

Die Halbierung unserer Energiekosten durch eine optimierte „Energiewende“ – Wie geht das?

José Gomes

Die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie ist mittlerweile konkurrenzlos günstig, aber leider auch wetterabhängig.

Damit lässt sich das „Leistungsgleichgewicht“ im Stromnetz nur durch eine „disponierbare“ Ausspeisung von Strom und durch eine zur Wind- und Solarenergie komplementäre Stromerzeugung aus Gaskraftwerken, die ausschließlich im Winterhalbjahr zur Ergänzung der Strom- und Wärmeversorgung benötigt werden, herstellen.

Das Stromnetz der Zukunft benötigt ferner neben dem Ausbau der Transport- und Verteilnetze auch eine Flotte an „disponierbaren“ Verbrauchern und eine eher kleine Flotte an

„disponierbaren“ Stromspeichern für den Regelenenergiemarkt und zur Bereitstellung von Primärreserve. Die Stromspeicherung kann darüber hinaus maximal den Energieausgleich im Tagesgang bewirken, aber nicht den saisonalen Energieausgleich. Das können nur Gaskraftwerke und disponierbare Stromverbraucher.

Ein „disponierbarer“ Stromverbrauch ist für die meisten Industrieanlagen nicht wirtschaftlich. Diese Aufgabe müssen deshalb neue Anlagen übernehmen, die aus anfallendem „Überschussstrom“ und aus Abfallbiomasse als zusätzlichem Energie- und Rohstofflieferanten auch weiterhin die benötigten großen Mengen an preiswerten Brenngasen und flüssigen Treibstoffen herstellen. Sie ersetzen damit auch die bisherigen Mineralölraffinerien.

1 Einleitung

Wir benötigen für die Auslegung unseres zukünftigen Energieversorgungssystems eine rationale und ergebnisoffene Diskussion, um das technisch, wirtschaftlich und geopolitisch bestmögliche Ergebnis für unser Land zu erhalten.

Wir benötigen eine Halbierung unserer Energiekosten bei gleichzeitiger CO₂-Neutralität und geopolitischer Unabhängigkeit, denn kein Mensch wird seinen Wohlstand aufgeben, um die Welt zu retten. Im Gegenteil: Die Energiewende muss Wohlstand schaffen. Das ist eine „Conditio sine qua non“ für die Energiewende.

2 Die Faktenlage

Die Entwicklung eines gemeinsamen Energieversorgungssystems muss stets mit der Klärung der faktischen Grundlagen beginnen.

Wir geben derzeit ca. 210 Mrd. Euro/a für fossile Energierohstoffe wie Kohle, Erdgas, Erdöl und Biomasse sowie für deren Um-

wandlung in Endenergie aus. Die aktuellen EEG-Marktprämien kommen hier noch hinzu sowie sämtliche Abgaben, Umlagen und Steuern, inkl. CO₂-Steuern und die Kosten der CO₂-Zertifikate.

Bezogen auf die Endenergiemenge des Jahres 2019 von ca. 2.500 TWh/a [1] sind das ca. 84,- Euro/MWh, inkl. der Bereitstellung am Ort des Energieverbrauchs und inkl. aller sonstigen Jahresbeiträge für die Energieinfrastruktur, die vom Endenergieverbraucher zu tragen sind. Diese Menge von 2.500 TWh/a an Endenergie wurde aus 3.564 TWh/a an Primärenergie [1] gewonnen.

Diese aktuellen Energiekosten könnten durch eine optimierte Energiewende leicht mehr als halbiert werden. Aus ca. 210 Mrd. Euro/a an Gesamtkosten sämtlicher Endenergielieferungen im bisherigen Energieversorgungssystem würden dann nur noch ca. 90 Mrd. Euro/a an Kosten für die Endenergieverbraucher im neuen Energieversorgungssystem werden (siehe Auflistung unten). Die Endenergie betrüge hier dann ca. 1.450 TWh/a, also ca. 750 TWh/a an bedarfsgerechtem Strom aus Wind- und Solarenergie und ca. 700 TWh/a an „grünen“ Brenngasen und an „grünen“ flüssigen Treibstoffen. Das sind die Zahlen, die sich ergeben, wenn man die Beibehaltung des gleichen energetischen „Nutzens“ wie bisher unterstellt.

Es ist der hohe Stromanteil in der zukünftigen Endenergie, der dazu führt, dass 1.450 TWh/a an Endenergie den gleichen Nutzen liefern können wie bisher 2.500 TWh/a an vor allem fossiler und thermischer Endenergie.

Diese Einsparungen werden zum einen durch den Wegfall von Wärmekraftwerken und Raffinerien als auch durch die E-Mobilität, die Wärmepumpe und durch elektrifizierte Wärmeprozesse in Gewerbe und Industrie ermöglicht.

Autor

José Gomes
Leiter Unternehmensentwicklung
Dornier Group GmbH
Berlin, Germany

Aus 3.564 TWh/a an bisher im Jahr 2019 benötigter Primärenergie werden so nur noch ca. 1.700 TWh/a an Primärenergie, die bei entsprechenden Endgeräten den gleichen Nutzen liefern.

Hinzu kommen zu den Kosten der Endenergie allerdings ca. 45 Mrd. Euro/a für die zusätzliche Leitungs- und Speicherinfrastruktur, die im neuen Stromnetzsystem benötigt wird. Die Einsparung durch den Wegfall von Gasleitungen und Tankstellen ist hierbei bereits berücksichtigt.

Die Kosten einer zukünftigen Energieversorgung setzen sich wie folgt zusammen:

- Ca. 50 Mrd. Euro/a für 1250 TWh/a an Strom aus Wind- und Solarenergie (Netto, ohne Umlagen, Abgaben und Stromsteuer)
- Ca. 7 Mrd. Euro/a für Abfallbiomasse
- Ca. 30 Mrd. Euro/a für neue Anlagen zur Herstellung von Brenngasen und Treibstoffen und für Gaskraftwerke
- Ca. 3 Mrd. Euro/a an Logistikkosten und
- Ca. 45 Mrd. Euro/a für neue Leitungen und für Stromspeicher

Dies ergibt zusammengenommen ca. 135 Mrd. Euro/a, real per 2024.

Kohlekraftwerke entfallen vollständig, ebenso wie fast alle Raffinerien und Tankstellen außerhalb der Autobahnen sowie die gesamte jeweils dazugehörige Logistik- und Vertriebskette und sämtliche Energieverbräuche für Raffinerien, Tankstellen und ihre jeweilige Rohstoff- und Produktlogistik.

Die für zukünftige Gaskraftwerke notwendige Brennstoffversorgung ist in den o.g. Kosten eines neuen Energieversorgungssystems erfasst, genauso wie die sonstigen Betriebskosten der Gaskraftwerke.

Insgesamt setzen sich die noch notwendigen Investitionen für die Energiewende wie folgt zusammen (Schätzung auf der Grundlage eigener Erfahrungen und der Erfahrungen Dritter mit Weiterführung der bisherigen Kostenentwicklung in die Zukunft):

- Ca. 200 GW an Windenergie onshore für ca. 260 Mrd. Euro,
- Ca. 60 GW an Windenergie offshore für ca. 180 Mrd. Euro,
- Ca. 350 GW an Solarenergie für ca. 200 Mrd. Euro,
- Ca. 20.000 km an zusätzlichen Höchst- und Hochspannungsleitungen, sowie alle sonstigen Erweiterungen in den Transport- und Verteilnetzen für ca. 420 Mrd. Euro,
- Ca. 300 GWh an zusätzlicher Speicherkapazität gegenüber heute für ca. 80 Mrd. Euro,
- Ca. 300 Anlagen zur Umwandlung von 500 Mrd. TWh/a an Überschussstrom und 450 Mrd. kWh/a an Abfallbiomasse in 700 Mrd. TWh/a an Brenngasen und Treibstoffen, ca. 300 Mrd. Euro,
- Ca. 100 GW an Gaskraftwerken, davon ca. 40 GW als GuD-Kraftwerke und 60 GW als offene Gasturbinenkraftwerke im Markt,

insgesamt müssen hierfür ca. 88 Mrd. Euro veranschlagt werden.

- Weitere 20 GW an Gasturbinenkraftwerken zur Erhöhung der Netzregelreserve von 10 GW auf 30 GW. → ca. 12 Mrd. Euro.

Es ergeben sich so real per 2024 ca. **1,54 Billionen Euro**, die im Verlauf der nächsten 35 Jahre zu investieren wären, also ca. 44 Mrd. Euro/a. Hierin sind auch Ersatzinvestitionen für alle heutigen Wind- und Solarenergieanlagen enthalten.

Lassen Sie mich nun die sonstigen Fakten aufzählen, die zwingend als Grundlage akzeptiert werden müssen, wenn wir die Energiewende wirtschaftlich erfolgreich umsetzen wollen:

Aspekt 1:

Die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie ist in Deutschland bei neuen Windenergieanlagen für durchschnittlich ca. 4 ct/kWh möglich.

Das sind die zu erwartenden Jahresdurchschnittsstrompreise am jeweiligen Übergabepunkt von größeren Wind- und Solarparks ins Stromnetz. Hierin sind alle Kosten dieser Parks erfasst, inkl. Projektentwicklung, Erschließung des Geländes und die Zuleitung mit einer 30 kV-Leitung zum nächstgelegenen Umspannwerk.

Die aktuellen EEG-Vergütungen, insbesondere der Windenergie, sind zu hoch.

Aspekt 2:

Strom aus Wind- und Solarenergie sollte möglichst unmittelbar nach Erzeugung auch verbraucht werden. Die Grenzkosten von gespeichertem Strom sind deutlich höher als die von unmittelbar verbrauchtem Strom.

Aspekt 3:

Strom aus Wind- und Solarenergie kann nur wetterabhängig geliefert werden. Wir haben also stets zu viel oder zu wenig davon, aber nie gemäß des Bedarfs in jeder Minute.

Anhand der Wetterdaten der letzten 20 Jahre lässt sich abschätzen, dass nach dem Endausbau der Wind- und Solarenergie an ca. 3.500 Stunden/a mit Stromüberschüssen zu rechnen ist. Insgesamt müssen wir uns darauf einstellen, dass ca. 40 % der gesamten Jahresstromproduktion aus Wind- und Solarenergie als Überschuss anfallen würden, wenn keine Abregelung stattfände. Wir haben bereits im Jahr 2023 ca. 301 Stunden mit negativen Strompreisen erlebt. Jedes Jahr kommen nun voraussichtlich weitere ca. 100 Stunden/a hinzu.

Um die Überschüsse weitgehend aufzufangen, benötigen wir flexible Verbraucher, wie z.B. Anlagen zur Herstellung von Brenngasen und flüssigen Treibstoffen. Stromspeicher müssen Strom im Tagesgang speichern und ausspeichern können. Ihre Aufgabe ist es, alle Abweichungen vom Leistungsleich-

gewicht während des Tages durch Ein- oder Ausspeicherung auszugleichen.

Allerdings werden auch weiterhin bis zu ca. 2 % der jährlichen Windenergieerzeugung abgeregelt werden müssen. Es handelt sich hierbei um seltene Extremwerte, für die die Abregelung wirtschaftlicher ist als der Versuch der Nutzung dieser Extremwerte.

Aspekt 4:

Es können auch nach Endausbau der Wind- und Solarenergie, also ab dem Jahr 2060, nur ca. 90 % des jährlichen Strombedarfs sinnvoll über Wind- und Solarenergie, Wasserkraft und Speicherstrom (Pumpspeicher und Batterien) gedeckt werden.

Ca. 10 % des Jahresstromverbrauchs benötigen auch weiterhin Strom aus Wärmekraftwerken.

Diese 10 % werden **ausschließlich** im erweiterten Winterhalbjahr (Mitte September bis Ende April) benötigt. Im verkürzten Sommerhalbjahr (Mai bis Mitte September) werden **keine** Wärmekraftwerke benötigt. Von Mai bis Mitte September reicht die Ergänzung der Wind- und Solarenergie durch preiswerte Wasserkraft aus dem In- und Ausland und durch ebenfalls preiswerten Atomstrom aus dem Ausland, der insbesondere in Frankreich im Überschuss vorhanden sein wird, aus.

Dies ergibt sich aus der Auswertung der Stromproduktion aus Wind- und Solarenergie in den letzten 20 Jahren, wie es z.B. unter [2] dargestellt ist.

Natürlich müssen diese Werte hochgerechnet werden auf den Zustand, wie er dann im Jahr 2060 zu erwarten wäre. Hierbei sind sowohl der weitere Zubau als auch die gesteigerte Leistungsfähigkeit zukünftiger Wind- und Solarenergieanlagen zu berücksichtigen.

Aspekt 5:

Durch die Umstellung unserer Primärenergieversorgung aus fossilen Energieträgern (Kohle, Erdgas und Erdöl) auf ca. 74 % Strom aus Wind- und Solarenergie sowie Wasserkraft und ca. 26 % an Abfallbiomasse, wird unser Primärenergieverbrauch mehr als halbiert, ohne dass wir deshalb unsere Aktivitäten drosseln müssten. Der deutlich höhere „Wirkungsgrad“ der neuen Energieversorgung ist dem Umstand geschuldet, dass Strom aus Wind-, Wasser- und Solarenergie nun fast $\frac{3}{4}$ der benötigten Primärenergie stellt.

Anstatt ca. 3.564 TWh/a an Primärenergieverbrauch [1], den wir noch im Jahr 2019 in Deutschland hatten, werden so zukünftig nur noch ca. 1.700 TWh/a an Primärenergie benötigt. Die Energieeinsparungen werden in etwa jeweils zur Hälfte bei der Herstellung der Endenergie realisiert und zur anderen Hälfte bei der Nutzung der Endenergie beim Energieverbraucher, z.B. durch

E-Mobilität, Wärmepumpen, Fernwärme und elektrifizierte Wärmeprozesse in der Industrie.

Industrieprozesse jedoch, die zwingend einen chemischen Energieträger, bzw. energiehaltigen Reaktionspartner erfordern, werden tendenziell mehr Primärenergie verbrauchen als bisher, wenn diese Energie CO₂-neutral sein soll.

Aspekt 6:

Die Umstellung auf E-Autos und Wärmepumpen wird sehr viel länger dauern als bisher geplant. Wir rechnen damit, dass erst im Jahr 2050 mehr als 80% aller PkW und LkW elektrisch sein werden.

Aspekt 7:

Aus wirtschaftlichen, technischen und politischen Gründen können wir nur ca. 74% unseres zukünftigen Primärenergiebedarfs durch Strom aus Wind- und Solarenergie sowie Wasserkraft decken. Ca. 26% unserer zukünftigen Primärenergie muss aus Abfallbiomasse stammen.

Die Abfallbiomasse ist notwendig, weil nur durch sie eine ausreichend effiziente und preisgünstige Herstellung von Brenngasen und flüssigen Treibstoffen möglich ist, die wir auch weiterhin in sehr großen Mengen benötigen, allerdings nur noch einen Bruchteil der heutigen Mengen.

Die Herstellung der auch zukünftig benötigten Brennstoffmengen allein aus Strom wäre unbezahlbar und die Gewinnung des dafür notwendigen Stroms im Inland wäre technisch kaum zu stemmen und politisch unzumutbar. Das würde eine Verdopplung der bisher geplanten Windenergie an Land bedeuten.

Allerdings ist auch die Beschaffung von Vorprodukten zur Treibstoffherstellung im Ausland nicht sinnvoll, denn wir benötigen die Treibstoffherstellung im eigenen Lande, um auch den Überschussstrom von Wind- und Solarenergie aufnehmen zu können. Immerhin müssen wir mit ca. 500 von 1250 TWh/a als Überschussstrom rechnen, der nicht über Stromspeicher geführt werden kann, weil es sich um saisonale Überschüsse handelt.

Aspekt 8:

Wir benötigen zukünftig voraussichtlich ca. 700 TWh/a an Brenngasen und Treibstoffen, die aus ca. 450 TWh/a an Biomasse und ca. 500 TWh/a an Überschussstrom hergestellt werden. Außerdem werden sich ca. 90 TWh/a an Überschussstrom über Stromspeicher bedarfsgerecht verwenden lassen, wodurch ca. 14 TWh/a als Verluste verloren gehen. Dadurch stehen nur folgende Strommengen für den sonstigen Verbrauch - allerdings bedarfsgerecht - zur Verfügung:

- Ca. 736 TWh/a an Wind- und Solarstrom zum Verbrauch über das öffentliche Stromnetz und

- Weitere 125 TWh/a an disponierbarem Strom aus Gaskraftwerken, die dafür ca. 36%, bzw. 252 TWh/a der erzeugten Brennstoffe verbrauchen würden, hauptsächlich Brenngas.

Diese Gaskraftwerke kommen nur im erweiterten Winterhalbjahr, also von Mitte September bis Ende April zum Einsatz. Einige dieser Kraftwerke, insgesamt ca. 40 GW, können deshalb im Winterhalbjahr auch Fernwärmenetze speisen. Alle anderen Gaskraftwerke dürften dafür viel zu geringe Einsatzzeiten haben.

Aspekt 9:

Die Prozessenergie zur Umwandlung von Abfallbiomasse in Brenngase und in flüssige Treibstoffe muss zum weit überwiegenden Teil durch Überschussstrom aus Wind- und Solarenergie gedeckt werden, denn nur so kann dieser „disponierbare Stromverbrauch“ auch zur Bedarfsregelung im Stromnetz und damit netzdienlich eingesetzt werden. Durch diese Beschränkung können Teile der Anlage nur an bis zu ca. 5.000 Stunden/a mit voller Leistung arbeiten, immer dann, wenn die Strompreise ausreichend niedrig sind (< 6 ct/kWh).

Aspekt 10:

Speicher können wirtschaftlich meist nur als Regeleinheiten im Stromsystem eingesetzt werden. Sie taugen nicht als Mittel zur saisonalen Speicherung von Strom. Deshalb müssen Speicher ihr Geld zwingend im Regelenergiemarkt und im „Intraday“-Markt verdienen, sowie als sogenannte „Peak-Shaver“ in Betrieben und Verteilnetzen, also überall dort, wo sie auch eine Systemdienstleistung erbringen oder den Stromtransport bzw. den Stromverbrauch optimieren und so in jedem Falle einen Mehrwert im Versorgungssystem oder beim Stromverbraucher generieren können, der über die reine Stromspeicherung und Stromlieferung hinausgeht.

Nur im privaten Bereich und in kleineren Betrieben lohnen sich Speicher zur Zwischenspeicherung von Strom aus der eigenen PV-Anlage für den späteren Verbrauch, weil sich dadurch erhebliche Netz- und sonstige Entgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern einsparen lassen.

Bei größeren Verbrauchern ist dieses Einsparpotential in der Regel nicht vorhanden.

Aspekt 11:

In unserem zukünftigen Stromversorgungssystem werden voraussichtlich ca. 300 GWh an Stromspeicherkapazitäten benötigt, die dann auch für die Netzstabilität sorgen. Das schließt Pumpspeicher und Wasserkraftwerke mit Rückhaltungsmöglichkeit mit ein. Auch „NordLink“ und ggf. auch „NorGer“, die deutschen Anschlüsse an norwegische Wasserkraft, wirken wie Stromspeicher, da die Leitungen entsprechend in beide Richtungen liefern können, also von und nach

Deutschland, je nach Bedarfslage in Deutschland und Norwegen.

Vor allem sämtliche privaten und betrieblichen Stromspeicher stellen den überwiegenden Teil der oben genannten Speicherkapazität dar, auch wenn diese nicht direkt ins öffentliche Stromnetz ausspeichern. Es reicht aus, dass diese Speicher durch ihr Ausspeichern den Verbrauch ihrer internen Stromnetze aus dem öffentlichen Stromnetz reduzieren. Durch entsprechende Regelungen lassen sich diese Speicher auch zum Speichern von Überschussstrom aus dem öffentlichen Stromnetz einsetzen.

Das Auslegungskriterium für die benötigte Speicherkapazität im öffentlichen Stromnetz ist die Fähigkeit, den solaren „Spitzenstrom“ des Sommerhalbjahres möglichst vollständig einspeichern zu können, soweit „disponierbare Verbraucher“ diese Strommengen nicht verbrauchen. Insofern ist eine Speicherleistung von ca. 75 GW bei den genannten ca. 300 GWh an Speicherkapazität mindestens erforderlich. Ob diese auch zukünftig ausreichen wird, hängt allerdings vom weiteren „disponierbaren Verbrauch“ im Lande ab und lässt sich deshalb nur schwer abschätzen. Ggf. müsste weitere Speicherleistung, und damit auch Speicherkapazität, ergänzt werden.

Aspekt 12:

Der Bedarf an Wärme-, bzw. Gaskraftwerken muss auf den „schlimmsten Tag des Winterhalbjahres“ ausgelegt werden, also auf einen Tag mit extremer Dunkelflaute und -25°C Außentemperatur. Eine solche Kombination kam in den letzten 50 Jahren zwar nicht vor, aber dafür in den 50 Jahren davor.

Bis zu 85% des gesamten Strombedarfs eines solchen Tages mit „kalter Dunkelflaute“ müssten aus den bereits oben genannten Gaskraftwerken geliefert werden.

Die Gaskraftwerke müssen an einem solchen Extremtag die gesamte noch notwendige Tagesstrommenge innerhalb von 24 Stunden im Dauerbetrieb erzeugen können. Dies gilt ggf. inklusive der Netzregelreserve, die stets erst dann aufschaltet, wenn alle anderen liefern und trotzdem noch Bedarf besteht.

Dies vorausgeschickt, ergibt sich der Bedarf für eine Gaskraftwerksflotte von ca. 130 GW inkl. Netzregelreserve, die bis zu ca. 3.000 GWh/Tag an Strom erzeugen können sollte. Die Gaskraftwerksflotte sollte sich wie folgt zusammensetzen:

- ca. 100 GW an Gaskraftwerken im Strommarkt mit voraussichtlich 40 GW an GuD-Kraftwerken und 60 GW an offenen Gasturbinen (GT)-Kraftwerken sowie
- ca. 30 GW an Kraftwerken in der Netzregelreserve. Die Netzregelreserve müsste dazu, anders als bisher, zukünftig auch sogenannte „Preis-caps“ setzen, um zufäl-

lige Engpässe mit übergroßen Preisspitzen im Markt zu unterbinden, indem sie ihre Leistung zu einem festgelegten Mindestpreis in den Markt stellt, der ausreichend weit vom „normalen“ Marktgeschehen entfernt ist.

Ein solcher Mindestpreis könnte z.B. bei ca. 250 Euro/MWh liegen. Damit wäre sichergestellt, dass die Netzregelreserve keine Konkurrenz zu effizienten und regelmäßigen Marktteilnehmern darstellt.

Aspekt 13:

Die bereits genannten, dezentral aufgestellten Stromspeicher, meist Batterien, werden zukünftig für die Frequenz- und Netzstabilisierung zuständig sein, inkl. der Primär- und Sekundärreserve. Auch die Bilanzkreisregeln für die Verteilnetzbetreiber dürften sich verschärfen, was in Zukunft den vermehrten Einsatz von Stromspeichern erfordern dürfte. Gleichzeitig lassen sich mit Speichern aber auch die Verteilnetze optimieren, wenn man die Speicher auch als sogenannte „Peak-Shaver“ einsetzt, um eine kurzzeitige Überlastung bei Stromleitungen zu vermeiden, und so die Leitungen besser auszulasten, denn sonst müssten diese auf die Extremwerte des Betriebes ausgelegt werden.

Batterien, bzw. Akkumulatoren speichern in Zukunft als Regelelemente in allen Netzen permanent Strom ein- und aus, um die Netzfrequenz stabil zu halten und um die Netznutzung zu optimieren. Hier ist die schwarzstartfähige Netzzelle, bzw. die unterbrechungsfreie Stromversorgung das Vorbild.

Diese Speicher sollten dezentral auch die Fluktuationen aus Wind- und Solarenergie abfangen, sofern dies erforderlich sein sollte und die Größe des Verteilnetzes dies überhaupt zulässt. All das muss für alle Vertragspartner im zukünftigen Strommarkt noch geklärt und auch ausgehandelt werden. Eventuell sind bisherige Regelungen in Abstimmung mit den Netzbetreibern und Netznutzern anzupassen.

Stromspeicher werden damit zur Quelle für Regenergie und auch zur Senke für kurzzeitige Stromüberschüsse, wie z.B. für den täglichen „Solar-Peak“, der ca. 8 Stunden/Tag (09:00 – 17:30 Uhr MESZ) andauert, mit der Leistungsspitze um ca. 13:15 Uhr MESZ.

Aspekt 14:

Die Fakten 1.-13. begründen eine völlig andere technische und regulatorische Aufstellung des Energieversorgungssystems als sie bisher üblich ist. Das erfordert entsprechend auch die Anpassung der Regulatorik sowie der Bedingungen des Strommarktes, um die neue technische Aufstellung bestmöglich und im wirtschaftlichen Optimum zu nutzen. Insbesondere Fragen der Netzregelung, der Netzstabilisierung und des netzdienli-

chen Stromverbrauchs müssen neu geregelt und auch ausgehandelt werden.

Aspekt 15:

Hieraus ergeben sich auch sehr viele technische und vertragliche Detailfragen, die nicht nur zu klären, sondern auch zum Teil im Feld zu überprüfen sind. Das alles braucht sehr viel Zeit für Erfahrungswerte und die daraus entstehende Anpassung.

3 Derzeitiger Status und Ausblick

Wir müssen uns den oben beschriebenen Fakten 1.-14. stellen und diese akzeptieren, wenn wir ein kostengünstiges und CO₂-neutrales Energiesystem erreichen wollen.

Der Zubau an Wind- und Solarenergie ist bereits seit Jahren auf dem Weg.

Darüber hinaus ist aktuell auch der Zubau von Speichern [3] auf einem guten Weg.

Auch der Netzausbau verläuft zufriedenstellend [4], falls man für das Erreichen des Endausbaus der Wind- und Solarenergie das deutlich realistischere Jahr 2060 ansetzt, anstatt des völlig utopischen Jahres 2045. Eine CO₂-Neutralität im Jahr 2045 ist nicht mehr zu erreichen. Dies gilt insbesondere nach der US-Wahl in 2024 und dem Ende der bisherigen Koalition in Deutschland.

Es müssen jedoch weiterhin dringend die Gaskraftwerkstrategie und die für das Gesamtsystem günstigste Herstellung der nach wie vor erforderlichen „grünen“ Brenngase und Treibstoffe auf den Weg gebracht werden. Bei Letzteren steht zumindest noch die Errichtung der ersten Prototypen für die Gas- und Treibstoffsynthese und deren Felderprobung aus.

Dieser zeitliche Verzug ist leider der einseitigen und rein ideologischen Ausrichtung auf Wasserstoff geschuldet, obwohl dieser wirtschaftlich nie eine Chance hatte und

hat, um im Wettbewerb bestehen zu können. Grüne Brenngase und Treibstoffe können nur aus Abfallbiomasse und Überschussstrom günstig hergestellt werden. Anders als Wasserstoff brauchen sie allerdings keine neue Infrastruktur. Darüber hinaus sind sie von 0-100% mit fossilen Treibstoffen und Gasen „verblendbar“. Eine kWh an „grünem“ Methangas ist beim Endkunden voraussichtlich um den Faktor 4 günstiger als „grüner“ Wasserstoff.

Der Beitrag basiert auf einem Vortrag gehalten auf dem „56. Kraftwerkstechnische Kolloquium“, 8. und 9. Oktober 2024, Dresden. Mit freundlicher Zustimmung der Autoren und des Veranstalters, www.kraftwerkskolloquium.de. Das „57. Kraftwerkstechnische Kolloquium“ findet am 7. und 8. Oktober 2025 in Dresden statt.

4 Quellen:

- [1] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren. In: Umweltbundesamt ›Daten› Umweltzustand und Trends› Energie› Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren, URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktoren> (Stand: 02.04.2024).
- [2] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Energy-Charts, die Seite für interaktive Grafiken zu Stromproduktion und Börsenstrompreisen, URL: www.energy-charts.de (Stand: 13.06.2024)
- [3] RWTH Aachen (ISEA: Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe, sowie das PGS: E.ON Energy Research Center): Battery Charts, URL: <https://battery-charts.rwth-aachen.de> (Stand: 13.06.2024)
- [4] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Monitoringbericht 2023 (Strom und Gas). URL: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf> (Stand 13.06.2024)

Abstract

Halving our energy costs through an optimised 'energy transition' – how can this be achieved?

Electricity generation from wind and solar energy is now unrivalled in terms of cost, but unfortunately it is also dependent on the weather.

This means that the 'power balance' in the electricity grid can only be achieved through 'dispatchable' electricity feed-in and through electricity generation from gas-fired power plants that complement wind and solar energy and are only needed in the winter months to supplement the electricity and heat supply.

In addition to the expansion of the transmission and distribution networks, the electric-

ity grid of the future will also require a fleet of 'dispatchable' consumers and a relatively small fleet of 'dispatchable' electricity storage facilities for the balancing energy market and to provide primary reserve capacity. Furthermore, electricity storage can only balance energy consumption over the course of a day, but not over the course of a season. Only gas-fired power plants and dispatchable electricity consumers can do this.

'Dispatchable' electricity consumption is not economical for most industrial plants. This task must therefore be taken over by new plants that continue to produce the large quantities of inexpensive fuel gases and liquid fuels required from 'surplus electricity' and waste biomass as additional sources of energy and raw materials. They will thus also replace the existing mineral oil refineries.