

Januar 2022

Rainer Kleedörfer  
Fachlicher Sprecher Forum Klimaschutz und nachhaltige Entwicklung

## **Positionspapier: Wie Energiewende gelingt, die Klimaschutzziele erreichbar sind und Energie für die Menschen und Unternehmen sicher und bezahlbar bleibt**

### **Zusammenfassung (mit den wesentlichen Inhalten und Forderungen)**

**Präambel: Die Landkreise und kreisfreien Städte der Europäischen Metropolregion Nürnberg (Metropolregion) bekennen sich ausdrücklich zur Energiewende und den Klimaschutzzielen. Der Klimapakt der Metropolregion dokumentiert dies. Des Weiteren wurde im März 2018 unter Mitwirkung von Vertretern aus Industrie, Handwerk, Wissenschaft, Verwaltung, Stadtwerken und Umwelt- und Naturschutzverbänden ein sektorenübergreifendes Maßnahmenpaket erarbeitet, dessen Umsetzung eine erfolgreiche Energiewende und wirksamen Klimaschutz in der Metropolregion gewährleistet. Das Maßnahmenpaket ist grundsätzlich auf Deutschland übertragbar. Wir sehen aber nunmehr, dass ein „Weiter so!“ die Energiewende gefährdet und das Erreichen der Klimaschutzziele deutlich verzögern wird. Handlungsbedarf besteht!**

## **I. Rahmenbedingungen**

### **1. Klimaschutzziele**

Die Klimaschutzziele, welche im Jahre 2021 sowohl auf der europäischen wie auch auf der deutschen Ebene weiter verschärft wurden, können nur erreicht werden, wenn alle Sektoren einen hinreichenden Beitrag hierzu leisten. Auf deutscher Ebene verpflichtet der Beschluss des Bundesverfassungsgerichtes vom 24.03.2021 die Bundesregierung zum Handeln, die intertemporale Lastenverteilung zwischen den Generationen ausgewogen zu organisieren. Nach aktuellem Stand soll Deutschland bis zum Jahr 2045 klimaneutral sein. Bis zum Jahr 2030 sollen die nationalen Emissionen auf 438 Mio. t CO<sub>2</sub> gesenkt werden, was einem Minderungsziel von 65 % ggü. dem Jahr 1990 entspricht. Die sektorale Aufteilung ergibt sich aus nachstehender Tabelle.

<b>Sektor</b>	<b>Emissionen 2019<sup>1</sup> (in Mio. t CO<sub>2</sub>)</b>	<b>Sektorenziel 2030 laut Novelle des Bundes- Klimaschutzgesetzes (in Mio. t CO<sub>2</sub>)</b>
Energiewirtschaft	258	108
Industrie	187	118
Verkehr	164	85
Gebäude	123	67
Landwirtschaft	68	56
Sonstige	9	4
<b>Gesamt</b>	<b>810</b>	<b>438</b>

<sup>1</sup> Wert aus 2019, da die Werte aus 2020 und 2021 durch Corona verzerrt und nicht aussagekräftig sind.

Faktisch bedeutet diese Zielsetzung einen weitgehenden Umbau der Volkswirtschaft. Nahezu jeder einzelne Bürger bzw. Bürgerin sowie jedes Unternehmen werden von den Folgen direkt betroffen sein. Dieser kann nur gelingen, wenn die Akzeptanz breiter Teile der Bevölkerung und der Unternehmen für die erforderlichen Maßnahmen geschaffen wird und erhalten bleibt. Hierzu gehören u. a. eine sichere und bezahlbare Energieversorgung, die ökologisch nachhaltig zu organisieren ist, ebenso wie sichere und fair bezahlte Arbeitsplätze. Zudem muss die Lastenteilung zwischen Städten und umgebenden Regionen fair austariert werden. Gerade jenseits der urbanen Zentren wird die Sichtbarkeit technischer Anlagen (Windräder, Photovoltaikanlagen, Stromtransportinfrastruktur, Umspannwerke etc.) sehr deutlich zunehmen; soll die Akzeptanz der hierdurch betroffenen Bevölkerung vor Ort gesichert bleiben, muss dieser Zubau zeitlich klug gestaffelt und räumlich fair verteilt werden. Auch die ökonomische wie ökologische Teilhabe der Menschen vor Ort wird wesentlich sein.

Die durch den Beschluss des Bundesverfassungsgerichtes eingeforderte ausgewogene Lastenteilung verlangt zeitnah wirksame Maßnahmen, die sicherstellen, dass die Klimaschutz(zwischen)ziele für das Jahr 2030 erreicht werden. Dies bedingt, dass heute vorhandene Technologien umgehend und in großer Zahl zur Anwendung kommen. Bei der Technologiewahl sind diejenigen Technologien zu bevorzugen, die volkswirtschaftlich den größten Nutzen stiften und zudem breite Akzeptanz in der Bevölkerung haben und dem Gemeinwohl dienen. Perspektivisch negative Lock-in-Effekte sind hierbei zu vermeiden.

## 2. Herausforderungen

Das Energiesystem der Zukunft gründet nahezu vollständig auf Erneuerbaren Energien, die in Deutschland im Wesentlichen Windkraft (mit Schwerpunkten auf See und in Nord- sowie Mitteldeutschland) und Photovoltaik (mit Schwerpunkt im süddeutschen Raum) umfassen. Die heute installierte Leistung der Photovoltaik und der Windkraft muss alleine bis zum Jahr 2030 nahezu vervierfacht (Photovoltaik) bzw. verdoppelt (Windkraft) werden.<sup>2</sup> Es findet kein relevanter Zubau an Wasserkraft statt.<sup>3</sup> Erneuerbare Energien alleine gewährleisten jedoch keine gesicherte Versorgung, so dass weiterhin thermische Kraftwerke als Ergänzung zwingend sind. Allein bis zum Jahr 2030 ist der Neubau von Gaskraftwerken („Wasserstoff-ready“) mit einer installierten Leistung von rund 23 Gigawatt erforderlich.<sup>4</sup>

Eine weitere wesentliche Säule – neben der inländischen Energieerzeugung – wird weiterhin der Energie(träger)import (mittel- bis langfristig v. a. von klimaneutralem Wasserstoff) sein.

Die heute noch CO<sub>2</sub>-haltigen Energieträger müssen nahezu vollständig durch CO<sub>2</sub>-freie Energieträger ersetzt werden. Die Potentiale aus Senken (bspw. Wälder oder Moore) werden zur Kompensation der sonstigen Treibhausgase benötigt. Offen ist die Frage, in wie weit und in welchem Umfang CO<sub>2</sub> der Atmosphäre dauerhaft entzogen werden kann (bspw. durch CCS<sup>5</sup>- und DAC<sup>6</sup>-Technologien).

Konkret bedeutet dies, dass die heute maßgeblich fossilen Energieträger – im Wesentlichen sind das die CO<sub>2</sub>-haltigen Energieträger Kohle, Mineralöl und Erdgas – ersetzt werden

---

<sup>2</sup> Vgl. EWI (2021): EWI-Analyse: Auswirkungen des Koalitionsvertrages auf den Stromsektor 2030.

<sup>3</sup> Vgl. UBA (2010): Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie sowie UBA (2019): Nutzung von Flüssen: Wasserkraft. Das Wasserkraftpotential ist in Deutschland bereits zu 80 % ausgeschöpft. Gleichzeitig wird davon ausgegangen, dass aufgrund des Klimawandels und geringerer Niederschläge mit bis zu 15 % geringeren Erträgen aus Wasserkraft zu rechnen ist.

<sup>4</sup> Vgl. EWI (2021): EWI-Analyse: Auswirkungen des Koalitionsvertrages auf den Stromsektor 2030.

<sup>5</sup> Carbon Capture and Storage.

<sup>6</sup> Direct Air Capture.

müssen. Der im Jahr 2022 vollzogene Atomausstieg sowie der beschlossene Kohleausstieg bis zum Jahr 2038<sup>7</sup> entziehen dem Energiesystem zudem gesicherte Leistung. Zwingend müssen deutliche Effizienzfortschritte beim Energieeinsatz und Energieverbrauch erreicht werden.

Die Erneuerbaren hatten im Jahr 2021 einen Anteil von rund 16 % am Primärenergieverbrauch. Dies bedeutet, dass rund 84 % der im Jahr 2020 eingesetzten Energieträger noch eine – teils erhebliche – CO<sub>2</sub>-Fracht trugen. Ziel der Bundesregierung ist es, den Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2030 um 30 % und bis zum Jahr 2050 um 50 % gegenüber 2008 zu senken.<sup>8</sup> Das für das Jahr 2020 gesetzte Ziel einer Reduzierung um 20 % wurde dabei trotz der coronabedingten Rückgänge knapp verfehlt.<sup>9</sup>

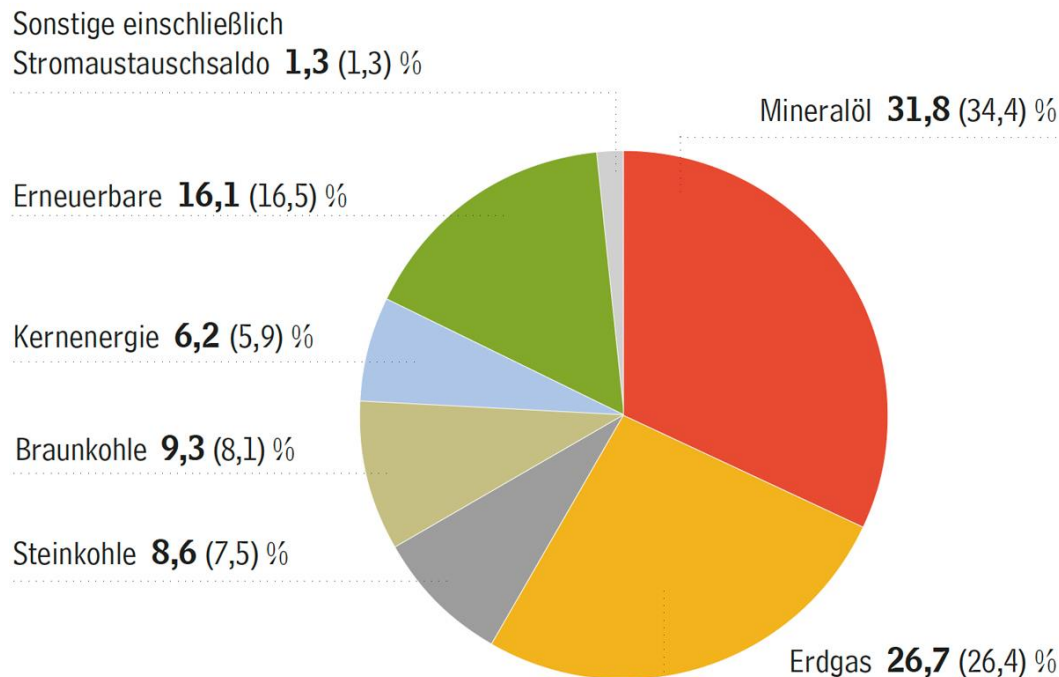


Abb. 1: Struktur des Primärenergieverbrauchs in D 2021 gesamt 12.193 PJ (416,1 Mio. t. SKE); Vorjahr in Klammern; Quelle: AG Energiebilanzen

Um die Volkswirtschaft in Richtung Klimaneutralität umzubauen, müssen Energieerzeugung und Energieanwendung großflächig ausgebaut bzw. umgestellt werden. Zudem muss der Gebäudebestand in deutlich höherer Geschwindigkeit energetisch – soweit erforderlich – saniert werden. Der Ausbau der zugrundeliegenden Infrastruktur – im Wesentlichen des Stromverteilnetzes als relevante Infrastruktur, an welcher sich das Gelingen der Energiewende entscheiden dürfte – ist ebenso zwingend. Die einzelnen Maßnahmenfelder müssen zwingend zeitlich und inhaltlich synchronisiert werden, da ansonsten ein Scheitern höchst wahrscheinlich ist. Der heutige Gesetzesrahmen ist jedoch nicht systemisch gedacht angelegt, so dass dieser dementsprechend zeitnah adjustiert werden muss, so dass die erforderliche Synchronisierung hierdurch abgesichert ist. Ziel muss es hierbei auch sein, den Infrastrukturausbau auf das volkswirtschaftlich wie energiewirtschaftlich Sinnvolle zu begrenzen und hierdurch auch den damit einhergehenden Kostenanstieg für die privaten Haushalte und die Unternehmen zu begrenzen.

<sup>7</sup> Laut Koalitionsvertrag der Bundesregierung ist der Kohleausstieg bereits für das Jahr 2030 angestrebt.

<sup>8</sup> Vgl. Energieeffizienzstrategie 2050.

<sup>9</sup> Vgl. Auswertung UBA (2021).

Als weitere wesentliche Herausforderung müssen die an vielen Stellen bestehenden substanziellen Ressourcenengpässe („Fachkräftemangel“) behoben werden. Heute bestehen diese Engpässe auf der gesamten Prozesskette – von der Beratung über Planung, und Genehmigung bis zur Umsetzung von Maßnahmen. Dies betrifft die Energieberater, die Fachbüros aber auch Handwerk und Bauindustrie sowie die Energieversorger. Viele zehntausend neuer und hinreichend qualifizierter Fachkräfte sind für das Gelingen der Energiewende erforderlich, um die Umsetzung von Maßnahmen im privaten wie im öffentlichen Bereich rechtzeitig zu erreichen, da ansonsten das Erreichen der Klimaschutzziele stark gefährdet ist.

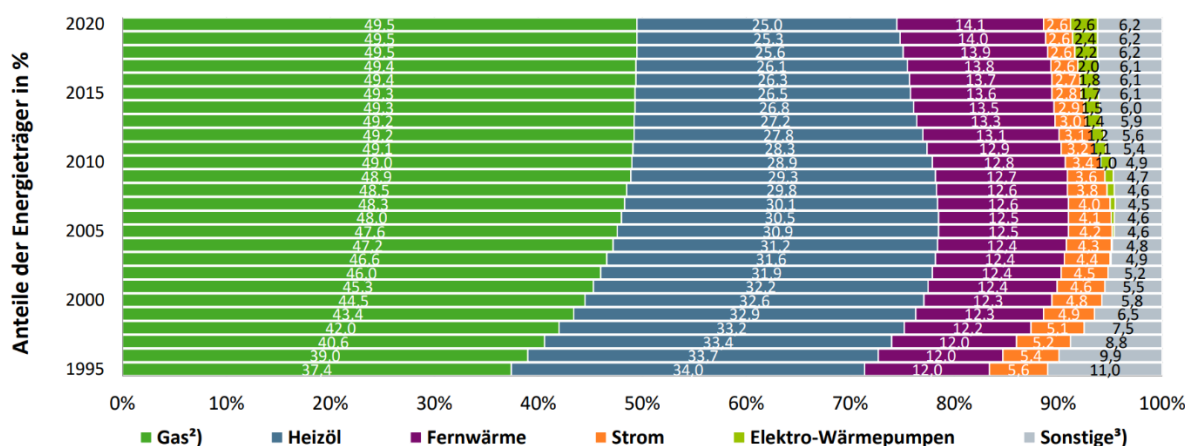
## II. Sektoren

### 1. Gebäude(wärme)sektor

Der Gebäude(wärme)sektor hat aktuell einen Endenergiebedarf von rund 800 TWh<sup>10</sup> und ist heute für rund ein Drittel des Endenergieverbrauchs in Deutschland verantwortlich.<sup>11</sup> Der Gebäudebestand umfasst rund 41 Mio. Wohnungen in rund 19 Mio. Wohngebäuden.<sup>12</sup>

Verschiedene Studien<sup>13</sup> kommen zum Ergebnis, dass bis 2050 (2045) durch unterschiedliche Effizienzmaßnahmen der heutige Raumwärmebedarf maximal um rund ein Drittel reduziert werden kann. Dies bedeutet, dass auch 2050 (2045) noch ein Raumwärmebedarf von mindestens 400–600 TWh besteht, der dann vollständig CO<sub>2</sub>-frei sein muss.

### Entwicklung der Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes<sup>1)</sup> in Deutschland



Quelle: BDEW, Stand 01/2021

<sup>1)</sup> Anzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum; Heizung vorhanden; <sup>2)</sup> einschließlich Biogas und Flüssiggas; <sup>3)</sup> Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

Abb. 2: Anteil Energieträger für Wärmeanwendungen im Gebäudebestand; Quelle: BDEW

<sup>10</sup> Davon 662 TWh für Raumwärme, 130 TWh für Warmwasser, 10 TWh für Klimakälte.

<sup>11</sup> Vgl. DENA Gebäudereport 2021; vgl. auch IREES/ifeu/Fraunhofer/Prognos (2020): Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kältenutzung für Deutschland. Vgl. zu den unterschiedlichen Definitionen des Wärmesektors Frontier Economics (2021): Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Wärmesektors.

<sup>12</sup> Vgl. BDEW (2020): Wie heizt Deutschland 2019?

<sup>13</sup> Vgl. exemplarisch AEE (2016), die einen Überblick über eine Vielzahl an Studienergebnissen bzgl. der Abschätzung des künftigen Endenergiebedarfes für Raumwärme geben. Vgl. auch IREES/ifeu/Fraunhofer/Prognos (2020): Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kältenutzung für Deutschland.

## Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau<sup>1)</sup> in Deutschland seit 2000

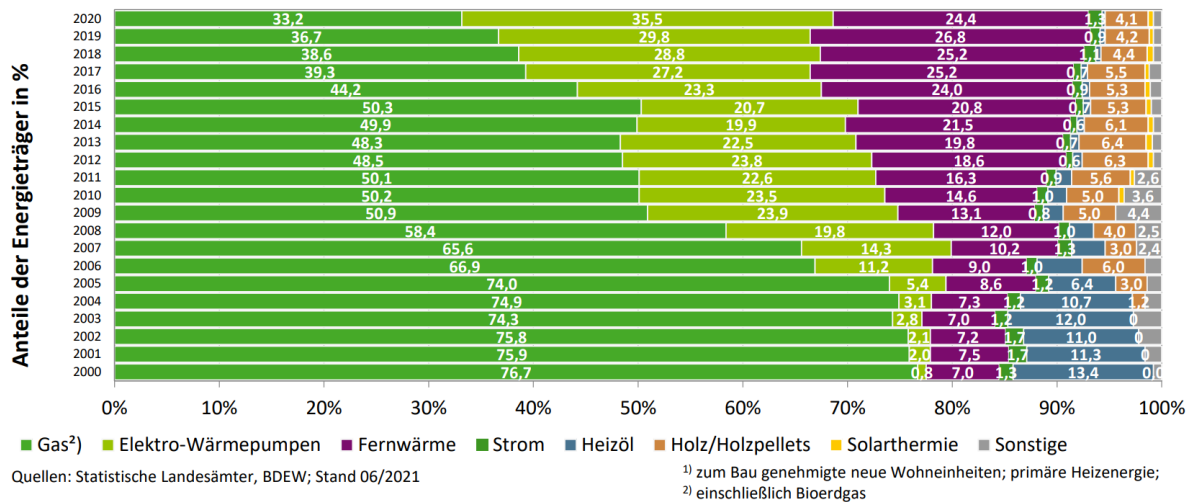


Abb. 3: Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau; Quelle: BDEW

Sind Fernwärmesysteme vorhanden, bei welchen heute ebenfalls Erdgas als Energieträger dominiert, kann dies durch einen weiteren Ausbau der Fernwärme und parallel einem sukzessiven Primärenergieträgertausch hin zu klimaneutralen Energieträgern oder der Erschließung weiterer klimaneutraler Wärmequellen (bspw. industrielle Abwärme oder Großwärmepumpen) erfolgen. Ein wesentlicher und zwingender Schritt ist es hierbei, dass klimaneutrale Gase (bspw. klimaneutraler Wasserstoff) an den Erzeugungsstandorten für Fernwärme rechtzeitig, in ausreichender Menge und zu akzeptablen Preisen zur Verfügung stehen, so dass der verbleibende Erdgasanteil substituiert werden kann. Hierzu müssen durch den Bundesgesetzgeber entsprechende Rahmenbedingungen gesetzt werden. Die Wärmeliniendichte des Gebäudebestandes ist maßgebliches Kriterium, ob ein Fernwärmeausbau grundsätzlich wirtschaftlich darstellbar ist.

Die oftmals benannte Wärme(einzel)pumpe ist im Neubaubereich bei aufgelockerter Bebauung eine realistische Option und setzt sich dort auch sukzessive durch.

Im Gebäudebestand, mit einer Dominanz von Erdgas und nach wie vor hohem Anteil von Ölheizungen, ist die Wärmepumpe nur dann großflächig realistisch, wenn vorher alle nachstehenden Schritte erfolgreich umgesetzt sind:

- Der Gebäudebestand muss flächendeckend im erforderlichen Umfang energetisch saniert sein.
- Das Stromverteilnetz muss flächendeckend innerorts um den Faktor 3–5<sup>14</sup> erweitert worden sein.
- An das Erdgasnetz angeschlossene produzierende Unternehmen müssen ihre Prozesswärmeerzeugung auf einen anderen Energieträger umgestellt haben.

Alle vorstehenden Punkte sind zudem zwingende Voraussetzung dafür, dass Teile der Erdgasinfrastruktur binär außer Betrieb zu nehmen. Dies kann realistisch nur gelingen, wenn das Handeln der einzelnen Akteure (Gebäudeeigentümer, Unternehmer, Energieinfrastrukturbetreiber) koordiniert und für alle Akteure verpflichtend wird. Alleine die flächendeckende Sanierung der Gebäude und der massive Ausbau des innerörtlichen Stromverteilnetzes benötigen realistisch – aufgrund des schieren Mengengerüsts –

<sup>14</sup> Quelle: Wärmestudie für die Stadt Nürnberg, N-ERGIE Aktiengesellschaft.

mehrere Dekaden zur Umsetzung. Diese Voraussetzungen für einen großflächigen Umstieg hin zur Wärmepumpe wird in den diversen veröffentlichten Studien<sup>15</sup> regelmäßig nicht erwähnt oder deutlich unterschätzt. Weitere Voraussetzung ist auch hier, dass die substanziellen Ressourcenengpässe („Fachkräftemangel“) aufgelöst werden.

Eine realistische Option besteht jedoch darin, die Gasnetzinfrastruktur im Gebäudebestand möglichst überall dort, wo Fernwärme oder der flächendeckende Einsatz der Wärmepumpe nicht möglich oder nicht realistisch ist, fortzunutzen und den Energieträger „natürliches Erdgas“ sukzessive gegen klimaneutrale Energieträger (bspw. klimaneutraler Wasserstoff oder klimaneutrales synthetisches Methan) zu ersetzen – wenngleich dies nicht in allen Gebieten mit vorhandener Gasnetzinfrastruktur erfolgen werden kann.

Die Solarthermie kann auf Ebene des einzelnen Gebäudes einen Beitrag leisten; für die Fernwärmesysteme der größeren Städte fehlt jedoch das Flächenpotential bzw. steht dieses im Wettbewerb zu weiteren relevanten gesellschaftlichen Themen, wie etwa der Schaffung von neuem Wohnraum.

In direktem Zusammenhang mit der Transformation der Wärmeversorgung hin zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung muss die Frage erörtert und entschieden werden, nach welchen Regeln – zumindest anteilig – das Erdgasnetz stillgelegt wird und wie hieraus abgeleitet Entschädigungszahlungen an die Erdgasnetzinfrastrukturbetreiber erfolgen. Dies muss zeitnah politisch entschieden und verbindlich vereinbart werden, da die erforderliche Transformation mehrere Dekaden dauern wird und für das Vorgehen eine Vielzahl von Akteuren (Gebäudeeigentümer, Unternehmen, Energieinfrastrukturbetreiber) synchronisiert werden muss.

## **2. Prozesswärme in produzierenden Unternehmen**

Die Industrie hat aktuell einen Wärmebedarf von rund 600 TWh und stellt damit ca. ein Viertel des gesamten Endenergieverbrauches dar.<sup>16</sup> Im Jahr 2050 wird – je nach Studie – immer noch von einem Endenergieverbrauch von 300–450 TWh ausgegangen.<sup>17</sup> Die Emissionen der Grundstoffindustrie<sup>18</sup> – als größter Wärmeverbraucher – waren in den letzten 10 Jahren nahezu konstant.<sup>19</sup> Graduelle Effizienzverbesserungen sind zwar möglich, reichen aber nicht aus, um die Emissionsziele zu erreichen. Diese Ziele sind nur über Sprunginnovationen zu erreichen. In der Stahl- und Chemieindustrie spielt klimaneutraler Wasserstoff (bspw. grüner Wasserstoff via Elektrolyse aus erneuerbaren Energien) die entscheidende Rolle. In der Zementindustrie ist das zusätzlich die CCS<sup>20</sup>-Technologie. Alle aufgeführten Technologien werden spätestens ab 2030 im großindustriellen Maßstab verfügbar sein. Zur Energiebereitstellung werden Wasserstoffpipelines (v. a. in der Stahl- und Chemieindustrie) zum Direktanschluss der Industriestandorte sowie eine Umstellung von

---

<sup>15</sup> Bspw. Politikinstrumente für ein klimaneutrales Deutschland – 50 Empfehlungen für die

20. Legislaturperiode, Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende

<sup>16</sup> Davon 541 TWh Prozesswärme, 53 TWh Prozesskälte; vgl. DENA Gebäudereport 2021; vgl. auch IREES/ifeu/Fraunhofer/Prognos (2020): Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kältenutzung für Deutschland.

<sup>17</sup> Vgl. exemplarisch AEE (2016), die einen Überblick über eine Vielzahl an Studienergebnissen bzgl. der Abschätzung des künftigen Endenergiebedarfes für Prozesswärme geben. Vgl. auch IREES/ifeu/Fraunhofer/Prognos (2020): Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kältenutzung für Deutschland.

<sup>18</sup> Stahlindustrie (ca. 57 Mio. t CO<sub>2</sub>/a), Chemieindustrie (ca. 37 Mio. t CO<sub>2</sub>/a) und Zementindustrie (ca. 20 Mio. t CO<sub>2</sub>/a); jeweils komplette Emissionen.

<sup>19</sup> Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019): Klimaneutrale Industrie (Version 2020).

Nachfolgend in diesem Abschnitt – sofern nicht anders erwähnt – wird sich auf diese Studie bezogen.

<sup>20</sup> Carbon Capture and Storage.

Technologien auf direkte Stromanwendung vorgeschlagen. Bis zum Jahr 2030 wird allein für die Grundstoffindustrie von einem Anstieg des Stromverbrauchs von absolut ca. 12 % (ggü. 2015) ausgegangen. Auch in anderen Branchen jenseits der Grundstoffindustrie wird es sukzessive zu einer Umstellung hin zu einer direkten Stromanwendung kommen. Allerdings ist dieser Energieträgertausch nicht in allen Unternehmen möglich, so dass auch weiterhin hoher Bedarf an geeigneten CO<sub>2</sub>-ärmeren oder CO<sub>2</sub>-freien (gasförmigen) Energieträgern besteht. Dies kann aus heutiger Perspektive nur klimaneutraler Wasserstoff oder klimaneutrales synthetisches Methan sein, welches in der Regel über Pipelines zum Kunden transportiert werden muss. Der gesetzlich vorgegebene Zeitrahmen legt es nahe, hierfür – nach Ertüchtigung – Teile des vorhandenen Erdgasnetzes zu nutzen.

Die Energieträger (v. a. klimaneutraler Wasserstoff) werden überwiegend aus dem Ausland importiert werden, da zur Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit die Stromgestehungskosten signifikant niedriger sein müssen, als in Deutschland derzeit darstellbar.<sup>21</sup>

### III. Ausbaubedarf der erneuerbaren Energien – Energieträgerwechsel

Durch den Energieträgerwechsel (bspw. weg von Mineralölen) hin zu direkten Stromanwendungen (bspw. batterieelektrische Mobilität oder Wärmepumpe) steigt einerseits die Effizienz der Energienutzung signifikant an, so dass sich der Primärenergieverbrauch in etwa halbieren kann,<sup>22</sup>

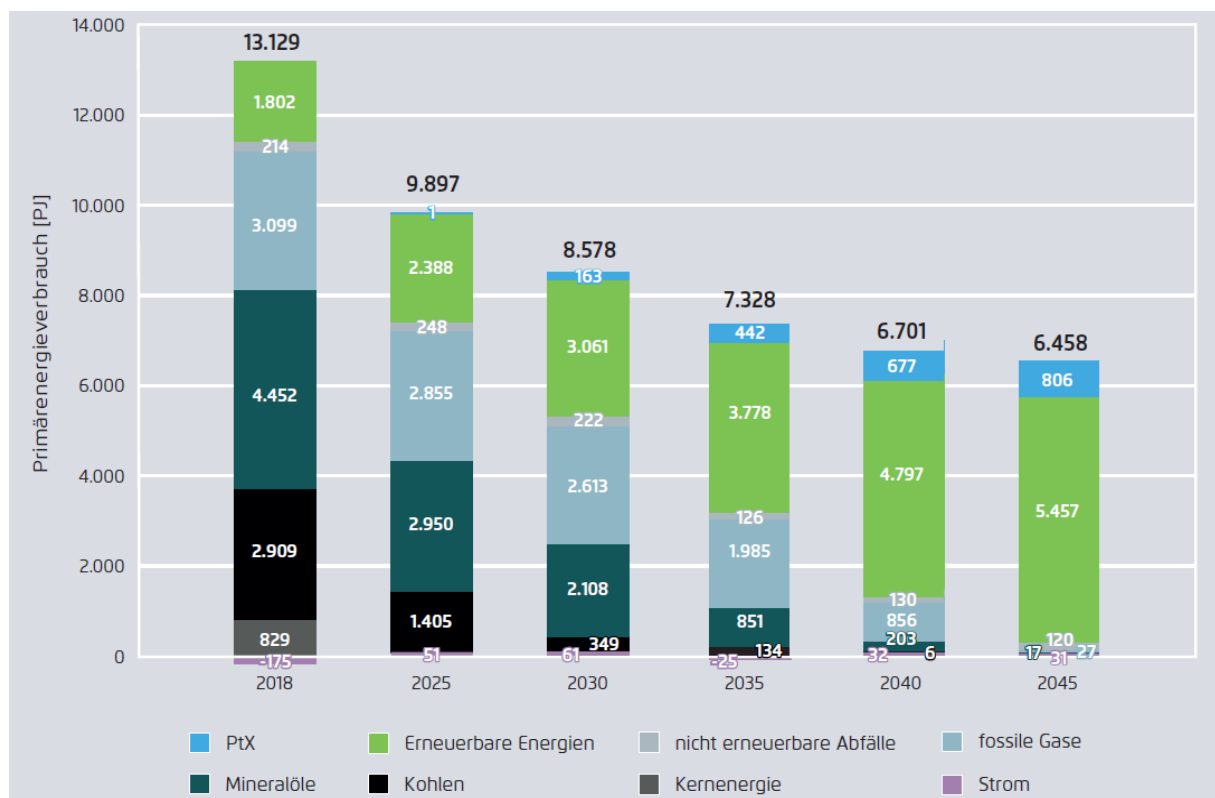


Abb. 4: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs; Quelle: Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Zusammenfassung im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität

<sup>21</sup> Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019): Klimaneutrale Industrie (Version 2020).

<sup>22</sup> Vgl. Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität.

andererseits steigt hierdurch der Strombedarf in Deutschland kontinuierlich an und soll sich von heute rund 600 TWh auf nahezu 1.000 TWh erhöhen.<sup>23</sup> Da der Ausstieg aus Atomkraft und Kohlekraft beschlossen ist, werden die Erneuerbaren die Stromerzeugung zunehmend dominieren. Jedoch wird es zur Systemsicherheit auch langfristig thermische Kraftwerke – klimaneutral betrieben – geben müssen.



Abb. 5: Entwicklung der inländischen Nettostromerzeugung; Quelle: Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Zusammenfassung im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität<sup>24</sup>

Der Strombedarf aus Erneuerbaren muss weitgehend aus inländischen Anlagen erzeugt werden. Dies bedeutet, dass sich die heutige installierte Leistung bis zum Jahr 2030 in etwa verdreifachen und im Zeitraum von 2030 bis 2045/2050 nochmals in etwa verdoppeln muss.

Dieser Ausbau, welcher im Wesentlichen aus dem Zubau von Photovoltaik und Windkraft besteht, muss sowohl in den Städten und Gemeinden durch konsequente Nutzung der dortigen Potentiale auf Dachflächen und größeren Parkflächen als auch in den ländlich geprägten Regionen durch den Ausbau der Photovoltaikfreiflächenanlagen und der Windkraftanlagen erfolgen. Die kaum mehr gegebene Aufnahmefähigkeit der süddeutschen Stromverteilnetze – überwiegend in den ländlichen Regionen aufgrund der „Photovoltaik-Mittagsspitze“ – für weitere größere erneuerbare Erzeugungsanlagen (ab etwa 5 MW/MWp) und der benötigte Zeitraum für einen volkswirtschaftlich wie auch energiewirtschaftlich sinnvollen Stromnetzausbau sind hierbei zu berücksichtigen. Eine regionale Steuerung des

<sup>23</sup> Vgl. Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität.

<sup>24</sup> Mit den Zielen des Koalitionsvertrages muss die Erneuerbare Erzeugung im Jahr 2030 bereits bei etwa 550–600 TWh bei einem dann angenommenen Gesamtstrombedarf von ca. 680–750 TWh liegen und damit nochmals substantiell höher, als in der hier zitierten Studie angenommen.



weiteren Ausbaus der Erneuerbaren durch die Kommunen (auch interkommunal) vor Ort, unter Einbindung des jeweiligen Stromverteilnetzbetreibers, ist zwingend erforderlich.

Der erforderliche sehr deutliche Zubau von Infrastruktur (Photovoltaik- und Windkraftanlagen sowie hierfür erforderliche Umspannwerke und Stromleitungen etc.) wird zu großen Teilen in den ländlich geprägten Regionen stattfinden und dort deutlich sichtbar sein. Die Betroffenheit der Bürger und Kommunen vor Ort wird hierdurch deutlich ansteigen. Dies kann die Akzeptanz der Menschen vor Ort für den erforderlichen Infrastrukturausbau gefährden.

Die Sicherstellung dieser Akzeptanz vor Ort bei den betroffenen Bürgern und Kommunen wird daher ganz wesentlich für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren und die Zubaugeschwindigkeit sein. Mitnahme, Mitsprache und faire Teilhabe der Menschen vor Ort erhöhen die Chance auf nachhaltige Akzeptanz. Gerade im Bereich der Photovoltaikfreiflächenanlagen ist eine dauerhafte ökologisch hochwertige Bewirtschaftung durch den Anlagenbetreiber ein weiterer relevanter Baustein zur Schaffung und Erhaltung von Akzeptanz vor Ort. Die technische Nutzungsdauer einer Photovoltaikfreiflächenanlage beträgt rund 30 Jahre; es ist davon auszugehen, dass dann die Module und die Technik erneuert werden, so dass der Standort für eine zweite und ggf. dritte Periode weiter genutzt wird. Diese Standorte werden somit über viele Dekaden betrieben und somit auch sehr langfristig oder gar dauerhaft einer landwirtschaftlichen Nutzung entzogen und prägen dementsprechend auch das lokale Landschaftsbild langfristig. Die Ausprägung dieser Anlagenstandorte als langfristige „Trittsteinbiotope“ ist ökologisch opportun, leistet einen wertvollen Beitrag zur Förderung der Biodiversität<sup>25</sup> und schafft hierdurch Akzeptanz vor Ort.

Offen ist, in wie weit die heutigen Biogasanlagen über den 20jährigen EEG-Vergütungszeitraum hinaus betrieben werden. Nach aktueller Bewertung werden viele heutige Biogasanlagen perspektivisch ausscheiden, so dass diese erzeugte Energiemenge dann ebenfalls durch Photovoltaik oder Windkraft kompensiert werden muss und erhöht hier den Zubaubedarf.<sup>26</sup>

Die Potentiale der Stromgewinnung aus Wasserkraft sind wie bereits erwähnt weitestgehend ausgenutzt, so dass hier kein weiterer relevanter Zubau zu erwarten ist.<sup>27</sup>

Der Windkraftausbau findet überwiegend in Nord- und Mitteldeutschland sowie Offshore statt. In Süddeutschland ist der Ausbau vor einigen Jahren weitgehend zum Erliegen gekommen; hier ging die anfänglich in der Bevölkerung vorhandene Akzeptanz für den Ausbau verloren. Die bayerische 10H-Regel stellt zudem eine weitere Hürde dar. Umso wichtiger ist es, das Repowering vorhandener Anlagen sicherzustellen. Für den weiteren Ausbau der Windkraft im Süden Deutschlands muss zuerst die Akzeptanz in der Bevölkerung (zurück-)gewonnen werden. Ein Wegfall der 10H-Regel in Bayern allein würde die Akzeptanz nicht wiederherstellen können.

Die Dachflächen von Gebäuden stellen ein immenses Potential für den Zubau der Erneuerbaren dar. Vorteilhaft ist zudem, dass diese Standorte regelmäßig sehr lastnah – also am Ort des Verbrauchs – sind, so dass die Stromverteilnetzinfrastruktur durch diesen Zubau nur begrenzt belastet wird. Die Belegung der Dachflächen mit Photovoltaik stößt zudem auf weitgehende Akzeptanz in der Bevölkerung, da unter anderem keine zusätzliche Flächenversiegelung bzw. konkurrierende Flächennutzung oder Beeinträchtigung des

---

<sup>25</sup> Kriterien sind in der Triesdorfer Biodiversitätsstrategie für Photovoltaik-Freiflächenanlagen festgelegt.

<sup>26</sup> Sofern die aktuell hohen Börsenstrompreise langfristig anhalten, wird zumindest ein Teil der Biogasanlagen weiterbetrieben werden können, insbesondere wenn diese systemdienlich betrieben werden.

<sup>27</sup> Vgl. UBA (2010).

Landschaftsbildes erfolgt. Anreizsetzung, aber auch die Anwendung von Ordnungsrecht ggü. den Immobilieneigentümern sind hierzu notwendig. Eine Verpflichtung zu möglichst vollständiger Belegung von Dachflächen im Neubau und bei wesentlichen Sanierungen sowie die Überdachung und PV-Nutzung größerer Parkplätze ist sinnvoll. In einigen Bundesländern wurde bereits eine entsprechende „Solarpflicht“ eingeführt, eine bundesweite Einführung ist im Koalitionsvertrag angelegt. Die alternative Begrünung dieser Dachflächen samt Regenwassermanagement anstelle einer Belegung mit Photovoltaik ist abzuwägen.

Die konsequente Nutzung möglichst aller geeigneten Dachflächen und größeren Parkplätze in den Städten ist erforderlich für eine faire Lastenteilung zwischen ländlich geprägten Regionen und Städten. Die konsequente Nutzung der Dachflächen und versiegelten Parkflächen mindert den Ausbaudruck auf landwirtschaftlich genutzten Flächen<sup>28</sup>. Dies alles schafft Akzeptanz in den ländlichen Regionen und ist volks- wie energiewirtschaftlich sinnvoll, da durch diesen lastnahen Ausbau Stromnetzausbau reduziert werden kann.

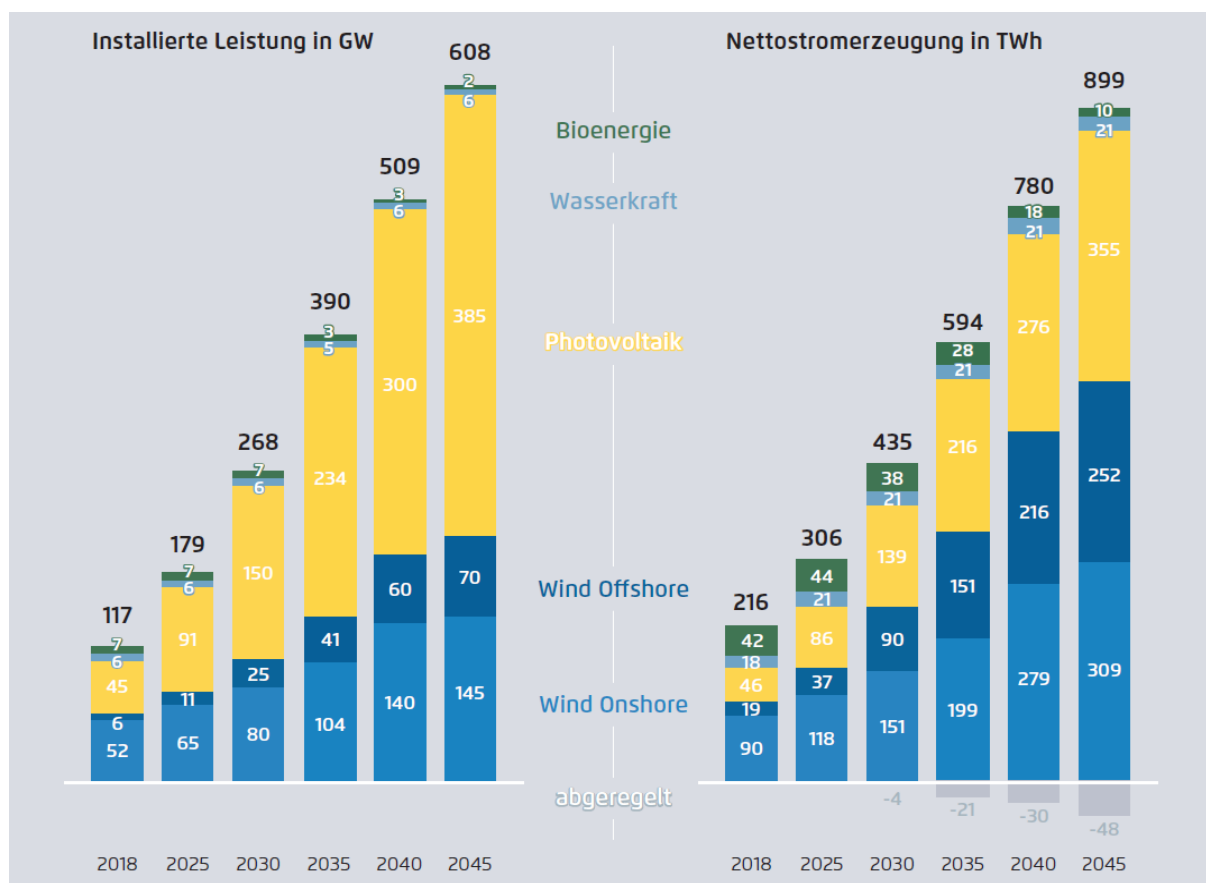


Abb. 6: Inländischer Zubaubedarf der erneuerbaren Energien; Quelle: Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Zusammenfassung im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität<sup>29</sup>

<sup>28</sup> Dachflächen mit einer installierten Leistung von 1.000 Megawatt entsprechen einer Photovoltaik-Freiflächenanlage mit einer Größe von 800–1.000 Hektar Fläche

<sup>29</sup> Der Koalitionsvertrag sieht höhere Ausbauziele vor, für das Jahr 2030 200 GW für Photovoltaik und 30 GW für Wind Offshore. Für Wind Onshore wird das Ziel der Ausweisung von 2 % der Landfläche genannt. Zur Erreichung des ebenfalls im Koalitionsvertrags genannten Ziels, 80 % des Stromverbrauches im Jahr 2030 mit Erneuerbaren Energien zu decken, wäre ein rechnerischer Zubau von Wind Onshore auf dann ca. 95 GW notwendig (vgl. EWI 2021: EWI-Analyse: Auswirkungen des Koalitionsvertrages auf den Stromsektor 2030).

## IV. Stromverteilnetz – Schlüsselinfrastruktur für eine erfolgreiche Energiewende

Alle für eine erfolgreiche Energiewende und wirksamen Klimaschutz erforderlichen technischen Aggregate – bspw. Photovoltaik-, Windkraft-, Biogas-/Biomasseanlagen, Batteriespeicher, Ladepunkte für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen – sind nahezu vollständig (> 95 %) am Stromverteilnetz angeschlossen, ebenso nahezu alle Gebäude. Das Stromverteilnetz ist die Schlüsselinfrastruktur, an der sich Scheitern oder Gelingen der Energiewende entscheiden wird.

Das Stromverteilnetz, das heute zu den weltweit sichersten Versorgungssystemen gehört – muss zukünftig aus mehreren Gründen signifikant erweitert werden. Wesentliche Gründe sind hier der erforderliche starke Zubau der Erneuerbaren, der vor allem zu einem deutlichen Ausbaubedarf des Stromverteilnetzes in den ländlich geprägten Regionen führt. Überall dort, wo zur Gebäude(wärme)versorgung die Wärme(einzel)pumpe in größerer Anzahl eingesetzt wird, muss das Stromverteilnetz teilweise sehr deutlich ausgebaut werden (teilweise um den Faktor 3–5). Ladepunkte für Elektromobilität – sofern in größerer Anzahl oder mit sehr hoher Leistung – bedingen zudem ebenfalls einen Ausbau der heutigen Stromverteilnetze.<sup>30</sup>

Erschwerend kommt hinzu, dass der heutige Rechtsrahmen bspw. in Gebieten mit hoher Erzeugungsspitze der Erneuerbaren (typisch in ländlich geprägten Regionen im Süden Deutschlands mit der mittäglichen „Photovoltaik-Spitze“) den Ausbau des Stromverteilnetzes determiniert. Die unmittelbare Folge ist die Verpflichtung zum unverzüglichen Netzausbau und zwar auf die Erzeugungsspitze hin dimensioniert. Diese sich aus der Einspeisung der Erneuerbaren ergebende Erzeugungsspitze kommt in maximal 5–10 % der Zeit eines Jahres vor. D. h. zu einem großen Teil des Jahres ist dann das Stromverteilnetz – auch bspw. unter Berücksichtigung der Ladepunkte für Elektromobilität – überdimensioniert. Technisch verfügbare Lösungen, wie etwa der Einsatz von Batteriespeichern in hinreichender Dimension in räumlicher Nähe zu neuen Photovoltaikfreiflächenanlagen (gerade im süddeutschen Raum), schaffen „systemische“ Flexibilität, so dass hierdurch der dringend erforderliche Zubau der Erneuerbaren und der zeitlich wesentlich anspruchsvollere Ausbau der Stromverteilnetze teilweise entkoppelt werden können.

Sehr deutlich steigende Kosten für Material und Fremdleistungen (v. a. Bauleistungen) in den letzten Jahren führen – in Verbindung mit der aktuellen Regulierung – dazu, dass der zwingend erforderliche Ausbau des Stromverteilnetzes aus sich selbst heraus zunehmend nicht mehr finanzierbar ist. Der bisherige Regulierungsansatz geht von der effizienten Bewirtschaftung vorhandener Netzinfrastruktur und einem bestenfalls moderaten Ausbau aus. Der vor uns liegende und für das Erreichen der Klimaschutzziele auch erforderliche massive Ausbau des Stromverteilnetzes kann aus dem heutigen Regulierungsansatz heraus nicht finanziert werden. Die seitens der Bundesnetzagentur festgelegte weitere Absenkung der Zinssätze verschärft die Finanzierung vielmehr weiter. Erforderlich ist eine zeitnahe entsprechende Adjustierung der Regulierung, um die Finanzierung des Stromverteilnetzausbaus abzusichern.

Die Verschlankung der Rechtsnormen und eine zeitnahe durchgängige Digitalisierung der Prozesskette (inkl. Verwaltung bzw. Behörden und ausführenden Unternehmen) unterstützen den Infrastrukturbau und -ausbau.

---

<sup>30</sup> Siehe Studie der N-ERGIE Netz GmbH „Analyse und Bewertung des zukünftigen Einflusses von Elektrofahrzeugen auf die Verteilnetze der Main-Donau Netzgesellschaft“, erstellt durch: P3 Energy & Storage GmbH.

Auch für den erforderlichen Ausbau der Stromverteilnetze müssen die heutigen substanziellen Ressourcenengpässe („Fachkräftemangel“) auf der gesamten Prozesskette aufgelöst werden. Es ist zum jetzigen Zeitpunkt offen, woher die zusätzlichen Ressourcen für den zwingend erforderlichen Ausbau der Stromverteilnetze kommen sollen und ob dies überhaupt gelingt.

Dies führt in der Schlussfolgerung dazu, dass der zwingend erforderliche Stromverteilnetzausbau, der sich aus dem jetzigem Rechtsrahmen ergibt, bestenfalls nur langfristig umsetzbar ist und hierdurch der Zubau der Erneuerbaren und die Erreichung der Klimaschutzziele gefährdet sind.

Ebenfalls wichtig ist, dass hierbei die Akzeptanz der Menschen und Kommunen vor Ort – also vorrangig in den ländlich geprägten Regionen – für den erforderlichen Ausbau der Stromverteilnetze (inkl. Umspannwerke) gegeben ist und erhalten bleibt. Auch dies spricht zweifelsfrei dafür, den Stromverteilnetzausbau auf ein „erträgliches“ und sinnvolles Maß zu begrenzen.

Der beabsichtigte Ausbau des Stromübertragungsnetzes ersetzt den Ausbaubedarf des Stromverteilnetzes nicht und leistet keinen relevanten Beitrag hierzu; dies auch, da bis auf sehr wenige sehr große Erzeugungsanlagen und sehr große Industriekunden alle für eine erfolgreiche Energiewende und wirksamen Klimaschutz relevanten Akteure und alle hierzu benötigten technischen Aggregate nahezu ausnahmslos an das Stromverteilnetz angeschlossen sind.

## **V. Versorgungssicherheit als zwingende Voraussetzung**

Eine 100 %ig sichere Versorgung Deutschlands ausschließlich über erneuerbare Energien ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll. Für die „Dunkelflaute“ und auch ähnlich gelagerte „Systemzustände“ (Systemstützung im Winterhalbjahr bei weitgehendem Wegfall der Photovoltaikerzeugung) ist die Vorhaltung thermischer Kraftwerke zwingend. Zudem sind thermische Kraftwerke – klimaneutral betrieben – auch zukünftig wesentlicher Bestandteil der Fernwärmesysteme in den urbanen Zentren. Dies auch, da Technologien wie etwa Solarthermie oder Geothermie in zahlreichen urbanen Zentren kein hinreichendes Potential ausweisen.

Eine ganz wesentliche Rolle, überwiegend in dichteren Siedlungsstrukturen, kommt der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu. Diese ermöglicht über Fernwärmenetze den Einsatz von CO<sub>2</sub>-armen und perspektivisch CO<sub>2</sub>-freien Energieträgern (Biomasse, Großwärmepumpen, klimaneutraler Wasserstoff und klimaneutrales synthetisches Methan etc. sowie der Einbindung weiterer klimaneutraler Wärmequellen) an zentralen Stellen des Fernwärmesystems und die Versorgung einer Vielzahl von Gebäuden mit CO<sub>2</sub>-armer bzw. CO<sub>2</sub>-freier Wärme. Zudem ist die KWK-Technologie sehr gut geeignet, die natürliche Fluktuation der Erneuerbaren anteilig auszugleichen. In Verbindung mit einem Wärmespeicher und Elektroheizern kann zudem der Strom aus Erneuerbaren als Wärme zwischengespeichert werden. Darüber hinaus leistet KWK-Technologie einen wichtigen Beitrag (über die Leistungsbereitstellung bzw. in einer „Dunkelflaute“) für die Versorgungssicherheit der Kunden.

Da diese thermischen Kraftwerke perspektivisch klimaneutral betrieben werden müssen, ist hier (grüner) Wasserstoff der geeignete Energieträger. Dies bedeutet, dass die Kraftwerksstandorte auch via Transportnetzinfrastruktur bis etwa zum Jahr 2030 entsprechenden Zugang zu (grünem) Wasserstoff haben müssen. Da eine Vielzahl dieser thermischen Kraftwerke bereits heute am Erdgastransportnetz angeschlossen ist, bietet es

sich auch hier volks- und energiewirtschaftlich an, die vorhandene Netzinfrastruktur und die Erzeugungsanlagen auf „H2-ready“ zu ertüchtigen.

## **VI. Wasserstoff**

Während Wasserstoff für die Stromerzeugung und im Gebäude(wärme)sektor bis heute keine Rolle spielt, bedient die etablierte Wasserstoffwirtschaft vor allem den Raffineriesektor und die Düngemittelindustrie. Auch diese Industrien werden künftig dem politischen und gesellschaftlichen Druck hin zu klimaneutralem Handeln ausgesetzt sein. Die Nutzung von klimaneutralem Wasserstoff im Stromsektor wird mit der stofflichen Nutzung für die Düngemittelherstellung und zunehmend vor allem mit dem Mobilitätssektor und der Stahlindustrie konkurrieren. Da die stoffliche Nutzung von klimaneutralem Wasserstoff in diesen Sektoren oft die einzige Option zur Dekarbonisierung darstellt, liegt nahe, dass diese Sektoren künftig preisbestimmend wirken.

Die Stromerzeugung aus grünem Wasserstoff wird daher möglicherweise auf hochpreisige Strom-Produkte (Regelenergie, Reserve- und Spitzenstrom) mit geringer Anlagenauslastung oder die Kraft-Wärme-Kopplung in Brennstoffzellen beschränkt bleiben.

Für die regionale Verteilung und kurzfristige Speicherung sind Sicherheitsaspekte bei der Handhabung entscheidend. Für den (transkontinentalen) Langstreckentransport und die saisonale Speicherung sind hingegen vor allem die Kosten für das Wasserstoff-Trägermedium (bspw. LOHC, Ammoniak etc.) und die Möglichkeit zur Nutzung bestehender Logistikinfrastrukturen relevant. Entsprechend sind flüssige organische Wasserstoffträger (LOHCs) vor allem für die regionale Wasserstofflogistik – beispielsweise als Ersatz von fossilem Heizöl – attraktiv, wogegen synthetische Treibstoffe wie Methan, Methanol oder auch Ammoniak besonders für den Aufbau einer überregionalen und internationalen Wasserstofflogistik in Betracht kommen.

Die regionale Erzeugung von Wasserstoff wird im Wettbewerb mit Importwasserstoff aus Regionen mit höherem Angebot an Windenergie und solarer Strahlung stehen. Entscheidend für die Wettbewerbsfähigkeit regional erzeugten Wasserstoffs wird der Aufbau kostengünstiger und einfach handhabbarer Logistikstrukturen vor Ort oder die Elektrolyse direkt am Verbrauchsort sein.

Für die inländische Erzeugung von grünem Wasserstoff jenseits der Küste ist es wesentlich, dass die Elektrolyseure auf ausreichend Benutzungsstunden (>3.500 Benutzungsstunden/a) kommen. Hierfür sind die heutigen Kriterien der „Gleichzeitigkeit“ und „Zusätzlichkeit“ für Strom als Eingangsenergie aufzugeben, mindestens jedoch entsprechend anzupassen. Ein weiteres Erfolgskriterium ist der Aufbau und der kosteneffiziente und sichere Betrieb einer regionalen Wasserstofflogistik (bspw. mittels LOHCs).

## **VII. Systemischer Ansatz**

Der Weg hin zur Klimaneutralität kann nur dann erfolgreich beschritten werden, wenn die heute noch eingesetzten CO<sub>2</sub>-lastigen Primärenergieträger nahezu vollständig durch klimaneutrale Energieträger ersetzt werden. Dies werden im Wesentlichen Strom aus Erneuerbaren sowie dort, wo die direkte Stromanwendung nicht möglich oder volks- bzw. energiewirtschaftlich nicht sinnvoll ist, klimaneutraler Wasserstoff oder klimaneutrale synthetische Energieträger sein. Im Wärmesektor wird zudem – dort wo sinnvoll möglich – Geothermie Anwendung finden. Mit dem Primärenergieträgerwechsel und der direkten

Stromanwendung sind signifikante Effizienzfortschritte verbunden, so dass zu erwarten ist, dass der Primärenergieverbrauch über die Zeit in etwa halbiert werden kann.

## 1. Sektorengekoppelte Anwendungen

Sowohl im Gebäude(wärme)sektor als auch in den Produktionsprozessen der Industrie und des Mittelstandes und im Verkehrssektor lassen sich viele heutige Anwendungen auf direkte Stromanwendung („Elektrifizierung“) umstellen. Der Strombedarf von heute etwa 600 TWh/a steigt hierdurch perspektivisch um den Faktor 1,5–2,0<sup>31</sup> an, der nahezu vollständig CO<sub>2</sub>-frei sein muss.

Im Gebäude(wärme)sektor findet die Sektorenkopplung über die Wärme(einzel)pumpe und bei der Fernwärme durch Elektroheizer in Verbindung mit Wärmespeichern oder Großwärmepumpen statt<sup>32</sup>.

Überall dort, wo die direkte Stromanwendung entweder prozessual (i. W. Industrie und Mittelstand) nicht möglich, auf der gesetzlich gesetzten Zeitachse der Klimaschutzgesetzgebung nicht realistisch umsetzbar oder volkswirtschaftlich nicht vorteilhaft ist, kommen im Wesentlichen klimaneutrale Energieträger wie Wasserstoff oder klimaneutrale synthetische Energieträger zum Einsatz. Diese werden mit hoher Wahrscheinlichkeit überwiegend importiert und bspw. über Pipelines innereuropäisch transportiert werden. Nach aktuellem Kenntnisstand zeichnet sich hierzu ab, dass vorrangig die großen Industriestandorte logistisch angebunden werden. Jenseits dieser großen Industriestandorte muss der klimaneutrale Wasserstoff für die regionalen Anwendungen (vor allem Produktion, Gebäude(wärme)sektor und Verkehr) auch regional erzeugt oder über eine nicht-leitungsgebundene Logistik erschlossen werden.

Die hierzu eingesetzten Elektrolyseure benötigen Laufzeiten von mindestens 3.500 Benutzungsstunden/a, um über diese Auslastung wirtschaftlich betrieben werden zu können. Dies bedeutet aber, dass nicht nur die PV-Spitzen (oder Windkraftspitzen) sondern auch ein größerer Teil der erzeugten Energie aus Erneuerbaren bewusst dieser sektorengekoppelten Anwendung zugeführt werden muss.

Diese Auskopplung kann überall dort erfolgen, wo ein hoher Bestand an erneuerbaren Energien sowie weiteres deutliches Zubaupotential von Erneuerbaren und eine regionale Logistik – bspw. eine geeignete Gasnetzinfrastuktur – räumlich zusammentreffen. Die Auskopplung von Strommengen ermöglicht zudem, an die jeweils räumlich vorhandene Stromnetzinfrastuktur mehr Anlagen der erneuerbaren Energien anzuschließen als ohne Auskopplung möglich ist.

Der Zubau von Erneuerbaren kann in den geeigneten Regionen vom Ausbau der Stromnetzinfrastuktur zu Teilen entkoppelt werden. Die Umwandlung von Strom aus Erneuerbaren in grünen Wasserstoff oder synthetisches Methan erzeugt jedoch durch die Umwandlungstechnologie zusätzliche Investitions- (Capex) und Betriebskosten (Opex), die sich mit den Stromgestehungskosten kumulieren. Der Einsatz von grünem Wasserstoff wird folglich die heutigen Wärmekosten für den Endkunden deutlich verteuern. Jedoch wird es auch in der kommenden Dekade und mit großer Wahrscheinlichkeit darüber hinaus einige Millionen Gebäude geben, deren Raumwärmebedarf schwer anderweitig zu decken sein

---

<sup>31</sup> Vgl. exemplarisch die Annahmen von Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Zusammenfassung im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität.

<sup>32</sup> Siehe hierzu die Anlagenkonfiguration der N-ERGIE Aktiengesellschaft am Standort Sandreuth, Nürnberg.

wird. Auch im produzierenden Gewerbe wird es Unternehmen geben, die, produktionsbedingt, einen gasförmigen und klimaneutralen Energieträger benötigen, welcher realistisch nur über die heutige – auf H<sub>2</sub>-ready – umgerüstete Gasnetzinfrastuktur bereitgestellt werden kann. Die Alternative hierzu bedeutet Standortschließungen bzw. Standortverlagerungen samt Verlust von Arbeitsplätzen und regionaler Wertschöpfung; betroffen hiervon wäre vorrangig der ländliche Raum aber auch produzierende Unternehmen in den Städten.

## **2. Innersektorale Anwendungen**

Strom aus Erneuerbaren wird hier zwischengespeichert und zeitversetzt dem Stromsystem wieder zugeführt. Dies kann mittels Batteriespeicher oder alternativer Speichertechnologien erfolgen. Wesentliches Ziel hierbei muss es sein, aus Erneuerbaren erzeugten Strom, der nicht zeitgleich (in einem regionalen Zusammenhang) verbraucht werden kann, zu speichern und am selben Tag oder binnen weniger Tage wieder dem Stromsystem zuzuführen. Dies verhindert Abregelungen und unterbindet somit die „Nichterzeugung“ von CO<sub>2</sub>-freien Strom. Zudem helfen innersektorale Anwendungen, den Netzausbaubedarf zu begrenzen, wodurch der Anstieg der Systemkosten gebremst wird.

Grundsätzlich ist es auch möglich, Strom mittel- und langfristig zu speichern, beispielsweise in geeigneten Trägermedien wie etwa LOHC. Bei LOHC-Speichern wird mittels Elektrolyse der Strom aus Erneuerbaren in grünen Wasserstoff gewandelt und in einer Speicherflüssigkeit („LOHC“) eingespeichert. LOHC-Speicher sind geeignet, Energie über Tage, Wochen und Monate zu speichern. Durch Rückumwandlung in Strom kann die Energie (abzgl. allerdings der Verluste aus der zweifachen Umwandlung) wieder zeitversetzt in das Stromsystem eingespeist werden. Die Stromnetzinfrastuktur wird hierdurch gleichmäßiger ausgelastet und Stromnetzausbau zeitlich verzögert und hinsichtlich der Dimension reduziert. Die Umwandlungsverluste produzieren Wärme, die ausgekoppelt und dem Wärmemarkt<sup>33</sup> zur Verfügung gestellt werden kann. Innersektorale Lösungen können in räumlicher Nähe zu größeren Erzeugungsanlagen oder an stromnetzseitigen „Sammelstellen“ von Strom aus Erneuerbaren implementiert werden. Die Speicherung von Strom in geeigneten Trägermedien (bspw. LOHC oder auch Wasserstoff) ist mit hohen Wirkungsgradverlusten verbunden, so dass dies nur dann erfolgen dürfte, wenn es keine wirtschaftlicheren technologischen Alternativen gibt.

## **3. Subsidiarität und Dezentralität für Akzeptanz, Teilhabe und eine erfolgreiche Energiewende**

Die Energiewende entscheidet sich vor Ort. Dort investieren Millionen von Akteuren in die Energiewende. Jenseits der urbanen Zentren findet zudem im Wesentlichen der Zubau von Infrastruktur (Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Windkraftanlagen, Stromnetze und Umspannwerke etc.) statt. Dort vor Ort müssen die Akzeptanz der Menschen und der Kommunen dauerhaft gesichert werden.

Unbestritten muss auf der internationalen Ebene u. a. der Import von Energieträgern oder der Emissionshandel organisiert werden. Auf der europäischen und nationalen Ebene sind im Wesentlichen die für alle Akteure gültigen Rechtsnormen zu organisieren. Es zeichnet sich jedoch deutlich ab, dass für eine erfolgreiche Energiewende eine Vielzahl von Akteuren (Bürger, Unternehmen, Kommunen) jeweils „vor Ort“ in einem engen verbleibenden

---

<sup>33</sup> Die anfallende Abwärme kann bspw. zur Klärschlamm-trocknung verwendet werden.

Zeitfenster aktiv werden muss. Auch zeichnet sich ab, dass die Fiktion einer europäischen Kupferplatte keinen ausreichenden Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele leisten wird. Das Prinzip der Subsidiarität ist daher wesentlich, um neben der internationalen, europäischen und nationalen Ebene in der Breite und der erforderlichen Geschwindigkeit ins Handeln zu kommen. Daher ist die kommunale/regionale Ebene als „dritte Ebene“ im Energiesystem umzusetzen. Die heutigen regulatorischen Grenzen verhindern diese dringend erforderliche Umsetzungsdynamik. Diesen regulatorischen Grenzen über Fördermittel entgegenwirken zu wollen, ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll und eine ineffiziente und ineffektive Nutzung von Steuermitteln. Ein subsidiär gedachtes System und eine hierzu passende systemorientierte Regulierung helfen, die heutigen Hemmnisse zu beseitigen, eine neue unternehmerische Dynamik sowie Innovationen zu entfachen und die Akteure vor Ort an der Energiewende (auch ökonomisch) teilhaben zu lassen. Dies sichert Akzeptanz, Wertschöpfung und Beschäftigung vor Ort; genau dort, wo sich die Energiewende entscheidet.

## **VIII. Empfehlungen für eine erfolgreiche Energiewende und wirksamen Klimaschutz – Regelungsbedarf**

Um die Klimaschutz- und Energiewendeziele zu erreichen, die Versorgungssicherheit sicherzustellen und die Systemkosten für die Menschen bezahlbar zu halten, müssen zeitnah nachstehende Punkte adressiert und abgearbeitet werden. Dabei ist der Gesetzesrahmen, unter Berücksichtigung eines sektorenübergreifenden<sup>34</sup> (gesamt)systemischen Ansatzes, neu auszurichten. Die vielfältigen, sich teilweise verstärkenden und teilweise entgegenstehenden Wechselwirkungen in den einzelnen Endenergieanwendungen<sup>35</sup> und Infrastrukturen sind dabei zu berücksichtigen. Bisher adressieren die einzelnen Rechtsnormen überwiegend einzelne Sektoren; Wechselwirkungen werden nur im Ansatz berücksichtigt, was zu volks- und energiewirtschaftlicher Ineffektivität und Ineffizienz führt.

### **1. CO<sub>2</sub>-Bepreisung als zentrales Steuerungsinstrument**

- Der Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionen ist vorrangiges (marktwirtschaftliches) Steuerungsinstrument zur Erreichung der Klimaschutzziele. Ordnungsrecht flankiert dort, wo marktwirtschaftliche Ansätze nicht wirken oder zu sozialen Härten führen.
- Der Handel und die Preisbildung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten muss europaweit organisiert werden. Nationale (ergänzende) Bepreisungsmechanismen (bspw. das deutsche Brennstoffemissionshandelsgesetz) müssen eine zeitlich befristete Übergangslösung bleiben. Der heutige Non-ETS-Bereich („Effort Sharing“) ist zeitnah in das europäische Emissionshandelssystem (ETS) zu überführen. Eventuelle Verteilungswirkungen zwischen den Mitgliedsstaaten müssen auf Ebene der EU gelöst werden.
- Alle Akteure haben den Preis für die durch sie verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen zu entrichten; Entlastungen einzelner Akteure oder Gruppen von Akteuren (bspw. Industrie oder sozial schwächere Haushalte) dürfen nicht – wie bisher – über eine innersystemische Subventionierung erfolgen, sondern ist aus Steuermitteln zu leisten; die Entlastung einzelner Akteure (bspw. Industrie bei den Netzentgelten oder

---

<sup>34</sup> Sektoren sind Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft und Sonstige

<sup>35</sup> Endenergieanwendungen sind bspw. Direktstromanwendungen, Raumwärmeanwendungen, Prozesswärmeanwendungen etc.



der EEG-Umlage) zu Lasten der weiteren Akteure (bspw. Mittelstand und private Haushalte) ist einzustellen.

- Alle Fördermechanismen (bspw. der KfW) müssen daraufhin überprüft und konsequent darauf ausgerichtet werden.

## **2. Reform der Abgaben, Umlagen und Entgelte**

- Die Abgabe-, Umlagen- und Entgeltsystematik muss entschlackt und umgestaltet werden.
- Jeder Infrastrukturnutzer muss für die Nutzung von Infrastruktur ein angemessenes Infrastrukturnutzungsentgelt an den Infrastrukturbetreiber zahlen.

## **3. Begrenzung des Stromnetzausbaus auf ein volks- und energiewirtschaftlich sinnvolles Maß bei gleichzeitiger Beschleunigung des Ausbaus der Erneuerbaren**

Die „Kapazität“ des Stromverteilnetzes“ ist ein maßgeblicher Engpassfaktor. Am Stromverteilnetz entscheidet sich jedoch die Energiewende. Im jetzigen Rechtsrahmen wird der Ausbau der Erneuerbaren durch die sehr stark auseinanderlaufenden Zeitbedarfe für Stromverteilnetzausbau und Zubaunotwendigkeit der Erneuerbaren deutlich verlangsamt werden, wodurch die Klimaschutzziele für 2030 stark gefährdet sind. Dies, da der Ausbau des Stromverteilnetzes viel länger dauert als das durch die Klimaschutzgesetzgebung bestimmte Zeitfenster für den Ausbau der Erneuerbaren es zulässt. Um den Ausbau der Erneuerbaren nicht zu gefährden, sind zeitnah Anpassungen im Rechtsrahmen erforderlich.

- Die Finanzierung des Stromverteilnetzausbaus muss gesichert sein. Dies auch vor dem Hintergrund, dass in den letzten Jahren massive Preissteigerungen bei Material und Fremdleistungen zu verzeichnen waren und sich die Preissteigerungen fortsetzen. Die Zinssätze in der Regulierung sind der Höhe nach so festzulegen, dass der Ausbau der Stromverteilnetze – als die wesentliche Infrastruktur der Daseinsvorsorge – in der notwendigen Geschwindigkeit erfolgen wird.

Der heutige Gesetzesrahmen muss des Weiteren wie folgt geändert werden:

- Dort, wo die Dimensionierung des Stromverteilnetzes durch die Erzeugungsspitzen der Erneuerbaren (mit Schwerpunkt Photovoltaik im Süden Deutschlands) determiniert wird, ist das Stromverteilnetz (kurz- und mittelfristig) „nur“ auf 70 % dieser Erzeugungsspitze auszulegen.
- Den Anlagenbetreibern aller neu hinzukommenden Erzeugungsanlagen (ab einer installierten Leistung größer 5 Megawatt) wird vom Stromverteilnetzbetreiber nur noch die Einspeisung von 70 % der installierten Leistung garantiert. Immer dann, wenn die Stromnetzinfrastuktur „vor Ort“ darüber hinausgehend aufnahmefähig ist, ist auch eine höhere Netzeinspeisung möglich.<sup>36</sup>
- Einspeisemanagement (Abregelung) der Stromverteilnetzbetreiber für zum Stichtag 31.12.2022 in Betrieb befindlichen Anlagen erfolgt gemäß dem aktuellen Rechtsrahmen (Bestandsschutz). Für alle nach dem 31.12.2022 in Betrieb genommenen Erzeugungsanlagen (ab einer installierten Leistung größer 5 Megawatt) erfolgt eine Entschädigung des Anlagenbetreibers durch den jeweiligen Netzbetreiber nur noch dann und nur für die Zeiträume (viertelstundengenau), in welchen der

---

<sup>36</sup> Möglicher Umsetzungspfad: Änderung der Netzanschlussbedingungen, um das Verhältnis von Einspeiseleistung und Speicherkapazität am konkreten Netzverknüpfungspunkt zu definieren.

Börsenstrompreis positiv war. Die Höhe der Entschädigung entspricht maximal dem Marktwert (viertelstundengenau) im abgeregelten Zeitraum.

- Die Betreiber aller neu hinzukommenden Erzeugungsanlagen (Anlagenbetreiber ab einer installierten Leistung von größer 5 Megawatt) werden, marktwirtschaftlich motiviert oder über Ordnungsrecht verpflichtet, Batteriespeicher auf ihren Anlagen oder in räumlicher Nähe zu diesen zu installieren. Hierdurch wird der vom Netzbetreiber abgeregelte Strom nicht verloren sondern eingespeichert und zeitversetzt wieder in das Netz eingespeist, so dass „Nutzen“ vor „Abregelung“ möglich wird. Über den Batteriespeicher können weitere entgeltliche energiewirtschaftliche Dienstleistungen (Regelenergie, Flexibilität, Arbitrage etc.) erbracht werden.
- Den Stromverteilnetzbetreibern steht das Recht zu, für den Netzbetrieb erforderliche Flexibilität zu kontrahieren oder selbst in entsprechende technische Anlagen („Netzersatzanlagen“) zu investieren; die Kosten hierfür (Capex und Opex) sind in der Stromnetzregulierung anzuerkennen.
- Gesetze verschlanken, Digitalisierung der Verwaltung bzw. der Behörden zügig umsetzen, ausreichend Personalressourcen bereitstellen, um den Genehmigungsprozess zu beschleunigen.
- Alle am Stromverteilnetz physikalisch angeschlossenen Akteure (gleich ob Verbraucher, „Prosumer“ oder ausschließliche „Einspeiser“) müssen sich in Netzengpasssituationen verpflichtend netzdienlich verhalten.
- Der Zubau der erneuerbaren Energien muss soweit möglich lastnah erfolgen. Hierzu müssen die Dachflächen (ausgenommen nördliche Ausrichtung) aller neuen Gebäude (gleich welcher Nutzung) und bei wesentlichen Gebäudesanierungen auch die Dachflächen (ausgenommen nördliche Ausrichtung) bestehender Gebäude im maximal möglichen Umfang (Berücksichtigung der Statik) verpflichtend mit Photovoltaik oder Solarthermie belegt werden. Ebenso sind alle neu errichteten versiegelten Parkplatzflächen (größer 10 Stellplätze) mit Photovoltaik zu belegen. Die Begrünung von Dachflächen einschließlich Regenwassermanagement oder das Pflanzen von Bäumen auf den Parkflächen sind zulässige Alternativen.
- Zur Reduzierung des durch den Zubau der Erneuerbaren erforderlichen Stromverteilnetzausbaus und der hieraus für die Netznutzer entstehenden Folgekosten, sind (analog zur Onshore-Windkraft) Vorranggebiete (für Photovoltaik-Freiflächen) im Rahmen der Regionalplanung auszuweisen.

#### **4. „Bürgerenergie“**

Ohne dauerhafte Akzeptanz der Bürgerschaft vor Ort scheitert die Energiewende. Der zur Erreichung der Klimaschutzziele erforderliche starke Ausbau der Erneuerbaren und in Folge der deutliche Ausbau der Stromnetzinfrastruktur (Freileitungen, Umspannwerke etc.) führt zu deutlich höherer „Sichtbarkeit“ und „Wahrnehmbarkeit“ technischer Anlagen und damit deutlich erhöhter „Betroffenheit“ der Bürgerschaft vor Ort. Der heutige Gesetzesrahmen muss daher wie folgt geändert werden:

- Der Zubau der erneuerbaren Energien muss zeitlich und räumlich verteilt so erfolgen, dass die Akzeptanz der Bevölkerung in räumlicher Nähe zu einer Anlage dauerhaft gewahrt bleibt.
- Photovoltaik-Freiflächenanlagen haben eine jahrzehntelange technische Nutzung. Die Freiflächenanlagen sind daher verpflichtend nachhaltig ökologisch („Biodiversitätsstrategie“) vom Anlagenbetreiber zu bewirtschaften. Die Einhaltung dieser nachhaltig ökologischen Bewirtschaftung ist regelmäßig durch den

Anlagenbetreiber ggü. der Standortkommune nachzuweisen. Anlagen sind in einem räumlichen Zusammenhang als „Trittsteinbiotop“ zu bewirtschaften.

- Für die Erhaltung dieser Akzeptanz ist der Bürgerschaft vor Ort (im räumlichen Umfeld 5–10 km Radius um einen Anlagenstandort) verpflichtend ein faires finanzielles Beteiligungsangebot durch den Anlagenbetreiber zu unterbreiten. Eine faire unternehmerische Beteiligung (mind. 25,1 %) der Bürger oder der Kommune ist wünschenswert.

## **5. Nutzergerechte und faire Finanzierung der Infrastrukturkosten**

Private Haushalte sowie kleinere und mittlere Unternehmen sind an das Stromverteilnetz angeschlossen. Auf der Netzebene 7 (Niederspannung 0,4 kV) können sich Akteure durch eigenes Handeln weitgehend von der Finanzierung der Infrastrukturkosten entlasten (bspw. durch hohen Eigenverbrauchsanteil), obwohl ihr Handeln Infrastrukturausbau bedingen und damit Infrastrukturkosten erzeugen kann. Dies geschieht zu Lasten derjenigen Bürgerinnen und Bürger und Unternehmen, die keine finanzielle Optimierung durch Eigenerzeugung tätigen können. Des Weiteren führt zunehmender (ortsgleicher) Eigenverbrauch zu einer Reduzierung der Konzessionsabgabenzahlung an die jeweilige Kommune.

- Alle an der Netzebene 7 (0,4 kV) des Stromverteilnetzes angeschlossenen Akteure zahlen für die Nutzung der Infrastruktur ein ausschließlich an die Anschlussleistung geknüpftes Infrastrukturnutzungsentgelt; dieses ersetzt das bisherige Netznutzungsentgelt auf Basis der Kilowattstunde (kWh).
- Das Infrastrukturnutzungsentgelt enthält alle Kostenpositionen der Netzebene 7 sowie die verursachungsgerecht ermittelten anteiligen Kosten der vorgelagerten Netzebenen. Das Infrastrukturentgelt enthält auch anteilig die Konzessionsabgabe.
- Alle an höhere Netzebenen (Netzebenen 6 bis 1) angeschlossenen Akteure zahlen die verursachungsgerecht ermittelten anteiligen Kosten der Netzebene, an welche sie angeschlossen sind sowie die verursachungsgerecht ermittelten anteiligen Kosten der vorgelagerten Netzebenen.

## **6. Kommunen stärken – Subsidiarität als Grundprinzip des Energiesystems verankern**

Die einzelnen Kommunen – gemeinsam mit den jeweiligen Infrastrukturnetzbetreibern vor Ort – sind maßgebliche Akteure für eine erfolgreiche Energiewende. Die Energiewende und die Erreichung der Klimaschutzziele entscheiden sich vor Ort; dort werden die erforderlichen Anlagen errichtet, dort ist die beste Kenntnis über die Gegebenheiten vor Ort und dort muss die Akzeptanz der Menschen für den Ausbau der Erneuerbaren und der erforderlichen Infrastruktur nachhaltig gesichert werden.

- Die lokalen und regionalen Potentiale der Dekarbonisierung und der Kopplung der Sektoren Strom und Wärme in Gebäuden und Quartieren müssen genutzt werden. Lösungen vor Ort und im regionalen Zusammenhang müssen als fester Bestandteil des Energiesystems etabliert werden. Die Leitidee der Subsidiarität ist bei den anstehenden Reformen des Energiemarktdesigns zu berücksichtigen.
- Alle Kommunen werden verpflichtet, gemeinsam mit den jeweiligen Energieinfrastrukturbetreibern vor Ort, eine kommunale Energie- und Wärmeplanung (ggf. Energienutzungsplanung) bis spätestens Ende 2025 zu erstellen. Diese ist regelmäßig (mind. alle drei Jahre) zu validieren. Weitere Akteure vor Ort können eingebunden werden. Die Planung ist Grundlage für den Infrastrukturbau oder den

-rückbau vor Ort. Förderprogramme müssen die Planung sowie die Umsetzung von Maßnahmen aus der Planung vor Ort finanziell unterstützen.

- Interkommunales Agieren ist hierbei zu fördern. Den Kommunen (und Energieinfrastrukturbetreibern) ist hierfür ein rechtzeitig eröffneter und finanziell ausreichend dotierter Förderrahmen durch Bund und Länder zur Verfügung zu stellen.

## **7. Gestaltung des Gebäudewärmemarktes**

Der Gebäudewärmemarkt ist aufgrund seiner schieren Größe (Energieeinsatz/-verbrauch) maßgeblich für die Erreichung der Klimaschutzziele. Dabei ist im Rechtsrahmen anzuerkennen, dass technische Optionen nur dann „technologieoffen“ zur Verfügung stehen, wenn die sektoralen Klimaschutzziele hierdurch nicht gefährdet werden. Des Weiteren ist anzuerkennen, dass es (auch) Wechselwirkungen und Abhängigkeiten zwischen „Raumwärme“ in den Gebäuden und „Prozesswärme“ im produzierenden Gewerbe gibt.

- Eine „Transformationsplanung“ ist auf kommunaler Ebene verpflichtend einzuführen. Die jeweiligen Infrastrukturbetreiber vor Ort sind verpflichtend von Beginn an mit einzubinden. Ziele sind u.a., Rechtssicherheit und Verbindlichkeit des Transformationspfades (bspw. über eine kommunale Satzung, welche die individuellen Gegebenheiten vor Ort berücksichtigt) für alle relevanten Akteure (Gebäudeeigentümer, Unternehmen, Infrastrukturbetreiber) zu erzeugen und das individuelle Handeln einer Vielzahl von Akteuren zeitlich zu synchronisieren.
- Klimaneutrales Gas (bspw. Wasserstoff) muss rechtzeitig und in ausreichender Menge zu fairen und transparenten Preisen an den Orten der Fernwärmeerzeugung zur Verfügung stehen. Die hierzu erforderlichen gesetzlichen Rahmenseetzungen muss der Bundesgesetzgeber zeitnah in Kraft setzen.
- Überall dort, wo weder Fernwärme noch die Wärmepumpe realistisch sind, muss das heutige Erdgasnetz weiter genutzt werden. Dort, wo das Erdgasnetz nicht weiter genutzt werden soll, müssen rechtlich verbindliche Kriterien für die Stilllegung der jeweiligen Erdgasinfrastruktur in Kraft gesetzt werden. Hierzu gehört auch eine rechtlich verbindliche Vereinbarung mit den Erdgasinfrastrukturbetreibern bzgl. deren finanzieller Entschädigung und des Umgangs mit stillgelegter Infrastruktur.

## **8. Bedarfsdeckung bei Industrie sicherstellen**

Nicht alle produzierenden Unternehmen können ihren Prozesswärmebedarf auf eine direkte Stromanwendung umstellen. Betroffene Unternehmen – gerade jenseits der großen Industriezentren und gerade im süddeutschen Raum – haben nur eine geringe realistische Chance bis zum Jahr 2030 an eine Wasserstoffpipeline angeschlossen zu werden, so dass perspektivisch heutige Produktionsstandorte (gerade in strukturschwachen Regionen) gefährdet sein können. Die betroffenen Unternehmen sind daher weiter auf eine Gasnetzinfrastruktur und auf einen (weitgehend) klimaneutralen Energieträger angewiesen.

- Sofern das benötigte Erdgasnetz nicht ohnehin für die Bereitstellung des Gebäudewärmebedarfs vor Ort benötigt wird, ist es finanziell für den Gasnetzinfrastrukturbetreiber nicht zumutbar, das Erdgasnetz „nur“ für die Bereitstellung für Prozesswärmebedarf aufrecht zu erhalten. Hierzu muss zeitnah rechtliche Verbindlichkeit durch den Bundesgesetzgeber geschaffen werden.

## 9. Fernwärme

- Für die Ertüchtigung und den Ausbau der Fernwärmenetze sind verbindliche langfristige (über die jeweilige Legislaturperiode hinaus) zu treffende Vereinbarungen zwischen Bundesregierung und den Infrastrukturbetreibern erforderlich. Der Umbau muss durch einen auskömmlich gestalteten Förderrahmen begleitet werden.
- Die Rahmenbedingungen für KWK-Technologie müssen aufrechterhalten und weiter ausgebaut und hierdurch der Umbau der Infrastruktur (vor allem Erzeugungsanlagen und Netzinfrastruktur) hin zur Klimaneutralität gefördert werden.
- Fernwärme hat für eine klimaneutrale Wärmeversorgung in den Innenstadtbereichen das größte Potential, da das Wärmetransportmedium an sich schon CO<sub>2</sub>-neutral ist und der Wärmeerzeuger an wenigen Einspeisestellen durch CO<sub>2</sub>-neutrale Technologien (wie etwa Power-to-X Technologien, Großwärmepumpen und CO<sub>2</sub>-neutrale Brennstoffe) substituiert werden kann. Die Rahmenbedingungen für einen wirtschaftlichen Betrieb müssen geschaffen werden.