

Energiesparmaßnahmen zur Reduzierung der Abhängigkeit

Beitrag von „Arianndi“ vom 2. Februar 2025 22:21

Ich habe für die französischen Kraftwerke keine Vollaststunden gefunden. Deine Angabe ist aber unrealistisch. Zu dem Schweizer AKW habe ich zwar die genaue Anzahl auch nicht gefunden, aber im Nachhaltigkeitsbericht 23 steht:

Die Anlage wurde 2023 mit Ausnahme der 29-tägigen Jahresrevision und zwei Lastreduktionen mit maximal möglicher Leistung betrieben. Am 26. August 2023 fuhr eine Abfangklappe im konventionellen

Teil der Anlage bei den Dampfturbinen im ungestörten Vollastzustand fehlerhaft zu ... und die Leistung der Anlage auf 500

Megawatt abgesenkt. ... Durch die Störung wurde der Vollastzustand während knapp 6 Stunden unterschritten, und es entstand ein Produktionsausfall von 2,6 Vollaststunden. Am 20. November 2023 wurde ... und die Leistung der Anlage durch die Begrenzungsmassnahmen auf 285 Megawatt abgesenkt. Durch die Störung wurde der Vollastzustand während gut 3 Stunden unterschritten, und es entstand ein Produktionsausfall von 1,7 Vollaststunden.

Rechnest du das grob aus, ergeben sich ca. 8000 Vollaststunden, wie es auch die übliche Rechnung ist.

Die EE produzieren mittlerweile bereits 20% ihres Stroms zu negativen Preisen. Tendenz steigend. Würden sie nach Markt vergütet, würden sie abfahren und die Investitionskosten müssten auf entsprechend weniger Stunden umgelegt werden. Ihre Gestehungskosten würden dadurch um 1/20% = 25% teurer.

Der Kostenvergleich ist unseriös. Weder mit Kernkraft noch mit EE kann man alleine versorgen. Solar ist im Winter, wo der Bedarf hoch ist, kaum verfügbar. Möglichkeiten Strom vom Sommer in den Winter zu transferieren existieren in Wirklichkeit nicht. (Wasserstoffstrategie ist auf PowerPoint-Niveau und außerdem offensichtlich viel teurer als ein AKW). Im Januar-Februar gibt es immer mal solche Szenarien (das rote ist die Last, unten was unsere sämtlichen Wind- und Solaranlagen liefern, aus BNetzA-Smard).

[Blockierte Grafik: <https://pbs.twimg.com/media/Ghg8rbmX...pg&name=900x900>]

Wie sich die Versorgung im Moment darstellt, kostet Wind-auf-Land nach aktuellen Ausschreibungsergebnissen 7,3 ct/kWh, Solar-Freifläche ca. 5 ct/kWh und Solar-Dach 9 ct/kWh.

Dem stehen Markterlöse der verschiedenen Erzeuger-Einspeiseprofile in 2024 von bei Kernkraft 7,946 ct/kWh (Band), Solar 4,624 ct/kWh, Wind-auf-See 6,777 ct/kWh und Wind-an-Land 6,293

ct/kWh entgegen. Siehe

<https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien/Netztransparenz/Netztransparenz-bericht>

Dabei verliert der Marktwerkt der EE-Einspeiseprofile gegenüber dem Durchschnittspreis der Börse jedes Jahr an Wert. Niemand braucht noch mehr Strom um 12 Uhr mittags. Umgekehrt wird die Residuallast, also die Last, die nach Abzug der EE zu decken bleibt, relativ immer teurer, d.h. immer schwerer darzustellen.

Der EE-Strategie sind weiterhin enorme Netzkosteninvestitionen zuzurechnen. Die Bundesnetzagentur und der Bundesrechnungshof erhöhten vor Kurzem die Kostenprognose auf 500 - 600 Mrd. Investitionsvolumen bis 2045. Trotz einer durch Deindustrialisierung gesunkenen Netzlast (unser Gesamtenergieverbrauch ist durch den Stillstand praktisch aller energieintensiven Industrien auf den Stand von 1969 gesunken).

Insgesamt ist die EE-Strategie sehr teuer. Das zeigt sich auch darin, dass wir die teuersten Strompreise Europas haben. Kernkraftwerke sind in Europa auch zu teuer. In Asien kriegen sie es aber hin. Das liegt zum Teil daran, dass wir verlernt haben, wie das geht. Das nächste wird bei den Franzosen auch billiger werden.