[energy platform

Unabhängige Information

Beratung und Unterstützung in Energiefragen
für Unternehmen, Institutionen, Privatpersonen
und Organisationen aus Politik und Gesellschaft

Alternativer Szenariorahmenentwurf für die Netzentwicklungspläne Strom 2019-2030

Ein Szenario für die Erzeugung und Verteilung elektrischer Energie unter Berücksichtigung von Wärme, Verkehr und Gas

Herausgeber

energy-platform e.V
22. März 2018

Open-Content-Lizenz
frei gemäß Lizenzbestimmungen
https://irights.info/wp-content/uploads/userfiles/DUK_opencontent_FINAL.pdf

Impressum

energy-platform e.V.
Metthingstraße 25
90480 Nürnberg

Vorstände

Jörg Diettrich
Gerhard Spiegel

Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung....4
2. Einleitung....5
3. Bestandsaufnahme der Energielandschaft in der Bundesrepublik Deutschland....6
3.1. Aktuelle Daten und Fakten....6
3.1.1. Energie= Strom?....6
3.1.* Energiebedarf und -erzeugung 2035....7
3.1.1.* Wir brauchen 2035 sehr viel mehr Strom....7
3.1.2. Stromerzeugung 2015 und Kurzzeitprognosen der ÜNB bis 2019....8
3.1.2.* Prognose 2030 und 2035....9
3.1.3. Erneuerbare Erzeuger – die Stiefkinder der Bilanz....10
3.1.3.* RES – Ausbau beschleunigen - Kohleausstieg ASAP....11
3.2. Gesetzliche Grundlagen zur Netzregulierung und deren Umsetzung....12
3.2.1. Dispatch....12
3.2.2. Redispatch....12
3.2.3. Einspeisemanagement....12
3.2.* Gesetze einhalten, Gesetze anpassen....13
3.2.1.* Netz- und umweltdienliches Primärmanagement der Erzeugung....13
3.2.2.* Redispatch minimieren....13
3.2.3.* Vorfahrt für RES beim Einspeisemanagement....13
3.2.4. Spitzenkappung....14
3.2.5. Netzreserve....14
3.2.4.* Spitzenkappung durch Kurzzeitspeicher....15
3.2.5.* Die neue Netzreserve – Speicher....15
3.3. Struktur des vorhandenen Netzes....16
3.3.1 Strom vom Norden in den Süden oder Stromexport?....16
3.3.* Konsequente Umsetzung dezentraler Netzstrukturen....17
3.3.1.* Stromexporte auf notwendige Dimensionen begrenzen....17
3.3.2. Demand Side Management....18
3.3.2.* Ja zum Demand Side Management – nein zu Smartmetern....19
3.4. Die Organisation des Strommarktes....20
3.4.1. ÜNB und BNetzA – Hand in Hand....20
3.4.2. Wer zahlt was und warum?....20
3.4.* Wettbewerb auf dem Strommarkt neu organisieren....21
3.4.1.* Oligopole abschaffen, echte Kontrolle ausüben....21
3.4.3.* Genossenschaftlichen Ansatz stärken....21
3.5. Die fragwürdigen Methoden der Planung....22
3.6. Systemische Intransparenzen....22
3.5.* Netzplanung ausschließlich auf der Basis physikalischer Messdaten....23
3.6.* Transparente Bereitstellung relevanter Netzdaten....23
3.7. Rentabilität first, Klimaziel second....24
3.7.* Zum Klimaziel gibt es keine Alternative....25
4. Gemeinsam handeln – jetzt....26
Anhang A – Leistungsbilanz der ÜNB 2015 und Kurzzeitprognose bis 2019....27
Anhang B Unsere Szenarien 2030/2035....28
Quellenverzeichnis:....33

1. Zusammenfassung

Die von der Bundesregierung im Jahr 2000 beschlossenen Klimaziele werden deutlich verfehlt. Die aktuelle Diskussion unterstellt, dass das Abschalten der Atomkraftwerke bis 2022 und ein zusätzliches Stilllegen der Kohlekraftwerke völlig ausgeschlossen sei.

Wir zeigen auf, dass dies sehr wohl möglich ist, wenn man vorhandene, moderne Technologien wie Windkraft, Photovoltaik und Stromspeicher konsequent zum Einsatz bringt. Wir weisen das bisher unerschlossene Ausbaupotential all dieser Technologien nach.

Wir zeigen anhand konkreter Berechnungen des Verkehrs, wie durch Elektromobilität und den Einsatz klimaneutraler, über Strom gewonnener synthetischer Kraftstoffe Emissionen und fossiler Primärenergieeinsatz deutlich reduziert werden können.

Unser Konzept geht über die reine Betrachtung des Stromsektors hinaus. Wärme fällt auch im Umfeld erneuerbarer Energiequellen genügend an, so dass dieser Energiesektor ebenfalls klimafreundlicher gestaltet werden kann. Auch das weisen wir in unserem alternativen Szenariorahmen nach.

Der technische Umbau unserer Energiewirtschaft geht zwingend mit einer Reform des Energiemarktes einher. Wir stehen für eine lenkungswirksame CO_2-Steuer, um zu erreichen, dass der umweltschädigende und darüber hinaus für die Volkswirtschaft massiv schädliche Einfluss fossiler Energieträger angemessen eingepreist wird. Darüber hinaus fordern wir die Abschaffung aller Regelungen, die die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen behindern, insbesondere die Abschaffung bestehender Restriktionen und bürokratischer Hemmnisse für kleine Erzeuger.

Wir zeigen, wie die virtuellen, von Handelsprognosen getriebenen Netzlasten im Übertragungsnetz gesenkt und der nur auf dieser Grundlage forcierte Bau neuer Trassen vermieden werden kann. Damit werden die Netzgebühren, die regional unterschiedlich im Durchschnitt inzwischen 31% /14/ des Gesamtpreises für Strom betragen, deutlich sinken. Wir behaupten nicht, dass die Strompreise insgesamt kurzfristig fallen, weil Investitionen in Speichertechnologie ebenfalls bezahlt werden müssen. Speicher bringen, verglichen mit Stromleitungen, gleichwohl sehr viel mehr Anwendungspotential und Flexibilität in den Markt, so dass sie sich mittel- und langfristig preismindernd auswirken werden.

Wesentlicher Bestandteil unserer Konzeption ist die Forderung nach Transparenz des Marktgeschehens. Die vollständige Veröffentlichung aller relevanten physikalischen Daten, die Aufschluss darüber geben, was in unserem Netz tatsächlich passiert, ist nach unserem Maßstab Basis für Glaubwürdigkeit, Akzeptanz, einen funktionierenden, fair organisierten Energiemarkt und letztendlich der Energiewende als solche.

In der Zusammenfassung des alternativen Szenariorahmens konzentrieren sich die vorgeschlagenen Maßnahmen auf:

1. Detaillierte Einbindung von wissenschaftlichen Instituten, Vereinen wie Plattform Energie e.V., sowie der fachlich ausgebildeten Bürgerschaft in die Diskussion aller Fragen der zukünftigen Energieversorgung. Wir brauchen die Sicherstellung einer unabhängigen Meinungsbildung und Entscheidungsfindung. Basis dafür kann nur die transparente Präsentation aller relevanten Netzdaten sein. Einzig mit diesen, auf physikalischen Fakten beruhenden Daten, können bisher geplante Maßnahmen überprüft werden und nur so ist die interessensunabhängige Erstellung neuer Konzepte zur Energiewende möglich.
2. Wir schlagen eine permanente Arbeitsgruppe vor, die aus in keiner Weise in das Marktgeschehen involvierten Teilnehmern besteht. Diese führt parallel zu ÜNB und BNetzA Situationsanalysen durch und erarbeitet vergleichende Szenariorahmen-entwürfe (SRE). Die Ergebnisse dieser Analysen sind Vorschläge und Konzepte, welche verbindlich in den jeweils nächsten, genehmigten Szenariorahmen und die NEP einfließen. Diese Arbeitsgruppe wird sicherstellen, dass grundsätzliche, als technisch notwendig erkannte Maßnahmen über Legislaturperioden hinaus Gültigkeit behalten. Damit wird eine langfristig nachhaltige Entwicklung sichergestellt.

   Schnellstmögliche Reduzierung der Stromproduktion durch Kohlekraftwerke, um die Einhaltung der im Jahre 2000 verabschiedeten CO_2 - Ziele zu erreichen. Die besonders ineffizienten und umweltschädlichen Braunkohlekraftwerke können ohne Versorgungsprobleme sofort vom Netz gehen und durch die ausreichend vorhandene Gaskraftwerkskapazität substituiert werden.
3. Einführung einer CO_2 – Steuer, die sowohl den anzunehmenden Umweltbelastungen durch die Nutzung fossiler Rohstoffe als Energieträger gerecht wird, als auch die Wertvernichtung durch deren ersatzlosen Abbau volkswirtschaftlich als Hypothek für folgende Generationen abbildet.
4. Sofortige und massive Einführung von Energiespeichern verschiedener Technologien auf allen Ebenen.
5. Massiver Ausbau von Photovoltaik und Fortführung des Ausbaus der Windkraft , speziell in räumlicher Nähe zu den Lastzentren, um die faktisch bereits vorhandenen dezentralen Versorgungsstrukturen auszubauen.
6. Intensive Nutzung der auch bei erneuerbaren Energien und Speichern anfallenden Abwärme.
7. Beendigung des EEG in seiner jetzigen Form und Übergang zu einer CO_2-Besteuerung.

Für das Kapitel 3 haben wir uns eines etwas ungewöhnlichen Stilmittels bedient. In einem gegliederten Text stellen wir die Kritik an den Thesen von Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und Bundesnetzagentur (BNetzA) (3. und Unterpunkte) jeweils direkt unseren alternativen Thesen gegenüber (3.* und Unterpunkte). Hier können Sie detaillierter und ggf. auch selektiv ganz bestimmte Aspekte nachlesen. Anhang B enthält einen Überblick über die von uns gerechneten alternativen Szenarien.

2. Einleitung

Im Januar 2018 haben die vier ÜNB, wie gesetzlich vorgeschrieben, ihren Szenariorahmenentwurf (SRE) für die Netzentwicklungspläne Strom 2019 bis 2030 an die BNetzA übergeben. Mit der Übergabe der Unterlagen startet ein mehrstufiges Verfahren, welches in der Verabschiedung des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPLG) mündet. Dieses Verfahren findet in zweijährigem Rhythmus statt und soll die Versorgungssicherheit der Bundesrepublik Deutschland mit elektrischer Energie gewährleisten.

Bestandteil des Verfahrens ist auch die Erstellung eines Netzentwicklungsplans (NEP), in dem die ÜNB, basierend auf ihrem, dann von der BNetzA bereits bestätigten Szenariorahmen (SR), darlegen, welche zusätzlichen Netzausbaumaßnahmen sie für erforderlich halten. Es fällt auf, dass bei der Erstellung von SRE, wie auch NEP, allein die ÜNB das Vorschlagsrecht haben. Die BNetzA als dem Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) unterstellte Behörde erkennt für sich selbst keinerlei gestaltende Funktion, sondern sieht sich lediglich in der Pflicht zu überprüfen, ob die Vorgaben des Szenariorahmens eingehalten werden. Die Funktion der BNetzA wird um so deutlicher, wenn in Betracht gezogen wird, dass diese Behörde bis zur Privatisierung der Übertragungsnetze nur Juristen beschäftigte. Erst nach der Privatisierung der Übertragungsnetze wurden technische Spezialisten eingestellt, um bei Gesprächen mit den ÜNB auch auf deren Expertise zurückgreifen zu können.

Diese nunmehr seit Jahren praktizierte Zusammenarbeit zwischen ÜNB und BNetzA hat zu Netzausbauplänen geführt, die sich nicht mehr an der Realität in der Bundesrepublik Deutschland, bzw. an der technischen Machbarkeit von Lösungen der Erzeugung und Verteilung von elektrischer Energie orientieren, sondern vielmehr einseitig an den Interessen eines überschaubaren Kreises vornehmlich großer Unternehmen der Energiewirtschaft und deren Stakeholder. Unter diesen Vorzeichen kommen wir einer Neuausrichtung der Energieversorgung erkennbar keinen Millimeter näher. Wenn wir die aktuellen Strukturen weiter festschreiben und nur durch die dazu passenden Leitungen ergänzen, könnte folgende, von einem leitenden Mitarbeiter des Öko-Institutes geäußerte Vermutung bittere Realität werden:

„Ich befürchte, dass wir nach der Fertigstellung aller Netzmaßnahmen gemäß BBPLG feststellen müssen, wir haben die falschen Leitungen gebaut."

Die mutige Äußerung entstammt einem Forschungsprojektes des Öko-Institutes, finanziert durch das Bundesministerium für Forschung und Ausbildung.

Um einer, von Partikularinteressen getriebenen Entwicklung und einer in der Bevölkerung weit verbreiteten Unsicherheit und Problembefassungsverweigerung entgegenzutreten, wurde im November 2017 der Verein Plattform Energie e.V. gegründet. Aktuell gehören dem Verein Spezialisten aus drei Bundesländern an. Der Verein stellt sich der Aufgabe, die Entwicklung der Energiewende dahingehend zu beeinflussen, dass auch die Interessen des Mittelstandes und der Bürger wieder Berücksichtigung finden. Legitimiert wird unsere Herangehensweise durch die Tatsache, dass kleine und mittelständische Unternehmen, Handwerk und Gewerbe sowie die privaten Endverbraucher den Löwenanteil der Zusatzkosten zum tatsächlichen Arbeitspreis, dem Börsenpreis für Strom zu tragen haben. Damit verbunden ist die Überwachung der Finanzierbarkeit aller, mit dem Umbau der deutschen Energielandschaft in Zusammenhang stehenden Maßnahmen. Die bereits in einzelnen Bevölkerungsschichten bestehende Energiearmut und die damit verbundene Unzufriedenheit dürfen sich nicht ausweiten.

Eine der ersten Maßnahme des Vereins Plattform Energie e.V. war die Erstellung eines „Alternativen Szenariorahmenentwurfs 2035" (aSRE).

Dieser liegt Ihnen hiermit in Kurzform vor. Er soll einen Denkprozess anstoßen und aufzeigen:

Es existieren neben den aktuell diskutierten Szenarien, die einseitig die ÜNB und großen Stromerzeuger bevorteilen, andere realisierbare Varianten für die weitere Ausgestaltung der Energielandschaft in der Bundesrepublik Deutschland.

Wir berufen uns in unserer kurzen Abhandlung in vielfältiger Weise auf die von den ÜNB und der BNetzA selbst erstellten Veröffentlichungen. Darüber hinaus verwenden wir Quellen in Energiefragen sachkundiger Institutionen, Organisationen und Unternehmen.

Auf den folgenden Seiten wird der aktuelle Stand der Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland, einem Soll-Szenario, das die Interessen der Bürger stärker berücksichtigt, in komprimierter Form gegenüber gestellt. In komprimierter Form deshalb, um zunächst einen Überblick über das äußerst komplexe Thema der Versorgung der Bundesrepublik Deutschland mit elektrischer Energie zu geben. Wir wollen damit zum einen Menschen ansprechen, die nicht über entsprechendes Detailwissen darüber verfügen, zum anderen aber auch Fachleuten unsere grundlegenden Thesen bereitstellen, um mit ihnen über die Details eine Diskussion zu eröffnen.

Unser Verein befindet sich gerade im Stadium der Gründung, so dass wir Ihnen dieses und unsere weiterführenden Dokumente derzeit nur auf Anfrage per Mail in elektronischer Form bereit stellen können. Bei Interesse an unseren Texten oder an einer Zusammenarbeit schicken Sie bitte eine Mail an unsere Vorstände, Herrn Gerhard Spiegel oder Herrn Jörg Diettrich unter gerhard.spiegel@platform-energy.de bzw. joerg.diettrich@platform-energy.de.

3. Bestandsaufnahme der Energielandschaft in der Bundesrepublik Deutschland

Deutschland sei Vorreiter in Sachen Energiewende, so wird immer wieder behauptet. Allerdings dürfe die Wirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland nicht mit einem zu schnellen Übergang zur Energiebereitstellung auf Basis erneuerbarer Energiequellen (im Folgenden RES für renewable energy sources) überfordert werden, um international konkurrenzfähig zu bleiben. So wird immer wieder gewarnt.

Das koste Arbeitsplätze und die seien nun mal das Wesentlichste.

Die Betrachtung der volkswirtschaftlichen Sinnhaftigkeit der unbedingten Erhaltung der Arbeitsplätze im Bereich der fossilen Energieerzeugung bleibt außen vor.

Wir stellen Fragen, wie z.B.:

- Was wird es künftige Generationen kosten, Energie bereit zu stellen, wenn Kohle, Erdöl, Erdgas und Uran aufgebraucht sind?
- Warum werden Erneuerbare Energien in letzter Zeit wieder ausgebremst statt gefördert?
- Erfasst die Methodologie der BNetzA und der ÜNB wirklich den gesamten Bedarf an elektrischer Energie und Leistung? Was bilden deren Szenariorahmen tatsächlich ab?
- Warum spielen Netzebenen unterhalb des Höchstspannungsnetzes (Ebene 4 = Übertragungsnetz) in den Betrachtungen von ÜNB und BNetzA kaum keine Rolle?
- Warum erleiden die mittlerweile in vielfältiger Form vorhandenen Speichertechnologien das gleiche Schicksal?
- Warum veröffentlicht die BNetzA z.B. eine „deutsche“ Kraftwerksliste mit Kraftwerken ausschließlich größer 10 MW, während andere Länder wie z.B. Italien alle Kraftwerke einbeziehen?

3.1. Aktuelle Daten und Fakten

3.1.1. Energie= Strom?

Der gesamte Energiebedarf, also die Summe der drei Sektoren Strom, Wärme und sonstiger Energie (vornehmlich Verkehr) betrug 2015 2.468 TWh. Nur 21% des gesamten Energiebedarfs wurden 2015 über Strom gedeckt. Energie- und Strombedarf dürfen also nicht gleichgesetzt werden.

Die Bereitstellung elektrischer Energie ist, verglichen mit der von Wärme und Bewegungsenergie für den Verkehr, sehr viel aufwändiger. Wärmeenergie, die fast die Hälfte unseres Gesamtbedarfs ausmacht, fällt bei vielen Prozessen, insbesondere bei denen der Stromerzeugung aus fossilen Quellen, einfach an und wird derzeit weitgehend in die Umwelt „entsorgt“.

Fallen die Wärme als „Abfall“ produzierenden Verbrennungstechnologien weg, stellt sich die Frage, wie Wärme in Zukunft bereit gestellt wird. Die gleiche Frage ergibt sich für einen Verkehrssektor unter der Maßgabe des Verzichts auf Kraftstoffe, die auf fossilen Quellen beruhen.

Die heutige Politik suggeriert, unsere Energieprobleme ließen sich vorwiegend durch „Einsparungen beim Primärenergieeinsatz“, also durch Verzicht und Effizienzsteigerung lösen. Ohne längere Diskussion darüber, was alles unter „Primärenergie“ verstanden und wie irreführend dieser Begriff verwendet werden kann, halten wir den Spargedanken als primäre Zielstellung für völlig unzureichend.

Selbstredend ist energieeffizientes Handeln wichtig und sinnvoll. Konterkariert wird es u.a. durch die politisch gewollte Überdämmung von Gebäuden, die schon gegenwärtig die Frage aufwirft, wie wir das durch moderat giftige Flammhemmer belastete Dämmmaterial in ein paar Jahren entsorgen wollen.

3.* Die zukünftige Energielandschaft in der Bundesrepublik Deutschland

Die zukünftige Energielandschaft wird zu ihrem dezentralen Ursprung zurückkehren. Von dieser Basis ausgehend, werden wir ihren Umbau planen und steuern. Es spricht dabei nichts gegen eine zentrale, auf Synergieeffekte ausgerichtete Koordination der einzelnen, zur unserer Energiewirtschaft gehörenden Elemente, solange sich diese an den relevanten Kernfragen orientiert. Darunter verstehen wir:

- Die **sichere** Versorgung von 50 Millionen angeschlossenen Stromendverbrauchern,
- die Versorgung von 43 Millionen Haushalten mit Wärme und „Kälte“,
- die entsprechende Versorgung von 11 Millionen Nichtwohngebäuden (GHD),
- die Bereitstellung von Bewegungsenergie für 50 Millionen PKW, 11 Millionen Nutzfahrzeuge, eine vollelektrifizierte Eisenbahn sowie für Schiffe und Flugzeuge,
- die Bereitstellung von Energie für die Industrie mit ca. 1,7 Mio. Werkshallen, die ihre Vorteile aus **volkswirtschaftlich** stetig wachsender Effizienz zieht.

Durch eine dezentrale Struktur mit überlagerter Ausgleichsstruktur werden keinerlei Versorgungsengpässe entstehen. Vielmehr ergibt sich dadurch ein Energiemarkt, der den Grundsätzen einer tatsächlich **freien** und **sozialen** Marktwirtschaft gerecht wird. Viele kleine und mittlere Unternehmen und Handwerker werden sich in diesen Markt einbringen; viele neue Arbeitsplätze werden entstehen. Die gesamte Gesellschaft wird vom Umbau des Energiesystems profitieren.

Unser Weg führt konsequent weg von der Aufblähung althergebrachter, zentraler Strukturen, die sich als praxisuntauglich, umweltbelastend erwiesen haben.

3.1.* Energiebedarf und -erzeugung 2035

3.1.1.* Wir brauchen 2035 sehr viel mehr Strom

Um zukünftig fossile Energieträger zu ersetzen, muss ein großer Teil des Energiebedarfs für Wärme und Verkehr durch Strom gedeckt werden. Daraus ergibt sich ein **erheblicher Mehrbedarf** an Elektroenergie.

Zusätzlicher Strom im Verkehrssektor wird erforderlich für:

- die batteriegestützte Elektromobilität des Individualverkehrs, des öffentlichen Nahverkehrs und Teile des Lastverkehrs,
- aus Strom hergestellte synthetische Kraftstoffe, z.B. Methan oder Ethanol für schwere Lasten (LKW und Schiffe); Wasserstoff für Flugzeuge,
- eine vollständig elektrifizierte, zweigleisig ausgebaute Eisenbahn.

Zusätzlicher Strom für die Bereitstellung von Wärme wird vor allem für Wärmepumpen benötigt. Effizienzsteigerungen in der Wärmeversorgung sind über den Ausbau einer „Industrie-Wärme-Kopplung“ möglich, auch wenn die klassische Kraft-Wärme-Kopplung mit dem Abbau der fossilen Stromerzeugung deutlich an Bedeutung verlieren wird. Wir gehen davon aus, dass Wärme in ausreichendem Maß über diesen Weg erzeugt werden kann. Außerdem wird der Wärmebedarf durch energetische Gebäudesanierungen weiter sinken.

Die Nutzung von **Speichern,** gleich welcher Art, wird ebenfalls zu einem erhöhten Bedarf an Elektroenergie beitragen. Auch die Speicherverluste zwischen 10% und 25% müssen kompensiert werden. Im Gegenzug werden die Leitungsverluste sinken.

Wir legen in unseren Szenarien ein **jährliches Wachstum von Elektrizität, Verkehr und Wohnraum** zugrunde, weil wir gewollte Einschränkung und Verzicht auf breiter Basis bei den Menschen aus historischer Erfahrung für nahezu ausgeschlossen halten. Verzicht ist erfahrungsgemäß politisch schwer durchsetzbar und bezüglich der Versorgung mit Energie auch nicht notwendig.

Energie zu sparen wird ohne Zweifel weiterhin sinnvoll sein. Dessen ungeachtet müssen neue Anreize dafür geschaffen werden, die das gegenwärtige Preisbildungssystem nicht bietet.

3.1.2. Stromerzeugung 2015 und Kurzzeitprognosen der ÜNB bis 2019

Bis einschließlich 2015 hatten die ÜNB die Aufgabe, eine Leistungsbilanz zu erstellen. Es ging dabei ausschließlich um die elektrische Energieversorgung.

Die Daten der ÜNB zur Beschreibung des Kraftwerksparkes 2015 bilden den IST-Zustand dieses Jahres recht gut ab, weshalb wir uns auf diese Daten, veröffentlicht als Tabelle A.5 im *Datenblatt der Leistungsbilanz Gesamtdeutschland*, aus dem *Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016* berufen. /1/ Anhang A wurde direkt von dort entnommen.

Die Tabelle der ÜNB lieferte auch die grundlegenden Parameter zur Erstellung des 2016er Szenariorahmens für Netzentwicklungspläne gemäß §12a Abs. 3 EnWG.

Referenzwert für Tabelle A5 ist die tatsächlich am 24.11., 17:30 Uhr in Deutschland im Höchstspannungsnetz (HöS) aufgetretene Spitzenlast (= abgerufener Bedarf) des Jahres 2015.

Für 2015 wurden eben dieser Tag (unabhängig vom tatsächlichen Geschehen) und für die Folgejahre bis 2019 ein paar andere Wintertage als Höchstlast-Referenzen (= die Leistung, die permanent bereit stehen muss, um eine stabile Versorgung zu gewährleisten) willkürlich festgelegt.

Dem steht die Summe der *installierten Netto-Engpassleistung* gegenüber. Verkürzt gesprochen handelt es sich dabei um die Leistung des physisch vorhandenen Kraftwerksparks. Nach „Primärenergieträgern“ aufgeschlüsselt erkennen wir in Tabelle A5 eine nur sehr leichte Abnahme der fossilen Energieerzeuger, aber eine merkliche Zunahme der erneuerbaren Quellen (RES) von 2015 bis 2019.

Wie die installierte Kraftwerksleistung ist auch die Spitzenlast ein Eingangsparameter, der mangels real existierender Messdaten von uns als gegeben hingenommen werden muss. Sie steigt rein statistisch an, wenn sich Anzahl und/oder Stromabnahme der Verbraucher erhöhen (denken wir an E-Mobilität und Wärmepumpen).

Die Tatsache, dass die realen Leistungen und Lasten des Stromverbrauchs sich vorwiegend auf Netzebene 1 (Niederspannung) abspielen, wird von BNetzA und ÜNB komplett ausgeblendet. Das Verteilnetz, Verkehr und Wärme liegen ebenfalls außerhalb der Betrachtungen der ÜNB, was verständlich ist, da sie dafür nicht zuständig sind. Diese Aussage gilt aber nicht für die BNetzA.

3.1.2.* Prognose 2030 und 2035

Wir gehen in unseren Szenarien (Anhang B) von folgenden gesamtwirtschaftlichen Annahmen aus:

- 15% Leitungs- und Übertragungsverluste
- 9% Strom-Exportanteil. Dies entspricht dem Anteil in 2016
- Speicher zu einem prozentualem Anteil an der Bruttostrom-Erzeugung notwendig (siehe 3.1.3.*)
- spezifische Investitionskosten für Speicher werden fallen
- Ein unabhängiges Wachstum sowohl des Verkehrs- als auch des Stromsektors (selbst ohne Hinzunahme von Wärme und Verkehr) ist möglich
  Natürlich sind Verkehrsvermeidung durch Nutzung von Telefon- und Videokonferenzen und Verkehrsverlagerung in Richtung Fahrrad, ÖPNV und Bahn eine noch klügere Alternative.
- 0,5 Promille-Wachstum der Bevölkerung in Deutschland gilt nach Zahlen des IW /17/ aus Oktober 2017 als nicht unwahrscheinlich
- Mit wachsender Bevölkerung und steigender Automatisierungsrate (Industrie 4.0 und 5.0) halten wir trotz Effizienzsteigerung ein Wachstum des elektrischen Energiesktors (ohne Verlagerung) für wahrscheinlich .

Für unsere Szenarien liegen folgende technische Überlegungen zugrunde:

- Bei PV, Windkraft, Speichern und Wärmepumpen streben wir einen deutlich **ambitionierteren Zubau** als bisher an
- Einen Faktor von größer zehn bei **PV** halten wir für realistisch und notwendig.
  Hierfür stehen genügend bereits versiegelte Flächen zur Verfügung, z.B. auch die Straßen /13/.
  Die Erhebung einer Nutzungspflicht für die Besitzer versiegelter Flächen (lt. Grundbuch) oder eine Fehlbelegungsabgabe bei Nichterfüllung halten wir dabei für eine sinnvolle Maßnahme der politischen Steuerung.
  - Für die PV-Module wurden höhere Effektivitäten für die Zukunft angesetzt /11/.
  - Selbst PV in den Straßenbelag zu integrieren, alternativ zur Straßenüberdachung, ist eine innovative Technologie, die die EU fördert /13/.
    Allein die Straßen in Deutschland bedecken eine Fläche von 6.500 km² /15/.
- Parallel schlagen wir einen moderaten Zubau von **Windkraftanlagen** vor und die verstärkte Errichtung von Hyperwindanlagen mit Leistungen > 20 MW je Installation. Neue Anlagen könnten zum Teil auf der Fläche der Energiepflanzen errichtet werden.
- Bei **Elektromobilität** setzen wir neben batterieelektrischen Antrieben auch auf serielle hybride Lösungen, bei denen ein kleiner Verbrenner betrieben mit synthetischen Kraftstoffen, für die nötige Akkuladung sorgt.
- Darüber hinaus halten wir den Ausbau von Bioverfahren zur **synthetischen Kraftstofferzeugung** aus Abfällen und Stroh (nicht jedoch aus Nahrungspflanzen) sowie die direkte Nutzung der Sonne (Sun to Liquid/Sun to Gas) für erforderlich.
  - Basis für P2Gas oder P2L Verfahren benötigen CO_2, welches durch „Direct Air Capture“ - Verfahren aus der Luft entnommen wird (CO_2 -Recycling). Biogas ist nicht in genügend großem Maß vorhanden.
  - Bei diesen P2L- und S2L-Verfahren erwarten wir bei entsprechenden gesetzlichen Rahmenbedingungen enorme große technologische Sprünge.

Unsere Tabelle ergibt sich in ihrer **Grundstruktur** aus der der ÜNB (Anhang A). Sie wurde in folgenden Punkten **erweitert**:

- die erzeugte Energie wurde eingefügt,
- die Nutzung statistischer Angaben über die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden oder Laufzeiten der eingesetzten Technologien,
- die Ausweisung der im System anfallenden Abwärmemengen, die rein rechnerisch den gesamten Wärmebedarf in der Zukunft decken können.

Für jedes Szenario weisen wir - als Basis für eine **Strategische Umwelt Prüfung** (SUP) schon auf der Ebene von Szenarios – aus:

- CO_2 - Emissionen, die unter dem Grenzwert von 184 Gt liegen
- Flächenverbräuche, die unter dem fiktiven Grenze von 10.000 km² liegen
- Zahl der E-Mobile.

Die NOx-Emission halten wir hier noch für ergänzenswert.

3.1.3. Erneuerbare Erzeuger – die Stiefkinder der Bilanz

Die nächste Frage, die sich bei Betrachtung dieser Daten stellt: Wieso sinkt die Engpassleistung der fossilen Erzeuger nur marginal, obwohl man den regenerativen Erzeugern bereits in der Kurzzeitprognose von 2015 bis 2019 eine Steigerung um über 18% zutraut?

Im grün unterlegten Teil B der Originaltabelle A5 (Anhang A) werden *nicht einsetzbare Leistungen* definiert, indem jeder Erzeugersparte eine Nichtverfügbarkeit in Prozent zugewiesen wird. Dass Photovoltaik hier mit 100% eingeht, ist noch einigermaßen nachvollziehbar, weil die Sonne bekanntlich nur tagsüber scheint und die Leistung von PV für Nacht und Dämmerung damit weitgehend auf null gesetzt werden muss. Den Algorithmus, der für Wind eine Nichtverfügbarkeit von 99% liefert, zweifeln wir jedoch genauso an, wie die Annahme, dass fossile und Kernkraftwerke immer verfügbar (= 0% Nichtverfügbarkeit) sind. Diese definitorisch gesetzten Rahmenbedingungen sind der Grund dafür, dass bei der Gesamtbetrachtung die RES rechnerisch gar keinen Beitrag leisten können, auch wenn der Öffentlichkeit mit einer RES-Stromquote von 30% offiziell Fortschritt suggeriert wird.

Die verfügbare Leistung ergibt sich rein rechnerisch aus der Differenz von Netto-Engpassleistung und nicht einsetzbarer Leistung. Daraus entsteht folgende Botschaft:

Egal, wie viele erneuerbare Erzeuger wir auch in die deutsche Energielandschaft integrieren –
sie können niemals einen nennenswerten Beitrag dazu liefern, die notwendige Spitzenlast bereit zu stellen.

Drastischer ausgedrückt:

Jedweder im Bereich der Erneuerbaren installierten Leistung muss ebenso viel fossile Erzeugerleistung gegenüberstehen.

Dieses Muss ist nicht durch physikalische Gesetze vorgegeben, sondern ergibt sich aus der aktuellen Methodologie der Stakeholder, durch die, wie oben beschrieben, für Wind und PV eine nahezu vollständige Nichtverfügbarkeit in der rechnerischen Abschätzung unterstellt wird.

Nach diesem Grundsatz könnten wir **niemals** auf fossile Energieerzeugung verzichten, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Ein Dilemma, allein deshalb, weil Öl, Gas und Kohle irgendwann zur Neige gehen. Ein Dilemma, das freilich nicht wirklich existiert, weil d**ie Paradigmen**, die den Berechnungen der ÜNB zugrunde liegen, ungenügend sind**.**

Der Schwachpunkt der „offiziellen“ Betrachtungen (Anhang A) besteht darin, dass technologisch längst hinreichend ausgeformte Methoden wie die Speicherung, auch hoher Mengen elektrischer Energie, keine Berücksichtigung finden. Hinzu kommt eine reine Betrachtung von Leistungen wo Energiebilanzen notwendig wären.

3.1.3.* RES – Ausbau beschleunigen - Kohleausstieg ASAP

Wir fordern die sofortige Abschaltung der umweltschädlichsten Braunkohlekraftwerke und ein verbindliches Enddatum für diese, in höchstem Maße umweltbelastende Technologie an sich. Das bedeutet konkret die sukzessive Stilllegung von Braunkohlekraftwerken, sobald Ersatzkapazitäten über weniger umweltschädliche Technologien (vorwiegend RES) gesichert sind.

Dieses Ziel ist aufgrund realistischerer Annahmen hinsichtlich des Beitrags der RES-Erzeuger erreichbar. Daneben besteht die Möglichkeit, die vorhandene Gaskraftwerkskapazität zu nutzen. Über diese Sofortmaßnahme könnten faktisch **ad hoc alle Braunkohlekraftwerke vom Netz genommen werden**. Gaskraftwerke sind zwar ebenfalls fossile Erzeuger, allerdings ist ihr CO_2 – Ausstoß pro erzeugter kWh deutlich geringer. Auch die Emission von Luftschadstoffen wie Quecksilber und anderen Schwermetallen liegt deutlich unter der von Braunkohlekraftwerken. Gaskraftwerke produzieren Strom zu höheren variablen Kosten als Kohlekraftwerke. Dies lässt sich einzig und allein an der fehlenden Besteuerung von CO_2. Würde der Gesetzgeber an dieser Stelle sinnvoll bepreisend eingreifen, wären Gaskraftwerke unter den fossilen Erzeugern sehr schnell die bessere Wahl. Kapazitäten sind genügend vorhanden, mehr Volllaststunden der laufenden Kraftwerke möglich. Nicht zu vergessen: Gaskraftwerke müssen nicht zwangsläufig mit fossilem Gas betrieben werden – sie funktionieren genauso gut mit Gas, dass aus temporären Stromüberschüssen erneuerbarer Erzeuger per Power2Gas – Verfahren gewonnen werden kann. Insofern sind die bereits getätigten Investitionen in Gaskraftwerke ebenso nachhaltig wie der Ausbau der erneuerbaren Erzeuger.

Zur Sicherstellung einer höheren Verfügbarkeit der RES-Erzeuger sehen wir den schrittweisen, punktgenauen Aufbau einer **Speicherinfrastruktur** vor, die auf unterschiedlichen Technologien beruht.

Für dieses Vorhaben setzen wir auf folgendes, strukturell tatsächlich existierendes Potential:

- 6 kW Speicher mit je 6 kWh Kapazität in allen Haushalten (43. Mio.)
- 100 kW Speicher mit je 250 kWh Kapazität in Gewerbebetrieben (7 Mio.)
- 1 MW Speicher mit je 10 MWh an allen Ortsnetztrafos (600.000 Stück)
- 10 MW Speicher mit je 1 GWh oder größer an allen Umspannwerken (ca. 70.000 Stück)
- 5 GW Speicher mit je 50 GWh an allen Netzknoten zwischen den Kraftwerken der Kraftwerksliste (ca. 460) sowie den ca. 550 direkten Stromabnehmern an Netzebene 4.

Alles zusammen realisiert ergibt ein Speichervolumen von 128 TWh. Die Entwicklung der Investitionskosten in diese Technologien ist heute ebenso wenig absehbar wie vor 20 Jahren die Preisentwicklung für eine Kilowattstunde PV-Strom, kann jedoch annähernd gleichgesetzt werden.

Die Schaffung dieser Speicherinfrastruktur über z. B.Redox-Flow-Batterien wird den Übertragungsbedarf der Übertragungsnetze enorm senken und deren weiteren Ausbau obsolet machen.

3.2. Gesetzliche Grundlagen zur Netzregulierung und deren Umsetzung

3.2.1. Dispatch

Unter **Dispatch** versteht man die tägliche Einsatzplanung von Kraftwerken durch deren Betreiber. Eine solche Planung ist definitiv notwendig, weil sich Stromerzeugung und Stromabnahme in einem Stromnetz stets im Gleichgewicht befinden müssen. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ringen die Kraftwerksbetreiber beim Dispatch darum, ihre Ressourcen möglichst so einzusetzen, dass sie den maximal möglichen Ertrag erzielen. Für kohlebasierte Wärmekraftwerke bedeutet das ganz konkret, sie kontinuierlich mit möglichst der gleicher Leistung zu betreiben. Jede Leistungsdrosselung und anschließendes Wiederhochfahren der Leistung oder Leistungserhöhung über das Momentum des maximalen Wirkungsgrads hinaus verschlechtert die ohnehin nicht allzu hohe Effizienz dieser Kraftwerke.

3.2.2. Redispatch

Redispatch dient dazu, die Planung per Dispatch punktuell aktuellen Gegebenheiten anzupassen und obliegt ausschließlich den ÜNB. Die Kraftwerksbetreiber reichen bei den ÜNB ihren Kraftwerksfahrplan für den Folgetag ein. Die vier ÜNB führen anhand dieser **Marktdaten** entsprechende Berechnungen für die aus den Handelsdaten resultierenden Leistungsverschiebungen durch. Werden dabei kritische Netzbelastungen an Leitungen oder Umspannwerken erkannt, fordern die ÜNB von den Kraftwerksbetreibern entsprechende Änderungen in ihrer Kraftwerksplanung. Zu über 60% handelt es sich um Anweisungen, Leistungen zu **reduzieren**. Aufgrund ihrer „Unzuverlässigkeit“ spielen RES-Erzeuger kalkulatorisch keine Rolle beim Redispatch. Faktisch jedoch sehr wohl. Anders ließe die mit über 62% notwendige Reduzierung von Leistung beim Redispatch sonst nur durch reichlich unzuverlässige Handelsprognosen erklären.

Redispatch ist eine **marktbezogene** Maßnahme im Sinne §13 EnWG. Dispatch und Redispatch sind insofern technische Führungsgrößen zur Absicherung gewünschter Handelsströme. Das widerspricht eindeutig der im Gesetz festgelegten netzbezogenen Priorisierung zum Verhindern/Beheben von Überlastsituationen im Netz. Wir stellen daher die Frage, inwieweit sich die ÜNB an diese Gesetze gebunden fühlen müssen. Nach Erkenntnissen der ÜNB selbst verschärft marktdienlicher Redispatch die möglichen physikalischen Netzbelastungen und damit die Sicherheit der gesamten Versorgung.

Der aktuell steigende Bedarf an Redispatch erfolgt ohne nennenswerten Zubau, ja nach neuesten Zahlen sogar prognostiziertem Rückbau von Wind- und PV-Kapazitäten und wird zum neuen Geschäftsmodell für betagte, fossile Kraftwerke, die zunehmend als „systemrelevant“ in die Netzreserve überführt werden.

Selbstverständlich steht den fossilen Kraftwerken, die ihre Leistung auf Weisung reduzieren müssen, für den entgangenen Gewinn eine Entschädigung zu. Die Braunkohlekraftwerke im Osten Deutschlands sind von Redispatch Maßnahmen massiv betroffen. Da diese Kraftwerke nicht einmal Teil der Netzreserve sind und deren Auslastung damit besonders hoch ist, fallen auch die Entschädigungszahlungen entsprechend üppig aus und müssen von (fast) allen Stromkunden erbracht werden.

3.2.3. Einspeisemanagement

Die Bundesregierung, die im Jahr 2000 das EEG und die Energiewende auf den Weg brachte, hatte u.a. auch völlig richtig entscheiden, dass den neuen RES-Technologien Vorfahrt bei der Verwertung ihrer Produkte eingeräumt werden sollte.

Diese Entscheidung hat zusammen mit der Investitionssicherheit durch das EEG einerseits Stilblüten inakzeptabler persönlicher Bereicherung getrieben und andererseits für Unwillen bei etlichen fossilen Stromerzeugern gesorgt. EEG-geförderter Strom kostet, bedingt durch das EEG-Vergütungssystem, am Strommarkt nichts. Der Preis für die Netzbetreiber, die den Strom vermarkten dürfen, liegt bei null Cent/Kilowattstunde. Bei Überschuss müssen konventionelle, fossile Erzeuger auf Produktion verzichten und können infolge Merit Order nicht mehr am Markt teilnehmen.

Diese Privilegien zum Einspeisen von RES-Strom wurden von den Bundesregierungen seit 2009 Stück für Stück abgebaut oder ausgehebelt.

§14 des EEG regelt das sogenannte **Einspeisemanagement.** Verkürzt gesprochen, ist dort die Verfügungsgewalt der ÜNB über erneuerbare Energieerzeugungsanlagen festgelegt. Sie dürfen unter sehr weit gefassten Bedingungen „geregelt“ werden, was im Normalfall „abgeregelt“ heißt. „Im Vergleich zum Jahr 2014 (1.580 GWh) hat sich die Menge der Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan-Maßnahmen mit 4.722 GWh fast verdreifacht“, stellt dazu der Monitoringbericht von BNetzA und BKartA aus 2016 fest.

Greenpeace hat den Umgang mit dieser Regelung näher untersucht.

Eine der Schlussfolgerungen aus der Greenpeace-Untersuchung ist, dass die Kraftwerksbetreiber ihren Kraftwerkseinsatz betriebswirtschaftlich optimieren. Eine Steuerung der Netzbetreiber im Sinne der Vermeidung von RES-Abregelungen erfolgt hingegen nicht. Das führt zu klar bezifferbaren, in letzter Zeit enorm wachsenden volkswirtschaftlichen Schäden.

3.2.* Gesetze einhalten, Gesetze anpassen

3.2.1.* Netz- und umweltdienliches Primärmanagement der Erzeugung

In unserem gesamten Netz der Zukunft, über alle 4 Netzebenen betrachtet, herrscht administrative Transparenz. Diese umfasst die vollständige Bilanzierung und zeitgleiche Veröffentlichung der Daten im Internet, hinsichtlich Leistung und Energie für jeden Netzabschnitt und jeden Netzknoten. 50Hertz gibt hier ein richtungsweisendes Beispiel mit seinen Netzdaten.

Dispatch und Redispatch werden sofort online als das bekannt gegeben und beschrieben, was sie faktisch sind: ein Handel von Stromdisponenten, die Bestellung und Lieferung abwickeln. Die Kraftwerksbetreiber planen anhand von Handelsdaten (Dispatch) und notwendigen Korrekturen (Redispatch) den Strombedarf.

Wir fordern von den Netzbetreibern eine Gegenüberstellung dieser Einsatzplanung durch eine ebenfalls transparente live-Belastungsdarstellung der Netzstruktur auf allen Ebenen.

Der Markt funktioniert fair, wenn Verknappung, wie z.B. eine weitgehend ausgelastete Leitung, höhere Preise zur Folge hat. Unfair ist hingegen eine pauschale Erhöhung der Netzentgelte für Marktteilnehmer, die sich nicht dagegen wehren können. Verteuerung bei hoher Auslastung führt automatisch zur Meidung der Nutzung der betroffenen Netzelemente. Dies senkt die Netzlast, entrationalisiert damit den Bau unnötiger neuer Leitungen und verhilft nebenbei Alternativtechnologien zu einem rentableren Betrieb.

3.2.2.* Redispatch minimieren

Unser vorgestelltes Szenario liefert schon vor 2025 mehr als ausreichend Leistungsreserven, um sämtlichen Bedarf an Leistung für Redispatch (11,6 GW), Leistungsverschiebung im Transit (13,5 GW aus TYNDP 2016), Vorhaltungsregelleistung (4 GW), Vorhaltung Reserveleistung (4 GW) für die derzeitige Anforderung von einer Stunde Volllast zu gewährleisten.

Redispatch fällt damit völlig aus dem Bekümmerungsbedarf irgendeiner Behörde oder der Politik. Die Problemstellung kann der Handel intern abwickeln, sofern ihm die unsererseits vorgesehene und dafür bestens geeignete Infrastruktur (inkl. Speichern) zur Verfügung steht.

Diese Struktur bildet die Basis für eine gewaltige Erweiterung des Strommarktes und für dessen echte Liberalisierung, die auch kleineren Marktteilnehmer eine faire Chance der Teilhabe bietet.

Folge jeder Markterweiterung ist es letztlich, Preise zu nivellieren und im Durchschnitt, gemessen an der Kaufkraft, zu reduzieren oder zumindest niedrig zu halten. Das bewirken sämtliche Marktplätze, vom Supermarkt und Discounter über Markthallen bis hin zu Börsen. Ihnen allen ist gemeinsam. dass sie über ein gestaffeltes Netz von Speicherorten verfügen: Ob das Warenumschlagslager sind oder Regale. Genau das ist die sinnvolle Funktion einer vernetzten Struktur.

Auch die „Liberalisierung des Strommarktes“, die unsere Politiker zu Beginn des Jahrtausends vollmundig verkündeten, sollte letztendlich zu „mehr Wettbewerb“ und „sinkenden Preisen“ führen. Das genaue Gegenteil ist eingetreten. Dieser Fehler darf nicht wiederholt bzw. fortgeführt werden.

3.2.3.* Vorfahrt für RES beim Einspeisemanagement

Die künstliche Behinderung der Stromerzeugung aus RES kann und muss beendet werden. Nimmt man gegenwärtige Zahlen, würden sich durch sofortiges Aussetzen des Einspeisemanagement konventionelle Erzeugerkapazitäten von etwa 600 MW abschalten lassen, was einem mittleren Kraftwerksblock entspricht. Dafür wären jedoch Speicher vonnöten.

Die Betreiber von RES-Anlagen müssten nicht mehr für erzwungene Unproduktivität entschädigt werden. Dies entspräche schon gegenwärtig einer Einsparung von knapp einer halben Milliarde Euro jährlich.

In unserem Szenario sind ausreichend Speicher vorgesehen, um überschüssige Energie aufzunehmen und in Phasen des Mangels wieder in das Netz einzuspeisen. Insbesondere bieten diese Speicher die Möglichkeit, die vor allem bei PV-Anlagen gefürchteten Leistungsspitzen abzufangen.

Das von uns vorgeschlagene „Einspeisemanagement“ funktioniert automatisch über die Nutzung von Speichern.

Speicher ersetzen mittels ihrer Steuerungstechnologie aktives Einspeisemanagement. Dispatch bleibt, Redispatch sinkt bzw. lohnt sich nicht mehr.

3.2.4. Spitzenkappung

Die Benachteiligung der RES-Erzeuger wird darüber hinaus über die so genannte **Spitzenkappung** in §11 EnWG, Abs. 2 geregelt.

Spitzenkappung ist eine Art Persilschein für die Netzbetreiber, bei Planung/Ausbau ihrer Netze bis zu 3% Reduktion der Einspeisung durch Erneuerbare Energien von vornherein in Ansatz bringen zu dürfen. Begründet wird die Maßnahme daher oft mit einer möglichen Reduktion des Netzausbaubedarfs. Das ist, rein physikalisch betrachtet, erst einmal richtig. Gleichwohl ist der Mythos, die erneuerbaren Erzeuger seien allein für die „Überlastung unserer Netze“ verantwortlich, längst widerlegt.

3.2.5. Netzreserve

In der Netzreserveverordnung wird festgelegt, dass zur Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems eine Netzreserve zu bilden ist. Dies gestaltet sich insofern einfach, da in ganz Europa ein enormer Überschuss an Erzeugungsanlagen für elektrische Energie herrscht. Die für den Winter 2017/2018 für Deutschland einsetzbare Netzreserve wird in /3/ durch die BNetzA festgestellt.

Die Netzreserve dient **insbesondere** der **Bewirtschaftung** von Netzengpässen und für die Spannungshaltung. Die Reserve entsteht zur Zeit dadurch, dass Kraftwerksbetreiber bei der BNetzA einen Antrag auf Stilllegung wegen Unwirtschaftlichkeit stellen. /4/ Wenn die BNetzA Anträge dieser Art wegen Systemrelevanz ablehnen, werden die betroffenen Kraftwerke in die Netzreserve überführt. Die Entscheidung der BNetzA wird als rechtlich bindender Verwaltungsakt veröffentlicht. Anhand dieser Verlautbarungen stehen zur Zeit mehr als 11 GW installierte Leistung als Netzreserve zur Verfügung.

Der Einsatz der Netzreserve erfolgt im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen, d.h. **ausschließlich** auf Anweisung der ÜNB. Alle diese Maßnahmen werden veröffentlicht und betreffen, abgesehen vom Auflisten einiger Pumpspeicherkraftwerke, überwiegend Leistungsreduzierungen fossiler Kraftwerke.

Die Leistung fossiler Kraftwerke abzuregeln halten wir prinzipiell für eine gute Sache. Dessen ungeachtet kann man an der Verwendung des Begriffes „Netzreserve“ die Irreführung des Publikums besonders gut ablesen. Sollte eine „Reserve“ nicht etwas sein, auf das man im Notfall (also bei Mangel) zurückgreifen kann? Genau das soll uns der Begriff suggerieren. Erstellt man sich eine Tabelle aus /8/, stößt man gleichwohl von April 2013 beginnend bis heute überwiegend (62,9%) auf *Wirkleistung reduzieren* als Grund für die Redispatch-Maßnahmen. Mithin muss sich ein Teil der sogenannten Reserve aus fossilen Erzeugern zumindest zeitweise im Einsatz befinden. Die Netzreserve adressiert vorwiegend Überschüsse und eben keinen Mangel!

3.2.4.* Spitzenkappung durch Kurzzeitspeicher

Die Wortschöpfung „Spitzenkappung“ enthält jede Menge Substanz. Spitzen bestimmen letztendlich die Auslegung von Stromnetzen und nicht etwa, welche durchschnittliche Last anliegt. Netze müssen diese Spitzen aushalten. Folglich kommt es tatsächlich auf die Vermeidung von Spitzen oder eben „Spitzenkappung“ an. Wir verstehen etwas gänzlich anderes darunter als die per Gesetz festgeschriebene Vermeidung der Einspeisung durch RES-Erzeuger.

Wie in unserem Szenario oben beschrieben, sind ausreichend Speicher vorgesehen, um alle Spitzen auszugleichen, sei es schnell benötigte Leistung wegen einer plötzlich auftretenden Last oder Überschuss, der aus den Leitungen abgesaugt werden muss.

3.2.5.* Die neue Netzreserve – Speicher

Die gegenwärtige Netzreserve besteht aus Steinkohle, Erdgas und Ölkraftwerken. Wir streben für unser Zielszenario 2035 die weitgehende Ablösung fossiler Erzeugung an. Das bedeutet, dass auch die fossile Netzreserve stark ausgedünnt werden muss. Gaskraftwerke sollten als letzte von der Abwicklung betroffen sein, weil sie sowohl fossiles Erdgas als auch Biogas oder synthetisches, über P2G erzeugtes Gas energetisch mit ausreichend hoher Effizienz verwerten können.

Für die Systemstabilität sind Netzreserven unabdingbar - das ist völlig unstrittig. Wir interpretieren den Begriff „Reserve“ allerdings im ursprünglichen Wortsinn. Es geht darum, in Mangelsituationen genügend Strom bereit stellen zu können.

In der Gewissheit, uns zu wiederholen, weisen wir auch in diesem Zusammenhang auf Energiespeicher hin, die in den planerischen Betrachtungen von ÜNB und BNetzA nur alibihafte Erwähnung, aber keine wirkliche Berücksichtigung finden. Sowohl ÜNB als auch die BNetzA erklären sich dafür als nicht zuständig.

Notwendig sind sowohl Kurzzeitspeicher, die Schwankungen im Tageslastgang ausgleichen, aber auch saisonale Speicher, die im Sommer überschüssig erzeugten Strom für den Winter aufnehmen können.

Langzeit-Speicherung elektrischer Energie ist immer eine verlustbehaftete Angelegenheit, da diese elektrische Energie in andere Energieformen umgewandelt werden muss. Technisch ausgereift sind heute Power to Gas (P2G)-Verfahren. Bei einer anschließenden Rückverstromung fallen jedoch ca. 70% der eingesetzten Energie als Wärme an. Im Stadium fortgeschrittener Entwicklung befindet sich die Redox Flow Speichertechnologie. Für eine baldige Einsatzbereitschaft dieser Speicher sind natürlich vernünftig geplante und umgesetzte Fördermaßnahmen notwendig. Vor allem über diese beiden technologischen Ansätze ließen sich große saisonale Speicher realisieren.

In unserem Szenario sind ausreichend Speicher vorgesehen, um alle Netzreservefälle zu bewältigen (vgl. 3.1.3.*); sei es schnell benötigte Leistung infolge eines plötzlich ausfallenden Kraftwerks oder wegen eines defekten Netzelements (Sturm zerstört Leitung, Flugzeug stürzt in Umspannwerk) oder eben auch zur Überbrückung einer Dunkelflaute.

3.3. Struktur des vorhandenen Netzes

Es ist uns wichtig, an dieser Stelle zunächst auf die Entstehung der Struktur des heutigen Stromnetzes hinzuweisen. Historisch entwickelte sich das Stromnetz aus einzelnen Leitungen, die im Lauf der Zeit immer mehr erweitert und verknüpft wurden. So gesehen war das Stromnetz schon in seiner Genesis dezentral organisiert.

Im Laufe der Jahrzehnte kamen immer weiter reichende und für eine immer höhere Übertragungskapazität ausgelegte Leitungen hinzu, die immer größere Regionen miteinander verbanden. Die technisch verfügbaren Mittel und die immer höher werdenden Leitungsanforderungen weniger einzelner Abnahmestellen haben die Entwicklung dieser Leitungen, entsprechender Verknüpfungspunkte (Umspannwerke) und großer Kraftwerke beschleunigt. Der eigentliche Ausbau des Netzes erfolgte dennoch weiter vollkommen dezentral und erfasst heute ca. 50 Mio. Verbrauchstellen auf der untersten Spannungsebene. (Netzebene 1 bis 1.000 V). Die Leistungsfähigkeit der Netzebene 1 liegt heute um ein Vielfaches höher, als die der Netzebene 4. Dennoch findet fast ausschließlich letztere Berücksichtigung in der momentanen Netzplanung. Dies ist um so weniger hinnehmbar, weil, bedingt durch die tendenziell dezentral organisierten RES-Erzeuger, inzwischen jede Menge elektrische Energie in den unteren Netzebenen erzeugt wird. Die Zeiten der Top-Down Stromverteilung von großen Kraftwerken hinunter zu dem im Einfamilienhaus laufenden Kühlschrank sind vorbei.

Faktisch besteht das „deutsche Netz“ aus einem Flickenteppich sehr vieler lokaler Netze, die an der einen Stelle mehr, an der anderen weniger miteinander verknüpft sind. Eine zentrale Planung, Organisation und Steuerung gab es nie und eine solche wurde nicht einmal im Zweiten Weltkrieg erwogen oder gar gebraucht. Die Strukturen sind vorwiegend lokal, bestenfalls regional und auf die einzelnen Bundesländer der Bundesrepublik Deutschland bezogen, was auf aktuellen Karten bis heute nachvollziehbar ist.

Der zentrale Ansatz der Netzplanung ist nichts weiter als die marktdienliche Erfindung der Unternehmen, die am meisten davon profitieren. Sie enthält u.a. Merkwürdigkeiten wie die angebliche technische Unmöglichkeit, Strom aus unteren in die oberen Netzebenen zu transformieren. Die BNetzA stellt in ihrem Monitoringbericht 2016, S. 107 dazu Folgendes fest:

“Insbesondere stellen noch nicht verfügbare Umspannwerke, über die der EEG-Strom in das vorgelagerte Höchstspannungsnetz rückgespeist werden kann, eine Ursache dar.“

Das Wort „Ursache“ bezieht sich dabei auf Einspeisemanagement-Maßnahmen, mit denen man den überschüssigen RES-Strom immer wieder bändigen muss. Das ist eine faktische Behinderung der Einspeisung von EEG-Strom durch das Einspeisemanagement und außerdem schlichtweg physikalischer Unfug, weil Trafos prinzipiell in zwei Richtungen arbeiten können.

Nebenbei widerlegt die BNetzA mit dieser Aussage die eigene, gerne benutzte These, RES-Erzeuger würden die „Stromautobahnen verstopfen“, weil sie schließlich den „Stau“ auf den untergeordneten Netzebenen konstatiert.

3.3.1 Strom vom Norden in den Süden oder Stromexport?

Die Behauptung, dass Strom vom Norden in den Süden transportiert werden muss, weil im energiearmen Süden ansonsten die Lichter ausgehen, ist eben nur eine Behauptung, die niemals öffentlich nachvollziehbar bewiesen wurde. Wo hört der Norden auf? Wo beginnt der Süden? Und vor allem: Wie weit reicht der Süden? Nur bis Bayern und Baden Württemberg? Konkrete Zahlen, insbesondere deren aktuelle Entwicklungstendenzen führen zu ganz anderen Erkenntnissen.

Seit 2003 ist Deutschland Nettostromexporteur. /7/ Von 2011 bis 2014 haben sich die Exporte brutto von 6.1 TWh auf 68 TWh erhöht. Lt. Monitoringbericht /5/ 2016 lagen wir bei 85 TWh – das sind über 15% des in 2015 verbrauchten Stroms. Die ersten bekannt gewordenen Zahlen für 2017 gehen von einer weiteren Steigerung aus, auch prozentual auf den Eigenbedarf der Bundesrepublik Deutschland gesehen, was letztlich die Braunkohlestromproduktion buchstäblich weiter anheizt. Fazit:

Ein erheblicher Anteil der Trassen wird einzig und allein dafür benötigt, in der Bundesrepublik Deutschland erzeugten Strom ins Ausland zu verkaufen.

Es geht nicht darum, Bayern und Baden Württemberg vor Stromausfällen zu retten, indem man neue Trassen baut, sondern um Stromexport.

Bleibt die Frage, wo der exportierte Strom herkommt.

Der Wettbewerb um den billigsten Strom wird europaweit ausgetragen. Technologien der Erzeugung konkurrieren grenzüberschreitend. Deshalb nimmt der Stromhandel zwischen den Staaten zu und mit dem Handel der Transportbedarf.

Gewinner des Wettbewerbs sind momentan die am besten in ihren heimischen Markt integrierten Technologien, also die, die am stärksten von lästigen Nebenkosten wie Netzentgelten oder CO_2-Kosten befreit sind.

Da Braunkohlekraftwerke in Deutschland eine herausgehobene, systemrelevante Position innehaben, heimische Braunkohle die Betreiber der Tagebaue so gut wie nichts kostet und zusätzlich der aus RES erzeugte Strom, bedingt durch das EEG zu Null ct. / kWh auf den Markt kommt, steigt der Export aus Kraftwerken der Bundesrepublik Deutschland.

Jüngstes Beispiel ist der Staatsvertrag zwischen NRW und Belgien über 3 GW Leistung aus Braunkohlekraftwerken in NRW, im Gegenzug für die vorzeitige Stilllegung das AKW in Thiange. SPD-Ministerpräsidentin Hannelore Kraft besiegelte den Vertrag und hat sich und ihrer Partei damit ein Kohle-Kraft-Fleißkärtchen verdient. Der Teufel wird mit dem Beelzebub ausgetrieben.

3.3.* Konsequente Umsetzung dezentraler Netzstrukturen

Die alleinige Betrachtung von Netzebene 4 durch ÜNB und BNetzA greift deutlich zu kurz. Wir betrachten daher das gesamte Netz und alle angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher. Unsere Überlegungen beruhen auf leicht nachprüfbaren Fakten:
Es gibt vier Netzebenen. Wir sehen die unterste Netzebene **(Netzebene 1),** also die der 50 Millionen angeschlossenen Verbrauchsstellen, vom Haushalt bis zum mittleren Gewerbe, als die **wichtigste.** Insbesondere berücksichtigen wir auch die Erzeuger auf dieser Ebene.

Die BNetzA veröffentlicht leider nur die Abnahmemengen an Strom und ein paar dürftige Strukturdaten dieses Netzes. Jede Aussage zur installierten Leistungsfähigkeit fehlt. Wir können allerdings anhand einiger bekannter Daten zumindest die Dimension der Leistungsfähigkeit dieser Netzebene erahnen, was fürs erste genügt:

Denken wir uns in grober Näherung die 43 Mio. Haushalte und 7 Mio. gewerblichen Abnehmer, die jeder mit wenigstens drei Phasen 240 Volt und 16 Ampere angeschlossen sind, dann ergibt die Multiplikation dieser Werte und deren Umrechnung in Leistung allein 550 Mio. kW oder 550 GW. Diese vorsichtige Schätzung, die große Gewerbe und Industrie nicht einschließt, führt uns klar vor Augen, dass der Schlüssel zur Bewältigung all der Herausforderungen zur Bereitstellung von Regelenergie, Redispatch-Leistung, Netzreserve und sogar der gefürchteten „Dunkelflauten", sinnvoller- und vernünftigerweise auf Netzebene 1 liegt; sozusagen bei uns zu Hause.

In unserem Szenario zielen wir auf die Rückbesinnung auf die historisch entstandene dezentrale Netzstruktur. **Genau nach dieser Struktur sind Netze zu planen und nicht nach dem Gutdünken großer Marktteilnehmer.** Alle Schnittstellen und Netzübergabepunkte müssen in die Lage versetzt werden, Energie von Netzebene 1 bis Netzebene 4 zu transferieren und umgekehrt. Insbesondere muss es möglich sein, auf Netzebene 1 (in Speichern) akkumulierte Leistung bis hinauf zu Netzebene 4 bereit zu stellen.

Wir gehen davon aus, dass aktuell ggf. bestehende technische Barrieren zwischen den unteren Netzebenen in Richtung der übergeordneten beseitigt werden. Dies hätte zunächst, rein physikalisch betrachtet, eine deutlich stärkere Deckungsgleichheit der verfügbaren Leistungen zu ihrem korrespondierenden Leistungsbedarf **innerhalb jeder Netzebene** zur Folge**.** Zusammen mit automatisierten Regelungen der Leistungsverschiebungen zwischen den Ebenen ergäbe sich **eine deutliche Entlastung vor allem der Hoch- und Höchstspannungsnetze**. Darüber hinaus könnten die lokalen Erzeuger der niederen Ebenen einen deutlich höheren Beitrag zur Leistungsgesamtbilanz der Bundesrepublik Deutschland liefern.

3.3.1.* Stromexporte auf notwendige Dimensionen begrenzen

Wir leugnen weder die Sinnhaftigkeit eines europäischen Stromnetzes noch die Tatsache, dass durch Im- und Exporte elektrischer Energie Überhänge und Defizite zwischen den einzelnen Mitgliedsländern effektiv ausgeglichen werden können. Wir betrachten dies gleichsam als einen Teil der oft beschworenen europäischen Solidarität.

Wir positionieren uns jedoch gegen die offensichtlich vorhandene Grundannahme unserer politischen Akteure, dass die Bundesrepublik Deutschland auch in Sachen Strom Exportweltmeister sein müsse. Zum einen ist diese Denkweise – genau wie der seit Jahren bestehende Handelsüberschuss Deutschlands gegenüber seinen europäischen Partnern insgesamt – unsolidarisch. Zum zweiten belastet sie unser Übertragungsnetz und unsere Umwelt **in ganz erheblichem** Maße.

Wir legen ein Marktregime zugrunde, das die externen Kosten vollständig internalisiert und die zukünftig allein wegen der Endlichkeit der fossilen Ressourcen unumgängliche Umstellung auf reine RES antizipiert und konsequent in die Wege leitet.

Dieser neue Ansatz schafft für alle europäischen Partner neue und vor allem vergleichbare Startbedingungen. Ungleichgewichte und der Drang, diese über vermehrten Handel abzubauen, werden minimiert.

Dass dabei Stromkonzerne oder die ÜNB betriebswirtschaftliche Verluste erleiden könnten, liegt in der Natur der Sache. Es steht schließlich jedem Unternehmen frei, sich in eine echte, volkswirtschaftlich dienliche Energiewende einzubringen, also Alternativen zu den im Abschwung befindlichen Geschäftsfeldern – hier fossile Erzeugung - zu suchen. Freilich ist diese Suche risikobehaftet und mit Investitionen verbunden, die das betriebswirtschaftliche Ergebnis anfangs senken. Am Ende des Tages werden aber nur die Unternehmen überleben, die sich den neuen Herausforderungen stellen. Einige haben dies inzwischen erkannt.

Um den Erkenntnisgewinn für die anderen zu beschleunigen, könnte die Politik steuernd eingreifen, indem sie den massiven Einsatz umweltbedenklichen Kohlestroms am CO_2-Ausstoß gemessen bepreist und ein solches Preisregime international bei allen Paris-21-Partnern einfordert. Damit wäre die Bundesrepublik Deutschland tatsächlich wieder Spitze in Sachen Energiewende, wie uns einst versprochen wurde.

3.3.2. Demand Side Management

Demand Side Management stellt eine Alternative zum Ausbalancieren der Leistungsbilanz dar, indem man Stromabnehmer entweder abregelt oder deren Leistungsbedarf erhöht. Lasten werden also durch gezieltes Abschalten von „Verbrauchern“ abgeworfen oder Zuschalten erzeugt.

Beispiele sind Aluwerke, die bei Stromüberschuss die Produktion erhöhen und Aluminium in Barrenform auf Halde produzieren oder Elektrostahlwerke, die Schrott bei Stromüberschuss einschmelzen etc.

Die Größenordnung der Bereitstellung von Regelleistung auf der Seite der Stromabnehmer ist mit gerade einmal 1 GW viel zu gering.

Sogenannte „Smartmeter“ werden häufig als Hilfsmittel für persönliches Demand-Side-Management angepriesen. Näher betrachtet handelt es sich bei diesen Geräten aber eher um Spymeter, die unseren Energieversorgern und darüber hinaus allen, die auf deren Daten Zugriff haben, mehr über unsere Lebensgewohnheiten verraten. Intelligente Steuerungen sind in Ordnung, solange sie nicht Unternehmen oder den Staat in die Lage versetzen, den Bürger selbst zu steuern.

3.3.2.* Ja zum Demand Side Management – nein zu Smartmetern

Wenn in einer Stromzelle – angefangen vom privaten Haushalt bis hin zur „Zelle Deutschland“ - genügend Speicherkapazität installiert ist, verliert Demand Side Management stark an Bedeutung. Die Speicher wirken als Puffer und sorgen für die Bequemlichkeit, den eigenen Stromverbrauch nicht ständig überwachen zu müssen.

Dennoch halten wir Demand Side Management für ein Mittel der Wahl zur Entlastung unserer Stromnetze, das bewusster angewendet werden könnte, auch um nicht übermäßig viel Speicher installieren zu müssen.

Die monetären Motivationen, die uns die Stromanbieter dafür bieten, sind freilich überschaubar, weil wir für unseren Strom weitgehend einen einheitlichen Börsenpreis zahlen.

Anhand der aktuellen Preis- und Vergütungsstruktur ist Demand Side Management aber gerade für Betreiber kleiner PV-Anlagen mit eigenem Stromspeicher hochinteressant. Sie können den Verbrauch ihres selbst produzierten und gespeicherten Stroms dergestalt steuern, um die Entnahme des wesentlich teureren Stroms aus den übergeordneten Netzen zu minimieren. Dazu benötigen sie kein „Smartmeter“, sondern lediglich ein wenig Disziplin und ggf. ein paar wirklich smarte Steuerungen, die ihr persönliches Demand-Side-Management automatisieren.

3.4. Die Organisation des Strommarktes

3.4.1. ÜNB und BNetzA – Hand in Hand

Wie Klientelpolitik funktioniert, kann man sehr gut an der Zusammenarbeit von ÜNB und BNetzA erkennen. Die BNetzA untersteht dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Dort fallen die wichtigen energiepolitischen Entscheidungen, an die die BNetzA in ihrer Tätigkeit gebunden ist. Zumindest wird das von Vertretern der BNetzA in persönlichen Gesprächen immer wieder so behauptet. Wir haben keinen Zweifel daran, dass die relevanten Entscheidungen tatsächlich im BMWi getroffen werden. Allerdings weisen wir darauf hin, dass mittlerweile über 920 Lobbyisten per Hausausweis freien Zugang zu den Ausschüssen und Gremien des Bundestages und den Abgeordnetenbüros haben. Einige dieser Herrschaften gehen vermutlich auch direkt beim BMWi ein und aus, um u.a. Einfluss auf die Energiepolitik zu nehmen.

Hinsichtlich der BNetzA stellt sich die Frage nach der Sinnhaftigkeit einer Behörde, die vorgibt, fachlich kompetent und sachlich neutral zu agieren, sich aber auch dann auf die Seite ihres Dienstherren schlägt, wenn dessen Positionen der Faktenlage nach völlig unhaltbar geworden sind.

Wie gestaltet sich die Zusammenarbeit zwischen ÜNB und BNetzA konkret?

Die vier ÜNB teilen den Markt der Bundesrepublik Deutschland sich regional gemäß der politisch definierten Regelzonen unter sich auf. In diesen Regelzonen können die ÜNB, abgesehen davon, dass auch sie an physikalische Gesetze gebunden sind, schalten und walten wie sie wollen. Konkurrenzsituationen durch neue Mitbewerber haben sie jedenfalls nicht zu befürchten.

Die wohlwollende Begleitung der Geschäftstätigkeit der vier als Platzhirsche gesetzten Unternehmen hat für die BNetzA deutlichen Vorrang vor politischer Lenkung. Dies ist unschwer u.a. daran zu erkennen, dass die ÜNB das alleinige Erstvorschlagsrecht zur zukünftigen Ausgestaltung des Übertragungsnetzes ausüben. Die BNetzA bekräftigt ständig, dass ausschließlich dort die entsprechende Expertise dafür vorhanden sei. Wir halten dieses Herangehen für nur einen der vielen **systemischen** Fehler, die der Organisation der Stromwirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland innewohnen, da damit jede Berücksichtigung möglicher Alternativen von vornherein regelmäßig auf der Strecke bleibt. De facto existiert ein Oligopol von vier Konzernen, das die Übertragungsnetze in Deutschland und darüber hinaus von der Planung über den Bau bis hin zur Unterhaltung praktisch im Alleingang bestimmt. Der in anderen Wirtschaftsbereichen gelebte Grundsatz „Wer plant, darf nicht bauen.“ scheint auf dem Spielfeld der Übertragungsnetze überhaupt keine Rolle zu spielen.

3.4.2. Wer zahlt was und warum?

Für Unternehmen mit großem Strombedarf in der Produktion ist eine „Besondere Ausgleichsregelung“ vorgesehen, um Wettbewerbsnachteile auszugleichen. Es ist nicht erkennbar, dass die Befreiung von der EEG-Umlage sich tatsächlich auf Unternehmen mit großem elektrischen Energiebedarf beschränkt. Seit 2010 ist die Anzahl der befreiten Firmen um 367% gestiegen.

Die aktuelle Vorgehensweise bevorzugt befreite Unternehmen und ist hinsichtlich Energieeinsparung kontraproduktiv. Demgegenüber werden die verbleibenden „kleinen“ Verbraucher und hier speziell die Bürger zusätzlich belastet.

Wir halten diese Sonderbelastungen der Haushalte und kleinen Gewerbe über die EEG-Umlage im Übrigen für einen Bestandteil des Plans, RES als „zu teuer“ in Misskredit zu bringen.

3.4.* Wettbewerb auf dem Strommarkt neu organisieren

3.4.1.* Oligopole abschaffen, echte Kontrolle ausüben

Da wir in unserem Konzept Handel, aktive Steuerung und Manipulation von Leistung im Prinzip durch Speichernutzung ersetzen, fällt das gesamte Geschäftsmodell der ÜNB weg, (siehe auch /12/). Nicht einmal die Leitwarten der Verteilnetzbetreiber (VNB) sind dann in unserem Szenario erforderlich, sondern lediglich einige technische Einsatzkräfte, die für Wartung und einwandfreies Funktionieren der installierten Komponenten zuständig sind. Dies ist eine Aufgabe, die z.B. das bundesweit gut organisierte THW gegen Entgelt übernehmen könnte.

Eine Enteignung der ÜNB oder VNB wäre das nicht, denn die Netze sind nach wie vor „öffentliches Eigentum". Alle Netzbetreiber haben lediglich eine zeitlich begrenzte Konzession. Gerade die ÜNB müssen angesichts der Komplexität des Netzes keine ernsthafte Konkurrenz fürchten, die ihnen diese Konzessionen streitig macht. Auch im Bereich der VNB ist es schwierig, Netze zu übernehmen (vgl. BVerfG „Kaufering-Urteil"). Als zukünftiges Geschäftsmodell für alle Netzbetreiber sehen wir den Ausbau der netzdienlichen Speicher.

3.4.2.* Egalität der politischen Stützung

Grundsätzlich sind keine Firmen von der EEG-Umlage zu befreien, um auch Unternehmen mit hohem Stromverbrauch anzuhalten, mit der elektrischen Energie sparsam umzugehen und alle möglichen Einsparungspotentiale zu nutzen. Besser wäre es freilich, die EEG-Umlage sofort abzuschaffen und durch eine Bepreisung ohne Ausnahme jedes Primärenergieträgers, gemessen an seinen CO_2 – Emissionen zu ersetzen.

Sollte tatsächlich eine Benachteiligung im Wettbewerb, bedingt durch zu hohe Gesamtkosten für Strom, von den Unternehmen nachgewiesen werden, so besteht die Möglichkeit, über punktuelle Maßnahmen wie Steuerermäßigungen, die entstandene Benachteiligung zu korrigieren. Der pauschale Selbstbedienungsladen vieler Großverbraucher, die kaum mehr als den Börsenpreis zwischen 2 und 3 Cent/kWh zahlen, während der „normale Verbraucher" das Zehnfache auf seiner Stromrechnung wiederfindet, muss jedoch geschlossen werden.

Subventionen am Strommarkt (wie alle Subventionen überhaupt) dürfen nicht dauerhaft bestehen. Erfahrungsgemäß richten sich die davon Begünstigten bequem am Markt ein und verteidigen die ihnen vom Staat gewährten Vorteile umso stärker, je länger sie sich daran gewöhnen durften. Das alles zum Nachteil aller anderen, die ohne Subventionen auskommen müssen.

Wettbewerbsbenachteiligungen durch erhöhte Stromkosten sollten demnach einer jährlichen Nachweispflicht unterliegen. Auf diese Weise können Wettbewerbsverzerrungen durch Subventionen vermieden werden.

3.4.3.* Genossenschaftlichen Ansatz stärken

Energie, vor allem elektrischer Strom ist nur bedingt „marktauglich". Die Qualität ist immer gleich, ebenso der Gehalt. Es gibt kein wechselndes Design, keine wechselnde Farbe und auch keinen neuartigen Geschmack. All das ist völlig unabhängig vom Anbieter.

Um die zukünftige Struktur in eine volkswirtschaftlich gesündere und demokratischere Gestalt zu überführen, die die zuverlässige Versorgung mit bezahlbarer Energie sicherstellt, setzen wir auf eine Vergesellschaftung der Infrastrukturen. Die dort erwirtschafteten Renditen sollten sich, gemessen am geringen Risiko im niedrigen Bereich (nur Werterhaltungsrendite) bewegen. Für diese Zwitterstellung zwischen spekulativen Märkten und öffentlichen Unternehmen halten wir Genossenschaften für das Mittel der Wahl. Eine Genossenschaft soll bestimmte, nicht zu große Teile der gesamten Infrastruktur besitzen, diese eigenständig verwalten und die mit der Struktur verbundenen Leistungen selbst vermarkten

3.5. Die fragwürdigen Methoden der Planung

Die Grundlage des Netzentwicklungsplanes der BNetzA ist die prognostizierte energiewirtschaftliche Entwicklung auf Basis ausgewerteter verfügbarer **Handelsdaten**. Die Erfassung begann ab ca. 2013. Diese Handelsdaten wurden und werden an den europäischen Handelsbörsen für Strom erhoben und extrapoliert. Das Ergebnis bildet die Basis jedes neuen „offiziellen" Szenariorahmens. Derzeit ist der „Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2017 – 2030" gültig /2/. In Veröffentlichungen der BNetzA wird betont, dass dieser Szenariorahmen die „deutsche Energielandschaft" abbildet. /6/ Egal wie laut und wie oft diese Beteuerungen geäußert werden – sie können nicht über den einfachen Fakt hinwegtäuschen, dass physikalische Messdaten definitiv besser geeignet sind, den weiteren Netzausbau zu planen.

Handelsdaten können also per se nur bedingt die physikalischen Realitäten von Stromnetzen widerspiegeln und sind daher denkbar ungeeignet für deren konzeptionelle Planung.

3.6. Systemische Intransparenzen

Physikalische Energieflussdaten, also wie viel Strom tatsächlich wann über welche Leitungen fließt, sind der allgemeinen Öffentlichkeit nicht zugänglich. Die Hüter dieser Daten ÜNB und BNetzA berufen sich auf §12f des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Angeblich sollen Geschäftsgeheimnisse von Stromerzeugern und Stromkunden geschützt werden.

Daten zur Verschiebung angebotener Leistung sind für eine bedarfsgerechte Netzplanung, dessen ungeachtet, von essentiellem Interesse. Wir gehen durchaus davon aus, dass die ÜNB und deren Exekutivbeauftragte – nach wie vor ausgewählte VNB und deren Leitwarten - ohnehin ständig darauf zurück greifen **müssen**, um ihre Netze im Gleichgewicht zu halten. Der interessierten Öffentlichkeit sind diese Daten jedoch nicht zugänglich. Von den ÜNB unabhängige, mit vertretbarem Aufwand durchzuführende Berechnungen neuer Netzdesigns werden auf diese Weise verhindert.

Nur unter Beteiligung einer fachkundigen Öffentlichkeit ließen sich aber schlussendlich Entscheidungen darüber treffen, ob ein konkretes Leitungsprojekt tatsächlich vonnöten ist oder nicht. Eine Revision des Intransparenz-Paragraphen 12f EnWG halten wir deshalb für dringend erforderlich.

Die einzige effektive Verbindung, der einzige direkte und nicht veränderbare Zusammenhang zwischen den ca. 50 Millionen an Netzebene 1 (400 Volt) angeschlossenen Endverbrauchern und den auf der Netzebene 4 zusammenwirkenden Akteuren besteht darin, dass diese 50 Mio. das Netzentgelt und die volle EEG-Umlage auf ihrer Stromrechnung wiederfinden. Von diesen Zahlungen werden die z.T. sehr fragwürdigen Aktivitäten der „Big-Player" des Strommarktes in der Bundesrepublik Deutschland und darüber hinaus finanziert.

Die zahlenden Kunden haben keinerlei Einfluss auf die Höhe dieses Entgelts, sondern nur die gesetzliche Zahlungspflicht. Das – und nichts anderes - ist zur Zeit der bestimmende, gestaltende und definierende Kern des weiteren Netzausbaus: Es geht vorwiegend um die Ermöglichung grenzenlos wachsenden Handels bei Verschiebung jeglichen Kostenrisikos auf das Gros der Endverbraucher.

3.5.* Netzplanung ausschließlich auf der Basis physikalischer Messdaten

Netzplanung hat sich ausschließlich an den physikalischen Realitäten zu orientieren. Damit die interessierte Öffentlichkeit ein tatsächliches Mitspracherecht an der Planung erhält, das die BNetzA eben dieser Öffentlichkeit in ihren fünf Schritten zur Netzplanung bislang nur formell gewährt, sind relevante physikalische Daten zu veröffentlichen.

3.6.* Transparente Bereitstellung relevanter Netzdaten

Wir sehen es als Aufgabe der BNetzA als Bundesbehörde, alle für unser Stromnetz relevanten Daten für die breite Öffentlichkeit transparent und verständlich aufbereitet zur Verfügung zu stellen. Jede Rückfrage ist sachgerecht, wahrheitsgemäß und ohne jegliche Filterung durch vermeintliche Geschäftsinteressen korrekt zu beantworten. Wir verlangen nichts Ungebührliches oder Ungesetzliches, sondern schlicht, dass die BNetzA die originären Daten aus realen Messungen in geeigneter Formen zur Verfügung stellt. Darunter verstehen wir:

- Netzknotenpunktscharfe Einspeise- und Lastdaten für
  - das Übertragungsnetz 380/220 kV und
  - das Verteilnetz 110 kV.
- die Netztopologie mit allen Leitungen und Knotenpunkten
  - geografische Lage aller Knotenpunkte
  - **vollständige** Kraftwerksliste mit ihrer geographischen Lage
  - Impedanzen und Kapazitäten von Leitungen und Transformatoren
- Leistungsflüsse auf allen Leitungen für alle Netznutzungsfälle des Jahres
  (Wirkleistung, Blindleistung, Flussrichtung; vollständig und live einsehbar)

3.7. Rentabilität first, Klimaziel second

Die in den letzten „offiziellen“ Szenariorahmen ausgewiesenen Szenarien führen definitiv nicht zu der Energiewende, wie sie seit Anfang des neuen Jahrtausends wiederholt vollmundig von angeblich um das Klima besorgten Politikern verkündet wurde.

Die Politik hat sich mit jeder neuen Novelle des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) weiter vom ursprünglichen und richtigen Ansatz der konsequenten und möglichst raschen Umstellung auf Erneuerbare Energien entfernt. An das gesteckte Ziel, im Jahr 2050 eine zu 100% auf regenerativen Quellen beruhende Energieversorgung zu etablieren, mögen sich die aktuell regierenden Parteien gar nicht mehr erinnern. Dieses Ziel wird zugunsten wirtschaftlicher Interessen, zum Erhalt des Status Quo ständig weiter relativiert. In Salamitaktik werden seit 2009 Anreize für RES gezielt abgefräst oder gleich ganz amputiert.

Wie aus Daten des Bundesumweltamtes hervorgeht, gab es die letzte merkliche Senkung des CO_2-Ausstoßes im Jahre 2009 infolge der mit der internationalen Finanzkrise verbundenen wirtschaftlichen Konjunkturdelle. Das Niveau von 2009 hat die Bundesrepublik Deutschland seither „gehalten“ bzw. sogar wieder leicht gesteigert.

3.7.* Zum Klimaziel gibt es keine Alternative

Die Energiewende ist kein technisches, sondern ein wirtschaftsstrukturelles Problem.

Technisch ist sie lediglich eine Herausforderung und als solche noch nicht einmal eine besonders schwierige. Um diese Herausforderung zu meistern, müssen wir die zu sehr an die Erhaltung aktueller Wirtschaftskreisläufe gebundenen Paradigmen über Bord werfen. Wir brauchen alternative (und dabei nicht einmal neue) Denkansätze für eine möglichst konsequente und vor allem schnellere Umgestaltung unserer Energiewirtschaft. Diese Umgestaltung kostet natürlich Mühe und zwingt die Akteure, die sie bewerkstelligen müssen, zu beträchtlichen Anfangsinvestitionen. Aber schon allein deshalb ist sie gleichsam Motor positiven, echten Nutzwert liefernden und langfristigen Wachstums. Es wird, wie z.B. bei der aktuellen Diskussion um die Zukunft der Braunkohle, irreführend suggeriert, keinerlei Wirtschaftskraft vernichtet. Es entstehen im Gegenteil ganz neue Betätigungsfelder für die Industrie und den Dienstleistungssektor, deren Volumen deutlich größer ist, als das der althergebrachten, auf fossilen Brennstoffen beruhenden Methoden der Energieerzeugung. Ungeachtet aller Klimadiskussionen, müssen wir letztere aus Gründen der Ressourcenverknappung ohnehin lieber früher als später abwickeln. Vor dieser Aufgabe steht unsere Generation, nicht die unserer Enkel. Schließlich sind wir auch in allererster Linie für die fragwürdige Erbmasse fossiler und atomarer Energieerzeugung verantwortlich. Wir haben am meisten von der Segnung, uns kaum Gedanken über die Herkunft von ausreichend Strom, Kraftstoff und Gas machen zu müssen, profitiert.

Da dieser Fakt für alle Anhänger kurzfristiger Renditen eine eher untergeordnete Rolle spielt, muss die Politik hier endlich steuernd eingreifen. In diesem Zusammenhang bedienen wir uns der eigentlichen Bedeutung des Wortes „Steuer“ und fordern ganz konkret eine deutliche Erhöhung der Abgaben für CO_2-Emissionen. Dabei legen wir der Bundesregierung und deren weltweiten Kollegen eine konsequent konvergierende Internationalisierung über alle Unterzeichnerstaaten des Pariser Klimaabkommens ans Herz, um dieses Ziel nicht weiterhin einer Verhinderung durch Wettbewerbsängste auszuliefern, wie es derzeit der Fall ist. Damit würde die Stromerzeugung aus fossilen Quellen ihre Attraktivität hinsichtlich erzielbarer betriebswirtschaftlicher Ergebnisse ganz allgemein verlieren. Im Gegenzug würden durch eine angemessene CO_2-Steuer längerfristig neue Geschäftsmodelle für innovative Unternehmen gesichert. Der entscheidende Punkt ist jedoch die „volkswirtschaftliche Rendite“ für die gesamte Gesellschaft, die eine solche Steuer abwirft, indem sie die bereits spürbaren negativen Auswirkungen des Klimawandels zumindest bremst. Wir wollen schlicht mehr Sach- und weniger Klientelpolitik.

4. Gemeinsam handeln – jetzt

Der zur Zeit gültige Szenariorahmen wurde von den ÜNB vorgeschlagen und von der BNetzA bestätigt. Die durch die BNetzA veranlassten Änderungen betreffen die grundsätzliche Ausrichtung des Papiers nicht. Es werden die betriebswirtschaftlichen Interessen der beteiligten Parteien auch dann bedient, wenn sie den tatsächlichen volkswirtschaftlichen Erfordernissen entgegenstehen. Die nachweislich enormen volkswirtschaftlichen Schäden bezahlen wir alle mit unserer Stromrechnung.

Der vorliegende alternative Szenariorahmen 2019 – 2030 der Vereins Plattform Energie zeigt Möglichkeiten auf, den geplanten extremen Ausbau der bestehenden Netze, insbesondere der Übertragungsnetze auf Netzebene 4, zu vermeiden. Darüber hinaus liefert er einen Beitrag zur stärkeren Einbeziehung von Zukunftstechnologien in die Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland.

Bei einer Netzplanung, die unserem alternativen Szenariorahmen folgt, könnten die von der Bundesregierung einstmals verkündeten CO_2 Ziele immer noch erreicht und zusätzliche finanzielle Belastungen der Bürger vermieden werden. Außerdem garantiert er die allgemeine Versorgungssicherheit in höherem Maße als das Festhalten an einer zentralen, auf Maximierung des Exports getrimmten Erzeugungs- und Verteilungsstruktur.

Ein Szenariorahmen ist bekanntlich der erste Schritt für den Netzausbau. Es ist jedoch der einzige Schritt, in dem über die Notwendigkeit neuer Übertragungstrassen an sich entschieden wird und in dem die breite Öffentlichkeit nach derzeitiger Gesetzeslage Einfluss auf die **Strategie** des Netzausbaus nehmen kann. Die folgenden beiden Schritte (Netzentwicklungspläne, Bundesbedarfspläne) werden im Wesentlichen von den ÜNB, der BNetzA und den politischen Entscheidern gestaltet. Die Einspruchsmöglichkeiten der Öffentlichkeit sind an dieser Stelle schon sehr begrenzt und bei Bundesfachplanung/Raumordnung und Planfeststellung nur noch darauf beschränkt, **wie** neue Trassen gebaut werden. Das heißt nichts anderes, als dass die meisten von den ÜNB im NEP vorgeschlagenen Maßnahmen unweigerlich umgesetzt werden.

Daher halten wir es für dringend geboten, **jetzt,** am Anfang des Prozesses unsere Vorstellungen einzubringen. Die BNetzA selbst hat uns in Gesprächen immer wieder aufgefordert, uns an der Konsultation zum neuen Szenariorahmen 2019-2030 zu beteiligen. Wir sind dieser Aufforderung nachgekommen und haben auf Grundlage der uns zur Verfügung stehenden Dateien ein paar eigene Szenarien für die deutsche Energielandschaft entworfen.

Unternehmen, Institutionen, NGOs, Vereine und politische Organisationen!

Lassen Sie uns gemeinsam ein Gesamtkonzept für die zukünftige Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland zu erarbeiten; ein Konzept, dass sich ausschließlich an volkswirtschaftlichen Erfordernissen orientiert und damit, in seiner wörtlichen Bedeutung, der Bevölkerung dient.

Interessierte wenden sich bitte an gerhard@diespiegels.de oder joerg.diettrich@platform-energy.de .

Anhang A – Leistungsbilanz der ÜNB 2015 und Kurzzeitprognose bis 2019

Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Absatz 4			Zusammenfassung für 4 deutsche ÜNB					
			2015	2015	2016	2017	2018	2019
			Jahreshöchstlast in DE	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag	Referenztag
			24.11.2015	24.11.2015	21.12.2016	18.01.2017	17.01.2018	16.01.2019
	Zeitpunkt (CET)		17:30 Uhr	17:30 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr	19:00 Uhr
Zeile	TEIL A: Installierte Netto-Engpassleistung nach Primärenergieträgern							
1	Kernenergie		10,8 GW	10,8 GW	10,8 GW	10,8 GW	9,5 GW	9,5 GW
	davon Druckwasserreaktor		8,2 GW	8,2 GW	8,2 GW	8,2 GW	8,2 GW	8,2 GW
	davon Siedewasserreaktor		2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW	1,3 GW	1,3 GW
2	Fossile Brennstoffe		80,0 GW	80,0 GW	79,5 GW	80,6 GW	79,4 GW	78,9 GW
2a	davon Braunkohle		20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW	20,5 GW
2b	davon Steinkohle		26,2 GW	26,2 GW	26,7 GW	26,7 GW	26,1 GW	25,6 GW
2c	davon Gas		26,0 GW	26,0 GW	25,0 GW	26,1 GW	25,7 GW	25,7 GW
2d	davon Öl		3,8 GW	3,8 GW	3,8 GW	3,8 GW	3,6 GW	3,6 GW
2e	davon gemischte Brennstoffe		3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW	3,5 GW
3	Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)		89,3 GW	89,3 GW	95,5 GW	95,8 GW	101,0 GW	105,9 GW
3a	davon onshore Wind		40,2 GW	40,2 GW	44,3 GW	44,5 GW	46,9 GW	49,4 GW
3b	davon offshore Wind		3,3 GW	3,3 GW	3,9 GW	3,9 GW	5,0 GW	5,5 GW
3c	davon Photovoltaik		38,3 GW	38,3 GW	39,9 GW	40,0 GW	41,7 GW	43,5 GW
3d	davon Biomasse / Biogas		6,9 GW	6,9 GW	6,8 GW	6,8 GW	6,8 GW	6,8 GW
3e	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen		0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW	0,6 GW
4	Wasser		10,3 GW	10,3 GW	10,2 GW	10,2 GW	10,2 GW	10,2 GW
4a	davon Laufwasser		4,0 GW	4,0 GW	3,9 GW	3,9 GW	4,0 GW	4,0 GW
4b	davon Speicher und Pumpspeicher		6,3 GW	6,3 GW	6,3 GW	6,2 GW	6,2 GW	6,2 GW
5	Nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
6	Netto-Engpassleistung (6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5)		190,3 GW	190,3 GW	196,0 GW	197,3 GW	200,1 GW	204,5 GW
7	Revisionen		6,8 GW	6,8 GW	4,5 GW	4,7 GW	4,3 GW	4,3 GW
8	Netzreservekraftwerke DE		3,0 GW	3,0 GW	4,4 GW	5,2 GW	5,2 GW	5,2 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW
	davon Gas		1,3 GW	1,3 GW	2,7 GW	3,5 GW	3,6 GW	3,6 GW
	davon Mineralöl		1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW
9	Sicherheitsbereitschaft		0,0 GW	0,0 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,9 GW	2,0 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,4 GW	0,4 GW	0,9 GW	2,0 GW
	TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung	Rate der nicht-einsetzbaren Leistung						
10	Nicht einsetzbare Leistung zum betrachteten Zeitpunkt		67,8 GW	89,3 GW	95,9 GW	96,7 GW	101,8 GW	106,7 GW
10a	davon eingemottete Kraftwerke		1,0 GW	1,0 GW	1,3 GW	1,9 GW	1,9 GW	1,9 GW
	davon Kernenergie		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Braunkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Steinkohle		0,0 GW	0,0 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
	davon Gas		0,9 GW	0,9 GW	1,0 GW	1,5 GW	1,5 GW	1,5 GW
	davon Öl		0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
	davon Pumpspeicher		0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
10b	davon Kernenergie	0%						
10c	davon Braunkohle	0%						
10d	davon Steinkohle	0%						
10e	davon Gas	0%						
10f	davon Öl	0%						
10g	davon gemischte Brennstoffe	0%						
10h	davon onshore Wind	99%	22,1 GW	39,8 GW	43,8 GW	44,0 GW	46,5 GW	48,9 GW
10i	davon offshore Wind	99%	0,8 GW	3,2 GW	3,9 GW	3,9 GW	4,9 GW	5,5 GW
10j	davon Photovoltaik	100%	38,3 GW	38,3 GW	39,9 GW	40,0 GW	41,7 GW	43,5 GW
10k	davon Biomasse / Biogas	35%	2,0 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW
10l	davon sonstige Erneuerbare Energiequellen	50%	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
10m	davon Laufwasser	75%	2,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW	3,0 GW
10n	davon Speicher und Pumpspeicher	20%	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW	1,2 GW
10o	davon nicht eindeutig zuweisbare Energiequellen	0%	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
11a	Ausfälle exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		1,5 GW	6,9 GW	7,0 GW	7,3 GW	7,1 GW	7,0 GW
11b	Ausfälle inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft		1,5 GW	7,0 GW	7,3 GW	7,5 GW	7,5 GW	7,4 GW
12a	Verfügbare Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12a = 6 - (7 + 8 + 9 + 10 + 11a))		111,2 GW	84,3 GW	83,9 GW	83,2 GW	80,7 GW	79,3 GW
12b	Verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (12b = 6 - (7 + 10 + 11b))		114,2 GW	87,1 GW	88,4 GW	88,5 GW	86,5 GW	86,1 GW
13	Reserve für Systemdienstleistungen		4,4 GW	4,4 GW	4,1 GW	4,1 GW	4,1 GW	4,1 GW
14a	Gesicherte Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14a = 12a - 13)		106,8 GW	79,9 GW	79,8 GW	79,1 GW	76,6 GW	75,2 GW
14b	Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (14b = 12b - 13)		109,8 GW	82,7 GW	84,3 GW	84,3 GW	82,4 GW	82,0 GW
15	Last zum betrachteten Zeitpunkt		78,2 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW
	Temperatur zum betrachteten Zeitpunkt		0,6 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C	-8,9 °C
	Referenztag an dem diese Temperatur aufgetreten ist			07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00	07.02.12 19:00
16	Verfügbare Lastreduktion zum Betrachtungszeitpunkt		1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW
17	Spitzenlast reduziert um Lastminderungspotential (17 = 15 - 16)		77,3 GW	80,9 GW	80,9 GW	80,9 GW	80,9 GW	80,9 GW
18a	Verbleibende Leistung exkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18a = 14a - 17)		29,5 GW	-1,0 GW	-1,0 GW	-1,8 GW	-4,3 GW	-5,7 GW
18b	Verbleibende Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft (18b = 14b - 17)		32,5 GW	1,9 GW	3,4 GW	3,5 GW	1,5 GW	1,1 GW
19	Zeitpunkt der Regelzonenhöchstlast							
20	Marge zur Höchstlast							
		Land						
21a	Installierte Netto-Engpassleistung im Ausland	AT, LU	4,1 GW	4,1 GW	4,2 GW	4,2 GW	4,3 GW	4,6 GW
21b	Gesicherte Leistung im Ausland		3,2 GW	3,2 GW	3,4 GW	3,4 GW	3,4 GW	3,7 GW
21c	von DE im Ausland kontrahierte Reserveleistung	AT, CH, IT, FR	4,5 GW	4,5 GW	3,9 GW	3,9 GW	3,1 GW	0,0 GW
22	Entsprechende Last Ausland	LU	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW	0,7 GW
23	Verbleibende Leistung bei Berücksichtigung installierter Leistung von KW im Ausland (23 = 18b + 21b + 21c - 22)		39,6 GW	9,0 GW	10,1 GW	10,1 GW	7,4 GW	4,1 GW

Anhang B Unsere Szenarien 2030/2035

1. Drei Szenarien

1.1 Beschreibung der vier Szenarien

Szenario A 2030: nahe am IST-Stand

Szenario B 2030: mehr Innovation und mehr RES

Szenario C 2030: hohe Innovation und hoher Anteil RES

Szenario B 2035: B2030 fortgeführt bis 2035

1.2 Annahmen für die Szenarien

	A	B	C	D	F	H	J
1				A2030	B2030	C2030	B2035
15	**Vorgaben**	Bestand W (TWh) /9/		%	%	%	%
16	Anteil der **Kurzzeit**-Speicher am Ist Brutto in %			0,30 %	1,20 %	1,90 %	1,50 %
17	Anteil der **Saisonal**-Speicher am Ist Brutto in %			0,60 %	2,20 %	2,70 %	2,40 %
18	Energie in TWh und Wachstumsfaktor Verkehr /a	749,0		1,00 %	1,80 %	2,20 %	1,80%
19	Prozentsatz RES an Mobilitätsenergie in %			5,5%	20,0%	30,0%	28,0%
20	Energie in TWh und Wachstumsfaktor Wärme /a	1054,0		-1,00%	-2,00%	-3,00%	-2,80%
21	Prozentsatz RES an Wärmeenergie in %			15,00%	30,0%	45,0%	40,0%
22	Energie in TWh und Wachstumsfaktor Strom /a	466,0		0,10%	0,20%	0,30%	0,20%

Bild 1: Prozentuale Vorgaben

Ausbau der Kurzzeit- und Saisonalspeicher in % von Ist Brutto:

Kurzzeit-Speicher (16): zwischen 0,3 und 1,9%

Saisonal-Speicher (17): zwischen 0,6 und 2,7%

Wachstum / Schrumpfung der Sektoren in % der Bestandsenergie 2016 der Sektoren in TWh:

Verkehr (18), Wärme (20) und Strom (22) (ohne Verkehr und Wärme).

Anteile der RES in % der Bestandsenergie 2016 der Sektoren in TWh:

Verkehr (19), Wärme (21) und der Anteil RES an der Gesamtstromstromerzeugung steigt, denn er werden nur RES zugebaut.

2. Erzeugung

2.1 Energie

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1		Bestand P (GW) 31.12.2016	Laufzeiten/a (h)	A2030		B2030		C2030		B2035		Anteil (%)	Effizienz (%)
3	Kernenergie	10,8	8.047	10,8	86,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
4	Braunkohle	20,7	6.934	12,1	83,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
5	Steinkohle	26,9	4.133	15,6	64,5	8,0	33,1	5,0	20,7	6,5	26,9		
6	Erdgas	24,2	2.313	30,3	70,1	41,5	96,0	28,0	64,8	34,0	78,6		
7	Öl	2,7	200	4,2	0,8	0,2	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0		
8	sonstige fossile Erzeugung	5,1	5.858	2,3	13,5	1,8	10,5	1,8	10,5	1,8	10,5		
9	Kapazitätsreserve	0,0	0	0,0	0,0	2,0	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0		
10	**Summe fossile Energieträger**	**90,4**		**75,3**	319,7	**53,5**	139,6	**36,9**	96,0	**42,5**	116,1		
11	**Erneuerbare Energieträger RES**												
12	Wind Onshore (Won)	46,2	1.766	46,2	81,6	60,0	106,0	60,0	106,0	70,0	123,6		
13	Wind Offshore (Woff) Netzebene 4	4,1	2.487	4,1	10,2	5,0	12,4	5,0	12,4	6,0	14,9		
14	**PV Direktnutzung**	40,5	1.011	39,3	39,7	150,0	151,7	150,0	151,7	150,0	151,7		
15	**PV P2X**			28,1	28,5	106,7	107,9	169,1	170,9	169,2	171,1		
16	**PV Ausgleich**			45,6	46,1	319,6	323,1	447,5	452,4	395,8	400,2		
17	Biomasse	7,3	6.562	7,0	45,9	6,0	39,4	6,0	39,4	6,0	39,4		
18	Wasserkraft	5,6	4.655	5,6	26,1	5,6	26,1	5,6	26,1	5,6	26,1		
19	PSW Nennlast / Nennbedarf (Minus)		1.000	-9,4	-9,4	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0	-13,0		
20	PSW Nennleistung / -erzeugung	8,9	800	9,4	7,5	13,0	10,4	13,0	10,4	13,0	10,4		
21	sonstige RES Erzeugung	0,5	1.550	1,3	2,0	1,3	2,0	1,3	2,0	1,3	2,0		200%
22	**Summe RES** siehe Diagramm	**113,1**		**177,2**	278,2	**654,2**	765,9	**844,5**	958,2	**803,9**	926,3		
23	Summe Fossil + RES = **Ist Brutto**	**203,5**		**252,5**	597,9	**707,7**	905,5	**881,4**	1054,2	**846,4**	1042,4		
24	**Verluste** Strom Ist Brutto + Summe Speicher Netto inkl. VN				37,9		155,7		189,7		187,0	15%	
25	**Exportanteil** an Ist Brutto (Saldo)				22,7		81,5		94,9		93,8	9%	
26	Summe Erzeugung **Ist Netto** = Ist Brutto – Export – Verluste				**537,3**		**668,3**		**769,6**		**761,6**		

Bild 2: Leistung und Energie der Quellen

Wind Onshore (Zeile 12) und Wind Offshore (Zeile 13) werden nur moderat ausgebaut.
PV hingegen kräftig für 3 Bedarfe:

PV Direktnutzung (Zeile 14)
PV P2X (15) sind die nötigen Energien, die überwiegend für den Verkehr eingesetzten P2X Speicher zu füllen
PV Ausgleich (16) zum Schließen der Erzeugungslücke oder Begrenzung des Überschusses auf den Exportanteil.

Die Summe der gesamten RES Erzeugung in GW zeigen Zeile 22 und Bild 3

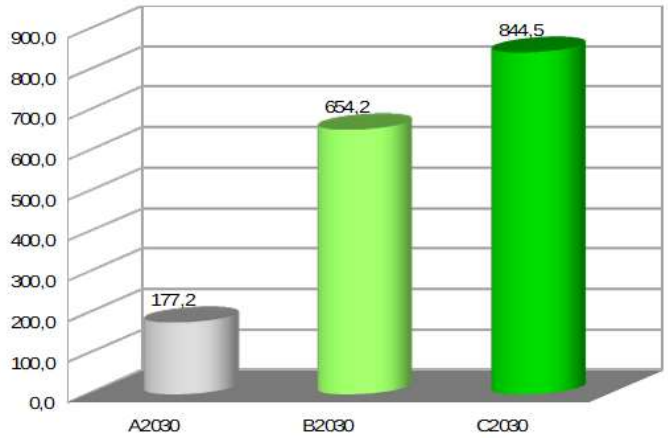

Bild 3: Zubau der Leistung RES in GW

Die Addition der Energien und Leistungen ergibt die **Ist-Brutto-Erzeugung** (Zeile 23).
Werden davon die Übertragungsverluste (Spalte L in Zeile 24) und der Export (Spalte L in Zeile 25) abgezogen, erhalten wir die **Ist – Netto - Werte** der erzeugten Energien und Leistungen (Zeile 26).

2.2 Erzeugung und CO_2

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1		Bestand P (GW) 31.12.2016	CO_2 (Gt/Twh)/10/	A2030		B2030		C2030		B2035	
2	**Quellen**			P (GW)	CO_2 (Mt)	P (GW)	CO_2 (Mt)	P (GW)	CO_2 (Mt)	P (GW)	CO_2 (Mt)
3	Braunkohle	20,7	1100,0	12,1	92,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Steinkohle	26,9	750,0	15,6	48,4	8,0	24,8	5,0	15,5	6,5	20,1
5	Erdgas	24,2	400,0	30,3	28,0	41,5	38,4	28,0	25,9	34,0	31,5
6	Öl	2,7	700,0	4,2	0,6	0,2	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0
7	Biomasse	7,3	-400,0	7,0	-18,4	6,0	-15,7	6,0	-15,7	6,0	-15,7
8	Wind Onshore (Won)	46,2	25,0	46,2	2,0	60,0	2,6	60,0	2,6	70,0	3,1
9	Wind Offshore (Woff) Netzebene 4	4,1	23,0	4,1	0,2	5,0	0,3	5,0	0,3	6,0	0,3
10	PV (ohne P2X)				F (km^2)		F (km^2)		F (km^2)		F (km^2)
11	PV Direktnutzung	40,5		39,3	236	150,0	900	150,0	750	150,0	750
12	PV Ausgleich Unterdeckung			45,6	228	319,6	1598	447,5	1790	395,8	1583

Bild 4: CO_2 Emissionen der Quellen

Wichtig für eine strategische Umwelt-Prüfung (SUP) schon in der Szenario-Phase sind CO_2-Emissionen in den Spalten E, G, I, und K.
Für PV wird in den Spalten E, G, I und K der Zeilen 11 und 12 die zu der jeweiligen Leistung zugehörige Fläche - abhängig vom zu erwartenden Wirkungsgrad - ermittelt.

2. Bedarfe

2.1 Speicherbedarf

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1		Bestand P (GW) 31.12.2016	Laufzeiten/a (h)	A2030		B2030		C2030		B2035		Anteil (%)	Effizienz (%)
27		W (kWh)		W (TWh)		W (TWh)		W (TWh)		W (TWh)			
28	**Speicher**												
29	Anteil der **Kurzzeit-Speicher** am Ist Brutto in %			0,0030		0,0120		0,0190		0,0150			
30	Kurzzeit-Speicher Nennbedarf (Minus)			-1,794		-10,866		-20,030		-15,635			
31	Kurzzeit-Speicher Nennerzeugung			1,614		9,779		18,027		14,072			90%
32	Speicher aus E-Mobilen mit je kWh	25		0,030		0,120		0,190		0,191		50%	
33	Anteil der **Saisonal-Speicher** am Ist Brutto in %			0,0060		0,0220		0,0270		0,0240			
34	Saisonal-Speicher-Nennbedarf (Minus)			-3,587		-19,921		-28,464		-25,017			
35	Saisonal-Speicher-Nennerzeugung			2,691		14,941		21,348		18,763			75%
36	**Chemische Speicher** Nennbedarf			-28,5		-107,9		-170,9		-171,1			
37	Chemische Speicher Nennerzeugung			28,5		107,9		170,9		171,1			100%
38	**Summe Speicher Netto**			32,8		132,7		210,5		204,1			

Bild 5: Speicher

Die Energien der Speicher sind den den Spalten E, G, I und K eingetragen.
Die Effizienz der Jeweiligen Speicher entnimmt der Leser der Spalte M.
Jeder Speichertyp besteht aus 3 Zeilen: dem Anteil, dem Nennbedarf an Energie (= aufgenommene Energie) mit negativem Vorzeichen und der Erzeugerseite (= abgegebene Energie) mit positivem Vorzeichen.

Folgende Speichertypen kommen zum Einsatz:

1. Elektrische Kurzzeitspeicher mit hoher Effizienz in Zeile 29 bis 31
   Speicher in den E-Mobilen in der Zeile 32 mit geringem Beitrag. Angenommen wurde, dass der Anteil aus Spalte L der E-Mobile aus „Ergebnisse E-Mobilität“ Bild 11 Zeile 30 Spalten E,G,I und K ihre Speicher mit einem Energieinhalt aus B32 zur Verfügung stellen.
2. Saisonale Speicher (Langzeitspeicher) in Zeile 33 und 35
3. Chemische Speicher, welche überwiegend für die Mobilität genutzt werden, in den Zeilen 36 und 37. Ihre Größe wird im Kapitel „Verkehrsbedarf“ Bild 5 Zeile 48 bestimmt.

2.2 Verkehrsbedarf

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1		Bestand P (GW) 31.12.2016	Laufzeiten/a (h)	A2030		B2030		C2030		B2035		Anteil (%)	Effizienz (%)
39		W (TWh)		Anteil	W (TWh)	Anteil	W (TWh)	Anteil	W (TWh)	Anteil	W (TWh)		
40	**Verkehr**												
41	Wachstumsfaktor im Verkehrsbereich /a				1,0100		1,0180		1,0220		1,0180		
42	Bedarf für den Verkehr = Soll	749			861,0		961,5		1015,8		1089,4		
43	Prozentsatz RES an Mobilitätsenergie in %				5,5%		20,0%		30,0%		28,0%		
44	Zu ersetzende Menge fossiler Energie				47,4		192,3		304,7		305,0		
45	E-Mobilität (ÖPNV, PkW in der Stadt)		500	50%	5,9191	50%	24,0376	50%	38,0913	50%	38,1288		25,0%
46	P2X (CH_4) für Langstrecke, LkW, Schiffe, serielle Hybride			45%	27,3	40%	98,6	40%	156,3	40%	156,4		128,2%
47	P2X (H_2) für H_2-Antriebe, Brennstoffzellen			5%	1,1	10%	9,2	10%	14,6	10%	14,7		48,0%
48	**Summe P2X Erzeugung für Verkehr**				28,5		107,9		170,9		171,1		

Bild 6: Verkehr

Elektro-Mobilität, P2X unterstützte (Elektro-) Mobilität und Mobilität nur auf synthetischen Kraftstoffen basierend - diese drei werden hinsichtlich ihres Anteils an der zu ersetzenden Menge fossiler Energie (Zeile 44) in den Spalten D, F H und I gewichtet. Die erneuerbaren Quellen haben einen geringeren Energieinhalt (Zeile 48) als ihre Vorgänger, ihr CO_2 - Anteil ist selbstredend niedriger. Grund dafür ist die höhere Effizienz (Spalte M) der verwendeten Antriebstechniken im Vergleich zur Verbrennung fossiler Treibstoffe.

2.3 Wärmebedarf

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1		Bestand P (GW) 31.12.2016	Laufzeiten/a (h)	A2030		B2030		C2030		B2035		Anteil (%)	Effizienz (%)
49		W (TWh)			W (TWh)		W (TWh)		W (TWh)		W (TWh)		
50	**Wärme**												
51	Wachstumsfaktor Wärme /a				0,9900		0,9800		0,9700		0,9720		
52	Bedarf an Wärme = Soll	1054			915,7		794		688		614		
53	Prozentsatz RES an Wärmeenergie in %				15,0%		30,0%		45,0%		40,0%		
54	Zu ersetzende Menge fossiler Energie				137,3		238,3		309,6		245,8		
55	Abfallwärme Speicher + sonst. RES direkt nutzbar				-52,5		240,4		383,9		375,9		
56	Fossile Abfallwärme nur anteilig nutzbar				219,4		107,4		81,2		93,3	30%	200%
57	Wärme WP @ JAZ=4				3,8		69,1		120,3		101,1		4,0
58	Summe RES Wärme gesamt				170,7		416,9		585,5		570,3		
59	**Ist-Soll <0: zus. Wärmeerzeugung aus Strom (P2H)**				33,4		178,6		275,8		324,5		

Bild 7: Wärme

Die angenommene Energie der noch fossilen Energieträger (Zeile 54) wird ersetzt durch:

1. Ab(fall)-Wärme aus der Speicherung RES (Zeile 55),
2. die noch anteilig (Spalte L) nutzbare Abwärme fossiler Träger (Zeile 56)
3. Wärmepumpen (Zeile 57), wobei die Jahresarbeitszahl (JAS) von 4 der Effizienz von 25% entspricht.
   Das bedeutet, dass mit einer Kilowattstunde elektrischer Energie (25%) vier Kilowattstunden (=100%) Wärmeäquivalent generiert werden.

Der Unterschied zwischen der durch RES erzeugten Wärmeenergie (Zeile 58) und der zu ersetzenden fossilen Energie aus Zeile 54 ist Zeile 59. Ist diese Differenz positiv, werden die Zahlen grün dargestellt, was bedeutet dass genügend Wärmeenegie aus RES erzeugt wird. Ist die Differenz hingegen negativ, was bedeuten würde, dass durch Elektrizität zusätzliche Wärme über P2H erzeugt werden muss, ergeben sich rote Zahlen (in den hier gerechneten Szenarien ist dies nicht der Fall).

2.4 Gesamtbedarf

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1		Bestand P (GW) 31.12.2016	Laufzeiten/a (h)	A2030		B2030		C2030		B2035		Anteil (%)	Effizienz (%)
60		W (TWh)		P (GW)		P (GW)		P (GW)		P (GW)			
61	**Bedarf Soll (Strom + Speicher + Verkehr + Wärme**												
62	Wachstumsfaktor Strombedarf /a				1,0010		1,0020		1,0030		1,0020		
63	Strombedarf Direktverbrauch	466			472,6		479,2		486,0		484,0		
64	Strombedarf Summe Speicher Netto				32,8		132,7		210,5		204,1		
65	Zus. Wärmebedarf P2H, wenn Zeile 59 negativ				0,0		0,0		0,0		0,0		
66	Strombedarf WP @ JAZ=4		1600	0,6	1,0	10,8	17,3	18,8	30,1	15,8	25,3		
67	Zus. E-Fahrzeuge mit 4 * höherer Effizienz				5,9		24,0		38,1		38,1		
68	Demand Side Management (DSM)		500	50,0	25,0	30,0	15,0	10,0	5,0	20,0	10,0		
69	**Summe Soll Bedarf**				**537,2**		**668,2**		**769,6**		**761,5**		

Bild 8: Summe Bedarfe

Die Summe der Bedarfe aus dem Direktverbrauch elektrischer Energie (Zeile 63), Summe Speicher Netto (64), für P2H (65), Energie für Wärmepumpen (66) sowie E-Mobilität (67) und Demand Side Management ergeben den Soll Bedarf (69) an elektrischer Energie, der von der Erzeugerseite zu decken ist.

3. Ausgleich der Deckungslücke

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1		Stand 31.12.2016	Maximalwerte	A2030		B2030		C2030		B2035	
12	PV Ausgleich Unterdeckung			45,6	228	319,6	1598	447,5	1790	395,8	1583
13	**Ist-Soll=Lücke oder Überschuss in TWh**				**0,0**		**0,0**		**0,0**		**0,0**

Bild 9: Ausgleich von Erzeugung und Bedarf

Der „Ist-Netto“ Erzeugung (Bild 2 Zeile 26) steht die Summe aller Bedarfe, „Summe Soll Bedarf“ (Bild 8 Zeile 69) gegenüber.
In einem iterativen Verfahren wird die Leistung für „PV Ausgleich Unterdeckung“ in den Spalten D, F, H und J der Zeile 12 von Bild 9 solange verändert, bis die Differenzen aus „Ist-Netto“ und „Summe Soll-Bedarf“ in den Spalten D,F,H und J in Zeile 13 von Bild 9 zu Null werden.

4. Ergebnisse

4.1 Ergebnisse Zubau und Fläche PV und Wind

1		Stand 31.12.2016	Maximalwerte	A2030		B2030		C2030		B2035	
23	**Ergebnisse PV und Wind**	Bestand Fläche PV (km²)	Fläche (km²)	Faktor	F (km²)	Faktor	F (km²)	Faktor	F (km²)	Faktor	F (km²)
24	Zubau PV bez auf Bestand an Leistung und Fläche	300	10000	2,8	606	14,4	3.037	18,9	3.224	17,8	3.018
25	Zubau Woff bezogen aud Bestand an Leistung			1,0		1,2		1,2		1,5	
26	Zubau Won bezogen aud Bestand an Leistung			1,0		1,3		1,3		1,5	

Bild 10: Ergebnisse PV und Wind

Zubau-Faktoren für die erneuerbaren Quellen sind die Spalten D, F, H und J in den Zeilen 24, 25 und 26

PV-Flächen in km² in den Spalten E, G, I und K der Zeile 24

4.2 Ergebnisse CO_2

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1		Stand 31.12.2016	Maximalwerte	A2030		B2030		C2030		B2035	
27	**Ergebnis CO_2**		Emission (Gt)		Gt		Gt		Gt		Gt
28	Summe CO_2 aus Stromerzeugung in Gt		184 Gt		162,6		57,8		36,0		46,7

Bild 11: Ergebnisse CO_2

CO_2-Emission in den Spalten E, G, I und K der Zeile 28

4.3 Ergebnisse E-Mobilität

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1		Stand 31.12.2016	Maximalwerte	A2030		B2030		C2030		B2035	
29	**Ergebnis E-Mobilität**	MWh / a /18/			Mio		Mio		Mio		Mio
30	Millionen E-Mobile mit Energiebedarf pro Fahrzeug von	2,50			2,4		9,6		15,2		15,3

Bild 12: Ergebnisse E-Mobilität

Zahl der E-Mobile bei einem mittleren Energiebedarf pro Jahr angegeben in B30, errechnet aus /18/ und der Distanz von 13.000km / Fahrzeug und Jahr.

Farblegende

Statistische Energiedaten (fix)	Rechenergebnisse Speicher	Rechenergebnisse Verkehr, Wärme	
Eingabefelder (variabel)	P2X Erzeugung		E-Mobilität
Allgemeine Rechenergebnisse	Summe Speicher Netto		Wärme P2H

Quellenverzeichnis:

/1/	ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016 https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%C3%B6ffentlichungen/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2016.pdf
/2/	BUNDESNETZAGENTUR Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030 https://data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen_2030_Genehmigung.pdf
/3/	BUNDESNETZAGENTUR Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3
/4/	BUNDESNETZAGENTUR Systemrelevante Kraftwerke https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/Systemrel_KW_node.html
/5/	BUNDESNETZAGENTUR Monitoringbericht 2016 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2
/6/	BUNDESNETZAGENTUR https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/BroschuereNEP.pdf?__blob=publicationFile
/7/	https://de.statista.com/statistik/daten/studie/153533/umfrage/stromimportsaldo-von-deutschland-seit-1990/
/8/	ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch
/9/	UMWELTBUNDESAMT https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren
/10/	Harald Herminghaus http://www.co2-emissionen-vergleichen.de/Stromerzeugung/CO2-Vergleich-Stromerzeugung.html#CO2-Vergleich-Stromerzeugung
/11/	KIT: PV Effizienz verdoppeln https://www.kit.edu/kit/pi_2017_schmetterlingsflugel-inspiriert-photovoltaik-absorption-lasst-sich-um-bis-zu-200-prozent-steigern.php
/12/	E-Bridge Verteilsnetz Studie http://www.e-bridge.com/wp-content/uploads/2017/06/20170608-E-Bridge-DSO-2.0-BDEW-Fachkonferenz-final_sent.pdf
/13/	Solmove: PV auf der Straße, kein zusätzlicher Flächenverbrauch http://www.solmove.com/de/technologie/
/14/	Netzgebühren (ÜNB, VNB) https://www.stromauskunft.de/strompreise/strompreis-zusammensetzung/
/15/	Statista Straßenflächen https://de.statista.com/statistik/daten/studie/163401/umfrage/anteil-der-strassen-in-deutschland-an-der-gesamtflaeche/
/16/	UBA Anteil RES https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#textpart-1
/17/	Institut für Wirtschaft (IW) http://www.zeit.de/gesellschaft/zeitgeschehen/2017-10/bevoelkerungsentwicklung-deutschland-2035-waechst-institut-deutsche-wirtschaft
/18/	https://www.heise.de/newsticker/meldung/E-Autos-verbrauchen-viel-mehr-Strom-als-angegeben-3081667.html