Dezentralität, Speicher und intelligente Steuerung ersetzen nicht den Ausbau über alle Stromnetz-Ebenen

Zu meiner Person

- promovierter Physikochemiker
- 20 Jahre quer durch alle Branchen tätig
  (u. a. Maschinenbau, Elektronik, Kfz, Chemie, Glas, Kunststoff).
- 20 Jahre Lehraufträge, 10 Jahre mit Schwerpunkt
  Neue Technologien und Regenerative Energien

Aktuell:

- Aktiv im VDI AK Umwelttechnik Hannover
- Aktives Mitglied der Scientists for Future in den Fachgruppen Energie und Kommunaler Klimaschutz
- Beratendes Mitglied in den Klimaschutzausschüssen von Stadtrat und Kreistag Celle

Der Autor ist bezüglich dieses Referats keiner Institution, keinem Unternehmen, keinem Auftraggeber, keiner Partei und keinem Lobbyverband verpflichtet und hat zu diesem Thema auch keinerlei wirtschaftliche Interessen oder persönliche Vorlieben.

Auf welchen Quellen beruhen meine Aussagen

- In Sachen Klimaschutz, Energiewende und Nachhaltigkeit werden von verschiedenen Seiten unterschiedlichste Aussagen gemacht.
- Das ist selbst der Fall, wenn dieselben Studien zitiert werden. Das liegt daran, auf welche Szenarien (in diesen Studien) man sich mit welchen Voraussetzungen und Zielsetzungen beruft!
- Außer auf AGORA et al. und stütze ich mich auf die Langfristszenarien der FHG et al., den aktuellen Netzentwicklungsplan (Strom) und die ihm zugrunde gelegten Szenarien sowie die Nationale Wasserstoffstrategie.

  Ich berücksichtige darin die Szenarien, die folgende Kriterien erfüllen:

  - **Halbierung des Endenergieverbrauchs**
  - **keine Fernimporte von Energie**
  - **95 % CO2-Vermeidung bis 2045**
  - **Keine wesentliche Deindustrialisierung Deutschlands**

Was mich selbst betrifft, verfolge ich die Rolle und den Stand des Stromnetzausbaus seit 20 Jahren.

Alternative Wahrheit:
„Wenn wir mehr Energie einsparen, müssen wir das Stromnetz nicht so stark ausbauen“

Die Wahrheit ist: In allen seriösen Szenarien – auch für den Stromnetzausbau – sind bereits extreme Energie-Einsparungen vorausgesetzt:

- **Sektor Verkehr* ca. 80% Energieeinsparung**
  (* Personen- und Güterverkehr. Dies erfolgt einerseits durch die energieeffizientere Elektrifizierung, andererseits durch Reduzierung des motorisierten Individualverkehr und weitgehende Verlagerung des Güterfernverkehrs von der Straße auf die elektrifizierte Schiene).
- **Sektor Industrie ca. 50% Energieeinsparung**
  (Technisch kein Problem: BASF z. B. verdoppelte innerhalb von 30 Jahren die Produktion und halbierte gleichzeitig den Energieverbrauch).
- **Sektor Gebäudewärme ca. 80 % Energieeinsparung***
  (* bezogen auf den Primärenergieverbrauch 2005)

Das wird nur durch ca. 95 % Elektrifizierung der Energieversorgung gelingen

- Im Jahr 2000 hatten wir einen zu 98 % fossilen* Primärenergieverbrauch von ca. 3300 TWh inklusive des Verbrauchs für Stromerzeugung
  (inklusive 12 % Atomstrom)*
- **Aus Verbrennung** von Müll und Abfall-Biomasse stehen uns **in 2045** je nach Szenario maximal 15 % **eher nur noch 1 %** zur Verfügung, denn …
  - … statt Müllverbrennung müsste der Kohlenstoff über Pyrolyse im Kreislauf geführt werden.
  - …. nachwachsende Rohstoffe dürfen laut der NABIS (Nationale Biomassestrategie) nur noch stofflich verwendet werden.

Fazit: Im Jahr 2045 werden wir bis zu 95 % grünen Strom als Primärenergie verwenden müssen

Wie viel grünen Strom werden wir in 2045 benötigen?

- Stromverbrauch **2023 ca. 520 TWh/a**
  (2024 konjunkturbedingt z. B. nur ca. 460 TWh/a, so dass man über mehre Jahre gemittelt auf ca. 500 TWh/a als „Iststand“ kommt)
- Laut UBA war in **2023** der fossile **Endenergieverbrauch 2150 TWh/a**:
  - Industrie, Gewerbe und Handel ca. **910 TWh/a**
  - Private Haushalten ca. **370 TWh/a**
  - Verkehr ca. **650 TWh/a**
  - Stromerzeugung ca. **220 TWh/a**
- Stand 2025* brauchen wir **zum Ersatz der fossilen Energie** in **2045 ca. 1300 TWh/a grünen Strom**.
  *(*laut AGORA, BMWK¸ Statista Research Department und BNetzA)*
- Dabei ist der Strombedarf für die Wasserstofferzeugung mit **ca. 300 TWh/a** inbegriffen

Das heißt in 2045 wird mehr als die doppelte Menge an Elektrischer Energie durch die Stromnetze fließen müssen

Warum kommt es oft zu widersprüchlichen Zahlen?

- Die Zahlen zum Strombedarf sind oft inkonsistent
- Die Zahlen haben eine hohe Schwankungsbreite;
  wenn man nur seriöse Quellen betrachtet liegt sie bei ca. +/- 150 TWh/a

Das hat wohl vor allem 2 Gründe:

- Dass Inlandserzeugung und Nahimporte von Strom und Wasserstoff (z. B. aus der Nordsee) nicht explizit differenziert werden.
- Dass zwischen Strom als Primärenergieträger und Wasserstoff* als Grundstoff und Energiespeicher oft nicht unterschieden wird.

  (D. h. der für die Wasserstofferzeugung benötigte Strom wird nicht explizit ausgewiesen, sondern Wasserstoff kommt als Energieträger „einfach“ dazu)*

Wir waren bislang zu sehr auf die Stromerzeugung fixiert!

Elektrische Energie, die beim Verbraucher nicht stets in ausreichender Menge ankommt, ist nutzlos.

In zwischen wird viel zu oft abgeregelt, während andernorts die Gaskraftwerke anspringen. Daraus den Schluss zu ziehen, „*dann können wir ja den Ausbau der Erzeugung von Wind- und Solarstrom abbremsen*“, wäre allerdings fatal.

Stattdessen müssen Stromnetze, Speicher und intelligente Steuerung so ausgebaut werden, dass die Nachfrage zu jeder Zeit allerorts abgedeckt wird.

Und: **Grüner Strom muss bezahlbar sein!***

** Aber das ist nicht Gegenstand dieses Vortrags, ich beschränke mich bewusst auf die physikalischen und technischen Voraussetzungen*

Wurde der für die Energiewende erforderliche Ausbau der Stromnetze tatsächlich nie berechnet?

- Diverse Spar-Experten behaupten und aktuell wird das auch von der Ministerin Reiche suggeriert, der Netzausbau sei deshalb übertrieben, da er nie berechnet oder nicht richtig berechnet wurde.
- Außer der Vielzahl allgemeiner Studien zur Energiewende (u. a. von Fraunhofer, AGORA, EWI) gab es bereits seit den 2010-er Jahren Studien und Planungen zum Stromnetzausbau und Speichern (u. a. VDE; BMWK)
- Seit 2009 gibt es ein Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und seit 2013 dazu ein Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG).
- Eine Studie des UBA zu dezentraler Stromversorgung, kam bereits 2013 zum Ergebnis: „*Wird der Strombedarf von Gewerbe und Industrie mitbetrachtet, der mit einer der Einwohnerzahl entsprechenden Zahl an bereitzustellenden Arbeitsplätzen einhergeht, kann eine autarke Versorgung auch in der ländlichen Siedlung nicht erreicht werden*.“ Diese Studie hatte realistischerweise auch den zukünftigen Ersatz von Erdgas und Heizöl durch grünen Strom berücksichtigt.
- Eine Studie der Boston Consulting Group kam 2024 zum Ergebnis, dass bis 2030 um Deutschland als Industriestandort zu erhalten 1,6 Billionen investiert werden müssten, allein 160 Mrd. in den Stromnetzausbau.

Wie ist überhaupt das Stromnetz aufgebaut?

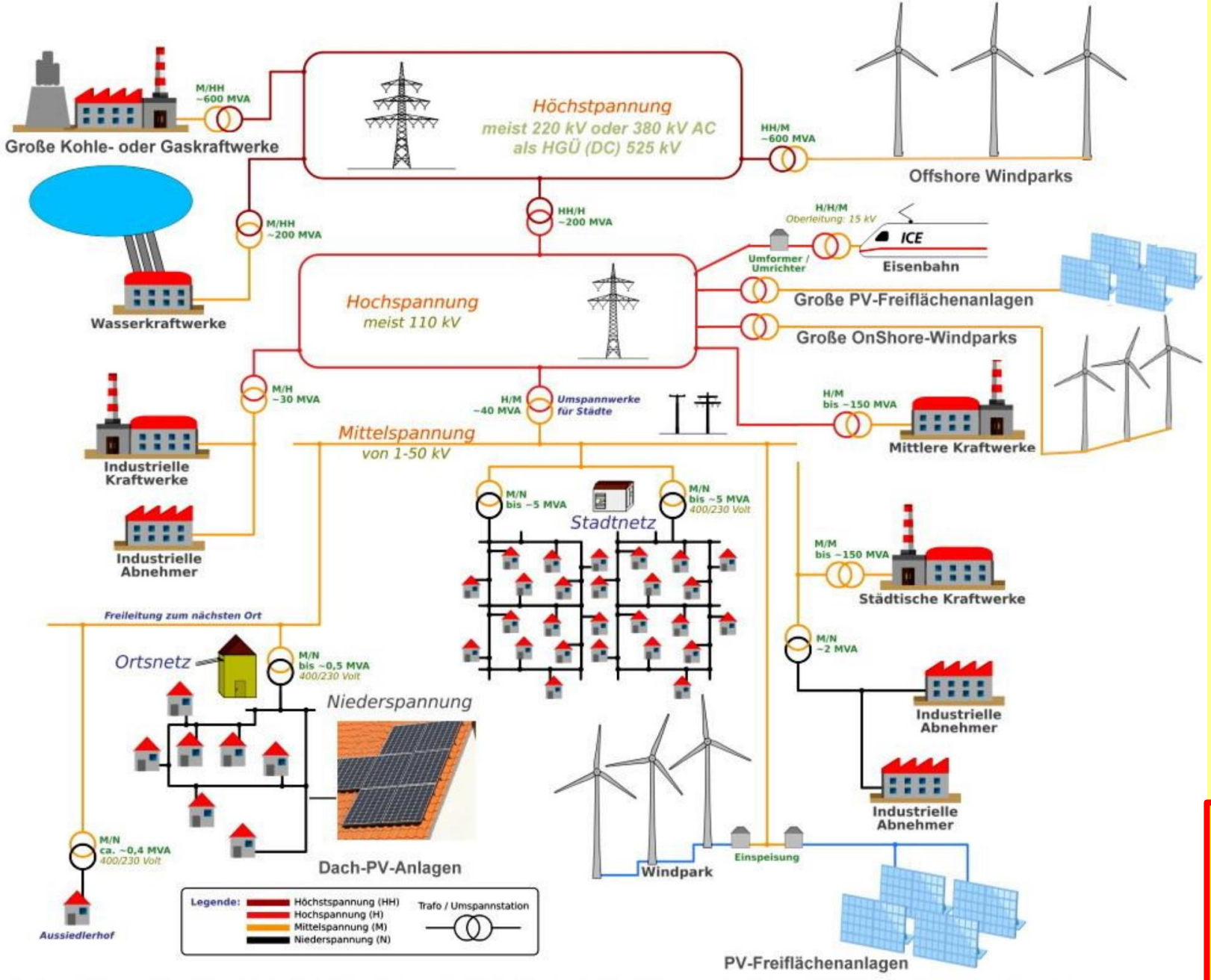


Abbildung Michael Huber unter Verwendung einer Grafik von Stefan Riepl; CC0; https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=68459432

Dieses Schema wird oft als hierarchisch missverstanden: Der Strom fließe vom Höchstspannungsnetz dem Übertragungsnetz „runter“ in das Niederspannungsnetz.

In Wirklichkeit ist das Gesamtstromnetz über alle Ebenen polydirektional!

Was bedeutet das? Am Beispiel Dach-PV

Wenn z. B. viele Naturschützer verlangen, der Ausbau von Dach-PV müsse Vorrang haben vor Freiflächen-PV, dann funktioniert das nur …

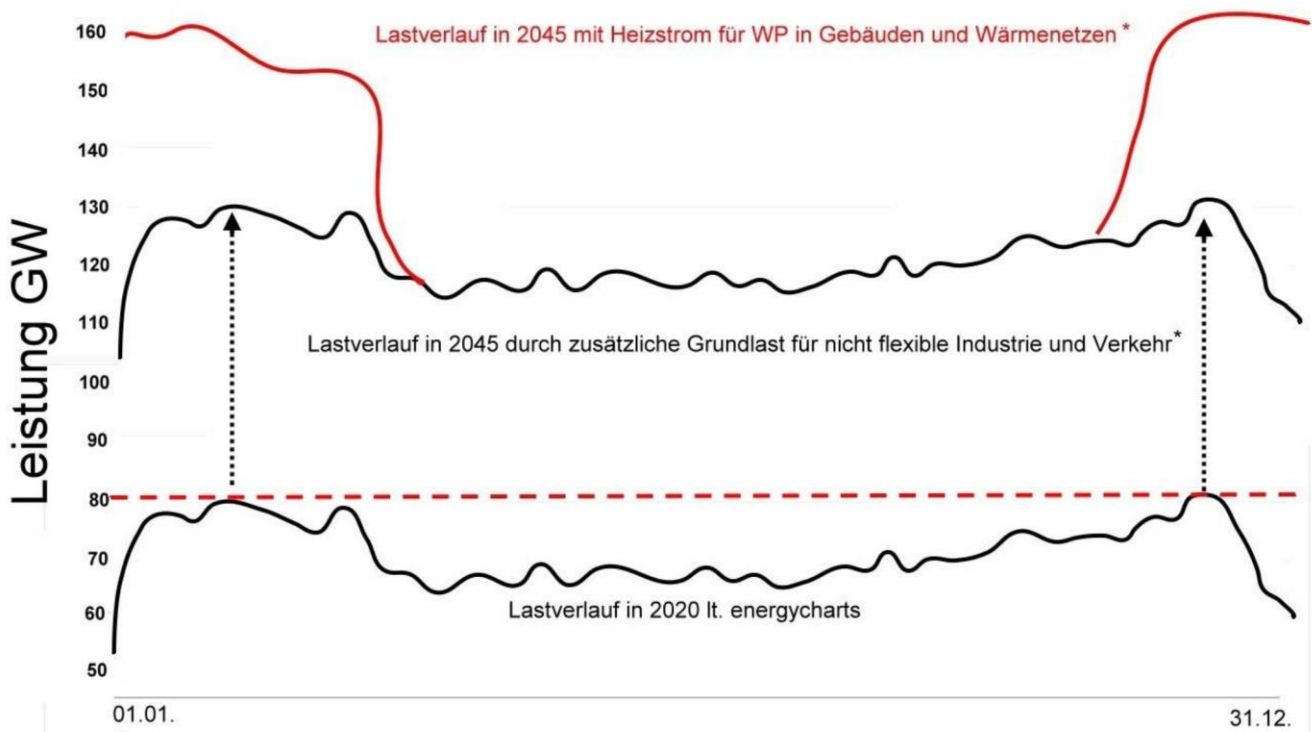
- … wenn der Dach-PV-Strom aus dem Niederspannungsnetz auch über das Mittel- und Hochspannungsnetz dahin fließen kann, wo er gerade gebraucht wird.
- … wenn bei Windflauten der lokal und regional erzeugte PV-Dachstrom letztlich sogar über das Übertragungsnetz in die Regionen fließen kann, wo er gerade gebraucht wird.

Das ist bereits ein erster Hinweis, dass Dezentralität statt (!) Stromnetzausbau nicht funktionieren kann.

Doch bevor wir darauf näher eingehen, müssen wir die Frage klären:

Auf welche Übertragungsleistung müssen die Stromnetze ausgebaut werden, um in 2045 die doppelte Strommenge zu transportieren?

Wie viel Spitzenlast brauchen wir in 2045?



* Die Kurven für 2045 beruhen auf konservativ geschätzten Spitzenlasten im NEP mit bis zu 160 GW, andere schätzen bis zu 240 GW. In den Langfristszenarien der Fraunhofer et al. wird z. B. allein für Wärmepumpenstrom mit bis zu 92 GW gerechnet.

- Bis 2045 wird sich die Grundlast auf ca. **120 GW** anheben, die Spitzenlast auf bis zu **160 GW.**
- Die tageszeitlichen Schwankungen und die durch Wochenenden und Feiertage bedingten Schwankungen bei Stromerzeugung und -verbrauch sind in den Kurven der Grafik nicht aufgelöst.
- **Diese kurzzeitigen Schwankungen lassen sich** auch bei 100 % grüner Stromerzeugung tatsächlich **kompensieren ...**

- … durch **Batteriespeicher** und **intelligente Verbrauchersteuerung**, **Wasserstoff-Erzeugung und -Verstromung** und (notfalls) **Abregelung der Erzeugung**, also weniger Netzeinspeisung,.

- Die 2020-Kurve beruht auf einer genutzten Spitzenlast von 80 GW, während auf Erzeugerseite potenziell 90 GW zur Verfügung standen. Sollten einzelne Kraftwerke z. B. durch Defekte, Revision oder Wartung ausfallen, standen in der Vergangenheit also immer genügend Ersatzkraftwerke zur Verfügung.

120 GW Grundlast und 160 GW Spitzenlast in 2045?

- Für nichtflexible Stromverbraucher in Industrie und Verkehr muss in Zukunft die Grundlast-Versorgung wegen der zunehmenden Elektrifizierung bislang fossiler Prozesse erheblich angehoben werden.
- Das heißt, diese zusätzliche Leistung – auch wenn sie nicht mehr aus dauerhaft laufenden Kraftwerken, sondern aus flexiblen Quellen stammt – muss dann auch durch die Netze fließen.
- Im Winter werden wegen der Gebäudewärme zusätzlich auch **länger andauernde Spitzenlastzeiten** auftreten.
- Wie mehrere Beispiele noch zeigen werden, betrifft das alle Netzebenen vom Höchstspannungsnetz (ÜN), über das Hoch- und Mittelspannungsnetz bis hin zum Niederspannungsnetz.

Diese Spitzenlast fließt im gesamten Stromnetz über alle (!) Ebenen

- Wer meint, beim nötigen Ausbau des Stromnetzes gehe es vor allem um das Übertragungsnetz (ÜN), der irrt.
- Bislang flossen von den ca. 80 GW Spitzenlast nur ca. 25 % im Höchstspannungsnetz, der Rest floss in den Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen.
- Laut dem aktuellen Netzentwicklungsplan (NEP) werden in 2045 von 160 GW Spitzenlast ebenfalls nur ca. 25 % im ÜN fließen.

Was ist eigentlich Spitzenlast?

- Das ist die Stromleistung, die die Verbraucher nicht dauerhaft benötigen. Früher, im mit fossilem Strom versorgten Netz, wo der Anteil elektrischer Gebäudewärme sehr gering war, waren das die typischen Lastspitzen im Stundenbereich z. B. mittags oder am frühen Abend, wenn viele Menschen ihre elektrischen Haushaltsgeräte nutzen.
- Für die Abdeckung dieser Lastspitzen wurden in der Vergangenheit zusätzlich zu den relativ konstant durchlaufenden Atom- und Kohlekraftwerken kurzzeitig Gaskraftwerke zugeschaltet.
- Bei einer von Wind- und Solarstrom dominierten Stromversorgung kommen nun z. T. **extreme Schwankungen bei der Stromerzeugung** dazu.
- Im Minuten- und Stundenbereich können Schwankungen bei Verbrauch (und Erzeugung) sehr gut durch Batteriespeicher* und intelligente Verbrauchersteuerung überbrückt werden.
- Bei einer von (grüner) Stromerzeugung dominierten Versorgung und auf (grünem) Strom basierten Gebäudewärme kommen allerdings länger andauernde Spitzenlastzeiten hinzu, die dann Tage evtl. auch mal 2 Wochen dauern können. Das heißt, das Stromnetz muss auch zur Abdeckung dieser länger andauernden Spitzenlastzeiten ausgebaut werden.

** In China werden inzwischen die großen PV- und Windparks zunehmend durch riesige Batteriespeicher im GWh-Bereich auf relativ konstante Stromlieferung gepuffert.*

Das Problem mit dem Zuwachs an Spitzenlast ist:

Auch wenn die Spitzenlast vielleicht nur zu 25 % des Jahres gebraucht wird, muss die Netzkapazität dafür dauerhaft vorgehalten werden.

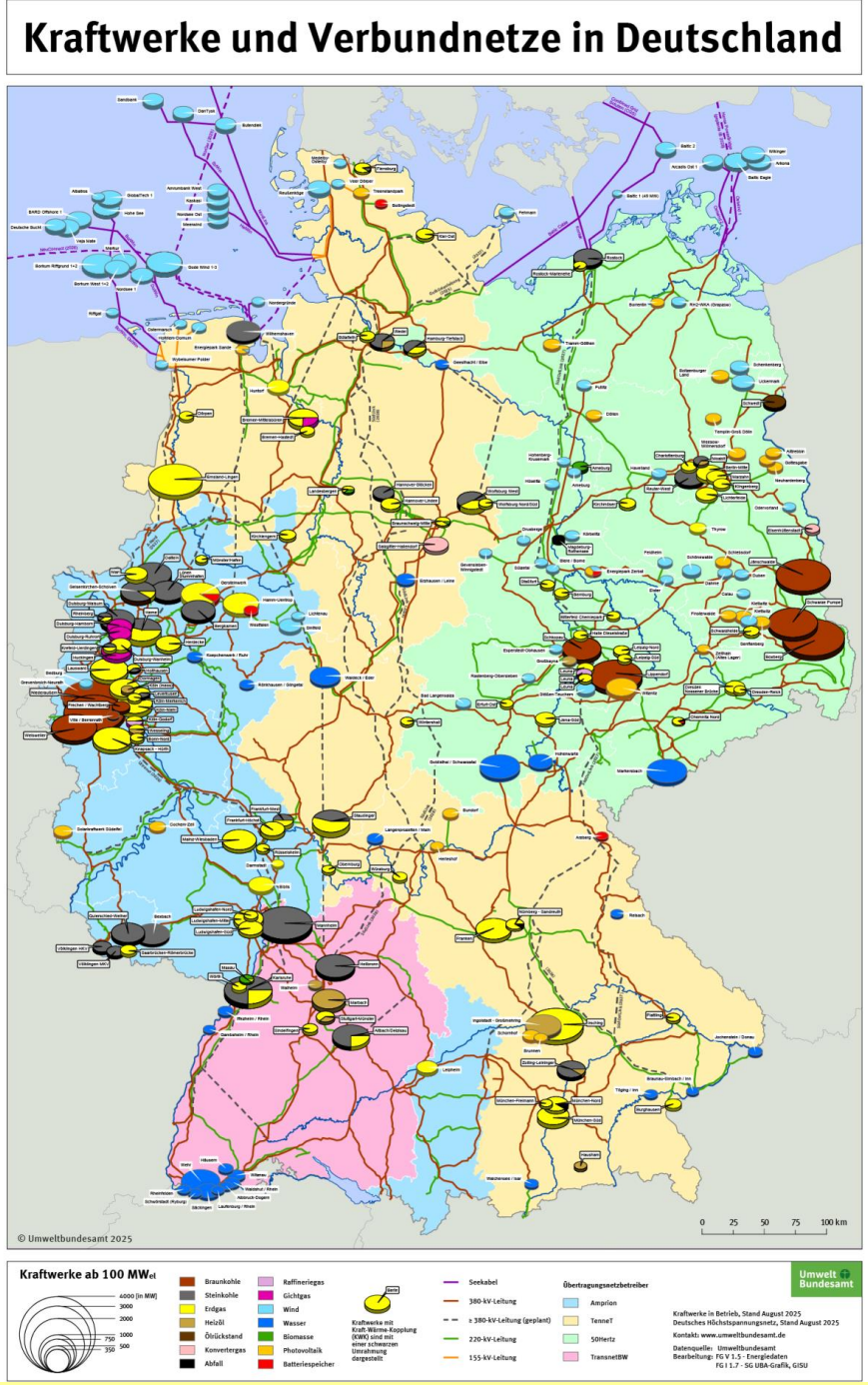
Diese Unwirtschaftlichkeit lässt auch manche Netzbetreiber in den Chor gegen “übertriebenen“ Netzausbau mit einstimmen.

Beispiel: Eigenstromerzeugung und Batteriespeicher entlasten den Netzbetreiber keineswegs!

- Ein Stadtwerk baut für die Stromversorgung der Pumpen seines Wasserwerks ein **großes PV-Feld mit großem Batteriespeicher**.
- Über ca. 8 Monate des Jahres wird das Wasserwerk zu ca. 84 % unabhängig vom Anschluss an das Hoch- oder Mittelspannungsnetz.
- Die restlichen Monate braucht es wie bislang die volle Spitzenlast.
- Unterm Strich ergibt sich für das Wasserwerk eine Einsparung von ca. 50 % der bisherigen Stromkosten.
- Über das Netz fließt im Gesamtjahr nur noch halb soviel elektrische Energie, der Netzbetreiber müsste, um keine Verluste zu erleiden, das Netzentgelt erhöhen.
- **Merke:** Die ungenutzte Spitzenlastnutzung des Netzes lässt sich bestenfalls im Sommer auf andere Verbraucher verschieben.
- Im Winter bleibt der Verbrauch des Wasserwerks gleich, aber im Gesamtnetz kommt die Gebäudewärme massiv dazu …

Das letzte Beispiel lässt sich auch gut auf Haushalte mit PV-Dachstrom mit Batteriespeicher und Wärmepumpe übertragen!

Und erklärt, warum in einen unausgebauten Netz, die Eigenstromversorgung für die Netzbetreiber zum wirtschaftlichen Problem wird.



Alternative Wahrheit:

>> Die Stromversorgung war bislang zentral. Wir müssen für die Versorgung mit grünem Strom dezentral werden! <<

Das Gegenteil ist der Fall!

- Wie die aktuelle Kraftwerkskarte des UBA zeigt, liegen alle großen fossilen Kraftwerke „**dezentral**“ in nächster Nähe der Ballungsgebiete und Industriezentren.
- Die großen PV-Farmen und Windparks liegen dagegen in der Fläche, meist weit entfernt von den Verbrauchsschwerpunkten.

Wenn der Strom zu den Verbrauchern gelangen soll, wird jetzt schon klar:

Im tatsächlichen Sinne „dezentrale“ also lokale und regionale Stromversorgung ist keine Alternative zu einem flächendeckenden Ausbau der Stromnetze über alle Ebenen.

Wie kommt es zur Legende von der bislang „zentralen“ Stromversorgung :

Vorab ein kleiner Hinweis: Nicht alles was plausibel klingt, ist ist auch richtig !

- In den 1980-er Jahren war ein hoher Anteil der Stromerzeugung und der Stromnetze noch zu wesentlichen Anteilen in öffentlicher Hand.
- Der staatlich festgelegte Strompreis lag in den 80-ern bei ca. 11 Cent/kWh. Nach der Deregulierung des Strommarkts verdoppelte er sich bis 2008.
- Die Höchstspannungsnetze wurden von 4 großen Privatunternehmen übernommen.
- Auch die Hoch- und Mittelspannungsnetze liegen heute in der Hand weniger Unternehmen, die meist Töchter großer Energie-Konzerne sind. (Zum Beispiel ist das komplette Hochspannungsnetz (110 kV) in NDS, Hessen und Sachsen-Anhalt und in Sachsen-Anhalt und Teilen von NDS auch das Mittel- und Niederspannungsnetz komplett in Hand der EON-Tochter AVACON).
- Diese tatsächliche „zentrale“ Abhängigkeit von wenigen großen Unternehmen hat aber nichts mit der räumlichen Verteilung von Stromerzeugung und -versorgung zu tun!
- Dass diese **„zentrale“ Abhängigkeit von privatwirtschaftlichen Unternehmen** zu Problemen bei der Energiewende führt, möchte ich allerdings nicht bestreiten!

*(*Die vielzitierten über 800 Niederspannungsnetz-Betreiber sind ebenfalls überwiegend mehrheitlich in Händen der Töchter großer Energieunternehmen)*

Wie sich die Forderung nach dezentraler Stromversorgung blamiert, am Beispiel München

- Der Spitzenlast-Ausbau im Übertragungsnetz kann nicht durch dezentrale, lokale Stromerzeugung reduziert werden. Denn in Ballungsgebieten und Industriezentren ist eine regionale oder lokale Versorgung nur in geringem Umfang möglich.
- Die Stadtwerke München z. B. versorgen sich bereits jetzt zu über 90 % mit grünem Strom aus eigenen **europaweit verteilten (!) Anlagen**.
- Aufgrund der Kritik einiger „Klimaschutz-Idealisten“ bemühen sich SWM nun vermehrt um grünen Strom aus dem Umland. Was nun dort den Vorwurf „Stromklau durch München“ auslöst.
- Verständlich, denn aufgrund der zur Verfügung stehenden Flächen für Wind- und Solar-strom in der Region um München, reichen diese bestenfalls für die jeweiligen Landkreise.
- Darüber hinaus können viele lokale bzw. regionale Netze bei Dunkelflaute höchstens im Stundenbereich autark sein, und sind im Notfall auf Zufluss aus dem ÜN angewiesen.

Warum rein dezentrale Stromversorgung trotz PV und Batteriespeicher scheitert am Beispiel Pilotprojekt Twistringen

Ein gemeinsam von AVACON mit TenneT durchgeführtes Pilotprojekt ergab Folgendes:

- **Das Projekt:** In einer Siedlung mit PV auf jedem und WP in jedem Haus wurde über eine von AVACON gesponserte, gemeinsame Großbatterie die Stromerzeugung und der Verbrauch für die gesamte Siedlung abgepuffert.
- **Ergebnis**: 7 – 8 Monate Autarkie und Überschusslieferung ins öffentliche Netz, **3 – 4 Monate Belieferung** mit z. T. hoher bis sehr hoher Netzlast in die Siedlung.
- **Fazit:** Lokale Batterie-Speicher und flexible Netznutzung erübrigen nicht den Netzausbau, sondern führen dazu, dass dann das notgedrungen trotzdem ausgebaute Netz weniger oft in voller Kapazität genutzt und deshalb für den Hoch- und Mittelspannungs-Netz-betreiber unrentabler wird.
- Und auch ein erhöhter Zufluss aus dem ÜN (hier der TenneT) würde voraussichtlich nicht überflüssig.

Nicht missverstehen, PV und Batterie sind gut, aber …

- PV auf dem eigenen Dach und eigener Batteriespeicher sparen dem Verbraucher Stromkosten.
- Die Batteriespeicher entlasten das Netz von Einspeisespitzen
- Das erleichtert auch die (intelligente) Regelung des Stromnetzes
- Aber es erübrigt nicht den Netzausbau ….

„Dezentralität“ am Industriestandort, Beispiel BASF

- Für das direkt am Übertragungsnetz hängende Kunststoffwerk der BASF in Bürstadt bei Ludwigshafen wurde genehmigt, bis 2029 die bisherige 13 km lange 220 kV Leitung auf eine 380 kV Leitung umzurüsten, so dass zukünftig 3,2 GW zum Werk fließen können.
- **Das Beispiel zeigt:** Obwohl eine „dezentrale“ Aufgabe, muss für Industriebetriebe evtl. sogar das „lokale“ Höchstspannungsnetz aufgerüstet werden.
- Ein gutes Beispiel, an dem hoffentlich klar wird, über welche Größenordnungen wir bei der Energiewende und beim Netzausbau auch im lokalen Bereich reden!
- Da sich aber sowohl der Ausbau der Stromleitungen als auch der Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes von der Nordsee nach Ludwigshafen inzwischen verzögerte, hat BASF die Transformation in Ludwigshafen um 10 Jahre verschoben.
- BASF hat stattdessen seine Milliarden schweren Windkraft-Investitionen in der Nordsee verkauft und in Windkraft-Anlagen in China reinvestiert. Ende 2025 startet das in nur zwei Jahren für 8,7 Mrd. errichtete Chemiewerk der BASF in China, wo die Nutzung von billigem grünem Strom und Wasserstoff absehbar ist.

Stromversorgung einer ganzen Region am Beispiel Nordhessen

Das komplette Versorgungsgebiet umfasst 800.000 Einwohner. 2024 hat Fraunhofer IEE in einem „*Barometer der Energiewende für Nordhessen*“ umfassende Berechnungen als Planungsgrundlage vorlegt

- Statt mit **3,7 GW** (Stand **2013**) wird mit ca. **9,4 GW Spitzen-Stromlast in 2045** gerechnet. Denn Fraunhofer IEE hat realistischerweise den kompletten Ersatz von Erdgas und Heizöl durch grünen Strom eingerechnet.
- Von diesen 9,4 GW sollen 3,6 GW mit regionalem Windstrom und 5,6 GW mit lokalem PV-Strom abgedeckt werden. Somit wäre Nordhessen rein rechnerisch (!) im Jahresdurchschnitt energieautark, und ein Muster-beispiel dezentraler Energieversorgung.
- Bleibt die Frage, woher kommt im Winter der Strom, wenn mindestens 80% des Solarstroms fehlen, und was passiert bei regionaler Windflaute?
- Und wie kommt im Vergleich zu heute die 2,6-fache Stromleistung im „dezentralen“, regionalen Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz zu den Endkunden?
- Zusätzlich zu Batteriespeichern und intelligentem Netz wird auch hier ein **massiver Ausbau des regionalen Hoch- und Mittelspannungsnetzes und ein leistungsverstärkter Anschluss an das Übertragungsnetz** unverzichtbar sein. Und in Gebieten wo die Gebäudewärme durch individuelle Wärmepumpen abgedeckt wird, wird auch ein massiver Ausbau des Niederspannungsnetzes unerlässlich sein.

Dezentrale Energieinseln sind nur im Sonderfall möglich

Ein Beispiel sind die Stadtwerke Lemgo (43.000 Einwohner, keine energieintensive Industrie), die langfristig ein Energieinsel-Konzept verfolgen, das in 2024 bereits zu ca. 20 % umgesetzt war.

Ist Stand 2022: KWK-Anlagen mit insgesamt 35,3 MW*, Gesamtwirkungsgrad 84% und bislang (!) 3500 Vollaststunden, strombedarfsgeführt *(* davon 6 MW mit eigenerzeugtem echtem Biogas aus einer Kompostieranlage).* Power-to-Heat-Anlage mit 5 MW und großem Wärmespeicher. Eine Groß-Solarthermieanlage liefert 3,3 MWh/a Wärme. Großwärmepumpe liefert aus Flusswasser, Abwasser und Solarthermie 6.000 MWh/a ins Fernwärmenetz.

Weiterer Ausbau mit dem Ziel 0 % Erdgas aber 100 % Erneuerbare Energie: Neubau einer großen PV-Flächenanlage. Beteiligung am Neubau von WEAs mit bis zu ca. 40 MW, als Stromquelle für Power-to-Heat und Wasserstoff-Elektrolyse. Zusätzlicher Großwärmespeicher mit integrierter Power-to-Heat-Anlage gespeist aus eigenem Windstrom. Elektrolyseur mit einem 100 bar Gasspeicher, gespeist mit eigenem Windstrom. BHKW zur Wasserstoff-Rückverstromung.

Lokales Netz muss ausgebaut werden: Die bislang erreichte Eigenstromerzeugung von ca. 114 GWh/a in 2024, muss für den Ersatz des bisherigen Erdgasverbrauchs von ca. 583 GWh/a (2019) allerdings noch erheblich gesteigert werden. Was auch den Ausbau des lokalen Mittelspannungs- und Niederspannungsnetzes bedingt.

Anschluss an das überregionale Netz wird nicht überflüssig: Zur Abgabe lokaler Stromüberschüsse in Lemgo einerseits, aber auch zur Sicherstellung der Überbrückung evtl. technischer Ausfälle wird auch eine „Energieinsel Lemgo“ auf die Verbindung mit dem Hochspannungsnetz nicht verzichten können.

Zwischenfazit:

- Es ist zwar sinnvoll lokale und regionale Stromversorgung soweit auszubauen wie nur möglich!
- Aber diese „dezentrale“ Stromversorgung ist keine Alternative zum Stromnetzausbau über alle Ebenen!
- Bleibt die Frage, was können Energiespeicher leisten?

Was können Batteriespeicher leisten?

- Batteriespeicher wurden bislang fast ausschließlich von den Netzbetreibern zur Stabilisierung des Stromnetzes als Momentan-Reserve im Minutenbereich zugebaut.
- Um auch Versorgungssicherheit im Stundenbereich sicherzustellen sind laut NEP und dem zugrunde gelegten Szenariorahmen bis 2045 Kleinbatteriespeicher (Haushalte und kleinere Gewerbe) von ca. 75,0 GW und Großbatteriespeicher (als Geschäftsmodell) von ca. 44,0 GW eingeplant.
- Nach Rechnungen des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE sollten bis 2030 ca. 100 GWh und **bis 2045 etwa 180 GWh** in Form von Batteriegroßspeichern zur Verfügung stehen. Das heißt bei z. B. 80 GW Versorgungsbedarf könnte das Stromnetz wenig mehr als 2 h daraus bedient werden.
  (Die müssten nach ihren Standorten an ehemaligen Großkraftwerksstandorten wohl als „zentral“ eingeordnet werden).*
- Fraglich ist, wie weit große (!), als Geschäftsmodell betriebene Batteriespeicher über längere Zeiträume zur Versorgungssicherheit beitragen können.

Das Batterie-Geschäftsmodell scheitert an der Physik!

- Derzeit sind Anschlüsse von 500 GW für Großbatteriespeichern beantragt.
  Das wird z. B. auch vom GRÜNEN Vorstand Sven Giegold bejubelt.
- Das Geschäftsmodell lautet: Bei Stromüberschuss werden die Batterien billig oder für lau aufgeladen und bei Strombedarf wird der Strom wieder teuer verkauft. Das funktioniert vom Strommarkt gesteuert jedenfalls am Schreibtisch der BWL-Phantasten ganz wunderbar.
- Übrigens, wie dadurch der Strom für die Endverbraucher billiger werden soll, bleibt das Geheimnis dieser Marktwirtschafts-Theoretiker.
- Doch es gibt ein technisches Problem: Um all die großen Batterien aufzuladen, braucht es ein ausgebautes Stromnetz, das die dazu erforderliche Spitzenlast auch transportieren kann. Genauso muss das Stromnetz ausgebaut sein, um bei Strommangel den Strom von den Batterien hin zu den Verbrauchern fließen zu lassen.
- BNetzA und dena sind da realistischer und sehen die Batterie-Euphorie mit Sorge: **„Die Physik gehorcht nicht dem Markt“** ist ihr eindeutiges Urteil.
- In der Praxis hat sich das z. B im LK Celle bereits bestätigt: Einem Unternehmen, wurde der Anschluss einer 20 MW Batterie abgelehnt. Denn das Hoch- und Mittelspannungsnetz in dieser Region hat unausgebaut eine Spitzenlast von nur 115 MW.

Und Batterie-Speicher in den Haushalten?

- Theoretisch könnten auch bidirektionale Batterie-Speicher in den Haushalten das Stromnetz entlasten.
- Durch flexible Strompreise und intelligente Steuerung würde so ein netzdienliches Verhalten der Haushalte entstehen.
- Das übersieht, dass dann bei den Gegebenheiten des heutigen Strommarkts zu diesen Überschusszeiten der billige Strom auch im selben Zeitraum hin zu den Haushalten fließen muss. Ohne ausgebaute Stromnetze über alle Ebenen wird auch dies nicht funktionieren.
- Und das sagt dazu Fraunhofer ISI: „*In Bezug auf die Fragestellung, ob durch einen massenhaften Einsatz von dezentralen Speichern unerwünschte oder unerwartete Auswirkungen entstehen, lässt sich festhalten, dass die allein auf dezentrale Speicher zurückzuführenden Änderungen der Anforderungen an das Übertragungsnetz im Vergleich zu den signifikanten Auswirkungen anderer Entwicklungen im Rahmen der Energiewende bedingten Transformation des gesamten Erzeugungssystems allerdings relativ gering sein werden*.“

Aber dann wenigstens die Batterien der E-Pkws nutzen?

- Die Idee ist, bidirektional angeschlossene E-Pkw-Batterien könnten das Stromnetz entlasten und als Notreserve dienen.
- Doch selbst wenn die aufgeladenen Batterien von ca. 50 Mio. E-Pkw zur Überbrückung von Strommangelzeiten eingesetzt würden, könnten sie bei Dunkelflauten maximal ca. 24 h* überbrücken und danach würden alle Pkw stillstehen.
  *(*Berechnungsgrundlage 50 Mio. E-Pkw mit jeweils 77 kWh Batterie).*
- Und dann müssten auch alle E-Pkw Batterie zum selbem Zeitpunkt wo der Strom überschüssig und billig ist in allen Haushalten gleichzeitig aufgeladen werden.
- Und bei Strommngel müsste dieser E-Pkw-Batterie-Strom auch über alle Netzebenen wider dahin fließen können, wo er am nötigsten gebraucht wird.

Fazit: In der Praxis können Kleinspeicher vor allem den Strombedarf einzelner Verbraucher im Stundenbereich absichern und im gleichen Umfang relativ kurzzeitige Angebots-Lastspitzen im Stromnetz abpuffern.

Große Batterien brauchen viel Platz!

Fraunhofer ISE untersuchte 2022 den Platzbedarf von Großbatteriespeichern anhand der Aufgabe sinnvollerweise ehemalige Kraftwerksstandorte zu Großbatteriespeicher-Standorten zu machen.

Ernüchterndes Ergebnis: Pro **1 GW/1 GWh** Speicher entsteht ein **Platzbedarf von ca. 5 ha**.

Das wird ortsnah zu Verbrauchern oder Erzeugern bei „dezentralen“ Konzepten meist schwer umsetzbar sein.

Kein Problem in China, wo für PV- und Wind-Anlagen genug freie Flächen vorhanden sind. So werden für den aktuellen Zubau von 51 GW PV-Freiflächenanlagen zusätzlich 16 GWh* Batteriespeicher installiert, so dass Strom relativ konstant in das größte HGÜ-Netz der Welt eingespeist werden kann.

(In diesem Fall mit Lithium-Eisenphosphat-Batteriezellen, daneben sind in China bereits große Redox-Flow-Großspeicher im GWh-Bereich und auch erste Natrium-Ionenspeicher im MWh-Bereich im Einsatz).*

Zwischen-Fazit Batteriespeicher

Netzstabilisierung bis hin zum Stundenbereich :	**Ja**
Versorgungsicherheit im Stundenbereich:	**Ja**
Versorgungssicherheit über längere Zeiträume:	**nein**
Ersatz von Netzausbau durch Batterien:	**nein**

Wärmespeicher können Strommangel überbrücken

- Wenn bei Stromüberschuss im Netz Wärmepumpen laufen (→ die Gebäude selbst wirken als Wärmespeicher) und Power-to-Heat-Speicherkessel aufgeladen werden, können sowohl Erzeugerabschaltungen vermieden als auch Strommangelzeiten lokal überbrückt werden.
- In Power-to-Heat Kesseln wird mit Strom zwischen Elektroden – das Wasser selbst dient als Heizleiter – das Wasser erhitzt oder sogar Heiß-Dampf erzeugt. Inzwischen gibt es Power-to- Heat-Kessel mit bis zu 60 MW, die Heißdampf mit bis zu ca. 80 bar und 300 °C erzeugen können.
- In der **Industrie** könnten die Kessel zumindest einen Teil des für die Produktion nötigen **Prozessdampfes** zu Stromüberschusszeiten erzeugen.
- **In Wärmenetzen** können je nach Größe des Kessels und den Witterungsbedingungen mit der gespeicherten Wärme wenige Stunden bis zu ca. einem Tag überbrückt werden.
- Die Überbrückungszeiten liegen bei großen Haushaltsheizwasserspeichern bei ca. 12 h bis 24 h.
- Seltsamerweise taucht die bereits um 2007 erhobene Forderung, auch Wärmepumpen in Haushalten mit je ca. 1500 l Heizwasserspeicher zu kombinieren, nirgends mehr explizit auf.
  (*In gut gedämmten Gebäuden mit niederer Vorlauftemperatur verschlechtert Heizwämespeicherung zwar evtl. den COP, in Bestandsgebäuden kann der Heizwasserspeicher jedoch sinnvoll sein).*
- Die dem **NEP** zugrundeliegenden Szenarien sehen **18 GW Wärmespeicherung mit Power-to-Heat** vor.

Wärmespeicher machen Netzausbau nicht überflüssig!

- Denn wenn die Erzeuger bei Stromüberangebot nicht abgeschaltet werden sollen, muss der Überschuss-Strom auch zu den Power-to-Heat Anlagen (im Vergleich zu heute) mit **zusätzlichen (!) bis zu 18 GW** fließen können, sagt der NEP.
- Diese 18 GW für Power-to Heat fließen im Gesamtstromnetz und werden **im ÜN temporär ca. 4,5 GW** ausmachen.
- Wenn die regionalen Hoch- und Mittelspannungsnetze nicht ausgebaut werden, wird mit Power-to-Heat auch dezentral und lokal die erwünschte Entlastung nicht erreicht.
- Eine wesentliche Einsparung im Kapazitätsausbau im Mittel- und Hochspannungsnetz wird durch Power-to-Heat also kaum erreicht.
- Praktisches Beispiel aus dem LK Celle: Unternehmen beantragte Anschluss eines 20 MW Power-to-Heat Kessels und wurde abgelehnt, weil das Hoch- und Mittelspannungsnetz mit derzeit nur 115 MW Spitzenlast zu schwach ist.

Was leisten Wasserstoffspeicher und Residual-Kraftwerke?

- Entsprechend den Langfrist Szenarien von Fraunhofer ISI und der INES-Studie von 2023 werden 2045 bis zu 105 TWh große „zentrale“* Wasserstoffspeicher zur Verfügung stehen.
  (Große H2-Speicher können nicht lokal zugebaut werden, sondern es müssen die vorhandenen Erdgas-Kavernenspeicher genutzt werden).*
- Laut NEP werden ca. 22 GW auf bis zu insgesamt ca. 61 GW Residualgaskraftwerke zugebaut.
- Studien zeigen, der Zubau an Residualkraftwerken könnte durch Stromimporte aus dem Ausland bei entsprechend leistungsstarkem HGÜ-Anschluss an Nord- und Südeuropa halbiert werden. Das ist allerdings im NEP nicht explizit berücksichtigt.
- Mit ca. 36 TWh gespeichertem Wasserstoff könnten über das Wasserstoffkernnetz versorgte Gaskraftwerke bei Grünstrommangel bis zu 61 Tage das Höchst- und Hochspannungsnetz mit Volllast versorgen. Unter Berücksichtigung anderer Stromerzeuger (15 GW aus Wasser, Biomasse und Müll) sowie Stromimporten aus dem europäischen Verbundnetz könnten so notfalls auch bis zu 14 Tage Dunkelflaute überbrückt werden.
- Oft werden in Wärmeplanungen diese Residualkraftwerke als Wärmelieferanten für Wärmenetze eingeplant. Doch dieses Residualkraftwerke dürfen nur strombedarfsgesteuert laufen. Würden sie stattdessen zu oft zur Wärmebedarfsabdeckung zugeschaltet, würde der Wasserstoff aus dem Kernnetz dafür kaum ausreichen.
- Da der Strom aus diesen Residualkraftwerken im Winter notfalls auch die Wärmepumpen beliefern muss, **sind auch diese Kraftwerke und Wasserstoff kein Ersatz für den Stromnetzausbau.**

Was leistet intelligente Steuerung bzw. Flexibilisierung?

- Der NEP beruht auf Szenarios, die durch Flexibilisierung des Verbrauchs durch intelligente Steuerung ggfs. Abregelung die nötige Versorgungsleistung der Haushalte bei E-Pkw-Ladung und Wärmepumpen-betrieb bereits um 30 % bis 50 % absenken.
- Derzeit ist der **Standard im Verteilnetz 1,2 kW Gleichzeitigkeit** pro Haushalt. Die **BNetzA fordert** , dass die Netzbetreiber **zusätzliche 4,2 kW Gleichzeitigkeit** pro Haushalt garantieren müssen, um die Versorgungs-sicherheit für den Betrieb von Wärmepumpen sicherzustellen.
- Beispiel Stromversorgungsgebiet Celle/Uelzen: Für 130.000 Haushalten inklusive Gewerbe stehen derzeit nur 115 MW Spitzenlast zur Verfügung. Allein für Wärmepumpen wären zusätzliche ca. 450 MW nötig. Durch intelligente Steuerung* könnte die Gleichzeitig evtl. auf ca. 2 kW abgesenkt werden. Doch dann müssten immer noch ca. 220 MW zugebaut werden. *(ferngesteuerte Drosselung bzw. Zu- und Abschaltung von WP durch den Netzbetreiber)*
- Der NEP liegt also mit ca. 50 % Einsparung durch intelligente Steuerung sehr realistisch. **Diese Einsparung durch intelligente Steuerung ist im geplanten Netzausbau bereits eingerechnet.**
- Auch dass **Flexible Strompreise** den nötigen Umfang des Netzausbaus verringern könnten, ist Wunsch-denken! **Im Gegenteil:** Wenn der Strom billig ist, weil gerade mehr als genug produziert wird, müsste er dann gleichzeitig zu all den Wärmepumpen (und auch Batterien) mit voller Leistung hinfließen.
- Fragt man die Netzbetreiber, sind derzeit gar nicht die Wetterwechsel das Hauptproblem für die Netzstabilität sondern die schwankenden Preise an der Strombörse.

Flexible Stromversorgung und flexible Preise , vertreiben die Industrie …

- **Laut NEP** könnte ein Demand Side Management (DSM) – also flexible Stromnachfrage der Industrie – die Spitzenlastabdeckung um ca. 14,5 GW vermindern. Das wurde im NEP bereits berücksichtigt. Für Verbraucher wie Kühlhäuser oder Power-to Heat ist das gut möglich.
- Nicht klar ist, ob berücksichtigt wurde, dass von den Industrien, die ihren Prozesswärmebedarf heute weitgehend mit Erdgas abdecken (Chemie, Papier, Kunststoff, Glas, Gießereien, Stahlverarbeitung u. ä.) ca. 70 % ihre Produktion stark drosseln oder gar komplett einstellen müssten, falls keine konstante Energieversorgung zur Verfügung stünde.
- Die „Experten“, die über die vom NEP bereits eingeplante Flexibilisierung hinausgehen wollen, seien an das „erfolgreiche“ Modell DDR erinnert, dort wurde auch nur produziert, wenn es gerade genug Energie gab, mit katastrophalen Folgen für die Produktivität.
- **Auch flexible Strompreise finden in energieintensiven Unternehmen keine Zustimmung**. Ein Geschäftsführer, dem ich vorschlug Strom zu Billigzeiten für Power-to-Heat zu nutzen, hatte das schon durchgerechnet. Die Hochpreiszeiten würden die Billigzeiten überkompensieren. Abgesehen davon, dass er gar keinen Anschluss für Power-to-Heat bekomme.

Eine Erkenntnis, dir wir alle mitnehmen sollten

Netzstabilität ≠ Versorgungssicherheit

Auch ich habe das in der Vergangenheit oft in einen Topf geworfen, wahrscheinlich weil man das zu fossilen Zeiten auch konnte. Doch wir müssen das differenzieren!

Auch ein Stromnetz, dass die Versorgung der Verbraucher in Privathaushalten, Industrie, Gewerbe und Verkehr nicht sicherstellt, kann stabil betrieben werden.

Die Kunst ist es, dafür zu sorgen, dass allerorts immer genug Strom für alle Verbraucher zur Verfügung steht!

Was haben wir gelernt?

- Der im aktuellen NEP geplante Ausbau im Übertragungsnetz beruht auf realistischen Szenarien. Die Rolle der Verteilnetze, die Möglichkeiten der Verschlankung durch Speicher, Intelligente Steuerung und dezentrale Maßnahmen sind im NEP bereits weitestgehend berücksichtigt.
- Der notwendige massive (!) Ausbau im Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz bleibt bislang in vielen anderen Szenarien und Studien zu wenig berücksichtigt, und kann durch Speicher und Intelligente Steuerung nur sehr bedingt begrenzt werden.
- „Dezentrale“ – d. h. lokale und regionale – und „zentrale“ Erzeugung und Verteilung von Energie sind keine Alternativen. Beides muss synchron und sich optimal ergänzend ausgebaut werden.
- Dezentrale Energieerzeugung ersetzt nicht ein leistungsstark ausgebautes Übertragungsnetz.
- „Dezentrale“, lokale Batteriespeicher und intelligente Netzsteuerung sind notwendig, denn sie können Netzstabilität und Versorgungsicherheit im Stundenbereich verbessern. Den notwendigen Ausbau auf doppelte bis dreifache Leistung der Hoch- Mittel- und Niederspannungsnetze können sie nicht ersetzen.
- Bei längerem EE-Strommangel (→ Dunkelflauten) wird ein großer Anteil des Residualstroms aus den großen Wasserstoffspeichern über die am Wasserstoff-Kernnetz liegenden großen Gaskraftwerke geliefert werden. Auch deswegen muss das Übertragungsnetz ausgebaut werden.

Eigentlich weiß das auch der BDEW

Auch der BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) kam im Juli 2024 zu einer realistischen Einschätzung des notwendigen Stromnetzausbaus:

>> Die enormen Leistungsbedarfe dieser Anlagen [zusätzliche Stromverbraucher] im Verbund mit der Sektorenkopplung sowie der Elektrifizierung des Verkehrs, der Wärmeversorgung und vieler weiterer Bereiche bewirken vielerorts akute Kapazitätsmängel in den Stromnetzen und eine sich verschärfende „Anschlusskonkurrenz“. Der Anschluss neuer Großverbraucher geht häufig mit einem langwierigen Netzausbau einher, der mit dem Anlagenzubau strukturell nicht [!] Schritt halten kann <<.

Doch wenn es dann um die Finanzierung einer schnellen Umsetzung dieser Erkenntnis geht, gibt es dann auch aus diesen Kreisen eher Bremssignale!

Das Problem ist kein technisches, sondern ein wirtschaftliches!

- Wer bezahlt den Stromnetzausbau und was heißt das für die Strompreise? Bei privatwirtschaftlicher Umsetzung werden die Netzentgelte und damit die Strompreise extrem steigen.
- Fakt ist, die Finanzierung bzw. Refinanzierung des Netzausbaus ist noch weitgehend ungeklärt.
  (*Auf diese wirtschaftliche Problematik des Stromnetzausbaus macht z. B. auch die dena-Verteilnetzstudie II aufmerksam.)*
- Die derzeitige Bundesregierung will das Stromnetz und die Stromerzeugung nur noch *„Nachfrage gesteuert“* ausbauen. Das heißt, wird kein Strom nachgefragt, weil er zu teuer ist und kein Anschluss zur Verfügung steht, muss auch nichts mehr investiert werden.
- Dieser Rückfall in die Altmaiersche Doppelbremse* wird zur Deindustrialisierung und wirtschaftlichen Schrumpfung Deutschlands führen und damit den Ausbau von Stromerzeugung und Netzen überflüssig machen. *(* „Wenn wir keinen Windstrom produzieren, brauchen wir auch kein stärkeres Stromnetz“, wobei damals Frau Reiche als Staaatssekretärin die willfährige Handlangerin Altmaiers war).*
- Auch wenn man wie viele gutgläubige Klimaschützer, einerseits die Energie-Infrastruktur der Privatwirtschaft überlassen will und dann z. B. mit Flexibilisierung der Strompreise, mit Strompreiszonen etc. in den Markt eingreifen will, stößt man an die physikalisch-technischen Grenzen solcher Maßnahmen.
- Wenn nun die Politik – mit übrigens ungenügenden (!) Strompreissubventionen – in den Markt eingreift, wird das Problem nur vertagt und nicht gelöst. Die Industrie reagiert da schneller: Allein in den letzten 4 Wochen wurden von DOW und INEOS fünf Chemiestandorte in Deutschland stillgelegt.

Doch Wirtschaft und Wirtschaftspolitik ist nur
ein Randthema meines Vortrags
und bedarf gesonderter Klärung

Fazit

Derzeit besteht nicht die Gefahr, dass die Stromnetze zu schnell und mit unnötig hoher Leistung ausgebaut werden. Die Energiewende wird aktuell durch zu langsamen und ungenügenden Ausbau der Stromnetze gefährdet.

Ich danke für Ihre Aufmerksamkeit!

Der Vortrag kann als PDF beim VDI AK Umwelttechnik Hannover angefordert werden.

Ein ausführliches Paper mit allen Quellen zu diesem Vortrag steht zum Download in der FG Kommunaler Klimaschutz der Scientists for Future zum Abruf bereit:

https://de.scientists4future.org/wp-content/uploads/sites/3/2025/08/Dezentralitaet_Speicher_u_Intelligenz_ersetzen_nicht_Stromnetzausbau_V3_14_08_2025_final.pdf

Rückfragen gerne auch an doc.hu@t-online.de