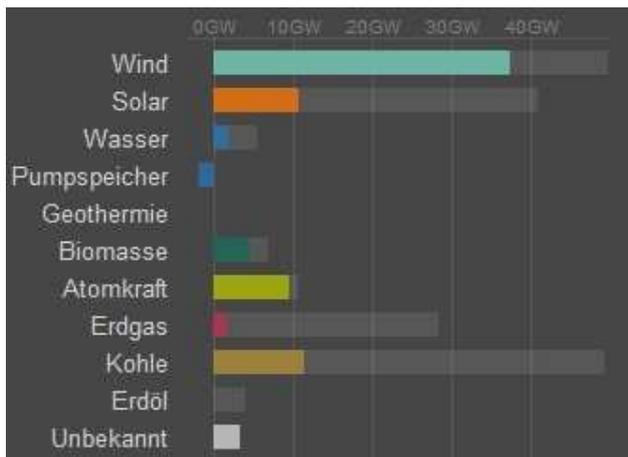
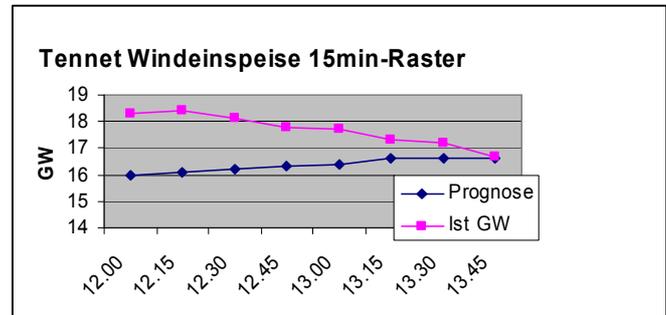


## 45-Prozent-Dampfkraftwerk-Regel (von Sturm Xavier 2017 erneut bestätigt)

Für eine stabile Netzbetriebssituation müssen **permanent 45%** (Faustformel) der anstehenden Leistung aus großen Synchrongeneratoren kommen (rotierende Massen). Diese müssen außerdem in einem Leistungsbereich hoher Regelgeschwindigkeit arbeiten, der je nach Bauart und Typ bei 30 – 80% der Nennleistung liegt (\*). Sturm Xavier hat den Windmüllern volle Taschen gebracht **und die Regel bestätigt**.



Dampfkraftwerke sind unverzichtbar. Pumpspeicher sind ungeeignet, da sie im Reaktionsbereich bis 2 min nicht liefern können – es sei denn sind bereits in Betrieb (und dann natürlich schnell leer gelaufen)



## Schnappschuss Gesamt-Deutschland um 12.30Uhr - 15min-Leistungsprofil der Regelzone Tennet

Lastgang-Schnappschuss bei Sturm Xavier am 5.10 um 12.30 Uhr	
Wind	36,8
Voltaik	10,6
Summe Volatil	47,4
Konventionell	32,4 KK, Kohle, Gas, Hydro, Sonst.
Summe	79,8 inkl F=> ENBW
Last	66,1
Export + PSP-Laden	13,7 AT, CH, CZ, DK, NL, PL
Anteil Konv. an Last (%)	49,0

**Export für Sicherstellung Momentanreserve**

Tennet-Zahlen bestätigen erneut, dass Wind-Prognose nicht zuverlässig ist.

Dass Agora behauptet, es würde der Kohlestrom exportiert, ist eine schlicht unseriöse Aussage.

## 36,8 GW Windkraft, Last 66 GW

Konventionelle Kapazität wurde der Last-Situation angemessen zur Netzsicherstellung geordert. Mit 49% hat man der Risikosituation des Sturms Rechnung getragen. Daraus resultierte ein Leistungsfluss (Export) von 13,7 GW in ausländische Regelzonen für eine ausgeglichene Netzsituation. Man schaltet also die EE-Erzeuger nicht ab, weil keine Gefahr im Verzuge ist, weil man wiederum den Strom über die Kuppelstellen ins Ausland schiebt.

-- Was wäre, wenn diese Länder ebenfalls den deutsche EE-Leistungsanteil hätten und Wind?  
-- ganz einfache Problemlösung: Änderung des EEG Regelzonen-Betreiber verpflichtet werden, EEG-Anlagen in zur Preisstabilisierung hinreichender Größenordnung abzuschalten und damit den Weg für die Ausfallzahlungen an die Anlagenbetreiber mandatorisch zu machen, sobald der Phelix/EEX-Preis im Day-Ahead unter den gleitenden Durchschnitt der letzten 7 Tage fällt (derzeit ca. 37 EUR/MWh). Damit wäre der Spuk zu Ende, das dem von den deutschen Verbrauchern über das EEG teuer bezahlten Nonsense-Strom aus Wind, Voltaik und Biogas auch noch Zahlungen an die Nachbarstaaten hinter her geleistet werden, damit diese die Kuppelstellen an den Grenzen nicht abschalten.

## Ausbaugrenze EE erreicht: Anteil > 35% im Jahressaldo heißt häufige Blackouts.

Bei der Momentanreserve (MR) für die ersten wenigen 100 Millisekunden sind zwei Funktionen essentiell: a) rotierende Massen und b) Granersches Patent – seit 1930 im Einsatz:  
Durch die Art der Erreger-Paketwicklung im Synchron-Generator in Verbindung mit Material und Anlage der Fe-Materialien ist der Generator darauf ausgerichtet, im Kurzschlussfall hinreichend Wirkstrom zu liefern bzw. bei Spannungseinbruch unter in Kaufnahme erhöhten Drehgeschwindigkeitsverlustes eine sprunghafte Leistungssteigerung zu bewirken, bis die Primärreserve greift. Ohne diese Funktion lässt sich ein Netz nicht stabil halten. Auch die dazu propagierte Smartgrid-Regelung löst das Problem nicht, weil sie den Fall n-1 nicht abfängt. Batteriespeicher würden nur bei der Momentanreserve helfen, wenn man damit 45% sicherstellt. Nach wenigen 100 msec müssen Primär- bzw. dann die Sekundärreserve greifen, die wiederum nur von Dampfkraftwerken erbracht werden kann. (partielle Substitution der MR durch Batterie/Elektronik machbar)

(\*) Gas-Kraftwerke scheiden - obwohl (überwiegend) Dampfkraftwerke – aus, da sie für Dauerbetrieb wegen der hohen variablen Kosten (Faktor 3 gegenüber Kohle) und insbesondere auch wegen der ungesicherten Gas-Verfügbarkeit nicht geeignet sind. So hat z.B. die US-Netzagentur FERC (in den USA ist Gas sehr viel preisgünstiger) diesen Punkt explizit kaufmännisch geregelt.