

Anmerkungen zu Bericht Gilgen

von Emanuel Höhener

I. Ausgangslage:

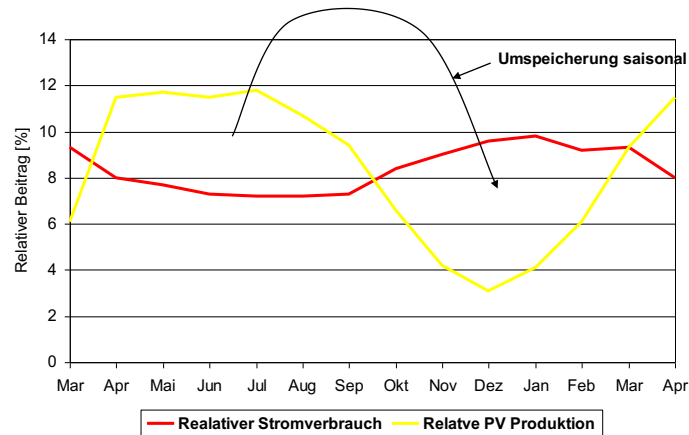
1. Die installierte Leistung der gegenwärtigen (Mühleberg noch eingeschlossen) KKW beträgt brutto 3'485 MW, netto 3'333 MW.
2. Deren mittlere Jahresproduktion beläuft sich auf 23'722'000 MWh (23.722 TWh).
Anmerkung: Dieser Wert ist die Basis für alle weiteren Berechnungen. Hier eingeschlossen ist bereits die effektive Verfügbarkeit der KKW (was dem "power factor" bei PV gleichzusetzen ist).
3. Diese Produktion könnte in Zukunft durch einen Park von modernen (Generation IV) KKW (z. B. Hochtemperatur- Kugelhaufen Reaktoren vom Typ HTR-PM) mit brutto 3'220 MW Leistung oder netto 3'080 MW erbracht werden.
4. Idealerweise sollte man in Zukunft 5 bis 6 gleich grosse Einheiten installieren (Netzicherheit, rotierende Reserve Bereitstellung, etc.).
5. So Nordmann verstanden werden kann, geht er davon aus, dass zu den bereits vorgesehenen 11.4 TWh p. a. zusätzliche PV Produktions- Kapazität von 45 TWh zugebaut werden müssten, wozu er 50 GW als zusätzlicher PV Leistung errechnet (korrekt mit den Annahmen gerechnet wären es 51 GW). Um die 11.4 TWh zu generieren, ist eine installierte PV Leistung von 17 GW notwendig. Folglich wäre das total der nach seinen Plänen zu installierender **PV Leistung bei 68 GW**.

II. Substitution bestehender Kernkraftwerke durch PV Anlagen:

1. Für PV Anlagen in der CH darf mit einem Lastfaktor von 0.1 über das Jahr gerechnet werden. Der Power Faktor für das Sommerhalbjahr beträgt rund 0.13, jener für das Winterhalbjahr rund 0.07.
2. PV Anlagen generieren hierzulande im Mittel über 2/3 des Stroms im Sommerhalbjahr, der Verbrauch hingegen ist antizyklisch, d.h. im Winterhalbjahr deutlich höher.
3. Zur Sicherstellung der Stromversorgung, insbesondere wenn die thermischen Reserven wegfallen und die Stromgenerierung ausschliesslich durch PV Anlagen erbracht werden soll, müssen zum Ausgleich von Tag / Nacht, Dunkelflauten / saisonalen Lastprofilen, usw., Systemkomponenten zur Zwischenspeicherung bereitgestellt werden.
Die effizienteste Methode der Speicherung ist die Hydro- Pumpspeicherung mit einem effektiven Wirkungsgrad von 78% bis 80%. Diese Werte werden den nachfolgenden Berechnungen zu Grunde gelegt.
Die Direktnutzung des PV Stroms wird mit 10% angenommen, d.h. 90% wird über Zwischenspeicherung genutzt.
Anmerkung: Dies ist eine konservative Annahme, denn im Tagesverlauf - bei geeignetem Wetter - liefert eine PV Anlage Strom mit ungefähr einer Sinus-

Amplitude (von $-\pi$ bis $+3\pi$ folgend), d.h. Leistungsspitze nur über Mittag und $-\pi$ entspricht in etwa 9.00h morgens und $+3\pi$ etwa 16.00h nachmittags).

Vergleich: Relative PV Produktion gegenüber relativer Verbrauch:
Notwendigkeit der saisonalen Speicherung!



Höhener, Okt. 20

Diagramm 1

4. PV Module verzeichnen einen Leistungsabfall über die Zeit, dies auf Grund der Einwirkungen auf deren Oberfläche (Wetter, Verschmutzung, etc.). Gemäss Erfahrungen (Dekra, TÜV, und weitere) muss mit einem Leistungsabfall von 1% p.a. gerechnet werden. Über 10 Jahre gerechnet (mittlere Lebensdauererwartung 20 Jahre), ergibt dies einen Leistungsabfall von rund 10%.
5. Unter Berücksichtigung der geschilderten Annahmen, müsste als Ersatz des bestehenden KKW-Parks und zur Verfügungsstellung von elektrischem Strom gleicher Qualität (Grundlast, planbar, 24/7 das ganze Jahr, jeden Bruchteil der Sekunde) in nominell **41 GW** PV Leistung investiert werden!
6. Gemäss den Nordmann'schen Annahmen sind dies bereits 60% der von ihm vorgesehenen gesamten 68 GW PV Leistung, welche auch die Dekarbonisierung von Landverkehr und Gebäudebereich befriedigen sollten!
7. Gemäss Aufstellung der Gesamt- Energiebilanz (KKW, Verkehr, Gebäude), macht der Ersatz der KKW jedoch nur 16.8% aus!
8. Die notwendigen saisonalen hydraulischen Pumpspeicher, welche für diese Kapazitäten gebaut werden müssten, sind in der Schweiz kaum mehr unterzubringen. Derart ausgelegte Pumpspeicher gibt es in der Schweiz bisher nicht. Pumpspeicher, welche betrieblich völlig frei verfügbar sein müssen und die Eigenart aufweisen, dass deren Pumpleistung rund das 9-fache der Turbinenleistung betragen müsste.
9. Man muss auch darauf hinweisen, dass weitere diskutierte Zwischenspeichermethoden eine um Grössenordnungen schlechteren Wirkungsgrad

aufweisen als die Hydrospeicherung: Bei Power to gas to power (P2G2P) muss man mit 75% bis 80% Verlusten rechnen (die Anlagen werden nicht immer im optimalen Auslegungspunkt betrieben!). D. h. die zu installierende PV Leistung nimmt nochmals gewaltig zu, für den KKW Ersatz beispielsweise bis 57 GW.

10. Batterien (im Netz) eignen sich nicht zur Leistungsspeicherung, sondern wie die Erfahrungen vom EKZ zeigen, eignen sich ausschliesslich als Elemente zur Netzstabilisierung.

Konklusion: Irgendwie hat sich Herr Normann bereits beim KKW Ersatz um eine Grössenordnung verrechnet!

III. Elektro- Mobilität im Individualverkehr:

1. Nordmann stellt sich vor, dass der gesamte auf Elektroantrieb umgestellte Individualverkehr dereinst zu 100% aus PV Quellen versorgt wird.
2. Solches wird wohl bestenfalls für den Betrieb von PW's in Frage kommen, für Nutzfahrzeuge ist Batteriebetrieb kommerziell nicht vertretbar. Eine sinnvolle Versorgung für Transportfahrzeuge würde erst mittels «Power to gas» (P2G) machbar, sei dies mit synthetischem Methan oder auch mit Wasserstoff¹.

Ende 2019 hatte die Schweiz einen Bestand an Strassenfahrzeugen von rund 6.2 Mio. Davon waren 91.4 % Personenwagen und Motorräder, rund 0.54 Mio Nutzfahrzeuge.

3. Ein üblicher 40 Tonnen LKW hat ein Tankvolumen um die 450 Liter, was einer Treibstoffmasse von rund 360 Kilogramm entspricht. Eine Batterie, welche dem Nutzfahrzeug zu derselben Reichweite, wie die 450 Liter (unter Sommer-Konditionen) verhilft, hat eine Masse von etwa 10 Tonnen, d.h. die rund 9,6 Tonnen Differenz gehen voll zulasten der Nutzlast (oder besserer Term in englisch "Payload")
4. Es ist schon korrekt den Wirkungsgrad des Antriebsstranges eines E-Mobils mit rund 96% anzunehmen (ergibt sich aus rund 2% elektrischen Verlusten und rund 2% Getriebeverlusten und hängt auch etwas vom Fahrzyklus ab). Das ist jedoch nur die halbe Wahrheit. Ein Fahrzeug mit Verbrennungsmotor hat die gesamte Einrichtung zur Umwandlung chemischer Energie in mechanische Energie an Bord. Ein E-Mobil ist auf vorgelagerte Systeme angewiesen, welche den Strom zur Ladung der Bord-Batterien bereitstellt. Zum Vergleich der effektiven Wirkungsgradgrade muss derjenige des Gesamtsystems mit dem eines konventionellen Fahrzeugs verglichen

¹ Der Autor erachtet die breite Anwendung von NG (synthetisches Methan) als Treibstoff für Nutzfahrzeuge im als die im gegebenen Zeitrahmen umsetzbare Alternative. Eine Verteilinfrastruktur ist vorhanden, diese müsste allerdings deutlich ausgebaut werden und zusätzlich als grosser Brocken, Gaslager für Dunkelflauten und besonders grosse Volumen zur saisonalen Speicherung. Obwohl H₂ einen um den Faktor 2.4 höheren Heizwert als Methan hat (= Mass für Energiedichte) und daher für den Antrieb von Fahrzeugen interessant ist, müsste zu dessen breiter Verwendung eine völlig neue Infrastruktur aufgebaut werden. Diese muss besonders auch höchsten Sicherheitsanforderungen genügen, da extrem flüchtig und hochexplosiv. Leckagen stellen eine besondere Anforderung an die Materialtechnologie. Ebenso müssten wie für Methan grosse Speicher gebaut werden. Beide Treibstoffe eignen sich sehr gut für den Betrieb herkömmlicher Verbrennungskraftmotoren.

werden² (siehe dazu CCN Blog "[Elektromobilität im Individualverkehr - Quo Vadis?](#)", Autor: Emanuel Höhener, Oktober 2018 und da besonders Tabelle 2.)

5. E-Mobile werden in der Regel kaum zur Zeit der PV Mittagsspitze geladen, zudem, je nach Witterung gibt es eine solche gar nicht (was meistens der Fall ist). Also kann man vorsichtig annehmen, dass ein E-Mobil Ladevorgang zu 85% über ein Netz oder eine zusätzliche Zwischenspeicherung erfolgen muss.
6. Mit den effektiven Verbrauchswerten der E-Mobilität kann man annehmen, dass der Energie-Verbrauchswert vom Landverkehr 59,4 TWh auch für den elektrifizierten Verkehr repräsentativ ist (die Einwirkungen der unterschiedlichen Fahrzyklen zu Sommer- und Winterkonditionen mit einbezogen sind). Ferner gehen wir von der Annahme aus, dass die jährliche Fahrleistung des Individualverkehrs bei 15'000 km/Jahr liegt, jene des Nutzverkehrs bei 100'000 km/Jahr. Somit beträgt der gewichtete Verbrauchsanteil für den Individualverkehr 61.5% oder 36.5 TWh und derjenige des Nutzverkehrs 22.9 TWh. Für letzteres wird angenommen, müsste über P2G2P Prozess mit Treibstoff versorgt werden.
7. Der Speicherwirkungsgrad für E-Mobil Direktversorgung wird mit 75% angenommen, derjenige für Versorgung über Zwischenspeicherung mit 56% (aus $0.75 \cdot 0.75$). Der Umwandlungsprozess P2G2P arbeitet mit einem Wirkungsgrad von 20%.
8. Die entsprechend zu installierende PV Leistung wäre dann:

8.5	GW für Direkteinspeisung in Fahrzeugbatterie
54.9	GW für Speisung über Zwischenspeicherung
34.0	GW zur Versorgung der Nutzfahrzeuge über P2G2P
total:	
97.4	GW

Nicht eingerechnet sind hier die Leistungsaufwendungen für die absolut notwendige Speicherung der Gase. Diese ist stark abhängig von den anzuwendenden Drücken, könnte jedoch teilweise durch Installation von Kompressor- Expander- Einheiten wieder rekuperiert werden.

Anmerkung: Man könnte den Energiebedarf der E-Mobilität durch eine "bottom up" Analyse zusätzlich verifizieren. Mit grosser Wahrscheinlichkeit weichen die zu erwartenden Werte nicht gross von den obigen Annahmen ab (siehe dazu [CCN Blog "Elektromobilität im Individualverkehr - Quo Vadis?", Autor: Emanuel Höhener, Oktober 2018](#)).

9. Diese Überlegungen zeigen, dass der Bedarf an PV Leistung zur Sicherstellung der Strom- Versorgung und zur Gewährung der E-Mobilität um **Grössenordnungen unterschätzt** wird.

² Der Umrechnungsfaktor für den Verbrauch in kWh pro 100 km zu Liter pro 100 km beträgt 1.074

10.

IV. Dekarbonisierung des Gebäudebereiches:

1. Man darf davon ausgehen, dass bis 2050 noch etwa die Hälfte der Häuser mit Gasheizung ausgerüstet sein werden. Dies auf Grund der Bausubstanz, welche technisch noch immer nur diese Heizungsart zulässt. Gas das über einen P2G Prozess hergestellt wird.
2. Ausgehend vom gegenwärtigen Energieaufwand mit Heizöl und Erdgas im Umfang von 62.1 TWh pro Jahr würde demnach je die Hälfte durch synthetisches Gas und Wärmepumpen aufgebracht werden.
3. Eine Gas- Synthese (inkl. Aufwand für Kompression) arbeitet mit einem Wirkungsgrad von rund 50%. Zur Erzeugung von 31 TWh Gas müssten folglich 57 GW an PV Leistung installiert werden.

Es muss hier darauf hingewiesen werden, dass über 2/3 dieser PV Energie im Sommerhalbjahr erzeugt wird, jedoch zu 100% im Winterhalbjahr gebraucht wird. Folglich müssten entweder grosse zusätzliche Stromspeicher oder – eher angebracht – grosse saisonale Gas-Speicher erstellt werden, ein Novum für die Schweiz.

4. Für die Anwendung von Wärmepumpen darf man davon ausgehen, dass der Energieaufwand etwa 40% desjenigen fossiler Gebäudeheizung ist. Netto müssten somit 12 TWh Energie bereitgestellt werden, wozu folglich 26 GW PV Leistung zusätzlich installiert werden müsste.
5. Zur Sicherstellung der Dekarbonisierung des Gebäudebereiches müssten demnach weitere 83 GW an PV Leistung installiert werden!

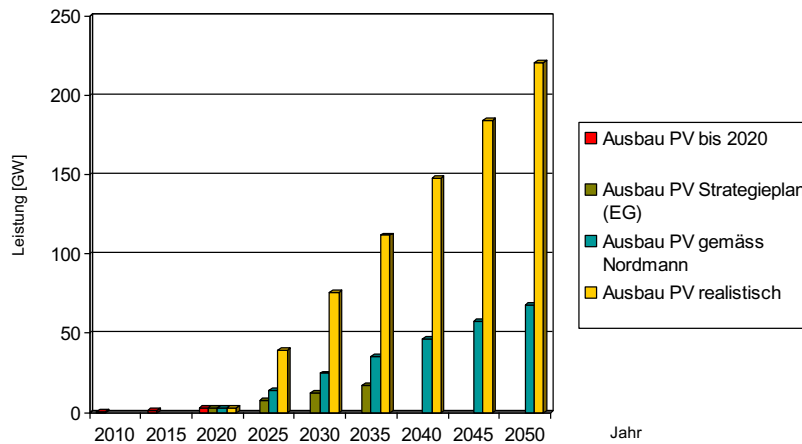
Zusammenfassung:

Um den Nordmann'schen Anspruch der vollständigen Dekarbonisierung von Landverkehr, Gebäudebereich und zusätzlich den qualitativ gleichwertigen Ersatz gegenwärtigen Leistung der Kernkraftwerke zu gewährleisten, müsste in PV Leistung in der Grössenordnung von

221 GW

installiert werden. Das sind 325% über der von Nordmann errechneten 51 GW addiert mit den bereits verpflichteten 17 GW (siehe dazu Abschnitt b.5). Eine Aufteilung stellt sich folgendermassen dar:

PV Leistungsaufbau gemäss den verschiedenen Szenarien



Höhener, Okt. 20

Diagramm 2

Für den Ersatz der KKW Leistung notwendige PV Leistung: 41 GW
 E- Mobilität Landverkehr, notwendige PV Leistung: 97 GW
 Umstellung Gebäudebereich gemäss Annahmen, notwendige PV Leistung: 83 GW

Bereits Nordmann sieht nach seinem Ausbauplan die Zielsetzung als äusserst anspruchsvoll, daher will er diesen bis 2050 erstrecken! **Die Frage nach der Umsetzbarkeit eines realen Plans zur Erfüllung des Dekarbonisierungsanspruchs stellt sich in voller Schärfe!**

	Zeitraum	jährlicher Leistungs- Zubau PV in GW
real bisher	2010 bis 2020	0.27
Strategie Plan (ES2050)	ab 2020 bis 2035	0.9
Nordmann Plan	ab 2020 bis 2050	2.2
realistisches Szenario	ab 2020 bis 2050	7.3

Tabelle 1: Notwendiger jährliche PV Leistungszubau (linear)

Die PV Nutzfläche, welche dazu gebaut werden müsste, wird mit 2'000 km² berechnet, mit einer Toleranzmarge von +/- 15% (abhängig von Aufstellort und -Lage). *Zum Vergleich: Fläche des Kanton Zürich: 1'792 km².*

Zudem mag interessieren, wieviel an Strom- Speicherkapazität zur Pufferung (kurzfristige Umlegung) und saisonale Speicherung zugebaut werden müsste

Auch muss darauf aufmerksam gemacht werden, dass die Berechnungen für den Status quo des Energieverbrauch gemacht wurden. Wir haben auf Grund der Bevölkerungsentwicklung (Quelle: BFS Szenarien, median) im Jahr 2018 abgeschätzt, dass bis 2035 der Strombedarf der Sektoren Dienstleistung und Haushalt zusammen um 14.6% zulegen wird. Demzufolge

wären für den Ersatz der KKW 14.6% mehr an PV Leistung zu installieren, womit diese Position auf 47 GW zunehmen würde.

Abschätzung des Bedarfs an Speicherkapazität:

Der Ersatz der KKW Kapazität ist mit relativ mit vernünftigen Ansätzen abschätzbar. Verlässliche Werte für den saisonalen Verbrauch stehen zur Verfügung.

Betreffend E-Mobilität ist dies bereits komplexer, mehrere Einflussfaktoren, zu welchen Erfahrungswerte fehlen, müssen angenommen werden. Aus den breiten Feldversuchen mit E-Mobilen (siehe Anmerkung und Verweis unter Abschnitt III.4 bis III.7) hat ein Elektrofahrzeug bei kalter Witterung ein Energieverbrauch, der bis zu 50% über dem Sommerverbrauch liegt. Ich gehe von der Annahme aus, dass die saisonale Verbrauchsverteilung dieselbe ist, wie für den herkömmlichen allgemeinen Verbrauch (gemäss Diagramm 1).

Weiter habe ich angenommen, dass die Nutzfahrzeugflotte ausschliesslich mittels synthetischem Gas betrieben würde. Auch da ist ein saisonaler Ausgleich von Produktion zu Verbrauch notwendig, jedoch dürfte dieser deutlich flacher verlaufen, angenommen werden 3/5 des normalen Sommer - Winter Ausgleichs.

Betreffend Gebäudesektor stellt sich der Sachverhalt nochmals anders dar. Ich gehe davon aus, dass 90% der Sommerproduktion in die kalte Jahreshälfte verlagert werden muss. Wie bereits erwähnt muss darauf geachtet werden, dass die P2G Anlagen über das Jahr kontinuierlich in Betrieb sind (gilt auch für die Applikation P2G2P für Nutzfahrzeuge). So ist davon auszugehen, dass Stromspeicherung primär im Kurzfristbereich stattfindet (Pufferung) die saisonale Umlagerung jedoch ausschliesslich über Gasspeicher.

	Elektrische Speicher [TWh]		Gas Speicher [TWh]
	saisonal	kurzfristige Pufferung (angenommen intra Monatsausgleich inkl. 10% Marge)	saisonal
KKW Ersatz	7.7		
Landverkehr: * E-Mobil * Nutzfahrzeug (P2G2P)	8.3	3.1 1.5	
Gebäudebereich: * Wärmepumpen * Gasheizung (syn. Gas)	10.8	0.2 0.5	27.9

Tabelle 2: Grobe Abschätzung des Speicherbedarfs

Für die saisonale Speicherung / Umlagerung wäre demzufolge im elektrischen Teil eine hydraulische Kapazität (Pumpspeicher) von 26.8 TWh zuzubauen!

Anmerkung: Die saisonale Energiespeicher- Kapazität der Grand-Dixance Anlage beträgt 2.2 TWh!

Konsequenterweise werden auch die Gesamtkosten des Systems unterschätzt. Es ist anzunehmen, dass dies bewusst geschieht, mit dem Ziel, den Stimmbürgern die Energiewende doch noch irgendwie schmackhaft zu machen.

Silvio Borner und ich haben dies für die Option KKW Ersatz in Kombination mit notwendiger Hydrospeicherung detailliert untersucht (siehe u. a. Weltwoche 03/10 vom 17. Januar 2019: "Kernkraft gegen Sonne").

Dabei haben wir folgendes angenommen:

- nebst PV Leistung auf jährlich 11.4 TWh wurde auch der gemäss BfE geplante Windkraftausbau mitberücksichtigt (2.2 TWh Jahresproduktion bis 2035).
- Stromverbrauchswachstum (ohne Landverkehr- und Gebäude- Dekarbonisierung) wurde berücksichtigt.

Folgende Investitionskosten- Struktur zum Ersatz der bestehenden KKW Kapazitäten haben wir errechnet:

Zeitraumen	Investitionskosten in Kernkraftanlagen der Gen IV (*) [MCHF]	Investitionskosten in NEE Anlagen (PV & Windkraft) inkl. notwendige Systeme. [MCHF]
bis 2035	ca. 18'000	ca. 94'000
weiter 2035 bis 2050	ca. 8'000	ca. 33'000
Total bis 2050	26'000	127'000

*Erfahrungswerte KKW in Asien

Tabelle 2: Investitionsbedarf für KKW Ersatz bis 2050

Man muss /sollte sich auf Erfahrungswerte beziehen, wo solche Anlagen regelmässig und in markanter Zahl gebaut werden, d.h. der Umgang mit der Technologie und deren Bau-Projektierung und Ausführung tägliche Praxis ist. In Europa ist man diesbezüglich ins Hintertreffen geraten, Erfahrung in Planung und Bau (inkl. Personal) gingen verloren.

Man könnte als weitere thermische Alternative auch eine Kostenberechnung für Gas- und-Dampf-Kombikraftwerke (GuD) machen, die mit synthetischem (PV- generiertem) Gas CO₂ neutral betrieben würden. Die Berechnung der zusätzlichen PV Kosten wie auch der GuD-Anlagekosten wären relativ einfach. Der grosse Posten für P2G Anlagen – die Kosten der

Strom- und Gasspeicherung – ist mangels Referenzen für solche industrielle Anlagen völlig offen.

Es ist zu berücksichtigen, dass es für P2G Anlagen zusätzliche Stromspeicher wie auch saisonale Gasspeicher braucht, denn um sich wirtschaftlich zu rechtfertigen, müssen sie übers Jahr kontinuierlich betrieben werden.

Ein "Stop und Go" Betrieb derartiger Anlagen mit Flatterstrom ist kaum möglich und würde abgesehen vom unwirtschaftlichen Betrieb hohe Wartungskosten verursachen. Auf Flatterstrom auslegen würde auch bedeuten, dass die P2G Anlagen auf Spitzenleistungen ausgelegt werden müssten, welche aber nur über sehr kurze Zeit auftreten.

Ähnliches gilt für den P2G2P Betrieb zur Landverkehr und Gebäudeversorgung. Landverkehr benötigt den Treibstoff kontinuierlich über das Jahr verteilt, zusätzliche Strom- und Gasspeicher sind notwendig. Die Gebäudetechnik hingegen benötigt das Gas beinahe ausschliesslich im Winterhalbjahr, grosse saisonale Gasspeicher sind ein Muss. Zur Abschätzung der Anlagekosten fehlen noch – wie bereits erwähnt – fundamentale Unterlagen. Jedoch eines ist sicher: Zum Nulltarif sind diese komplexen Systemkomponenten nicht zu haben.

Anmerkungen:

Der Erntefaktor (ERoEI für Energy Returned on Energy Invested) liegt in unseren Breitengraden für PV Anlagen sehr tief. Hauptgrund dazu ist die geringe Energiedichte und ein "Power Factor" von 0,1.³ Zusammen mit der absolut notwendigen Zwischenspeicherung wird der ERoEI Wert um 1 oder darunter liegen. **Das heisst, dass solche Systeme nicht nur ökonomisch nicht zu rechtfertigen sind, sondern physikalisch zu Nutzenergie-Senken werden.**

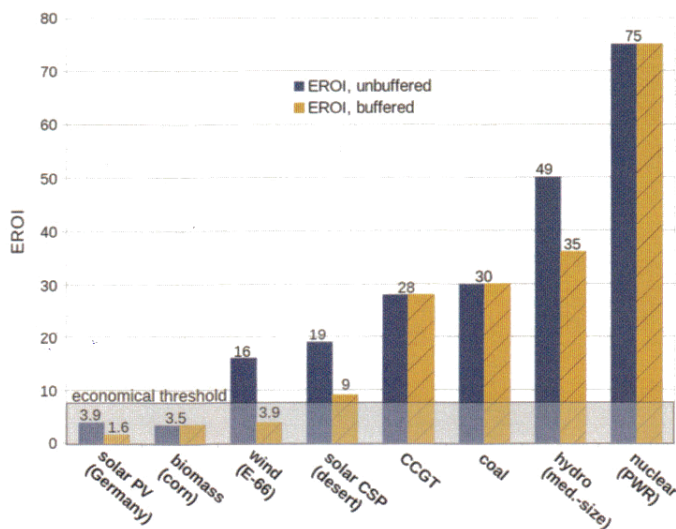


Diagramm 3

Ich möchte darauf aufmerksam machen, dass es sich bei der vorliegenden Analyse um eine Abschätzung von Grössenordnungen geht. In der Schweiz wurde in rund 120 Jahren eines

³ letzte aktuelle Analysen zeigen (A. Walch et al.; "Applied Energy", ELSEVIER, 2020), dass der power Factor für Anwendungen in der Schweiz eher bei 0.091 liegt.

der qualitativ besten und robustesten Strom- Versorgungssysteme der Welt aufgebaut. Seit Jahren nimmt die schweizerische Stromversorgung im Ranking des World Energy Councils, betreffend Versorgungssicherheit, Erschwinglichkeit und Umweltverträglichkeit den Spitzenplatz ein. Dies soll nun alles innerhalb der kommenden 30 Jahre völlig umgekippt werden. Verlässlich planbare Produktions-Methoden (Anlagentypen) sollen im grossen Stil durch Systeme ersetzt werden, deren Produktion hochgradig von Sonnenstand, Wetter und Saison abhängt, also nur sehr eingeschränkt planbar ist. Dies gilt sowohl für jeden einzelnen Tagesablauf, sowie auch über den Jahresverlauf.

Kritisch ist dies nicht einzig aus Sicht der Produktion. Der Netzsicherheit muss bei derartigen Eingriffen höchste Aufmerksamkeit beigemessen werden. Themen wie der Reservehaltung (für Programmabweichungen lastseitig), statische Netz- Stabilität und besonders der dynamischen Stabilität ist höchste Aufmerksamkeit zu widmen. Ich habe mich darüber bereits verschiedentlich mit Vertretern von China Grid, den Betreibern des weltgrössten Elektrizitätsnetzes unterhalten. Sie äussern sich sehr klar: Mehr als rund 13% bis 15% Flatterstrom in einem Netz geht nicht. Bereits zur Glättung solch geringer Einflüsse ist der Aufbau eines ausgedehnten Speicher- und Puffersystems unerlässlich.

Es ist einleuchtend, dass für eine Arbeit wie der Vorliegenden Annahmen über Systemzusammenhänge getroffen werden müssen. Besonders ins Gewicht fällt die Systemeinbindung der Flatterstromproduktion. Die Erfahrungsdatenbasis dazu ist einfach noch zu mangelhaft. Dennoch wurde versucht, dies mit grossmöglicher Sorgfalt mit verifizierbaren und realitätsnahen Annahmen durchzuführen.

Ich bin mir voll bewusst, dass meine Resultate mit einer Fehlermarge von +/- 10% behaftet sein werden. Dies ändert jedoch nichts an der Grössenordnung der Abweichung gegenüber den schönen Versprechungen Nordmanns.

Höhener, Sept. 2020