

Die Stromerzeugung auf Basis fester Biomasse leistet mit etwa 4.000 GWh Strom pro Jahr einen wichtigen Beitrag zum österreichischen Strommix. Zum ersten Quartal 2018 hatten 137 Anlagen mit einer Engpassleistung von 312 MW ein aufrechtes Vertragsverhältnis mit der OeMAG. Im Jahr 2017 wurden von diesen Anlagen 2.000 GWh Ökostrom zu einem Durchschnittstarif von 13,16 Cent/kWh eingespeist. Die Summe der Ökostromvergütung betrug 2017 263 Millionen Euro. Mit einem Anteil von ca. 20% an der in sonstigen Ökostromanlagen produzierten Strommenge und 1/3 der erneuerbaren Fernwärmeproduktion (3.700 GWh/a, ca. 15% der gesamten Fernwärmeproduktion) ist die Energieerzeugung aus fester Biomasse die quantitativ bedeutendste aller geförderten Ökostromtechnologien. Die durchschnittliche Vollbetriebsstundenzahl von über 6.500 Stunden zeigt, dass die Ökostromerzeugung auf Basis fester Biomasse einen stabilen und vor allem planbaren Beitrag zur Deckung des heimischen Strombedarfs leistet. Die Ökostromanlagen auf Basis fester Biomasse sichern etwa 6.400 Vollzeitarbeitsplätze und sparen 3 Millionen Tonnen THG pro Jahr ein.<sup>23</sup>

Zur Erreichung der Klima- und Energieziele ist der Erhalt der bestehenden Anlagen und der moderate Ausbau der Stromerzeugung aus fester Biomasse (+1.000 GWh) notwendig. Folgender Punkt muss daher im Fokus der kurzfristigen Planung stehen: Ein sofortiger Handlungsbedarf zur Absicherung des bestehenden Anlagenparks durch eine Übergangslösung bis zum Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes

<sup>23</sup> AEA (2017): Volkswirtschaftliche Bedeutung von Ökostromanlagen auf Basis fester Biomasse in Österreich

## Ziele im Energiegesetz

- Erhalt der Bestandsanlagen bis zum Ende ihrer technischen Lebensdauer
- Ausbau der Energieerzeugung auf Basis fester Biomasse um 1.000 GWh Strom und 3.000 GWh erneuerbare Wärme
- Flexibilisierung der Erzeugung und des Rohstoffeinsatzes

## Biogas

2017 wurden rund 0,6 TWh Strom aus Biogas erzeugt. Das Ziel bis 2030 liegt bei 1,7 TWh Verstromung von Biogas und Biomethan. Die Rohstoffaufbringung kann dabei überwiegend aus organischen Abfällen und Nebenprodukten der Landwirtschaft sichergestellt werden. Als flexible Erzeugung mit im Vergleich der erneuerbaren Technologien derzeit höchsten Vollaststunden kann Biogas erhebliche Beiträge zur Ökologisierung und Sicherheit unseres Energiesystems leisten. Bei entsprechender Ausgestaltung kann Biomethan nach saisonaler Zwischenspeicherung in der bestehenden Infrastruktur (beispielsweise Gasspeicher) die bestehenden Groß-KWK Anlagen (4,5 GW<sub>el.</sub> installierter Leistung), 270 h erneuerbar befeuern und so z.B.: in kalten Winterperioden wesentlich zur Versorgungssicherheit beitragen. Kleinanlagen mit hoch effizienter KWK Anwendung sollen hingegen auch in Zukunft direkt vor Ort die regionalen Netze stützen.

## Ziele im Energiegesetz

- Ausbau der Biogaskapazitäten um 1,1 TWh bis 2030 – insgesamt mögliche Jahresarbeit 2030
  - 0,5 GWh vor Ort Anwendung
  - 1,2 TWh nach der Durchleitung und Zwischenspeicherung im Gasnetz
- Erhalt bestehender hocheffizienter Anlagen
- Schaffung der Rahmenbedingungen, dass Biogas zur Versorgungssicherheit beitragen kann

## Photovoltaik

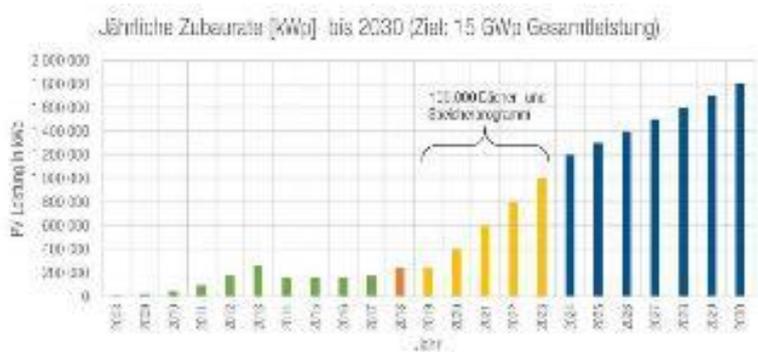


2017 gab es in Österreich erstmals seit drei Jahren einen relevanten Anstieg der neu installierten PV-Leistung. Es wurden Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von 172.479 kW<sub>peak</sub> und autarke Anlagen mit einer Gesamtleistung von 476 kW<sub>peak</sub> installiert, was einer Steigerung von 11,0% entspricht (verglichen mit dem Vorjahr). Die Stromproduktion aus PV-Anlagen ergab 2017 1.269 GWh. Etwa 0,57 TWh wurden über

das Ökostromgesetz gefördert.<sup>24</sup> Insgesamt soll die Stromproduktion aus Photovoltaik bis zum Jahr 2030 auf 15 TWh/a ausgebaut werden. Bei einer durchschnittlichen Erzeugung von 1.000 Vollbetriebsstunden pro Jahr entspricht das einer installierten Leistung von 15 GW.

<sup>24</sup> Biermayr et. al (2018); Innovative Energietechnologien in Österreich; Bundesministerium für Verkehr, Infrastruktur und Technologie

Laut der Roadmap Photovoltaik<sup>25</sup> liegt das bis 2050 realisierbare Flächenpotential bei mindestens 230 km<sup>2</sup> (170 km<sup>2</sup> Dachfläche und 60 km<sup>2</sup> Fassaden). Nicht enthalten sind hier ökologisch geringwertige Flächen wie Mülldeponien bzw. Freiflächen, die zusätzlich zur bestehenden Nutzung mit Photovoltaik ausgestattet



werden können. Zur Erreichung der Ausbauziele müssen vor allem auch großflächige PV-Anlagen, auch abseits von Gebäuden errichtet werden. Trotz hohem Dachpotenzial wird es nicht immer möglich sein, Dächer vollständig zu nutzen. Dank der mittlerweile ausgeklügelten Nutzungskonzepte bringt der Einsatz von PV-Anlagen auf Freiflächen vielfältige positive Nebeneffekte. Die Betrachtung von qualifizierten Freiflächen muss wieder größere Bedeutung gewinnen und eine Fördermöglichkeit für diese Flächen muss geboten werden. Die installierte Leistung muss sich also im Zeitraum 2018-2030 mehr als verzehnfachen. Zum Vergleich dazu wurden weltweit im Jahr 2017 rund 100.000 MW installiert, in Europa knapp 9.000 MW. Als größtes Land hat die Türkei 1.790 MW installiert.

## Zubauraten

Aus dem definierten Ziel, 2030 eine PV-Leistung von 15 GW<sub>peak</sub> bereitzustellen, lässt sich für den Zielkorridor ein jährlicher PV-Zubau ableiten. Eine stetig steigende Zubaurate ist notwendig. Der moderate Zubau in den Anfangsjahren erklärt sich dadurch, dass mit einer Lernphase und einem Aufbau der entsprechenden Errichtungskapazitäten zu rechnen ist. Ab 2023 sind hohe jährliche Zubauraten notwendig. Beginnend mit einem Zubau von 240 MW im Jahr 2019, steigt der jährliche Zubau auf 1.800 MW im Jahr 2030 an. Dabei ist der Anstieg in den Jahren ab 2020 ausgeprägter (+200 MW Mehrzubau im Vergleich zum Vorjahr), während der Zubau in den Jahren ab 2025 weniger stark ausfällt (+100 MW Mehrzubau als im Vorjahr). Einen Teilbereich des Ziels „100% sauberer Strom“ stellt das 100.000 Dächer- und Speicherprogramm dar. Der Name des Programms ist dabei als Synonym für die PV- und Speicherentwicklung zu sehen, unabhängig von der Anbringungsart und der Stückzahl. Das Programm ist in der laufenden Regierungsperiode anzusetzen, mit einem Start 2019 und einer Laufzeit bis 2023. Damit wird eine Zubauleistung von ca. 3,04 GW<sub>peak</sub> pro Jahr ermöglicht.

Jahr	jährliche Zubaurate [kWp]	Wachstum kumuliert [kWp]	Produzierte kWh
2017	175.000	1.261.179	1.198.120.050
2018	240.000	1.501.179	1.501.179.000
2019	240.000	1.741.179	1.741.179.000
2020	400.000	2.141.179	2.141.179.000
2021	600.000	2.741.179	2.741.179.000
2022	800.000	3.541.179	3.541.179.000
2023	1.000.000	4.541.179	4.541.179.000
2024	1.200.000	5.741.179	5.741.179.000
2025	1.300.000	7.041.179	7.041.179.000
2026	1.400.000	8.441.179	8.441.179.000
2027	1.500.000	9.941.179	9.941.179.000
2028	1.600.000	11.541.179	11.541.179.000
2029	1.700.000	13.241.179	13.241.179.000
2030	1.800.000	15.041.179	15.041.179.000

<sup>25</sup> Fechner et. al (2017); Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich; BMVIT

## Kleinwasserkraft

2016 wurden 6,25 TWh Strom in über 3.600 Kleinwasserkraftwerken unter einer Engpassleistung von 10 MW erzeugt. 1,6 TWh wurden im Rahmen des ÖSG gefördert und bei der OeMAG eingespeist, die restlichen rund 4,65 TWh sind nicht Bestandteil des ÖSG und werden aktuell frei am Markt verkauft. Hier eingerechnet ist nicht der Eigenverbrauchsanteil von rund 10-20%. Das Ziel ist, bis 2030 insgesamt rund 9,4 TWh Strom pro Jahr aus Kleinwasserkraft zu erzeugen. Ein wesentliches Potential liegt im Bereich der Modernisierung und Erweiterung von bestehenden Anlagenstandorten. Diese Modernisierungen geschehen häufig Hand in Hand mit den aufgrund der EU Wasserrahmenrichtlinie geforderten ökologischen Verbesserungen und bringen in solchen Fällen teilweise den Vorteil mit sich, dass damit verbundene Verluste durch Modernisierungsmaßnahmen kompensiert werden können. Es wäre sowohl aus Sicht der Ziele zum Ausbau von Ökostrom als auch hinsichtlich ökologischer Zielvorgaben kontraproduktiv, die Schöpfung dieser Potentiale durch Ausschreibeverfahren zu blockieren. Im Sinne von effizienter Stromproduktion sollte vielmehr danach gestrebt werden, Revitalisierungspotentiale möglichst vollständig zu realisieren (es ist eine geringere Umsetzungsrate bei Ausschreibungen zu erwarten).

Ziel im Energiegesetz

- Steigerung der Wasserkrafterzeugung in Kleinwasserkraftwerken unter 10 MW auf 9,4 TWh/a

## Geothermie

Die Geothermie führt in Österreich derzeit noch ein Schattendasein. Dies ist nur zum Teil fehlenden technischen Potenzialen geschuldet. Um geothermische Ressourcen zu Reserven zu wandeln und letztlich zu nutzen, erscheint es notwendig, einige Anpassungen vorzunehmen:

- „Non recourse“ geförderte Kredite für Investitionen sowie Tilgungszuschüsse für Anlagen mit einer Bohrtiefe von über 1.000 m (der Fördergeber verzichtet auf den geförderten Teil des Kredites, wenn eine Bohrung nicht fündig wird.).
- Novellierung des MinroG (Mineral-Rohstoffgesetz) hinsichtlich der tiefen Geothermie: Aufnahme der geothermischen Energie (Erdwärme) als eigene Ressource „bergfreier Bodenschatz“ in das MinroG, somit Gleichstellung mit anderen „Ressourcen“.
- Einführung eines Konzessions-Systems für Erdwärme (ähnlich wie für Öl und Gasgewinnung in Österreich), welche den ganzen Prozess von der Aufsuchung bis zur Gewinnung/Nutzung umfasst.
- Aufbau einer Interessensvertretung analog zu jenen der anderen erneuerbaren Energieträger.

Durch die Novellierung des MinroG würde es zu einer Verwaltungsvereinfachung und der deutlichen Beschleunigung der Verfahren durch Reduktion auf eine zuständige Behörde kommen. Einfachere rechtliche Rahmenbedingungen ermöglichen zudem raschere und zielgerichtete Investitionen.

## Wärmestrategie:

Der notwendige Systemwechsel zur Nutzung erneuerbarer Energieträger im Wärmemarkt kann nur durch bewusste aktive Gestaltung dieses Marktes rechtzeitig realisiert werden. Dafür sind zumindest die folgenden Maßnahmen notwendig:

### **1. Transformation braucht unterstützende Sanierungsstrategie des Gebäudebestandes**

Der Energiebedarf für Heizen und Warmwasserbereitung kann bis 2050 durch erneuerbare Energie gedeckt werden, wenn es durch eine Sanierungsoffensive im Gebäudebereich gelingt, den entsprechenden Endenergieeinsatz bis dahin etwa zu halbieren.

### **2. Heizungsbestand überprüfen und sanieren**

Notwendig ist der Aufbau eines Systems zur regelmäßigen Überprüfung von Heizungsanlagen, und zwar sowohl der Wärmeerzeuger selbst als auch der Wärmeverteilungssysteme und der Erfassung der Heizanlagen in einer bundesweiten Datenbank.

### **3. Heizungsbestand umstellen auf erneuerbare Wärmeversorgung**

Alte fossile Heizanlagen sollen auf moderne Systeme auf Basis erneuerbarer Energie umgestellt werden. Eine große Herausforderung ist der Bestand an Heizanlagen auf Basis fossiler Energieträger.

### **4. Geothermie, Solarthermie**

Für den Ausbau der Geothermie sind einige legislative Hürden zu beseitigen. Die Solarthermie soll verstärkt in Fernwärmesystemen und in der Industrie genutzt werden.

### **5. Elektrische Energie für den Niedertemperatur-Wärmemarkt**

Elektrische Energie im Niedrigtemperaturbereich wird insbesondere durch den verstärkten Einsatz der Wärmepumpentechnologie intelligent und effizient eingesetzt werden.

### **6. Bioenergie**

Ein etwa gleich hoher Anteil an beheizter Gebäudefläche wie durch Wärmepumpen soll durch den Einsatz von Pellets, Hackgut und durch biomassebefeuerte Fernwärmesysteme erfolgen.

### **7. Verteilungspolitik, Energiearmut**

Der gesamte Umbau des Niedertemperatur-Wärmemarktes muss auch unter Berücksichtigung verteilungspolitischer Gesichtspunkte geschehen.

### **8. Unterstützende Maßnahmen sind unverzichtbar, und zwar zumindest**

Maßnahmen im Bereich der Raumplanung, Anpassungen im Miet- und Wohnungseigentumsrecht, ökosoziale Steuerentlastung, Unterstützung durch das Energieeffizienzgesetz usw.

## ***ii. Regionale Zusammenarbeit in diesem Bereich (soweit relevant) sowie – optional – Abschätzung der Überschussproduktion an Energie aus erneuerbaren Energieträgern, die an andere Mitgliedstaaten transferiert werden kann.***

Ausgehend vom Anteil von 111% erneuerbarer Energien im Strombereich ist davon auszugehen, dass Österreich vom Stromimporteure zum Exporteur wird. Durch die vorliegenden Planungen der Industrie aber auch die absehbaren Entwicklungen im Forschungsbereich ist davon auszugehen, dass bis spätestens Mitte des nächsten Jahrzehnts ein erhebliches Potential zur Lastverschiebung vorhanden sein wird. Ausgehend vom heutigen Lenkungsinstrument des Strommarktpreises ist davon auszugehen, dass je nach Preisgestaltung und eventueller Anreizmechanismen die Stromerzeugung entweder in den direkten Verbrauch, die Umwandlung (bspw. P2G) oder in Pumpspeicher fließt, insofern auch keine Überschüsse vorliegen da brennstoffunabhängige erneuerbare Energie so effizient genutzt werden können. Die notwendigen Lenkungsinstrumente

bzw. die strategische Entwicklung potentieller Nachfrager muss jedoch Teil einer strategischen Planung bis 2030 sein um zu vermeiden, dass ein Missverhältnis zwischen Erzeugung / Verbrauch entsteht.

### ***iii. Spezifische Maßnahmen zur etwaigen finanziellen Unterstützung, falls anwendbar einschließlich Unterstützung durch die Union und Nutzung von Unionsmitteln, der Förderung der Erzeugung und Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen in den Sektoren Strom, Wärme- und Kälte und Verkehr***

#### **Ausgestaltung der Förderung für die Windkraft**

- Technologiespezifische Ausgestaltung der Förderung
- Förderung mit einer gleitenden (variablen) Marktprämie (ähnlich dem langjährig bewährten deutschen Modell)<sup>26</sup>
- Direktvermarktung des erzeugten Stromes durch die Betreiber und ihre Partner
- Berechnung des Marktwerts von Strom als Grundlage der monatlichen Anpassung der Marktprämie
- Administrative Festlegung der Förderhöhe. Kein Ausschreibemodell (unter Berufung auf Randziffer 126 der EU Leitlinie)
- Managementprämie zur Markteinführung und als Anreizung für aktive Marktteilnehmer (wie bei der Einführung des Marktprämienmodells in Deutschland)
- Förderlaufzeit von 20 Jahren (wie in allen neuen Fördersystemen in Europa)
- Standortdifferenzierung beim Fördertarif
- Rechtsicherheit für die bei der OeMAG gereihten Förderanträge durch einen Warteschlangenabbau
- Wahlrecht für bestehende Anlagen mit Einspeisetarifen in das neue System der Marktprämien mit Direktvermarktung
- Abwicklung/Auszahlung der Marktprämie über OeMAG

#### **Ausgestaltung der Förderung für die Biomasse**

##### **Effizienzsteigerung in Bestandsanlagen**

- Effizienzkriterien: 60% Brennstoffnutzungsgrad bei wärmegeführten Anlagen (Gegendruckturbine, Holzgasanlagen, ORC-Anlagen), 60% Wärmeauskopplung und effiziente Stromproduktion (Kondensation des Turbinendampfs bei niedrigen Temperaturen im Vakuum = Abdampfdruck ABD < 0,2 bar absolut) bei stromgeführten Anlagen (Entnahmekondensationsturbine).

##### **Rohstoffflexibilisierung und Neudefinition**

- Gleicher Brennstoffmix für Holzkraftwerke mit Nachfolgerarif und Neuanlagenförderung (kein Ausschluss von Abfällen mit hohem biogenem Anteil wie etwa Rinde) mit klaren praxistauglichen Definitionen der Biomassefraktionen im Kontext mit Tariffdifferenzierungen
- Keine Abschläge für verschieden biogene Reststoffe
- Zulässiger Brennstoff = chemisch unbehandelte, feste, holzartige Biomasse
- Rohstoffbonus für Kurzumtriebsholz, Maisspindeln, Stroh und sonstige agrarische Reststoffe.

---

<sup>26</sup> Zur dt. EEG-Berechnung siehe:

<https://www.next-kraftwerke.de/wp-content/uploads/Anlage1-EEG-2014.pdf>

Prämie ist die Differenz zwischen dem „anzulegenden Wert“ AW (Förderbedarf) und Marktwert von Windstrom (Marktpreis). Festlegung des anzulegenden Wertes mittels Verordnung

## **Flexibilisierung der Erzeugung und Diversifizierung der Abnehmerstruktur**

- Umsetzung der Laufzeiten auf Basis von Energiemengen (vergütete Kilowattstunden = elektr. Leistung der Anlage x Vollaststunden/Jahr x Laufzeit in Jahren)
- Teilnahme am Ausgleichs- und Regenergiemarkt ermöglichen
- Steuer- und abgabenbefreite Selbstvermarktungsmöglichkeiten von Strom an regionale Haushalte und Gewerbebetriebe
- Forcierung der Winterstromproduktion durch entsprechende Gewichtung des Referenzmarktpreises bzw. Winterstromprämie

## **Vergütungssysteme**

- administrative Festlegung, keine „Ausschreibemodelle“ für feste Biomasse
- Einführung eines Marktprämienmodells
- Einspeisetarife und Kontingente für dezentrale Anlagen kleiner Leistung <500 kW<sub>el</sub>
- Einführung einer optionalen Investitionsförderung für Mikro-KWK-Anlagen <50kW<sub>el</sub>
- Optionale Wechselmöglichkeit in das Marktprämienmodell für Anlagen <500 kW<sub>el</sub>
- Erhöhung der Anlagenlaufzeiten auf 20 Jahre
- Nachfolgevergütung bis zum Ende der technischen Lebensdauer
- Vereinfachungen und österreichweite Vereinheitlichung der Berichts- und Nachweispflicht sowie der Antragsstellung.
- Keine Summenleistungsgrenze in der neuen Gesetzgebung
- Bestehende Anlagen (aller Größenordnungen) sollen ins Marktprämienmodell wechseln können, sobald dies implementiert wurde.
- Um bestehende Anlagen an die Erfordernisse des Marktes anzupassen, sollen mittels Verordnung weitere Kriterien für eine Verlängerung der Marktprämienvergütung festgesetzt werden können. Sind dafür zusätzliche Investitionen erforderlich, sind diese im Referenzwert entsprechend zu berücksichtigen und ausreichend bemessene Übergangsfristen zu erlassen.
- Bei umfangreicher Reinvestition sollen bestehende Anlagen als Neuanlage anerkannt werden. Für die Anerkennung als Neuanlage muss die Anlage den technischen und umwelttechnischen Anforderungen entsprechen. Hinreichende einheitliche Kriterien hierfür sind vom Gesetzgeber festzulegen und regelmäßig zu evaluieren.
- Günstige Regelungen für Netz- und Anschlussgebühren
- Bei der Realisierung eines Vergütungsmechanismus für die Einspeisung von Biomethan ist auch die Einspeisung von Holzgas zu berücksichtigen.

## **Ausgestaltung der Förderung für Biogas**

- Technologiespezifische Ausgestaltung der Förderung
- Bewertung, Anerkennung und Berücksichtigung der vermiedenen Netzkosten
- Ausnahme der Ökostrompauschale auch für Überschusseinspeiser
- Anerkennung der Anlagen durch den jeweiligen Landeshauptmann
- Freisetzung des technologischen Potentials von Biogasanlagen durch Anreize
  - Flexibilisierungsbonus zur Lieferung von Regel- und Ausgleichsenergie (Steuerung muss ermöglicht werden)
  - Speicherbonus – flexible Gasspeicher können die Potentiale zur Verlagerung der Erzeugung deutlich heben
- Tarifbestimmung für Anlagen kleiner 500 kW zu kostendeckenden Tarifen ohne Standardbilanzausgleichsverantwortung und der Verantwortung zur Vermeidung negativer Preise in Form eines Zonentarifes bzw. Staffeltarifs (die erste GWh wird höher abgegolten als die Vierte)

- Anreize für vermehrten Einsatz von Nebenprodukten der Landwirtschaft und von organischen Abfälle
- Anreize für Anlagen mit höherer Effizienz
- Eigenes Kontingent für erneuerbaren Strom aus Gaskraftwerken, welche erneuerbare Energie aus dem Gasnetz beziehen (getrennt für Biomethan, Holzgas und P2G), alleine das anteilige Biomethan könnte die bestehenden Groß-KWK (4,5 GW<sub>el</sub>) 270 h erneuerbar befeuern.
- Anerkennung bzw. Abgeltung der vermiedenen Netzkosten gemäß EU-RL 2009/28/EG Art. 16 Pkt. 8
- Managementprämie zur Umstellung und als Anreizung aktiver Marktteilnehmer
- Bei umfangreicher Reinvestition Anerkennung als Neuanlage
- Tarifaufzeit: 20 Jahre, Anpassung der steuerlichen Abschreibung an die Förderdauer
- Nachfolgetarifregelung
- Nach umfangreicher Reinvestition und Anpassung an den Stand der Technik Ermöglichung des Neuanlagenstatus
- Mindestbrennstoffnutzungsgrad 60%

### Ausgestaltung der Förderung für PV

Zukünftige Fördersysteme und Rahmenbedingungen müssen einfach administrierbar, für den Einreicher gut handhabbar sowie für das Gewerbe langfristig über mehrere Jahre planbar sein.

Die Förderung von PV-Anlagen ist, je nach Anwendungsart, differenziert auszugestalten. Anhand der Anwendungsmöglichkeiten der PV-Anlagen und der resultierenden Anlagengröße sind folgende Förderarten vorzusehen:

PV Anlagengröße	Förderung	Höhe
Bis 10 kWp	Investitionszuschuss	Investzuschuss von 275 EUR/kWp (max. 40% der Investkosten), jährlich Anpassung möglich
10,1 – 100 kWp	Investzuschuss & variable Marktprämie	Investzuschuss von 250 EUR/kWp + adm. Festgelegt var. Marktprämie
100,1 – 500 kWp	Invstzuschuss & variable Marktprämie	Investzuschuss 200 EUR/kWp + adm. Festgelegte var. Marktprämie
500,1 – 5.000 kWp	Variable Marktprämie	Marktprämie mit Ausschreibung

### Ausgestaltung der Förderung für Stromspeicher

Speicher stellen eine der Schlüsseltechnologien für das zukünftige Energiesystem dar. Durch den Einsatz von entsprechenden elektrochemischen Speichern kann eine Vergleichmäßigung der fluktuierenden Erzeugung von PV-Systemen erfolgen. Des Weiteren ergeben sich durch den Einsatz von Speichern mehrfache Synergieeffekte für die Allgemeinheit:

- Schaffung rechtlicher Rahmenbedingungen, um Speicher (durch Dritte) effizient nutzen zu können.
- Peak-Shaving für Gewerbebetriebe
- Netzstützung in Kombination mit e-mobility und smartgrid
- Bonus für Freigabe von Speicherkapazität zur Nutzung durch Dritte (Schwarm-Speicher)

Speichergröße	Fördersatz
1-2 kWh	400 EUR/kWh
3-5 kWh	300 EUR/kWh
6-10 kWh	250 EUR/kWh
10-30 kWh	200 EUR/kWh
30-100 kWh	150 EUR/kWh

### Förderung für Energiemanagementsysteme

Voraussetzungen	Art der Förderung	Höhe der Förderung
Intelligente Steuerung, bidirektionale Messung der Energieflüsse aus dem und ins Versorgungsnetz am Zählpunkt des Objekts, aktive Steuerung des Stromverbrauchs (von Geräten)	Investzuschuss	500 EUR (max. 40% der Investkosten)

### Ausgestaltung der Förderung für Kleinwasserkraft

- Gleitende (variable) Marktprämie für alle Anlagengrößen<sup>27</sup>
- Garantierte, kostendeckende Einspeisetarife bis 500 kW EPL (optionaler Wechsel in Marktprämienmodell oder Investitionsförderung)
- Wahlweise Investitionsförderung i.H.v. 45%
- Über 500 kW EPL gleitende Marktprämie gestaffelt entsprechend bisherigem ÖSG-Tarifmodell
- Managementprämie zur Umstellung und als Anreizung aktiver Marktteilnehmer
- Referenzertragsmodell
- Förderlaufzeit entsprechend Abschreibungsdauer bzw. Förderleitlinien (30 Jahre)
- Aufhebung der Mengendeckelung
- Förderung für Revitalisierungen und für Neubau sowie Bestandskraftwerke am Stand der Technik (entsprechend EU-Beihilfeleitlinien)
  - Revitalisierungsförderung
  - für EPL oder RAV Steigerung ab 5%
  - ab 50% Steigerung Neuanlagenförderung
  - für ökologische Maßnahmen, die Wasserrechtsbescheid benötigen
- Förderung für den Umbau in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke
- Anerkennung bzw. Abgeltung der vermiedenen Netzkosten
- Ausnahme von der Ökostrompauschale auch für Überschusseinspeiser bzw. Ökostrompauschale in Abhängigkeit von der Bezugsleistung bemessen (Ökostrompauschale für jene Netzebene, auf der der Zählpunkt entsprechend der Bezugsleistung liegen würde), um Härtefälle zu vermeiden

<sup>27</sup> Zur dt. EEG-Berechnung siehe:

<https://www.next-kraftwerke.de/wp-content/uploads/Anlage1-EEG-2014.pdf>

Prämie ist die Differenz zwischen dem „anzulegenden Wert“ AW (Förderbedarf) und Marktwert von Windstrom (Marktpreis). Festlegung des anzulegenden Wertes mittels Verordnung

## **Gestaltung der Fördermechanismen für Kleinanlagen (Einspeisetarif)**

Für Anlagen im kleinen Leistungsbereich sehen die EU-Förderleitlinien berechtigterweise Ausnahmen vor, da für diese in der Regel erschwerte Bedingungen hinsichtlich des Marktzuganges und der Marktintegration bestehen. In Österreich befindet sich ein sehr großer Teil der neuen oder revitalisierten Kleinwasserkraftanlagen in diesem Leistungsbereich. Die speziellen Markt Voraussetzungen für diese Anlagen müssen in einem neuen Energiegesetz auch entsprechend berücksichtigt werden, indem von der Ausnahmemöglichkeit der Beihilfeleitlinien Gebrauch gemacht wird. Diese Anlagen müssen nach wie vor eine Tarifförderung (Feed in Tarif) in Anspruch nehmen können. Bei der Gestaltung der Tarifförderung sollte im Sinne der Fördereffizienz das in Österreich bereits bewährte Modell eines Staffeltarifes zur Anwendung kommen. Jedoch müsste die Tarifaufzeit an die durchschnittliche Abschreibungsdauer der Anlagen angepasst werden, was die Förderleitlinien ebenfalls ermöglichen. Die Tariffhöhe sollte sich an der aktuellen Tariffhöhe orientieren und wie bisher entsprechend angepasst und vorgegeben werden. Eine längere Laufzeit ermöglicht aber eine gewisse Reduktion der Tariffhöhe.

Bei einer Entscheidung für eine Tarifförderung ist eine Mindestbindung in der Tarifförderung von einem Jahr (eventuell auf 3 Jahre erweiterbar) denkbar, um „Rosinenpicker“ zu vermeiden. Erst danach sollte ein Wechsel in das Prämienmodell möglich sein. Um Anlagen unter 500 kW jedoch auch zusätzliche Anreize zur raschen Marktintegration zu geben, soll Antragsstellern offen gehalten werden, sich anstatt zur Tarifförderung für eine Förderung in Form einer gleitenden Marktprämie oder in Form einer Investitionszuschussförderung zu entscheiden.

### ***iv. Bewertung der Förderungssysteme für Strom aus Erneuerbaren, falls gegeben, die von den Mitgliedstaaten nach Art. 6 der Richtlinie Erneuerbare Energie vorzunehmen ist***

siehe Punkt iii

### ***v. Spezifische Maßnahmen zur Verbesserung administrativer Prozesse, zu Informationsbereitstellung und Training sowie im Hinblick auf den Abschluss von power purchase agreements.***

Derzeit noch keine Maßnahmen

### ***vi. Bewertung erforderlicher Infrastrukturmaßnahmen in den Bereichen Fernwärme und Kälte aus erneuerbarer Energie***

Derzeit noch keine Maßnahmen

### ***vii. Spezielle Maßnahmen zur Biomassenutzung, wenn anwendbar, einschließlich Ressourcenverfügbarkeit; Maßnahmen zur nachhaltigen Waldbewirtschaftung***

## **3.1.3. Weitere Elemente der Dimension „Dekarbonisierung“**

### ***i. Maßnahmen mit Wirksamkeit im EU ETS und Bewertung der Komplementarität und Effekte auf das EU ETS, falls anwendbar***

Grundsätzlich ist der EU ETS in der vorliegenden Form, sofern keine kontinuierliche regulatorische Begleitung erfolgt, als gescheitert zu bewerten

- Durch den verfallenen CO<sub>2</sub>-Preis wurde Gas durch schmutzige Kohle aus dem Markt gedrängt. Ein Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises muss dauerhaft erfolgen, um den Umstieg von Kohle auf Gas zu ermöglichen. Kurzfristige Hochpreisphasen sind hierzu nicht ausreichend.

- Europaweite Überkapazitäten an fossilen Kraftwerken verursachen Verwerfungen auf Märkten aber auch in den Stromnetzen.
- Der deutsch-österreichische Energiemarkt funktioniert grundsätzlich, wird jedoch vor allem durch Überkapazitäten und niedrige CO<sub>2</sub>-Preise beeinträchtigt. Ohne Marktaustritt von fossilen und nuklearen Überkapazitäten wird sich das mittelfristig nicht ändern.

Im Gegensatz zu Österreich setzt der Großteil der europäischen Staaten weiterhin auf die Energieerzeugung aus fossilen und nuklearen Energieträgern. Diese Kraftwerke erzeugen aus unterschiedlichen Gründen meist nur Grund- oder Bandlast und können ihre Produktion nur vergleichsweise langsam an Änderungen in Erzeugung und anpassen. Demzufolge zeigt sich bei der Stromerzeugung mit 66% ein sichtbarer Überhang an fossil-nuklear erzeugter Energie.

Der Sektor der fossilen und nuklearen Energien wird weiterhin jährlich erheblich gefördert: Eine Studie in 11 europäischen Ländern zeigt etwa, dass jährlich Subventionen von 112 Milliarden Euro allein in den fossilen Sektor fließen; das verzerrt auch den Preis für österreichische erneuerbare Energien.<sup>28</sup> Darüber hinaus haben derzeit sechs EU Länder beschlossen, auch über 2020 hinaus die fossile Stromerzeugung direkt über Subventionen zu fördern. Polen stützt diesen Sektor beispielsweise mit über einer Milliarde Euro jährlich.<sup>29</sup> In Summe verschlingen die bestehenden Kapazitätsmechanismen in der EU 58 Milliarden Euro pro Jahr, die zu 99% in Kohle- und Atomkraftwerke laufen.

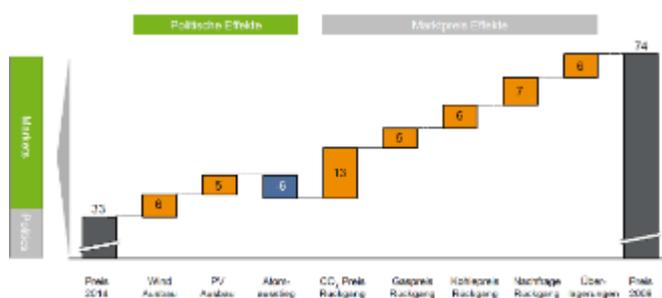


Abbildung 9 Gründe für den Strompreisverfall nach Komponenten (Quelle: Axpo et. al, 2017)

Durch den nur begrenzt wirksamen ETS bilden sich auf den europäischen Strommärkten keine deutlichen Preissignale, die die Finanzierung von neuen Kraftwerken ermöglichen würden. Dadurch ergibt sich die auch von der EU Kommission artikulierte Notwendigkeit einer Ausgleichsfinanzierung für erneuerbare Energien für den Markteintritt, die auch insbesondere während der Umbauphase des fossil und

nuklear dominierten Marktes aufrechterhalten werden muss.

Die zuletzt gestiegenen Preise für Emissionsrechte haben zwar eine geringe Wirkung gezeigt, der EU ETS ist aber zur Sicherstellung eines planbaren Dekarbonisierungspfades nicht tauglich. Insofern sind die Ambitionen zur Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindstpreises auf nationaler oder europäischer Ebene als sinnvoll zu erachten, um den Akteuren die notwendige Planungssicherheit zu gewährleisten. Darüber hinaus sind in der europäischen Union und auch weltweit einige CO<sub>2</sub>-Bepreisungssysteme (etwa eine CO<sub>2</sub>-Steuer) bereits seit längerem in Kraft und zeigen in den meisten Ländern positive Effekte.<sup>30</sup> Entsprechend sind auch die Empfehlungen des Internationalen Währungsfonds und der Weltbank positiv gegenüber einer CO<sub>2</sub>-Besteuerung.<sup>31</sup>

## ii. Maßnahmen zur Erreichung anderer nationaler Ziele, falls anwendbar

### iii. Maßnahmen zur low-emission mobility (inkl. E-Mobilität)

<sup>28</sup> Gencsü et. al (2017); Phase-out 2020 – Monitoring Europe's fossil fuel subsidies; Overseas Development Institute / Climate Action Network Europe

<sup>29</sup> European Commission (2018); [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-18-682\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-682_en.htm)

<sup>30</sup> Sandbag (2017) An agenda for strategic reform of the ETS

<sup>31</sup> World Bank Group (2018); State and Trends of Carbon Pricing 2018

#### **iv. Maßnahmen und Zeitplan für phase-out von Energieförderungen, insbesondere von Förderungen zugunsten fossiler Energieträger, falls anwendbar**

Die umweltschädlichen Subventionen und Förderungen in Österreich belaufen sich auf rund 5 Milliarden Euro jährlich. Die entsprechenden Felder wurden bereits 2016 durch das Wirtschaftsforschungsinstitut aufgearbeitet.<sup>32</sup>

Tabelle 23: Umweltschädliche Subventionen in Österreich nach Volumen und betrachteter Zeitraum (Quelle: WiFO, 2016)		Volumen in Mio. €	Zeitraum	Anmerkungen
<b>Energiebereitstellung und -nutzung</b>				
	Energieabgabenvergütung für energieintensive Industrie	450	2010 - 2013	
	Herstellerprivileg für die Produzenten von Energieerzeugnissen	535	2010 - 2013	
	Energiesteuerbefreiung für die nicht -energetische Verwendung fossiler Energieträger	300	2010 - 2013	
	Energieforschungsausgaben der öffentlichen Hand für fossile Energie	1	2010 - 2014	
	Gratis Zuteilung der CO <sub>2</sub> -Emissionsberechtigungen	374 100	2008 - 2012 2013 - 2014	Die Differenz ergibt sich aufgrund der geänderten Allokationsmethode
<b>Verkehr</b>				
	Mineralölsteuervergünstigung für Diesel	640	2010 - 2013	Berücksichtigt wird die Differenz zum Steuersatz für Benzin
	Mineralölsteuerbefreiung Kerosin	330	2010 - 2013	
	Mehrwertsteuerbefreiung für internationale Flüge	185	2013	
	Mineralölsteuerbefreiung der Binnenschifffahrt	10	2010 - 2013	
	Pendlerpauschale	560	2010 - 2014	
	Pauschale Dienstwagenbesteuerung <sup>1)</sup>	225 - 420	2012	Die Differenz ergibt sich aufgrund der Annahmen über die Anzahl der Dienstwagen mit Privatnutzung
	Steuerbegünstigungen im Rahmen der Normverbrauchsabgabe, Kraftfahrzeug -/ Versicherungssteuergesetz, Fiskal -LKW	85	2013	
	Grundsteuerbefreiung von Verkehrsflächen			Die Maßnahme wurde nicht quantifiziert
<b>Wohnen</b>				
	Neubauförderung im Rahmen der Wohnbauförderung	275	2010 - 2013	Berücksichtigt wurden die Förderung für Ein- und Zweifamilienhäuser
	Geltendmachung von Sonderausgaben zur Wohnraumschaffung <sup>2)</sup>			Die Maßnahme wurde nicht quantifiziert
	Ordnungsrechtliche Maßnahmen im Zusammenhang mit Baurecht (z.B. Stellplatzverpflichtung) <sup>3)</sup>	114 - 517		Die Differenz ergibt sich aus unterschiedlichen Annahmen zu Errichtungskosten und Zinssätzen
<b>Summe</b>		<b>3.810 - 4.682</b>		

<sup>32</sup> Kletzian-Slamanic, Köppl (2016); Subventionen und Steuern mit Umwelrelevanz in den Bereichen Energie und Verkehr

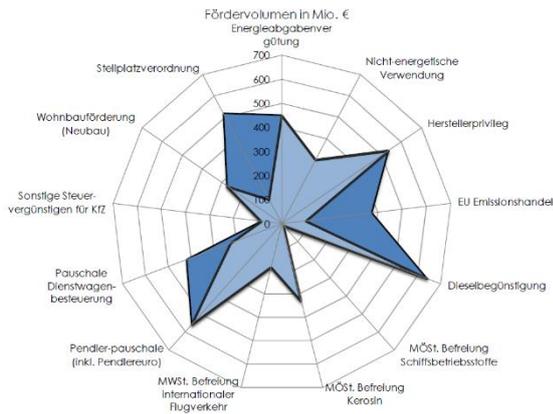


Abbildung 10 Umweltschädliche Subventionen in Österreich (WiFO, 2016)

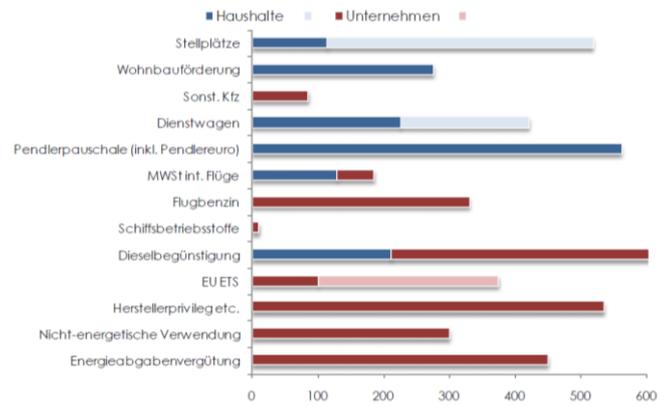


Abbildung 11 Umweltschädliche Förderungen in Österreich (WiFO, 2016)

## 3.2. Dimension 2: Energieeffizienz

### 1. Niedertemperatur-Wärmemarkt

Programm effizient heizen:

Ziel: Überprüfung sämtlicher Heizkessel in Österreich, vollständige Erfassung der Daten in bundesweiter Datenbank, Realisierung von Effizienzpotenzialen bei Heizkesseln und bei der Wärmeverteilung, schrittweise Umstellung der Heizkessel auf erneuerbare Systeme. Es soll ein verbindliches Kontingent von zu überprüfenden und zu optimierenden Heizkesseln pro Jahr festgeschrieben werden, das zur vollständigen Erhebung und Ertüchtigung bzw. zum Tausch aller Heizkessel bis 2030 führt. Es soll keine Zählung von eingesparter Energie mehr geben, sondern von Heizkesselservices.

Sanierungsoffensive im Gebäudebestand:

Ziel: Halbierung des Niedertemperatur-Wärmebedarfs im Gebäudebestand bis 2050. Dafür ist ein Bündel von Maßnahmen notwendig, von der Ausbildung der dafür notwendigen Professionisten bis zur finanziellen Unterstützung der Investitionen. Die Sanierungsrate und die Qualität der Sanierungen müssen auf ein Maß erhöht werden, das sicherstellt, dass der Niedertemperatur-Wärmebedarf bis 2050 halbiert wird.

### 2. Mobilitätsoffensive

Ziel: Ausbau der Infrastruktur für Elektromobilität für Personenverkehr und Gütertransport, Pilotprojekte, Elektrifizierung der Bahn, Umstellung des Flugverkehrs auf klimaneutrale Treibstoffe.

### 3. Effizienzprogramm für die Industrie

Ziel: Bis 2030 sollen sämtliche Effizienzmaßnahmen in der Industrie, deren Kosten niedriger sind als 4,5 €cent/kWh, realisiert werden. Die Realisierung dieser Effizienzpotenzialen geschieht durch fixierte Tarife von 4,5 €cent pro eingesparter kWh, Wettbewerb um die besten Projekte, Abwicklung über UFI.

Administration, Finanzierung:

Die Finanzierung dieses Programms erfolgt im Rahmen des Energieeffizienzgesetzes ab 2020, wahlweise wie bisher durch eine Lieferantenverpflichtung oder durch eine Erhöhung des Förderzinses gemäß Mineralrohstoffgesetz. Es ist auch möglich, beide Finanzierungssysteme gemeinsam und ergänzend anzuwenden.

### **3.3. Dimension 3: Sicherheit der Energieversorgung**

#### ***1. Politiken und Maßnahmen zur Diversifizierung der Energieversorgung (einschließlich Drittstaaten), zur Verringerung der Importabhängigkeit und zur Erhöhung der Flexibilität des nationalen Energiesystems, insbesondere durch die Erschließung interner heimischer Energiequellen, Laststeuerung und Energiespeicherung***

Grundsätzlich kann nicht davon ausgegangen werden, dass die Abhängigkeit von unsicheren Drittstaaten auch bei erheblicher Diversifizierung zwischen ihnen einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leistet. Darüber hinaus zeigt die österreichische Importabhängigkeit aktuell auch deutlich, dass die Importe von demokratiepolitisch kritisch diskutierten Drittstaaten negative Implikationen für eine souveräne Politik haben kann. Die gezielte Ausweitung erneuerbarer Energieproduktion in Österreich und die Reduktion des Energiebedarfs verdrängen fossile Energieimporte. Die Ausweitung der Erzeugung erneuerbarer Energien ist die einzige Möglichkeit die Versorgungssicherheit langfristig, ökologisch, sozial und ökonomisch aufzusetzen. Erst das Zusammenspiel einer Vielzahl der zu Verfügung stehender Technologien führt zur erforderlichen Resilienz und der effizienten Ausnutzung der vorhandenen Ressourcen. Die einzelnen Maßnahmen dazu siehe oben.

Die strategische Steuerung von Energieunternehmen, die mehrheitlich oder teilweise im Eigentum öffentlicher Gebietskörperschaften (Bund, Länder, Gemeinden) stehen ist – soweit möglich – ein wesentlicher Hebel zur zukunftsfähigen Transformation des Energiesystems sofern ihr politischer Auftrag entsprechend formuliert wird.

Infrastrukturinvestitionen werden ab sofort konsequent auf Nachhaltigkeit und Dekarbonisierung hin ausgerichtet und vermeiden Lock-In-Effekte. Das betrifft sowohl Investitionen, die den Energieverbrauch determinieren (Infrastruktur für Flugverkehr, Straßeninfrastruktur, etc.) als auch Investitionen in die Energieaufbringung (Strom- und Gasnetze).

Zur Gewährleistung hoher Versorgungssicherheit wird eine strategische Bevorratung speicherbarer erneuerbarer Energieträger – etwa von Holzpellets – nach dem Vorbild der Vorratshaltung von Erdöl und Erdölprodukten etabliert.

#### Strategische Vorratshaltung von Pellets

Zur langfristigen Sicherstellung einer hohen Versorgungssicherheit mit biogenen Brennstoffen, insbesondere nach unerwarteten Kälteperioden, soll für Holzpellets eine gesetzliche Bevorratungspflicht eingeführt werden. Dafür soll eine verpflichtende Bevorratung, die alle In-Verkehrbringer von Holzpellets erfasst, zu einer nachhaltigen Lösung für die beschriebene Problemlage führen. Die Erfahrungen, die mit der Bevorratung von Erdöl und Erdölprodukten gesammelt wurden, könnten für die Konzeption einer strategischen Pelletbevorratung von Wert sein. Im Unterschied zu der Bevorratung von Öl ist eine Bevorratung von Pellets nur in den Wintermonaten erforderlich. Durch den hohen Anteil an inländischer Produktion ist auch das Ausmaß der erforderlichen Bevorratung deutlich geringer.

Abgasanlagen (Schornsteine)

Kachelöfen (in 12% der Haushalte befinden sich ca. 450.000), bilden ein wichtiges Element einer auf erneuerbaren Energien basierenden Wärmeversorgung, da sie die Resilienz des Energiesystems im Bereich der Raumwärme erhöhen. Ihr bevorzugter Einsatz liegt abseits der Ballungsräume und Luftschadstoff-Sanierungsgebiete. Um Bewohnern die erforderliche Flexibilität und Sicherheit für den möglichen (zukünftigen) Einbau einer Verbrennungsanlage zu geben, ist der Einbau von Abgasanlagen (Schornsteinen) empfehlenswert.

## **ii. Regionale Zusammenarbeit in diesem Bereich**

Siehe Kapitel 2

## **iii. Finanzierungsmaßnahmen (national und EU)**

### **3.4 Dimension 4: Energiebinnenmarkt**

#### 3.4.1. Elektrizitätsinfrastruktur

##### **i. Politiken und Maßnahmen um das Verbundfähigkeit der Stromnetze unter Berücksichtigung der Interkonnektivitätsziele auf EU Ebene zu erreichen**

Die Energieverteilnetze und ihre Komponenten der Zukunft sind intelligent. Erzeuger, Verbraucher, Speicher und Netz können Informationen generieren, weitergeben und verarbeiten. Diese Informationen können zur Steuerung genutzt werden, um die Nutzung aller Sektoren zu optimieren. So können sowohl Erzeuger als auch Verbraucher abgestimmter agieren und Prosumer (Haushalte, Industrie) können nicht nur Strom erzeugen oder verbrauchen, sondern auch positiv zur Netznutzung beitragen. Durch die Verfügbarkeit von lokalen Informationen ist es möglich, Verbraucher, Speicher, Erzeugung und Netze aufeinander abzustimmen und Energie in möglichst effizienter Form zu nutzen. So können Netzausbau und Netzbau minimiert werden. Schlagworte für solche Lösungen sind Mikronetze, Gemeinschaftsspeicher und generell Smart-Grid Lösungen. Die Nutzung von flexiblen Kraftwerken erneuerbarer Energien (z.B. Biomasse/Biogas) sollte gezielt entwickelt werden.

Konkrete Maßnahmen

- Klare und verbindliche Zielsetzungen bis 2030 und darüber hinaus um die notwendigen Stromnetze (um)bauen und entwickeln zu können aber auch um die entsprechende Entwicklung der Erzeugungstechnologien und Verbrauchereinbindung zu gewährleisten
- Stromnetze müssen nach dem NOVA Prinzip umgebaut und betrieben werden (Reihenfolge: NetzOptimierung, Verstärkung, Ausbau), Netzbetreiber müssen intelligentere Netzsteuerung umsetzen (Regelbare Ortsnetztrafos, stärkere Investition in Mess- und Steuerelektronik)
- Regelmäßige externe Evaluierung des Stromnetzbbaus in Österreich auch hinsichtlich einer effizienten und effektiven Bewirtschaftung und Optimierung im Sinn des NOVA Prinzips
- Flexibilisierungsinitiative – Erstellung einer Strategie zur Flexibilisierung von Energieerzeugung und -nachfrage zur Identifikation von konkreten Projekten und Hindernissen für Endkunden, Industrie und Energiewirtschaft
- Incentivierung flexibler und systemdienlicher Fahrweise und Nutzung bei flexiblen dezentralen Kraftwerken (Neubau und Bestand) (z.B. Kleinwasserkraft-Speicher bzw. Pumpspeicher, Biomasse, Biogas/Biomethan KWK)

## **ii. Regionale Zusammenarbeit in diesem Bereich**

Siehe Kapitel 2

## **iii. Finanzierungsmaßnahmen (national und EU), soweit gegeben**

### 3.4.2. Energieübertragungsinfrastruktur

#### **i. Maßnahmen in Bezug auf Elemente in 2.4.2, einschließlich „Projects of Common Interest“ (PCI)**

PCI Projekte sind auf nachteilige Auswirkungen auf die fossile Dekarbonisierung zu prüfen. Insbesondere bei Projekten zur Erweiterung der Gasinfrastruktur besteht das Risiko, stranded cost oder lock-in Situationen und somit langfristige Probleme zu erzeugen. Siehe hierzu auch die Rahmenbedingungen aus „Infrastructure for a changing energy system – the next generation of policies for the European Union“ (Dutton et. al, 2017).

## **ii. Regionale Zusammenarbeit in diesem Bereich**

Definition notwendig.

## **iii. Finanzierungsmaßnahmen (national und EU), soweit gegeben**

Definition notwendig.

### 3.4.3. Marktintegration

#### **i. Maßnahmen in Bezug auf Elemente in Abschnitt 2.4.3**

Der überwiegende Teil der politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen im Energiebereich wird auf europäischer Ebene gesetzt. Österreichs Europapolitik muss daher die Ziele einer nachhaltigen, bis 2050 erneuerbaren, österreichischen und europäischen Energieversorgung im Sinne der Klimaschutzziele von Paris auch auf europäischer Ebene betonen.

- Höhere, verbindliche Ziele der Europäischen Union für erneuerbare Energien (45% EE gemessen am Stromverbrauch bis 2030) müssen verhindern, dass Länder mit fossil-nuklearer Dominanz weiterhin einen modernen und erneuerbaren Kraftwerkspark und das Stromnetz in Österreich negativ beeinträchtigen.
- Folgende Ziele soll Österreich im Kontext der Energiepolitik bis 2030 im Rahmen seiner EU Ratspräsidentschaft im zweiten Halbjahr 2018 und der Umsetzung des Clean Energy Packages anstreben:
  - Eine klare Definition des Vorrangs erneuerbarer Energien im Elektrizitätsbereich, auch hinsichtlich grenzüberschreitender Stromflüsse, und keine Drosselung heimischer erneuerbarer Erzeugung wegen fossiler/nuklearer Überkapazitäten
  - Klare Regeln gegen die Förderung von fossilen und nuklearen Kraftwerken
  - Die funktionierende Bepreisung von Verschmutzung (CO<sub>2</sub>-Zertifikate, CO<sub>2</sub>-Mindestpreise, CO<sub>2</sub>-Steuer) als Voraussetzung für einen erneuerbaren Strommarkt

- Eintreten für eine verbesserte und konsistentere Stromkennzeichnung in Europa
- Klare Regeln und Fahrpläne für die entschlossene, fossile Dekarbonisierung der Wärmemärkte bis 2050
- Umlenkung der finanziellen Mittel der Europäischen Union weg von fossilen und nuklearen Infrastrukturen hin zu erneuerbaren Energien und Energieeffizienz
- Neue Finanzierungsmöglichkeiten für die Mitgliedsstaaten schaffen, um das Ziel des Energiesystemumbaus zu unterstützen und diese Mittel den heimischen Nutzern verfügbar zu machen
- Nutzung des nächsten Multiannual Financial Frameworks (MFF) der Europäischen Union zum Umbau fossil geprägter Regionen (z.B. Kohleabbaugebiete) und Phase-out fossiler Kraftwerke in Ost- und Südosteuropa

### **Anforderungen an eine österreichische Ökostromförderung**

Langfristig stabile und sichere Rahmenbedingungen zur effizienten, günstigen und sicheren Zielerreichung

- Förderung muss technologiespezifisch festgelegt werden
- Kleinanlagen benötigen weiterhin Einspeisetarife oder Investitionsförderung, jedoch Option auf Marktprämien
- Generell bei größeren Kraftwerken (>500kW) Marktprämien mit Direktvermarktung
- Ausschreibungen wo sinnvoll – z.B. für Photovoltaik Großanlagen

Erfordernisse für ein Fördersystem zum Ausgleich am Strommarkt

Grundsätzlich steht der Dachverband Erneuerbare Energie Österreich (EEÖ) für die Nutzung der volkswirtschaftlich günstigsten Förderung, um die Verzerrungen am Strommarkt auszugleichen. In diese Betrachtung müssen neben den Stranded Cost durch falschen Netzausbau oder frustrierte Aufwendungen der Investoren auch Anreizeffekte, Arbeitplatzeffekte und die direkten Anreize für Erzeugung und Verbrauch einfließen. Zusätzlich ist es notwendig, dass auch sozial- und wirtschaftspolitische Aspekte wie verstärkte Wertschöpfungseffekte durch den hohen KMU-Anteil und dezentrale Erzeugung mit einbezogen werden.

Entsprechend der Vorgaben der UEBLL und der vorliegenden Erfahrungswerte sind aus Sicht des EEÖ folgende Fördersysteme dazu geeignet:

- Investitionsförderungen: zur Steigerung bzw. Verbesserung des Eigenverbrauchs bei kleineren Anlagen im Haushaltsbereich oder größeren gewerblichen Anlagen
- Marktprämien (gleitend): für Anlagen, die am Strommarkt oder regional zur Vermarktung genutzt werden, um einen Vermarktungsanreiz zu setzen
- Eine Kombination aus beiden
- Einspeisetarife

**Zur Herstellung eines „Level Playing Field“ und zur Reduktion des Förderbedarfes ist die einseitige Belastung heimischer Erzeugung mit Netzentgelten zu beenden.** In Österreich werden Stromerzeuger mit Netzgebühren (Systemdienstleistungsentgelt, Primärregelleistung und Netzverlustentgelt) belastet, welche in unseren Nachbarländern nicht zu leisten sind und auch nicht auf Stromimporte eingehoben werden. So kommt das im Rahmen der Netzentgelte-Konsultation 2016 eingeholte Consentec/Bogner Gutachten zur Schlussfolgerung, dass Einspeisungen nicht mit Netzverlustentgelt zu belasten seien. Hierbei ist der Position von ENTSO-E zu folgen, der nach der

Erhebung einer G-Komponente Einfluss auf die Merit Order haben und den Elektrizitätsbinnenmarkt beeinflussen könnte. Dies wird auch von ACER und CEER wie auch in diversen Studien bestätigt. **Als jüngstes Beispiel sei auf eine Studie von Agora aus dem Jahr 2018 verwiesen, welche einmal mehr die einseitige Belastung der österreichischen Erzeuger dokumentiert.**<sup>33</sup>

Gestützt wird diese Erkenntnis außerdem durch eine Studie der Europäischen Kommission, die die Belastung der Erzeuger im grenzüberschreitenden Stromhandel auf jeden Fall als negative Marktverzerrung bewertet.<sup>34</sup> In diesem Zusammenhang jedoch mit einer Belastung ausländischer Kraftwerke als unzulässige Belastung, da hier nicht davon ausgegangen wird, dass Mitgliedsstaaten die eigene Erzeugung belasten. **Damit wird die heimische Erzeugung im Vergleich zur Stromerzeugung im Ausland benachteiligt.**

**Chart 7.2. G components of the TSO components of the Unit Transmission Tariffs in 2016**

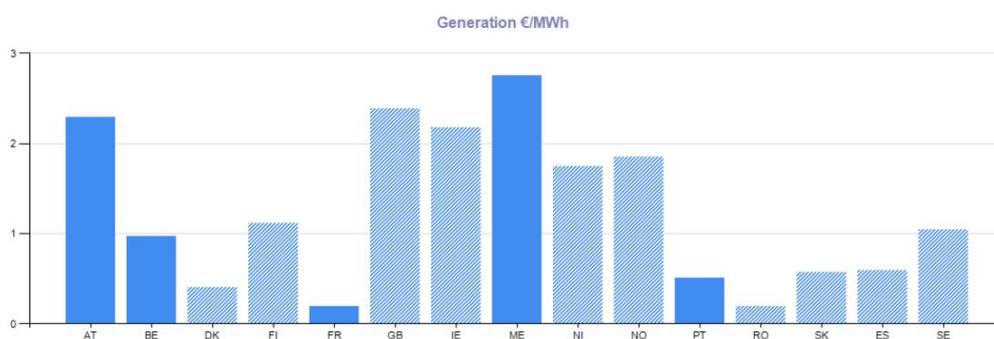


Abbildung 12 G-Komponenten im europäischen Vergleich (G-Komponente bezeichnet jene Kosten für die Stromübertragung die von Erzeugern getragen werden) Werte in EUR/MWh, in hellblau jene Länder in denen dzt. nur vorläufige Daten bestehen Quelle: ENTSO-E, Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2017

Sharing of network operator charges		
	Generation	Load
<b>Austria</b>	35%	65%
<b>Belgium</b>	7%	93%
<b>Bosnia &amp; Herzegovina</b>	0%	100%
<b>Bulgaria</b>	0%	100%
<b>Croatia</b>	0%	100%
<b>Cyprus</b>	0%	100%
<b>Czech Republic</b>	0%	100%
<b>Denmark</b>	3%	97%
<b>Estonia</b>	0%	100%
<b>Finland</b>	19%	81%
<b>France</b>	3%	97%
<b>Germany</b>	0%	100%
<b>Great Britain</b>	17%	83%
<b>Greece</b>	0%	100%
<b>Hungary</b>	0%	100%
<b>Iceland</b>	0%	100%
<b>Ireland</b>	25%	75%

<sup>33</sup> Ecofys and eclareon (2018); Cross-Border Renewable Cooperation: Study on behalf of Agora Energiewende, vgl. insbesondere S. 29 und S. 34.

<sup>34</sup> EU Kommission (2017); Study supporting the Impact Assessment concerning transmission tariffs and congestion income policies-Final. Report; Brüssel.

<b>Italy</b>	0%	100%
<b>Latvia</b>	0%	100%
<b>Lithuania</b>	0%	100%
<b>Luxembourg</b>	0%	100%
<b>FYROM</b>	0%	100%
<b>Montenegro</b>	36%	64%
<b>Netherlands</b>	0%	100%
<b>Northern Ireland</b>	25%	75%
<b>Norway</b>	38%	62%
<b>Poland</b>	0%	100%
<b>Portugal</b>	7%	93%
<b>Romania</b>	3%	97%
<b>Serbia</b>	0%	100%
<b>Slovakia</b>	3%	97%
<b>Slovenia</b>	0%	100%
<b>Spain</b>	10%	90%
<b>Sweden</b>	36%	64%
<b>Switzerland</b>	0%	100%

Abbildung 13 Kostenaufteilung zwischen Erzeugung (Generation) und Verbraucher (Load) in Europa in Prozent der Gesamtkosten. Quelle: ENTSO-E, Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2017

Zwar gibt es einige europäische Staaten, in welchen von Erzeugern Netzgebühren eingehoben werden. Für den österreichischen Stromhandel und die Wettbewerbsfähigkeit bei diesem Handel sind jedoch jene Länder relevant, die sich im gemeinsamen Handelsbereich der Leipziger Strombörse befinden (vor allem Deutschland, dessen Nachbarländer und Italien). Gerade in diesen Ländern sind die Stromerzeuger nicht durch solche Netzkosten belastet, weshalb sie in der Abbildung 2 gar nicht aufscheinen. Abbildung 3 zeigt auch die prozentuelle Aufteilung der Gesamtkosten auf Erzeuger und Verbraucher in Europa. Dadurch ergibt sich ein klarer Wettbewerbsnachteil der österreichischen Stromerzeuger gegenüber den ausländischen Mitbewerbern, die im selben Marktgebiet agieren.

Selbst der Verband der europäischen Regulatoren (ACER) in dem auch Österreich vertreten ist, führt in einem Positionspapier von April 2014 an, dass in einem zunehmenden gemeinsamen Energiemarkt in Europa die unterschiedlichen G-Komponenten eine Marktverzerrung darstellen und daher die Netzgebühren für Erzeuger abgebaut und harmonisiert werden sollten<sup>35</sup>. Aus Sicht des Verbandes ist die Einhebung der sogenannten G-Komponente fragwürdig. Insbesondere da solche Entgelte die Umsetzung des internen Marktes der Union verzögern, sowie die Wettbewerbsfähigkeit regional stark beeinflussen können, müssen diese transparent und nachvollziehbar dargelegt werden.

Die Diskriminierung der heimischen Erzeuger trägt de facto auch zu einem **Anstieg der Stromimporte** bei. In der Vergangenheit wurde in Österreich im Jahresdurchschnitt mehr Strom erzeugt, als verbraucht wurde. Seit dem Jahr 2001 ist Österreich ein Netto-Import Land. Wir importieren jährlich gesehen mehr Strom, als wir exportieren. Betrag der Stromimportanteil in den Jahren 2000 bis 2012 nur ca. 5 bis 10% der Stromversorgung, so ist dieser Trend in den letzten Jahren steigend (mit einer Spitze von 16,5% im Jahr 2015) und liegt im Jahr 2017 bei 11,5%.

**ii. Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität des Energiesystems in Bezug auf erneuerbare Energie, etwa intelligente Netze, Aggregation, Laststeuerung, Speicherung, dezentrale Erzeugung, Mechanismen für die Einsatzplanung, Redispatch und Einspeisebeschränkung von**

<sup>35</sup> ACER (2014); Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 09/2014; Brüssel.

## **Erzeugungsanlagen sowie Preissignale in Echtzeit, einschließlich der Einführung von Intraday-Marktkopplung und Mehrländer-Ausgleichsmärkten**

Die neue Energiewelt im Elektrizitätsbereich, Sektorkopplung und Digitalisierung, ermöglichen die übergreifende Nutzung von Energieformen und die Partizipation vieler Beteiligter. Elektrische Energie wird nicht mehr nur vom Erzeuger über die Netze zu den Verbrauchern fließen, sondern auch direkt zwischen den Verbrauchern ausgetauscht werden. Die Digitalisierung erhöht nicht nur den Energiebedarf, sondern ermöglicht auch die Beteiligung der Verbraucher als aktive Nutzer und Produzenten. Der Anteil elektrischer Energie aus den Gratis-Rohstoffen Wind und Sonne steigt. Die dafür benötigte Flexibilität kann auch durch die Beteiligungsansprüche der Verbraucher genutzt werden (Prosumer).

Umfangreiche Studien und Analysen namhafter Einrichtungen wie Deloitte oder PWC zeigen schon heute deutlich vor, in welche Richtung die Entwicklung der Energiewirtschaft und der Kunden gehen wird.<sup>36 37</sup> Bereits jetzt fließen Energie und Informationen in beide Richtungen: vom (traditionellen) Erzeuger über das Netz zum (traditionellen) Verbraucher und zurück. Die Verbindung von Industrie, Haushalten, Mobilität, Wärme, Strom- und Wärmespeicher stellt eine große Chance für die Energiewende dar. Erzeuger und Verbraucher können durch Automatisierung eine intelligente Rolle im Energieverteilnetz einnehmen. Das Netz als Transportmedium gibt ebenfalls intelligente Signale. Netzbetreiber müssen verstärkt Anbieter von Infrastruktur für die zukünftigen Produzenten werden und neuen Ideen und innovativen Ansätzen Zugang bieten: vom Türsteher zum Ermöglicher. Diese Entwicklung muss objektiv und unabhängig von individuellen Geschäftsinteressen im Netzbetrieb begleitet werden. So ist es bereits heute technisch möglich und auch in Vorgaben der Europäischen Union gefordert, Systemdienstleistungen für den Betrieb der Verteilnetze zu monetarisieren und für Nutzer verfügbar zu machen, was wiederum den günstigeren Netzbetrieb ermöglicht.

Ergänzend zu den oben beschriebenen Punkten ist anzumerken, dass die Erzeugung erneuerbarer Energie in Österreich maßgeblich durch Entgelte belastet ist und insofern nicht nur eine Benachteiligung gegenüber Energieimporten gegeben ist sondern auch jeder Anreiz für eine verstärkte Flexibilisierung oder gesenkt wird da der Anteil der Netzentgelte bei Erzeugern aber auch bei Verbrauchern anders als in anderen Ländern eine ökonomische Beeinträchtigung mit sich bringt.

### **Transparente und partizipative Prozesse**

Ein maßgebliches Ziel für die weitere Flexibilisierung und Marktintegration von erneuerbaren Energien ist der Marktumbau selbst. In Österreich sind hier auch im Zuge der Anwendung der Elemente des „Clean Energy Packages“ aber auch der An- und Umsetzung der Network Codes umfangreiche Änderungen und Anpassungen vorzunehmen. Die bisher sehr begrenzte und weitgehend intransparente Beteiligung der Netzkunden ist ein Relikt aus der Vergangenheit und muss durch transparente, nachvollziehbare und offene Prozesse neugestaltet werden. Ein wesentliches Element dabei ist die Öffnung des E-Control Regulierungsbeirates für die Erzeuger erneuerbarer Energien um die einseitige Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für eine moderne und nachhaltige Energieerzeugung in Österreich zu verbessern.

---

<sup>36</sup> pwc (2016); Blockchain – an opportunity for energy producers and consumers?

<sup>37</sup> Deloitte (2018); Erneuerbare Energien in

Österreich 2017 – Der jährliche Stimmungsbarometer österreichischer Haushalte zu erneuerbaren Energien

**iii. Wenn anwendbar, Maßnahmen, die den nicht-diskriminierenden Zugang zu erneuerbaren Energieformen, demand response, etc. ermöglichen**

**iv. Maßnahmen zum Schutz der Verbraucherinnen und Verbraucher, speziell Maßnahmen gegen Energiearmut, soweit gegeben**

**v. Beschreibung von Maßnahmen zur Ermöglichung und Entwicklung von Laststeuerung einschließlich Maßnahmen, mit denen die dynamische Tarifierung unterstützt wird**

#### 3.4.4. Energiearmut

Alle hier vorgeschlagenen Maßnahmen und Transformationspfade haben die Aspekte der Energiearmut und der Leistbarkeit von Energie zu berücksichtigen.

### **3.5. Dimension 5: Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit**

Die vom zuständigen Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie erstellte „Energieforschungs- und Innovationsstrategie 2050“ zielt darauf ab, die wirtschaftlichen Chancen des Umbaus des Energiesystems zu nutzen, Energieforschung und Innovation als zentralen Wegbereiter der schrittweisen Dekarbonisierung des Energiesystems zu forcieren und damit einen maßgeblichen Beitrag Österreichs zu einer sauberen, sicheren und leistbaren Energiezukunft zu leisten. (BMVIT <sup>38</sup> Energieforschungs- und Innovationsstrategie 2050). Ein erfolgreiches Innovationssystem benötigt nicht nur innovationsfördernde Rahmenbedingungen, sondern auch großformatige Erprobungsphasen unter Realbedingungen, die am besten durch einen entsprechenden Heimmarkt bereitgestellt werden können, die Einbindung verschiedenster Akteursgruppen (Stakeholder), Internationalisierung und eine unterstützende öffentliche Beschaffung im Energiebereich.

---

<sup>38</sup> [https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050\\_pdf/reports/20170323-eforschung\\_strategie.pdf](https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050_pdf/reports/20170323-eforschung_strategie.pdf)

## ABSCHNITT B: ANALYTISCHE GRUNDLAGEN

### 4. Aktuelle Situation und Projektion „mit bestehenden Maßnahmen“ (WEM)

Das Umweltbundesamt publiziert regelmäßig Energie- und Klimaszenarien über mögliche Entwicklungspfade für das Energiesystem und die THG-Emissionen, zuletzt 2017 (Umweltbundesamt 2017a und 2017b). Darin enthalten ist auch ein Szenario, wie sich die Emissionen bei aktuellen Rahmenbedingungen entwickeln (WEM Szenario, „with existing measures“). Dieses Szenario ist das jüngste bis November 2018 publizierte und wird im Folgenden beschrieben.

#### 4.1. Projizierte Entwicklung der wesentlichen exogenen Faktoren mit Einfluss auf Energiesystem und THG-Emissionen

##### *i. Makroökonomische Vorausschau (BIP und Bevölkerung)*

In der folgenden Tabelle sind die wesentlichen makroökonomischen Parameter für die Emissionsprojektionen im Szenario WEM dargestellt.

Tabelle 24: Makroökonomische Parameter für das Szenario WEM. Quelle: Umweltbundesamt (2017a)

	2015	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung [Mio.]	8,621	8,939	9,314	9,522	9,634
Anzahl der Hauptwohnsitze [Mio.]	3,798	3,989	4,226	4,393	4,498
Bruttoinlandsprodukt [Mrd.EUR <sub>2015</sub> ]	337	360	419	498	576

##### *ii. Sektorale Änderungen, von denen Einfluss auf Energiesystem und THG-Emissionen erwartet werden kann*

Im Szenario WEM werden keine starken sektoralen Änderungen erwartet, die einen deutlichen Einfluss auf das Energiesystem und die THG-Emissionen hätten.

##### *iii. Globale Energietrends, internationale Preise für fossile Energie, EU ETS Kohlenstoffpreis*

Im Szenario WEM wird von deutlich steigenden Preisen für fossile Energieträger ausgegangen, die Preise für Emissionszertifikate im EU ETS steigen nur moderat.

Tabelle 25: Energieträger- und Zertifikatspreise für das Szenario WEM. Quelle: Umweltbundesamt (2017a)

	2015	2020	2030	2040	2050
Internationaler Ölpreis [USD <sub>2013</sub> /boe]	54	87	113	124	130
Internationaler Ölpreis [EUR <sub>2013</sub> /GJ]	7,5	11,6	14,5	16	16,8
Internationaler Gaspreis [EUR <sub>2013</sub> /GJ]	6	7,5	8,8	9,7	10,1
Internationaler Kohlepreis [EUR <sub>2013</sub> /GJ]	1,8	2,2	3,2	3,5	3,7
CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreis [EUR <sub>2013</sub> /tCO <sub>2</sub> ]	7,5	15	33,5	50	88

#### **iv. Kostenentwicklungen von Energietechnologien**

Entsprechende Werte sind in den Publikationen zum WEM-Szenario (Umweltbundesamt 2017a und 2017b) nicht explizit angegeben, lediglich abgeleitete Energieträgerpreise und Heizkosten sind publiziert.

### **4.2. Dimension Dekarbonisierung**

#### **4.2.1. THG-Emissionen und -Bindung**

##### **i. Trends gegenwärtiger THG-Emissionen und -Bindung in den Sektoren EU ETS, Effort Sharing und LULUCF sowie in unterschiedlichen Energiesektoren**

Die Abbildung zeigt den Verlauf der Emissionen. Die gesamten THG-Emissionen sinken erst 2005 kontinuierlich, steigen seit 2015 jedoch wieder an.

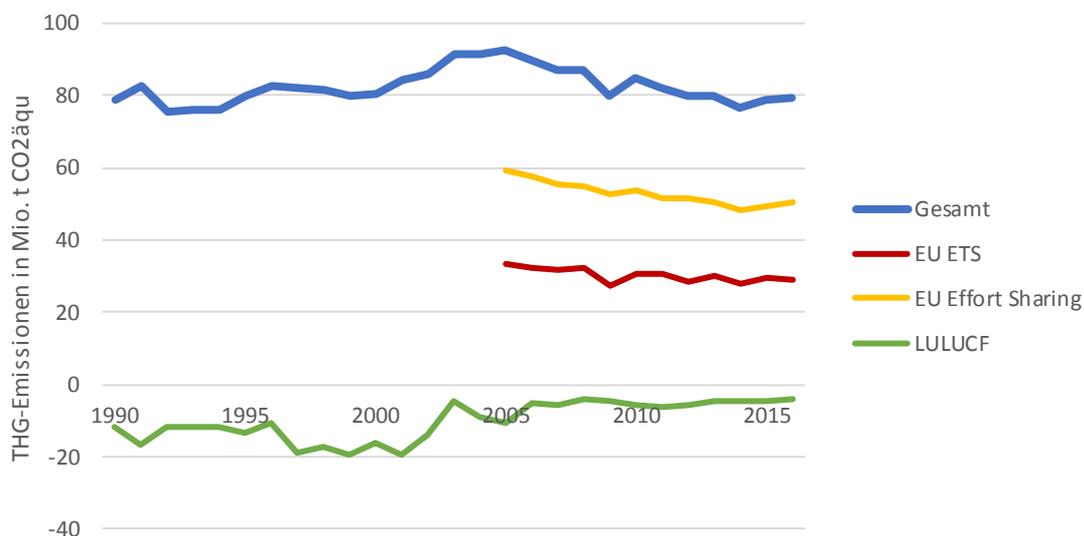


Abbildung 14: Verlauf der THG-Emissionen 1990-2016, gegliedert nach EU ETS, EU Effort Sharing (=Non-ETS) und LULUCF. Datenquelle: Umweltbundesamt

Werden nur die Emissionen aus Energienutzung betrachtet<sup>39</sup>, die den überwiegenden Teil der THG-Emissionen ausmachen, zeigt sich auch hier ab 2005 ein sinkender Trend und seit 2015 wieder ansteigende Emissionen. Am stärksten sanken die Emissionen in der Energieaufbringung und bei den Gebäuden, während sie in der Industrie nur sehr langsam sinken und im Verkehr stagnieren bzw. sogar zunehmen.

<sup>39</sup> In der Gliederung der internationalen THG-Berichterstattung. Das österreichische Klimaschutzgesetz gibt eine andere Gliederung vor.

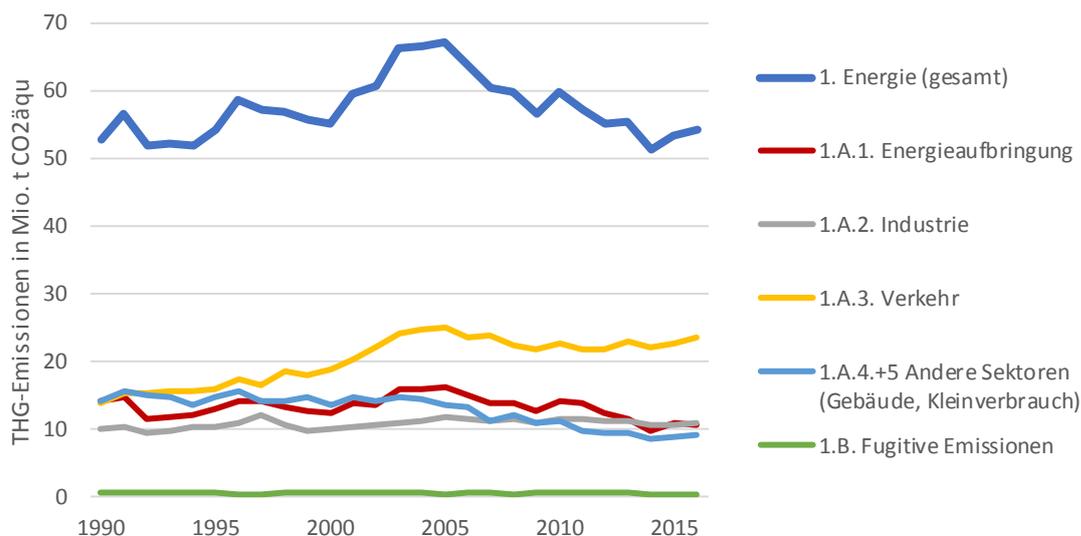


Abbildung 15: THG-Emissionen der Energiesektoren gemäß internationaler Nomenklatur, 1990-2016. Datenquelle: Umweltbundesamt

## ii. Projektionen der Entwicklung je Sektor mit bestehenden nationalen und EU Politiken und Maßnahmen bis zumindest 2040 (einschließlich für das Jahr 2030)

Werden keine zusätzlichen Maßnahmen für Energiewende und Klimaschutz gesetzt, so können bis 2030 laut WEM-Szenario lediglich Emissionsminderungen von insgesamt 25% gegenüber 2005 erzielt werden. Im Non-ETS-Bereich (=Effort Sharing) betrüge die Reduktion gar nur 21% – gegenüber den geforderten mindestens 36%.

Tabelle 26: THG-Emissionen im Szenario WEM. Quelle: Umweltbundesamt (2017a und 2017b)

<b>Emissionen im EU ETS</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
<b>Gesamt (ohne LULUCF)</b>	<b>29,5</b>	<b>26,2</b>	<b>25,5</b>	<b>25,0</b>	<b>24,6</b>	<b>24,3</b>	<b>23,8</b>	<b>23,1</b>
1. Energie	15,4	13,2	12,5	12,1	11,6			
2. Industrielle Prozesse	14,1	13,0	13,0	12,9	13,0			
<b>Emissionen im EU Effort Sharing</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
<b>Gesamt (ohne LULUCF)</b>	<b>49,3</b>	<b>49,1</b>	<b>47,2</b>	<b>44,6</b>	<b>42,6</b>	<b>40,4</b>	<b>38,0</b>	<b>35,8</b>
1. Energie	37,9	38,0	36,8	35,0	33,0			
2. Industrielle Prozesse	2,5	2,5	2,0	1,4	1,2			
3. Landwirtschaft	7,2	7,3	7,3	7,4	7,5			
5. Abfall	1,7	1,3	1,1	0,9	0,8			
<b>Emissionen aus LULUCF</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
<b>4. LULUCF</b>	<b>-4,8</b>	<b>-7,7</b>	<b>-8,1</b>	<b>-4,6</b>	<b>-4,9</b>			
<b>Gesamte Emissionen</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>	<b>2050</b>
Gesamte Emissionen (ohne LULUCF)	78,8	75,3	72,6	69,7	67,2	64,8	62,0	59,0

### 4.2.2. Erneuerbare Energie

#### i. Gegenwärtiger Anteil erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch und in unterschiedlichen Sektoren (Wärme und Kälte, Elektrizität und Transport) sowie je Technologie in diesen Sektoren

Im Jahr 2016 beträgt der Anteil erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch gemäß der Erneuerbaren-Richtlinie 33,5%. In den verschiedenen Anwendungsbereichen sind die derzeitigen Anteile – und damit die Ausgangsbasis für die Entwicklung bis 2030 und 2050 – sehr unterschiedlich.

Tabelle 27: Anteile erneuerbarer Energie gemäß der Berechnungsweise und Sektorengliederung der Erneuerbaren-Richtlinie im Jahr 2016. Quelle: Statistik Austria (2017), eigene Berechnungen

Angaben in PJ	Strom	Wärme	Transport
Biogene	17	139	22
Solar	4	8	
Windkraft	19		
Wasserkraft	147		
Umgebungswärme + Geothermie	0	9	
Erneuerbare. Fernwärmeerzeugung		40	
Erneuerbarer Stromverbrauch			8
<b>Summe erneuerbar</b>	<b>187</b>	<b>195</b>	<b>30</b>
Bezugsbasis	261	589	340
<b>Anteil erneuerbar</b>	<b>72%</b>	<b>33%</b>	<b>9%</b>

## ii. Indikative Projektion der Entwicklung mit bestehenden Politiken und Maßnahmen für das Jahr 2030 (mit Ausblick auf 2040)

Werden keine weiteren als die bisher gesetzten Maßnahmen eingeführt, steigt der Anteil erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch laut WEM-Szenario bis 2030 lediglich auf 39%, bis 2050 auf 44%.

Tabelle 28: Anteil erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch. Quelle: Umweltbundesamt (2017a)

	2015	2020	2030	2050
Anteil erneuerbarer Energie	33%	35%	39%	44%

Die Erneuerbaren-Anteil in der Gliederung der Sektoren gemäß Erneuerbaren-Richtlinie werden in den Publikationen zum WEM-Szenario (Umweltbundesamt 2017a und 2017b) nicht explizit angegeben.

## 4.3 Dimension Energieeffizienz

### i. Gegenwärtiger Primär- und Endenergieverbrauch der Volkswirtschaft und je Sektor (einschließlich Industrie, Wohngebäude, Dienstleistungen und Transport)

Der Bruttoinlandsverbrauch (=Primärenergieverbrauch) Österreichs lag 2017 bei 1.442 PJ – dem höchsten je gemessenen Wert.

Tabelle 29: Bruttoinlandsverbrauch 2016, Zusammensetzung der Energieaufbringung und -verwendung. Quelle: Statistik Austria (2018)

Aufbringung	Angaben in PJ
Inländ. Erzeugung v. Rohenergie	516
Importe	1.340
Lager	-4
Exporte	-411
<b>Bruttoinlandsverbrauch</b>	<b>1.442</b>
Verwendung	Angaben in PJ
Umwandlungseinsatz	882
Umwandlungsausstoß	-785
Sektor Energie + Transportverluste	145
Nichtenergetischer Verbrauch	70
Energetischer Endverbrauch	1.130
<b>Bruttoinlandsverbrauch</b>	<b>1.442</b>

Zwar hat sich der Primärenergieverbrauch relativ vom Wachstum des Bruttoinlandsprodukts entkoppelt, allerdings sinkt die Energieintensität (Energieverbrauch pro Einheit BIP) in den letzten Jahren nur noch schwach und liegt damit nicht auf dem Zielpfad der #mission2030 (siehe oben). Absolute Entkopplung wurde bislang im Trend nicht erreicht, der absolute Energieverbrauch steigt weiterhin. Abbildung 16 zeigt die Zusammenhänge.

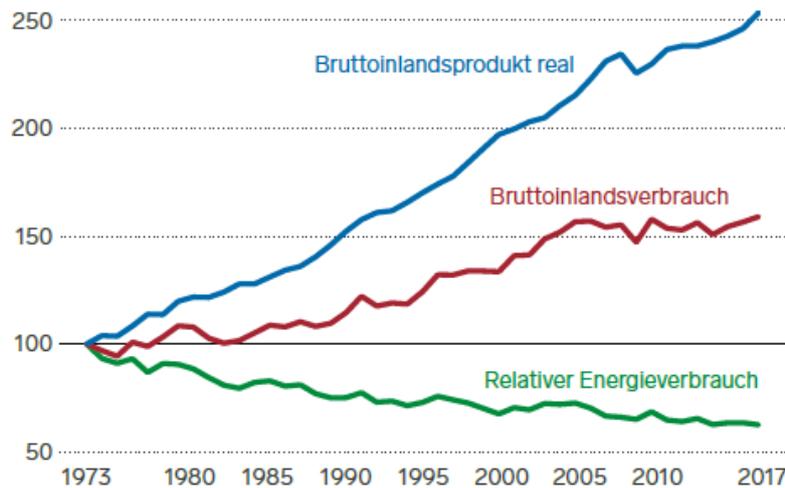


Abbildung 16: Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts, dem Bruttoinlandsenergieverbrauch und der Primärenergieintensität. Index 1973=100. Bildquelle: BMNT (2018)

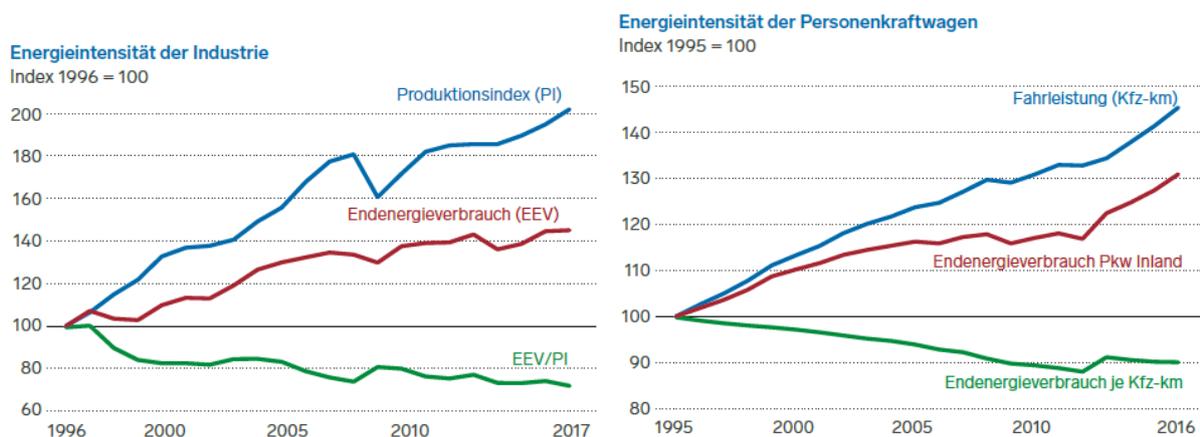
Auch der Endenergieverbrauch erreichte 2017 mit 1.130 PJ seinen höchsten je gemessenen Wert und entfernt sich damit weiter vom Ziel des Energieeffizienzgesetzes, ihn 2020 mit 1.050 PJ zu beschränken.

Tabelle 30: Endenergieverbrauch 2016 nach Sektoren. Quelle: Statistik Austria (2017)

Endenergieverbrauch	Angaben in PJ	Anteil
Öffentliche und Private Dienstleistungen	100	9%
Private Haushalte	276	24%
Landwirtschaft	22	2%
Produzierender Bereich	338	30%
Verkehr	394	35%
<b>Summe</b>	<b>1.130</b>	<b>100%</b>

Ähnlich auch die Entwicklungen der Endenergieintensität: Lediglich im Bereich der Heizenergie in Wohngebäude ist in den letzten Dekaden eine deutliche Entkopplung festzustellen, allerdings stagniert auch dies in den letzten Jahren wieder. Stagnation ist auch im Sektor Industrie zu beobachten und teilweise sogar Verschlechterungen im Bereich von Inlands-PKW. Abbildung 17 zeigt dazu auch den dramatischen Anstieg der Fahrleistungen und des Endenergieverbrauchs.

Abbildung 17: Entwicklung des Endenergieverbrauchs, des Outputs und der Energieintensität in den Sektoren Industrie (links) und Verkehr ((rechts). Bildquelle: BMNT (2018)



**ii. Gegenwärtiges Potenzial für die Anwendung von hocheffizienter KWK und effizienter Fernwärme und Klimatisierung**

Der weitere Ausbau der Fernwärmeversorgung mit effizienter, erneuerbarer Wärmeerzeugung ist ein wesentlicher Beitrag zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors. Im vorliegenden Szenario bleibt der Endenergieverbrauch von Fernwärme bis 20360 durch Effizienzgewinne in der Raumheizung zwar auf etwa dem gegenwärtigen Niveau, der Anteil an der gesamten Versorgung mit Raumwärme und Warmwasser legt jedoch von 21% auf 25% zu, der Anteil erneuerbarer Energie an der Fernwärmeerzeugung steigt von rund einem Drittel bis 2030 auf mehr als die Hälfte. Die Erzeugung aus Biomasse-KWK kann dabei um knapp 60% zunehmen, während jene aus fossil befeuerten KWK um knapp 60% abnimmt.

**iii. Projektionen unter Berücksichtigung bestehender Energieeffizienzpolitiken, -maßnahmen und -programme, wie unter 1.2. ii) für Primär- und Endenergieverbrauch je Sektor beschrieben, zumindest bis 2040 (einschließlich für das Jahr 2030)**

Die Tabelle zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Szenario WEM, also wenn keine über die bisher umgesetzten Maßnahmen eingeleitet werden. Es ist klar ersichtlich, dass das Ziel des Energieeffizienzgesetzes, den Endenergieverbrauch bis 2020 auf 1.050 PJ zu beschränken, mit den bisher gesetzten Maßnahmen deutlich verfehlt wird. Das Gesetz erreicht zwar rechnerische Energieeinsparungen, kann aber den Energieverbrauch bisher nicht nachhaltig senken. Selbst wenn jetzt noch zusätzliche Maßnahmen gesetzt werden ist es nicht mehr wahrscheinlich, das Ziel zu erreichen, wie das „Szenario Transition“ des Umweltbundesamts zeigt (Umweltbundesamt 2017a).

Tabelle 31: Endenergieverbrauch im Szenario WEM. Quelle: Umweltbundesamt (2017a)

Angaben in PJ	2015	2020	2030	2050
Verkehr	378	401	400	363
Industrie	314	301	312	320
Gebäude	372	375	349	303
Landwirtschaft	23	12	12	13
<b>Summe</b>	<b>1.087</b>	<b>1.090</b>	<b>1.074</b>	<b>998</b>

Die EU Energieeffizienzrichtlinie (2012/27/EU) wurde durch das Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG) in Form eines Verpflichtungssystems in nationales Recht umgesetzt. Kernzielement des EEffG ist die Stabilisierung des Endenergieverbrauches bei 1.050 PJ in 2020.

Dieses Ziel wird jedoch deutlich verfehlt werden. Wichtigster Grund dafür ist, dass in den Methodenhandbüchern, welche die einzelnen Effizienzmethoden qualitativ und quantitativ beschreiben und die im Rahmen des Gesetzes vom zuständigen Minister verordnet werden, Effizienzgewinne systematisch und deutlich überbewertet und die vorgesehenen Abschlagswerte für die Umsetzung der Maßnahmen nicht quantifiziert werden (d.h. es wird kontrafaktisch eine Umsetzung von Massenmaßnahmen von 100% angenommen). Trotz mehrfacher Kritik an dieser Situation und mehrfach vorgebrachter Änderungsvorschläge, beispielsweise seitens der Interessensverbände für Energieeffizienz (namentlich DECA, [www.deca.org](http://www.deca.org), [Positionspapier Energieeffizienzgesetz von Jänner 2017](#)), hat das zuständige Ministerium die in diesem Fall vorgesehenen Anpassungen in Verordnungen (z.B. gemäß § 10 (2) EEffG) zum Gesetz bislang nicht vorgenommen. Das bisherige Energieeffizienzgesetz muss in seiner aktuellen Form deshalb als weitgehend wirkungslos bezeichnet werden.

**iv. Kostenoptimale Niveaus für Mindest-Energieanforderungen [minimum energy performance requirements] aus nationalen Kalkulationen auf der Grundlage von Artikel 5 der Richtlinie 2010/31/EU**

**4.4. Dimension Sicherheit der Energieversorgung**

**i. Gegenwärtiger Energie-Mix, inländische Energiequellen, Importabhängigkeit, einschließlich wesentlicher Risiken**

Österreichs Energieversorgung ist nach wie vor klar von fossilen Energieträgern dominiert: Kohle, Öl und Gas machten 2017 noch immer zwei Drittel des Bruttoinlandsverbrauchs aus. Wie Abbildung 18 zeigt, liegt die Importabhängigkeit bei diesen Energieträgern zwischen 80 und 100%, während erneuerbare Energieträger fast ausschließlich aus inländischen Quellen stammen. Bei bestimmten erneuerbaren Energieträgern – wie etwa Pellets – ist Österreich sogar Netto-Exporteur.

Insgesamt beträgt die Importabhängigkeit der österreichischen Energieversorgung 2016 über 64% und liegt damit sogar noch deutlich über dem Schnitt der EU-287 von knapp 54% (BMNT 2018).

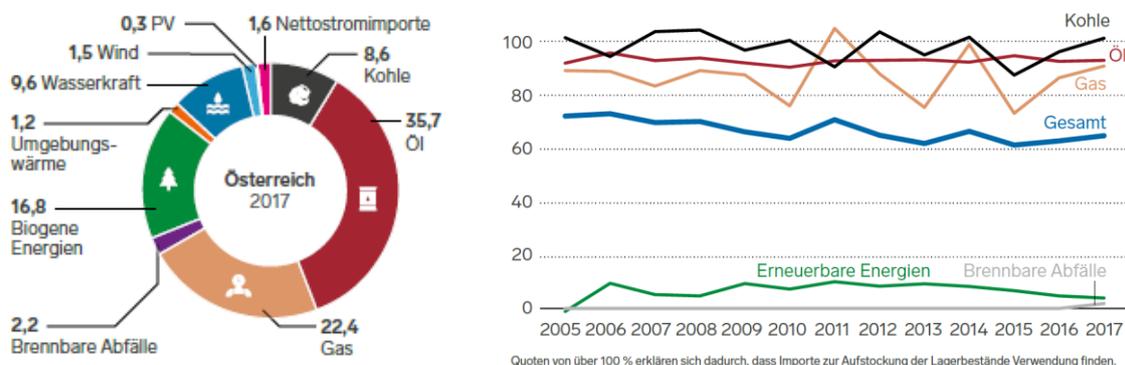


Abbildung 18: Energiemix 2017 (links) und Nettoimporttangente in Prozent, 2005-2017 (rechts). Bildquelle: BMNT (2018)

Für den Energieimport wurden 2017 knapp 11 Mrd. EUR ausgegeben, für Exporte knapp 3 Mrd. EUR eingenommen (BMNT 2018), das Außenhandelsdefizit beträgt im Energiebereich damit knapp 8 Mrd. Euro, und das bei moderaten Energiepreisen: in Hochpreisphasen liegt das Defizit deutlich höher, 2011 bis 2014 etwa bei 10 bis 13 Mrd. Euro. Importiert werden mit der Energie auch Risiken: Neben des Preisrisikos sind es vor allem einseitige Abhängigkeiten von dominanten Lieferländern und -routen sowie politische Risiken in Lieferländern.

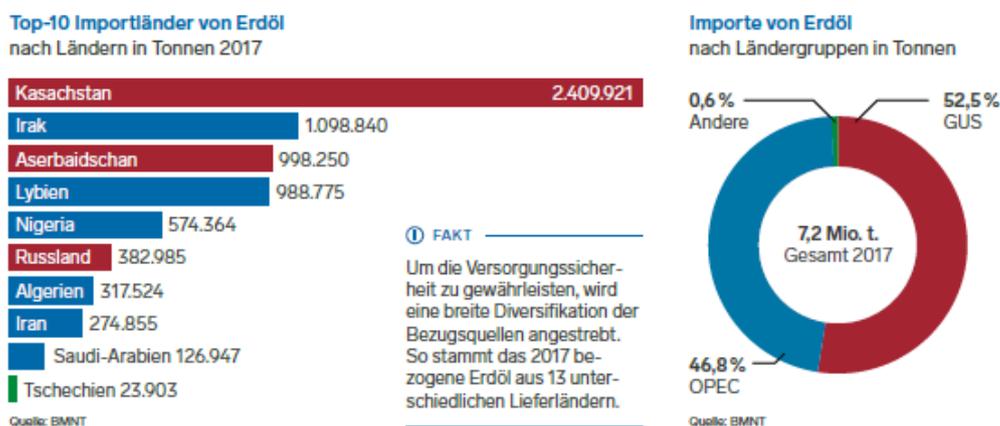


Abbildung 19: Erdölimporte 2017. Bildquelle: BMNT (2018)

## ii. Projektion der Entwicklung mit bestehenden Politiken und Maßnahmen, zumindest bis 2040 (einschließlich für das Jahr 2030)

Im Szenario WEM sinkt der Verbrauch fossiler Energie von 2015 bis 2030 nur leicht, wie die Tabelle zeigt. Entsprechend der hohen Importabhängigkeit bei diesen Energieträgern bleibt die Abhängigkeit der gesamten Energieversorgung weiterhin bestehen, die Ausgaben für Importe würden angesichts der im WEM-Szenario unterstellten Preissteigerungen (siehe Tabelle 24) deutlich steigen.

Tabelle 32: Primärenergieverbrauch im Szenario WEM und Anteil

Angaben in PJ	2015	2020	2030	2050
Kohle	136	112	100	99
Öl	508	494	460	365
Gas	288	283	277	209
Biomasse	241	232	224	203
sonstige Erneuerbare	170	214	248	312
Abfall	30	33	33	34
Nettostromimporte	36	13	10	39
<b>Bruttoinlandsverbrauch</b>	<b>1.409</b>	<b>1.380</b>	<b>1.353</b>	<b>1.262</b>
<b>Anteil Kohle, Erdöl und Erdgas</b>	<b>66%</b>	<b>64%</b>	<b>62%</b>	<b>53%</b>

## 4.5. Dimension Energiebinnenmarkt

## 4.6. Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

## 5. Folgenabschätzung zu geplanten Politiken und Maßnahmen<sup>40</sup>

### 5.1 Auswirkungen der in Abschnitt 3 beschriebenen geplanten Politiken und Maßnahmen zu Treibhausgasemissionen und Kohlenstoffbindung

#### 5.2 Überblick über den Investitionsbedarf

##### *1. bestehende Investitionsströme und Annahmen für die zukünftigen Investitionen im Hinblick auf die geplanten Politiken und Maßnahmen*

Die Energiewende ist ein großes Investitionsprogramm, bedeutet sie doch die völlige Ausrichtung des Energiesystems auf Treibhausgasneutralität. Investitionen in sparsame Verbrauchstechnologien, in nachhaltige erneuerbare Energieaufbringung und zukunftssichere Energieinfrastrukturen stärken Inlandsinvestitionen, verringern Kapitalabfluss und schaffen zusätzliche Arbeitsplätze.

Im Strombereich ist das Ziel von 100% erneuerbaren mit folgenden Effekten verbunden:

- Durchschnittlich fallen dafür jährlich rund 511 Millionen Euro an Kosten an (2015: 620 Millionen Euro)
- Diesen Kosten steht ein strompreismindernder Effekt um bis zu 137 Millionen Euro gegenüber sowie verminderte Importkosten von insgesamt 8 Milliarden Euro.
- Ein intelligentes ausdifferenziertes Fördersystem führt entgegen den aktuellen Vorschlägen zu deutlich niedrigeren Kosten. Ein Marktprämiensystem für Windenergie ist beispielsweise 40% günstiger als eine auktionierte Förderung.
- Abschaltung von Biomasse-Anlagen vor dem Ende der technischen Lebensdauer würde zu Mehrkosten von 150 Millionen Euro führen
- Der Ausbau von Wärmepumpen und Elektromobilität führt zu erheblichen Spitzenlasten, die Maßnahmen zum Lastmanagement (z.B. gesteuertes Laden bei Elektromobilität, Vermeidung ineffizienter Wärmepumpen) erforderlich machen.
- Die aktuell geplante Stromnetzentwicklung bis 2030 erlaubt den vollen Ausbau auf 100% erneuerbare Energien bei 100% Versorgungssicherheit, der zusätzliche Adaptierungsbedarf im Transportnetz ist relativ gering
- Der notwendige Speicherausbau fällt sehr gering aus (2,5% Ausbau bis 2030)
- Die jährlichen österreichischen Treibhausgasemissionen sinken um 13,5 Millionen Tonnen (17,5% der Gesamtemissionen) bzw. 210 Millionen Euro jährlich für Emissionszertifikate
- Die Beschäftigungseffekte durch eine Umstellung auf 100% erneuerbaren Strom liegen bei 53.000 neuen Arbeitsplätzen

Allein die Dekarbonisierung der Raumwärme- und Warmwasserversorgung löst in den nächsten Jahrzehnten zusätzliche Investitionen von jährlich 1,5 bis 2 Mrd. Euro gegenüber dem derzeitigen Niveau von rd. 3 Mrd. (Kranzl et al. 2017).

---

<sup>40</sup> Die Überschriften dieses Kapitels wurden aus der englischsprachigen Vorlage der Governance-Verordnung vom EEÖ übersetzt.

## ***ii. Sektor- oder Marktrisikofaktoren oder -barrieren im nationalen oder regionalen Kontext***

Durch die erheblichen Marktverwerfungen am Strommarkt ergeben sich langfristig nur schwer planbare Rahmenbedingungen die durch stabile und sichere politische Rahmenbedingungen abgesichert werden müssen. Das trifft sowohl auf die Gestaltung der Förderanreize zum Ausgleich der Verwerfungen zu als auch auf die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen die entsprechend angepasst werden müssen. Das wesentliche Risiko hierbei liegt in der fachlich und sachlich konsistenten politischen Vertretung gegenüber der Europäischen Union die mittlerweile weitgehend in die nationale Energiepolitik eingreift. Darüber hinaus auch in eine engere europäische Koordination der Energiepolitik um unnötige Verwerfungen durch Überkapazitäten fossiler Kraftwerke aber auch durch Handelsbeschränkungen zu vermeiden.

Letztlich ist es notwendig, dass sich Österreich für eine europäische Energie- und Klimapolitik einsetzt um weitere schwer bis gar nicht vorhersagbare negative Einwirkungen durch den schlecht regulierten ETS Markt zu reduzieren. Diesen kann vor allem durch eine Einführung eines nationalen, bilateralen oder EU weiten CO<sub>2</sub>-Mindestpreis aber auch durch eine CO<sub>2</sub>-Besteuerung (etwa durch eine aufkommensneutrale ökosoziale Steuerentlastung) begegnet werden.

## ***iii. Analyse zusätzlicher öffentlicher Finanzhilfen oder Ressourcen zur Beseitigung der unter (ii) festgestellten Lücken***

### **5.3. Auswirkungen der in Abschnitt 3 beschriebenen geplanten Politiken und Maßnahmen auf andere Mitgliedstaaten und regionale Zusammenarbeit**

#### **i. Impacts on the energy system in neighbouring and other Member States in the region to the extent possible**

#### ***ii. Impacts on energy prices, utilities and energy market integration***

#### ***iii. Wenn relevant, Folgen für regionale Kooperationen***