

---

# SONNENFINSTERNIS AM 20. MÄRZ 2015 - AUSWIRKUNGEN AUF DIE SYSTEMSTABILITÄT DER DEUTSCHEN STROMVERSORGUNG

## BERICHT

---



Niklas Kreifels, Sven Killinger,  
Johannes N. Mayer, Björn Müller,  
Christof Wittwer, Bruno Burger,  
Werner Roth, Wolfgang Biener

Fraunhofer-Institut für Solare  
Energiesysteme ISE

Freiburg, März 2015

[www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)

© Fraunhofer ISE

 **Fraunhofer**  
ISE

---

# AGENDA

---

- Ergebnisse auf einen Blick
- Kapitel 1: Ziel der Studie und Einleitung
- Kapitel 2: PV-Erzeugung während Sonnenfinsternis
  - Simulationsverfahren
  - Prognose und Wahrscheinlichkeiten der PV-Leistung und der PV-Leistungsgradienten
- Kapitel 3: Analyse
  - Analyse des Status Quo der Stromerzeugung in Deutschland
  - Können Leistungsgradienten gefahren werden?
  - Auswirkungen aufs Verteilnetz
- Kapitel 4: Fazit

---

2

© Fraunhofer ISE



- Der Bericht ist in vier Kapitel gegliedert; vorher sind die Ergebnisse auf einen Blick dargestellt:
  - Zunächst werden das Ziel und die Leitfragen der Studie beschrieben
  - Im Anschluss erfolgt die Simulation der PV-Erzeugungsszenarien während der Sonnenfinsternis. Hier wird neben den Ergebnissen auch die Methodik des Simulationsverfahrens erläutert.
  - Im Kapitel Analysen, wird sowohl der aktuelle Status Quo bei der Stromerzeugung im Hinblick auf die auftretenden Leistungsgradienten analysiert, als auch die Auswirkungen auf das Verteilnetz.
  - Der Bericht schließt mit einem Fazit.

## Ergebnisse auf einen Blick

### Sonnenfinsternis am 20. März 2015

1. Durch die Sonnenfinsternis am 20. März können bei wolkenlosem Himmel PV-Leistungsgradienten auftreten, welche die Maximalwerte heutiger PV-Leistungsgradienten auf 15-Minuten-Basis um das 2,5-fache übersteigen.
2. Der konventionelle Kraftwerkspark ist technisch grundsätzlich in der Lage, die während der Sonnenfinsternis auftretenden Gradienten auszugleichen. Auch Windenergieanlagen und große PV-Anlagen sind technisch in der Lage, ihre Erzeugung in kürzester Zeit zu reduzieren und somit zur Systemstabilität beizutragen.
3. Eine Netzsimulation hat gezeigt, dass keine Schwierigkeiten auf der Nieder- und Mittelspannungsebene zu erwarten sind.
5. Erhöhte Aufmerksamkeit auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber bei den am Vortag festzulegenden Redispatch-Maßnahmen ist erforderlich. Auf Basis der Wetterprognosen kann dabei die zu erwartende PV-Leistung bereits berücksichtigt werden.

---

# AGENDA

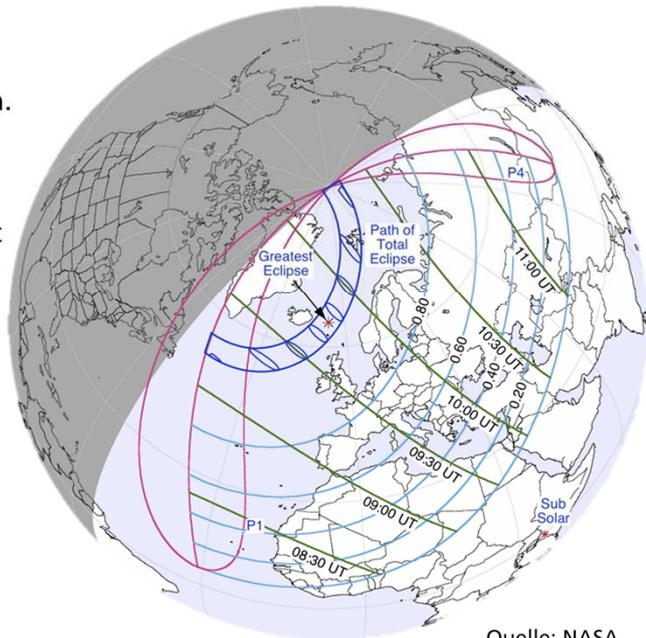
---

- Ergebnisse auf einen Blick
- Kapitel 1: Ziel der Studie und Einleitung
- Kapitel 2: PV-Erzeugung während Sonnenfinsternis
  - Simulationsverfahren
  - Prognose und Wahrscheinlichkeiten der PV-Leistung und der PV-Leistungsgradienten
- Kapitel 3: Analyse
  - Analyse des Status Quo der Stromerzeugung in Deutschland
  - Können Leistungsgradienten gefahren werden?
  - Auswirkungen aufs Verteilnetz
- Kapitel 4: Fazit

# Studie „Sonnenfinsternis 2015“

## Einleitung

- Am 20. März 2015 wird es in weiten Teilen Europas zu einer partiellen Sonnenfinsternis kommen.
- In Deutschland wird es im Zeitraum von etwa 09:30 -12:00 Uhr (Standort Berlin) zu einer teilweisen Abschattung kommen, in deren Spitze die Sonneneinstrahlung um bis zu 80% reduziert ist.



Quelle: NASA

## Studie „Sonnenfinsternis 2015“ Zu beantwortende Fragestellungen

- Kategorie 1 „Simulation und Ergebnisse“
  - Wie hoch werden die möglichen PV-Leistungsgradienten während der Sonnenfinsternis am 20. März 2015 sein?
  - Was sind deren Eintrittswahrscheinlichkeiten?
- Kategorie 2 „Analyse“
  - Welche Gradienten traten für die einzelnen konventionellen Technologien in der Vergangenheit auf?
  - Können durch die Sonnenfinsternis PV-Leistungsgradienten auftreten, welche die heutigen Gradienten übersteigen?
  - Gibt es ausreichend Erzeuger und Speicher (z.B. Pumpwasser, Gas und Kohle), die durch rechtzeitigen Eingriff die auftretenden PV-Gradienten ausgleichen können?
  - Welche netzseitigen Auswirkungen hat die Sonnenfinsternis?

6

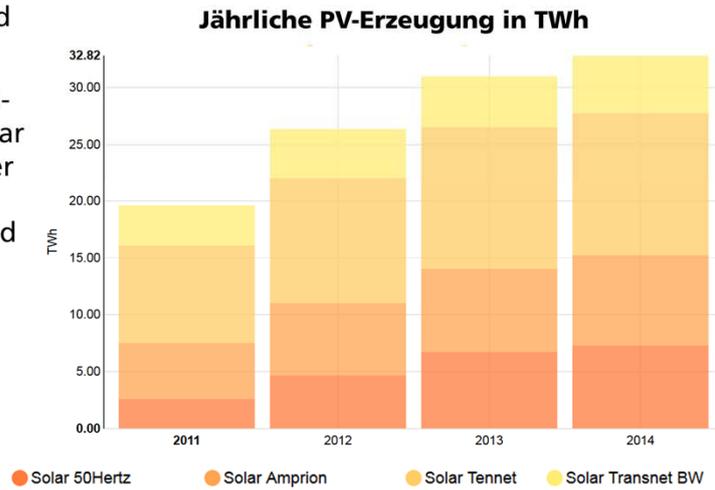
© Fraunhofer ISE

 **Fraunhofer**  
ISE

- Es sind sechs Fragestellungen, die wir in dieser Studie zur Beantwortung der Thematik behandeln.
- Diese lassen sich in zwei Kategorien einteilen (s. oben).
- Die Beantwortung der Fragestellungen befinden sich auf den kommenden Folien und im Fazit.

# Daten zur Photovoltaik in Deutschland

- Die installierte Photovoltaik Leistung in Deutschland beträgt im Januar 2015 rund 38,4 GW.
- Nach Daten der Bundesnetzagentur (BNetzA) vom Januar 2014 entfallen rund 24% der installierten Leistung auf Freiflächenanlagen und rund 76% auf Hausdachanlagen.



Quelle: Fraunhofer ISE, [www.energy-charts.de](http://www.energy-charts.de)

# Stromproduktion in der Woche 11 im März 2014

## Regelung bei Braunkohle und Uran am WE

### Stromproduktion in Deutschland in Woche 11 2014

Hinweise

#### Datumsauswahl

Jahr: 2014

Monat: -

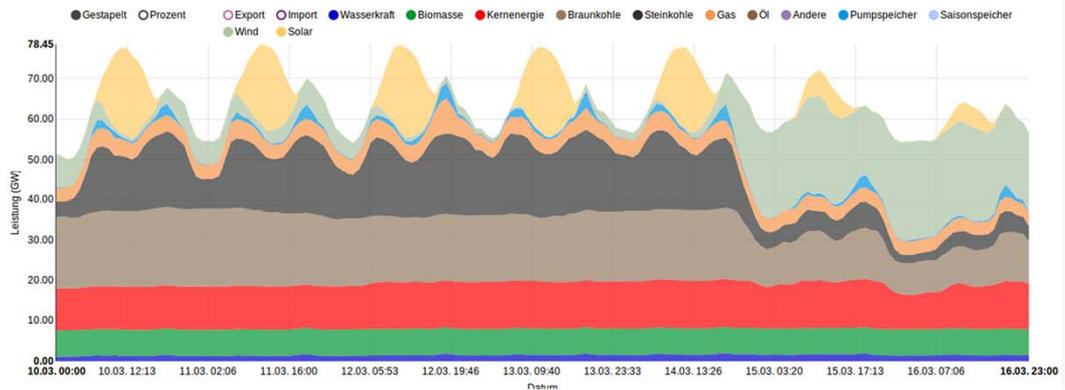
Woche: 11

Konv. >100MW

alle Quellen

Solar + Wind

drucken



- Aufbereitung und Visualisierung von Stromdaten (Fraunhofer ISE [www.energy-charts.de/](http://www.energy-charts.de/))
- Korrekturfaktoren und Ersatzwertbildung integriert (s. Webseite)

8

© Fraunhofer ISE

**Fraunhofer**  
ISE

- Beispielhaft ist in der obigen Graphik die Stromproduktion der Woche 11 im Jahre 2014 dargestellt:
- Man erkennt die fluktuierende, charakteristisch verlaufende PV-Erzeugung (gelb) und die fluktuierende Erzeugung von Wind (hellgrün).
- Größter Energieträger ist zur Zeit energetisch gesehen die Braunkohle (hellbraun).
- Es ist zu erkennen, dass am Wochenende insbesondere Gas- (orange) und Steinkohlekraftwerken (schwarz) ihre Erzeugung entsprechend der Anforderungen regeln. In geringerem Maße tragen auch Braunkohlekraftwerke (hellbraun) und Kernkraftwerke (rot) zur Regelung bei.

---

# AGENDA

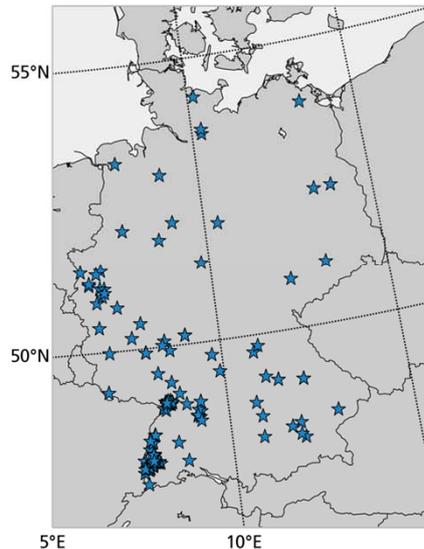
---

- Ergebnisse auf einen Blick
- Kapitel 1: Ziel der Studie und Einleitung
- Kapitel 2: PV-Erzeugung während Sonnenfinsternis
  - Simulationsverfahren
  - Prognose und Wahrscheinlichkeiten der PV-Leistung und der PV-Leistungsgradienten
- Kapitel 3: Analyse
  - Analyse des Status Quo der Stromerzeugung in Deutschland
  - Können Leistungsgradienten gefahren werden?
  - Auswirkungen aufs Verteilnetz
- Kapitel 4: Fazit

## Methodik zur PV-Leistungsermittlung

### Datengrundlage aus Fraunhofer ISE Monitoring (I)

- 160 PV-Anlagen mit 5-minütiger Leistungsmessung [W/kWp] (s. rechte Abbildung)
- 10.-30. März 2011-2014 = 84 Tage (21 Tage \* 4), um einen sehr großen Teil möglicher Wetterlagen zur Zeit der Sonnenfinsternis zu erfassen
- Datenverfügbarkeit > 99%



Quelle: Fraunhofer ISE

10

© Fraunhofer ISE

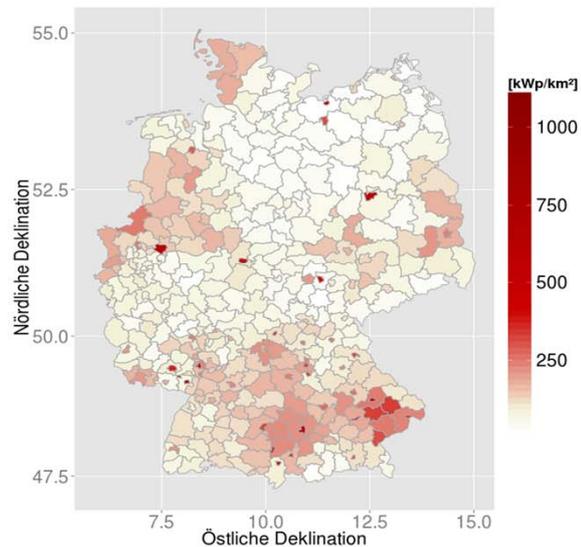
 **Fraunhofer**  
ISE

- Nachdem im vorherigen Kapitel ein aktuelles Bild der PV und des konventionellen Kraftwerkparcs gezeichnet worden ist, wird im Folgenden die Methodik zur Simulation der PV-Erzeugung während der Sonnenfinsternis beschrieben. Hierfür werden regional verteilte und zeitlich hochaufgelöst gemessene Leistungszeitreihen von PV-Anlagen herangezogen und diese in ein Hochrechnungsverfahren eingebunden. Das Hochrechnungsverfahren soll nun in zwei Schritten erläutert werden: Erstens die Datengrundlage, zweitens die Hochrechnung selbst:
- Zunächst zur Datengrundlage:
  - Es werden gemessene Leistungszeitreihen von 160 PV-Anlagen in 5-minütiger Auflösung aufbereitet. Diese Daten entstammen den umfangreichen Monitoring-Aktivitäten des Fraunhofer ISE.
  - Die Graphik zeigt die Verteilung der PV-Anlagen. Die Verteilung ist über ganz Deutschland gegeben, wobei jedoch der Großteil der Anlagen sich im Süden und Westen Deutschlands befindet.
  - Es werden 84 Tage herangezogen; jeweils der 10. bis 30. März der Jahre 2011 bis 2014. Der Zeitraum wurde gewählt, um einen sehr großen Teil möglicher Wetterlagen zur Zeit der Sonnenfinsternis 2015 zu erfassen.
  - Die Datenverfügbarkeit beläuft sich dabei auf über 99 %.

## Methodik zur PV-Leistungsermittlung

### Datengrundlage aus Fraunhofer ISE Monitoring (II)

- Regionale Verteilung der installierten PV-Leistung in Deutschland: flächenbezogene Darstellung ( $\text{kWp}/\text{km}^2$ ) – Stand: Okt. 2014



Quelle: Fraunhofer ISE

11

© Fraunhofer ISE

 **Fraunhofer**  
ISE

- ...weiterhin zur Datengrundlage:
  - Die regionale Verteilung der installierten PV-Leistung wird ermittelt. Hierbei werden Daten der Bundesnetzagentur herangezogen.
  - Die Graphik zeigt farblich die momentane regionale Verteilung von PV-Anlagen in Deutschland (Stand: Oktober 2014). Je dunkler die Farbe ist, desto größer ist die PV-Anlagendichte.

## Methodik zur PV-Leistungsermittlung Hochrechnungs-/Simulationsverfahren

- **Bestimmung der PV-Leistung**
  - Aufgelöst nach Stadt- und Landkreise (NUTS3-Ebene) durch räumliches Interpolationsverfahren der spezifischen 5-minütigen Leistungsdaten der 160 Anlagen und Multiplikation mit der installierten Leistung (s. Datengrundlage)
  - Für 84 reale Messtage (10. bis 30. März, für die Jahre 2011 bis 2014)
- **Kalibrierung und Validierung** des Hochrechnungsverfahrens an EEX-Daten
- **Reduktion der PV-Leistung** für jeden Märztag mit ortsspezifischem Dämpfungsfaktor der Sonnenfinsternis
  - Relative Verschattung der Globalstrahlung aus DWD-Daten abgeleitet (vgl. Köhler et al. 2015)
  - Berücksichtigung des nicht-linearen Zusammenhangs zwischen Globalstrahlung und PV-Leistung
  - Berücksichtigung der Modultemperatur

12

© Fraunhofer ISE



- Das Hochrechnungsverfahren:
  - Für jeden Stadt-/Landkreis wird die PV-Erzeugung für die 84 Szenarien (= 84 vergangenen Märztagen) in 5-minütiger Auflösung simuliert. Hierfür wird ein räumliches Interpolationsverfahren gebildet, in dem gewichtet die spezifischen 5-minütigen Leistungsdaten der 160 Anlagen mit der installierten Leistung multipliziert werden.
  - Danach findet eine Validierung anhand der Daten der europäischen Strombörse (EEX) statt.
- Einbindung des Verschattungsfaktors durch die Sonnenfinsternis:
  - Die relative Verschattung der Globalstrahlung während der Sonnenfinsternis wird aus Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) abgeleitet (vgl. Köhler et al. 2014).
  - Hierbei wird der nicht-lineare Zusammenhang zwischen der Globalstrahlung und der PV-Leistung mit berücksichtigt.
  - Ebenso wird die Temperatureinfluss auf die PV-Produktion berücksichtigt.
- Hierdurch kann nun ein sehr großer Teil möglicher Eintrittsszenarien der PV-Erzeugung für die Sonnenfinsternis in zeitlich hoher Auflösung (5-min) simuliert werden.

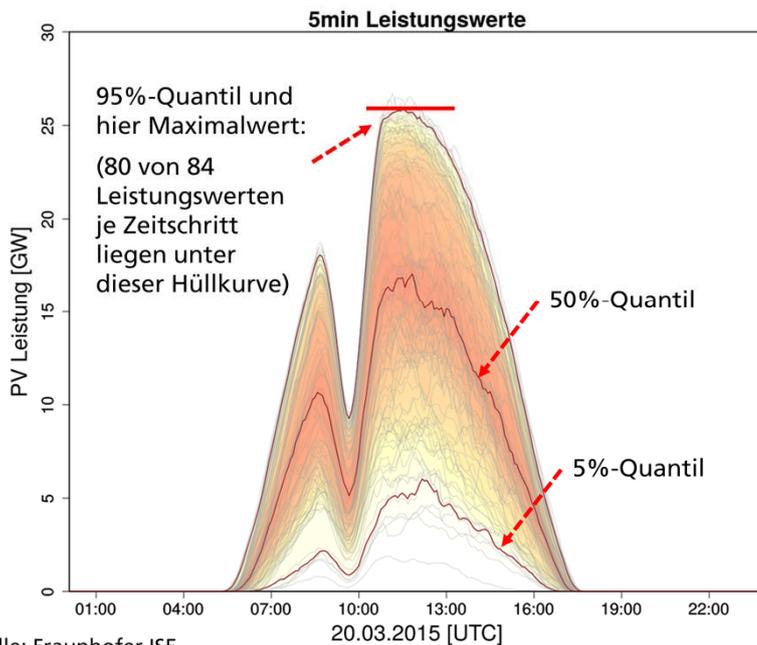
---

# AGENDA

---

- Ergebnisse auf einen Blick
- Kapitel 1: Ziel der Studie und Einleitung
- Kapitel 2: PV-Erzeugung während Sonnenfinsternis
  - Simulationsverfahren
  - **Prognose und Wahrscheinlichkeiten der PV-Leistung und der PV-Leistungsgradienten**
- Kapitel 3: Analyse
  - Analyse des Status Quo der Stromerzeugung in Deutschland
  - Können Leistungsgradienten gefahren werden?
  - Auswirkungen aufs Verteilnetz
- Kapitel 4: Fazit

## PV-Erzeugungsleistung am 20. März 2015 Simulation auf Basis von realen Messdaten (2011-2014)



- PV-Leistung Deutschlands:  
Sonniger Tag:  
18 GW, 9 GW, 26 GW
- 95%-Quantil: 95% der simulierten Leistungswerte gehören hierzu
- Jede graue Kurve entspricht einem von 84 Simulationsexperimenten
- Maximalwert der PV-Leistung ca. 26 GW zur Mittagszeit (38 GWp installiert)

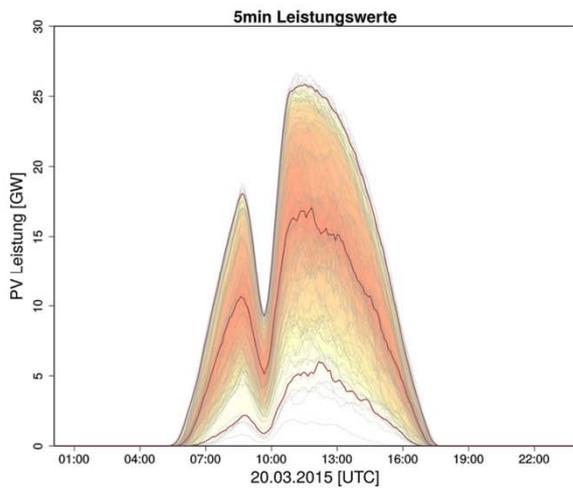
14

© Fraunhofer ISE

Fraunhofer  
ISE

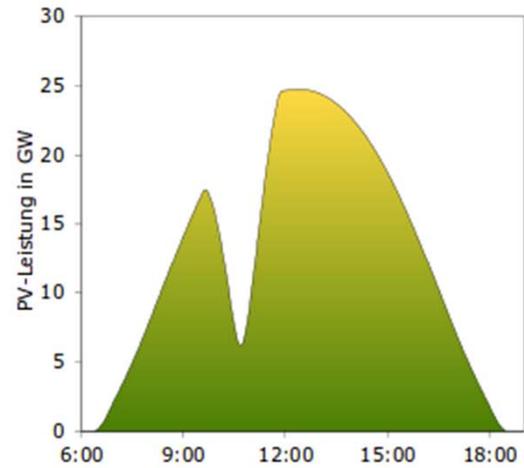
- Im Folgenden werden zunächst die während der Sonnenfinsternis möglichen PV-Erzeugungsverläufe aufgezeigt und danach die PV-Erzeugungsgradienten gebildet:
- In der Graphik werden nun die simulierten PV-Erzeugungskurven während der Sonnenfinsternis am 20. März für die 84 Szenarien angezeigt
- Jede graue Linie stellt dabei ein Szenario dar, d.h. die PV-Erzeugung für eine Wetterlage, wie sie an einem der 84 betrachteten Tage vorgekommen ist
- Für einen sonnigen Tag wird dabei die PV-Erzeugung kurz vor der Sonnenfinsternis bis auf 18 GW ansteigen, dann während der Sonnenfinsternis auf 9 GW einbrechen und danach auf 26 GW ansteigen
- Die roten Linien stellen jeweils die drei Quantile 5 %, 50 % und 95 % dar. Das 95 % Quantil – also die oberste rote Kurve – bedeutet, dass 80 der simulierten 84 Leistungswerte für jeden Zeitpunkt unter diesem Wert liegen.
  - Durch Einbezug der 160 Referenzanlagen werden Gradienten in der Simulation tendenziell in ihrer Stärke etwas überschätzt, würden sich in der Realität aber stärker ausgleichen.
  - Für die Bestimmung der Extremwerte werden daher die 5% und 95% Quantil-Kurven herangezogen.
- Die Einfärbung des Plots orientiert sich demnach an der Eintrittswahrscheinlichkeit. Die rötlich/orangene Einfärbung entlang des 50%-Quantils steht also für einen Verlauf mit erhöhter Eintrittswahrscheinlichkeit. Die weiß/beigen Randgebiete sind entsprechend eher unwahrscheinlich.

## PV-Erzeugungsleistung am 20. März 2015 im Vergleich HTW-Studie: SoFi-Prognose bei wolkenlosem Himmel\*



Quelle: Fraunhofer ISE; Info: Die Zeit ist in UTC angegeben, bei der rechten Graphik in UTC+1

- Erzeugungseinbruch auf Basis einer kalibrierten Simulation mit realen Messdaten



\*Quelle: Studie „Einfluss der Sonnenfinsternis im März 2015 auf die Solarleistung in Deutschland“; HTW Berlin; Okt. 2014

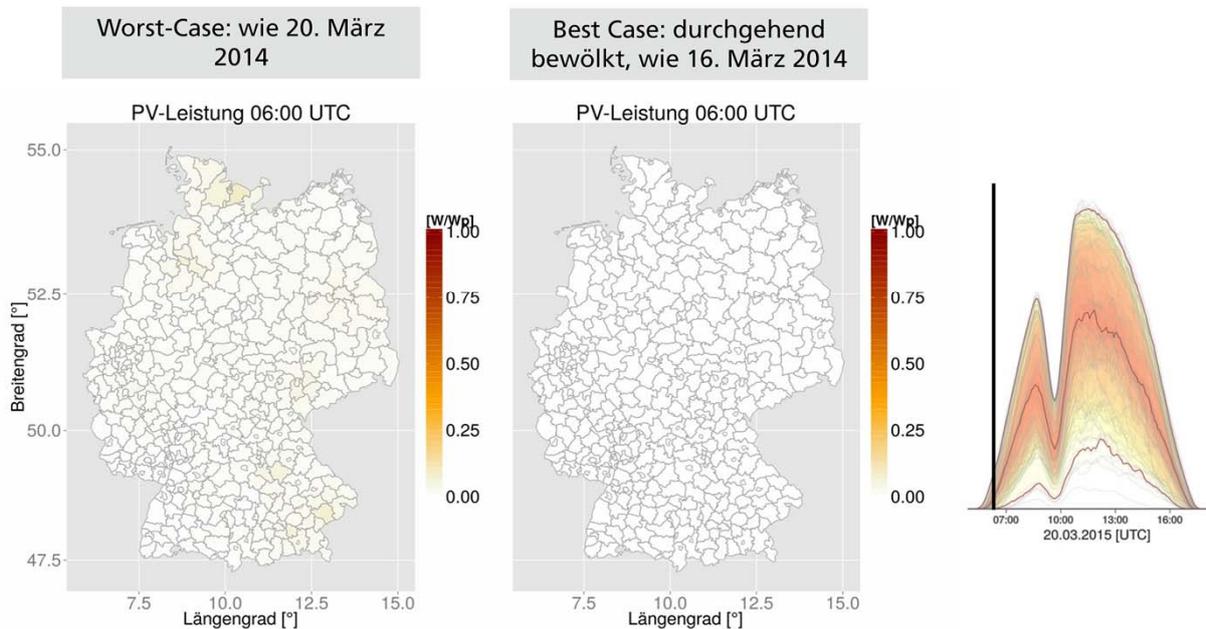
15

© Fraunhofer ISE

 **Fraunhofer**  
ISE

- In den dargestellten Grafiken wird das Ergebnis unserer Simulation mit dem Ergebnis einer anderen Studie zur Sonnenfinsternis am 20. März 2015 der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) in Berlin verglichen.
- Die HTW-Studie kommt für einen sonnigen Tag auf einen ähnlichen Verlauf hinsichtlich der Wendepunkte
- Der sonnige Tag lässt sich mit der obersten grauen Kurve aus unserer Graphik vergleichen.

## Normierte PV-Erzeugungsleistung (Video) Best- und Worst-Case Szenario für Deutschland



Quelle: Fraunhofer ISE

16

© Fraunhofer ISE

**Fraunhofer**  
ISE

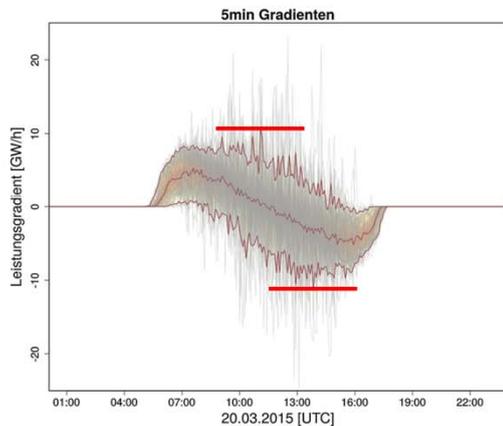
- Angelehnt an die Untersuchung von Köhler et al. (s. Literatur) sind in den obigen Videos der 20.3.2014 und der 16.3.2014 dargestellt und hierfür jeweils die spezifische Leistung (0 – 100%) für jede NUTS3-Region dargestellt (zum Abspielen der Videos bitte separate Datei benutzen).
- Das Video links orientiert sich daher an einer oberen grauen Simulationskurve – siehe vorhergehende Folien – und verzeichnet eine markante Absenkung durch die Sonnenfinsternis und hohe Gradienten.
- Umgekehrt ist die Erzeugung an einem bewölkten Tag (rechtes Video) ohnehin stark reduziert und wird durch die Sonnenfinsternis nur noch leicht verringert. Daraus resultieren auch schwächere Gradienten.

Link zu den Videos:

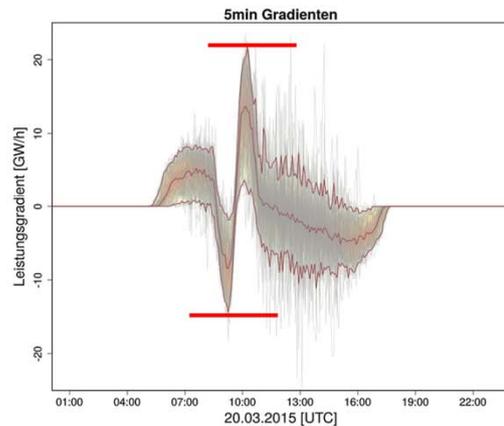
- [Video 1](#) (wolkenfreier Tag / worst case)
- [Video 2](#) (bewölkter Tag / best case)

## PV-Leistungsgradienten im Vergleich (5-Min-Mittelwerte) Prognose auf Basis von 84 Märztagen (2011-2014)

Märztag 2015 ohne SoFi



20. März 2015, SoFi



- 5-minütige Leistungsgradienten während Sonnenfinsternis übersteigen typische Extremwerte, wie sie ohne eine Sonnenfinsternis vorkommen (5% und 95%-Quantil)
- Auch die Wahrscheinlichkeit dafür ist stark erhöht

17

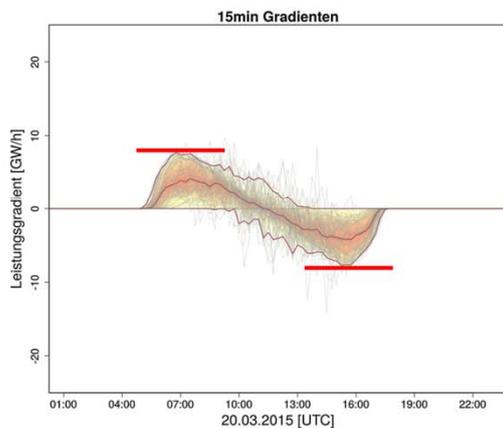
© Fraunhofer ISE

Quelle der Graphiken: Fraunhofer ISE

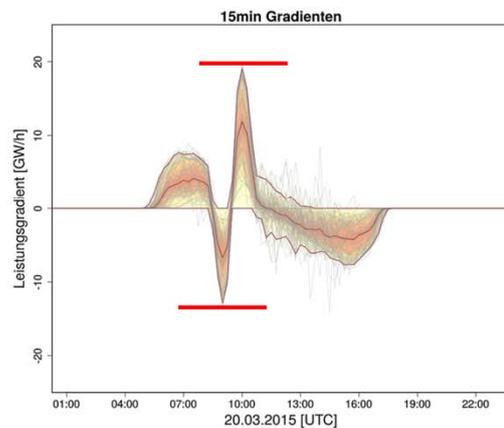
- Im Folgenden werden nun die PV-Leistungsgradienten auf 5 Minuten und auf 15 Minuten Basis aus den PV-Erzeugungszeitreihen gebildet und analysiert. Es soll ermittelt werden, ob die zu erwartenden PV-Gradienten während der Sonnenfinsternis die sonst üblichen PV-Gradienten übersteigen.
- Zunächst wird eine Betrachtung auf 5-Minuten-Basis durchgeführt.
- Beide Graphiken stellen die PV-Erzeugungsgradienten für die 84 Szenarien dar, die wir simuliert haben:
  - Die linke Graphik zeigt die möglichen Ergebnisse für einen normalen Märztag ohne Sonnenfinsternis.
  - Die rechte Graphik zeigt die möglichen Ergebnisse für den 20. März 2015.
  - Die grauen Linien markieren jeweils einen Simulationsdurchgang, die roten jeweils die 5 %, 50 % und 95 % Quantile-Kurven.
  - Durch Einbezug der 160 Referenzanlagen werden Gradienten in der Simulation tendenziell in ihrer Stärke etwas überschätzt.
  - Für die Bestimmung der Extremwerte werden daher die 5% und 95% Quantil-Kurven herangezogen.
- Es zeigen sich zwei interessante Erkenntnisse:
  - Die 5-Minuten Mittelwerte der maximal möglichen PV-Gradienten – markiert durch die roten Querbalken – sind durch die Sonnenfinsternis deutlich erhöht. Diese betragen ca. +22 bzw. -15 GW/h.
  - Die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten hoher positiver wie negativer Gradienten steigt durch die Sonnenfinsternis sehr stark an.

## PV-Leistungsgradienten im Vergleich (15-Minuten-Mittelwerte) Prognose auf Basis von 84 Märztagen (2011-2014)

Märztag 2015 ohne SoFi



20. März 2015 mit SoFi



- 15-minütige Leistungsgradienten während Sonnenfinsternis übersteigen typische Extremwerte, wie sie ohne eine Sonnenfinsternis vorkommen
- Auch die Wahrscheinlichkeit dafür ist stark erhöht

Quelle der Graphiken: Fraunhofer ISE

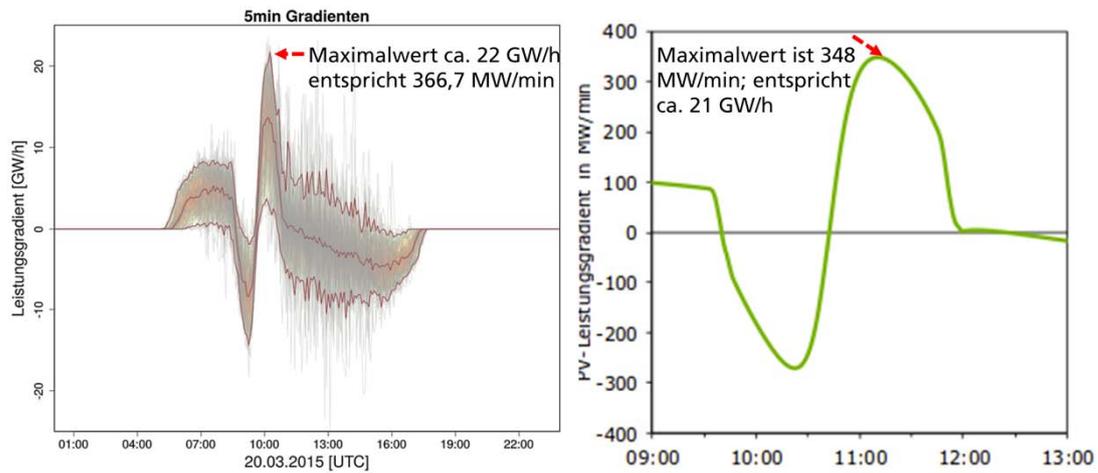
18

© Fraunhofer ISE

**Fraunhofer**  
ISE

- Werden nun die 15-Minuten-Mittelwerte betrachtet, zeigen sich folgende zwei Punkte:
  - Die Leistungsgradienten während der Sonnenfinsternis übersteigen typische Extremwerte, wie sie ohne eine Sonnenfinsternis im März normalerweise auftreten.
  - Auch die Wahrscheinlichkeit für das Eintreten der maximalen Gradienten ist deutlich erhöht – wiederum ersichtlich durch das Höher- bzw. Tieferliegen der roten Quantil-Kurven.

## PV-Leistungsgradienten Vergleich zur HTW-Studie (wolkenloser Himmel\*)



Quelle: Fraunhofer ISE

\*Quelle: Studie „Einfluss der  
Sonnenfinsternis im März 2015 auf die  
Solarleistung in Deutschland“; HTW  
Berlin; Okt. 2014

19

© Fraunhofer ISE

**Fraunhofer**  
ISE

- Die Grafiken zeigen den Vergleich bei den 5-Minuten-Mittelwerten der Erzeugungsgradienten zwischen unserer Simulation und dem Ergebnis der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) (bei wolkenlosem Himmel).
- Die HTW-Studie kommt im Maximum auf einen Gradienten von 348 MW/min; das entspricht ca. 21 GW/h. Der von uns simulierte Maximalwert liegt bei rund 22 GW/h und ist durch das 95 % -Quantil definiert.

---

# AGENDA

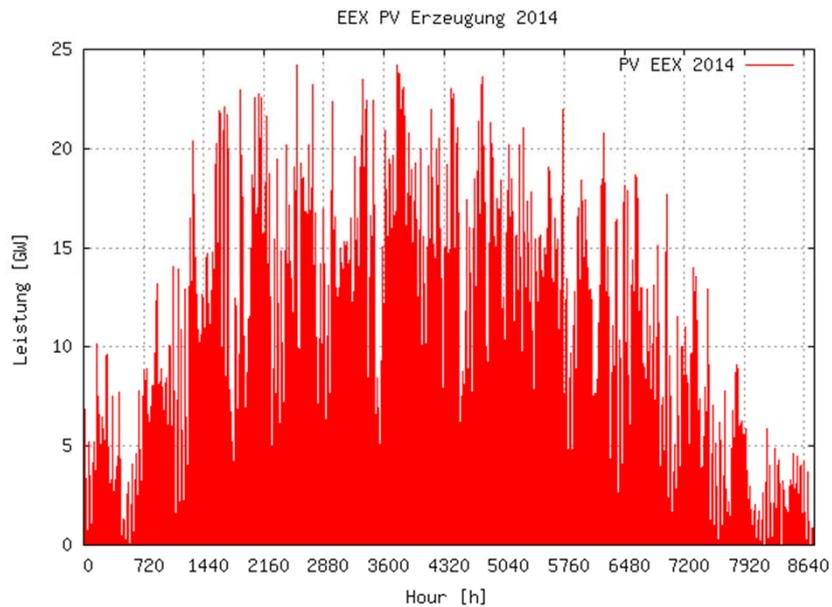
---

- Ergebnisse auf einen Blick
- Kapitel 1: Ziel der Studie und Einleitung
- Kapitel 2: PV-Erzeugung während Sonnenfinsternis
  - Simulationsverfahren
  - Prognose und Wahrscheinlichkeiten der PV-Leistung und der PV-Leistungsgradienten
- Kapitel 3: Analyse
  - Analyse des Status Quo der Stromerzeugung in Deutschland
  - Können Leistungsgradienten gefahren werden?
  - Auswirkungen aufs Verteilnetz
- Kapitel 4: Fazit

## PV-Erzeugungsleistung im Jahr 2014

### EEX-Transparency Daten

- PV-Erzeugung mit hohen Fluktuationen
- Leistung 15-Minuten:  $\leq 25$  GW
- Installierte PV-Leistung Ende Dezember 2014: 38,2\_GW



21

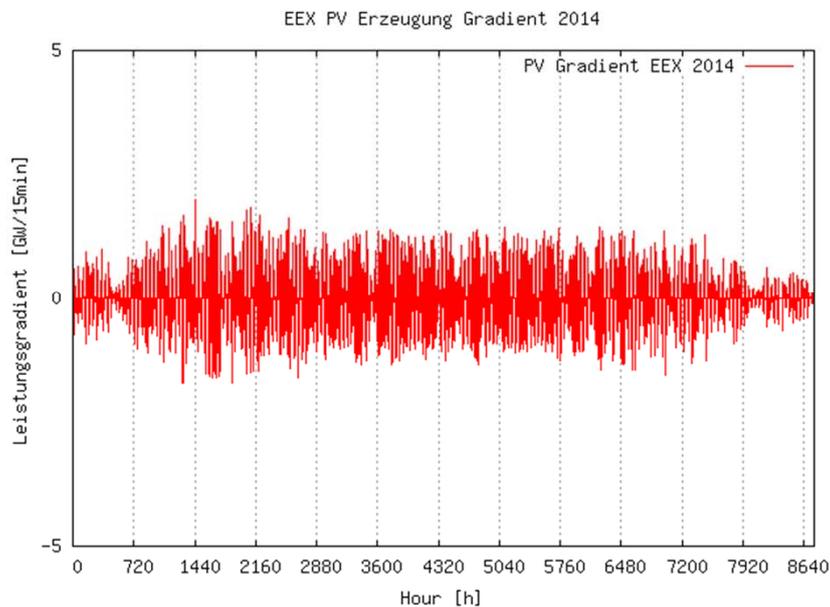
© Fraunhofer ISE

**Fraunhofer**  
ISE

- Im obigen Bild ist zunächst die deutschlandweite PV-Erzeugung des Jahres 2014 dargestellt:
- Die Daten entstammen der Europäischen Strombörse (<http://www.eex-transparency.com>). Diese erhält die PV-Daten wiederum von den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern für die entsprechende Regelzone.
- Es ist zu erkennen, dass die PV-Leistung erwartungsgemäß hohen Fluktuationen aufweist, diese jedoch einem charakteristischen täglichen und saisonalen Verlauf unterliegen.
- Der Maximalwert der PV-Erzeugung des Jahres 2014 betrug 24,2 GW.
- Die installierte Leistung am Ende des Jahres 2014 betrug laut Bundesnetzagentur 38,236 GW ([www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de))

## PV-Erzeugungsleistungsgradienten im Jahr 2014 EEX-Transparency Daten

- Max: 2,01  
GW/15min =  
8,04 GW/h
- Min: -1,74  
GW/15min = -  
6,96 GW/h
- Ähnlich zu den  
simulierten 15-  
minütigen  
Gradienten  
ohne  
Sonnenfinster-  
nis



Quelle: Fraunhofer ISE

22

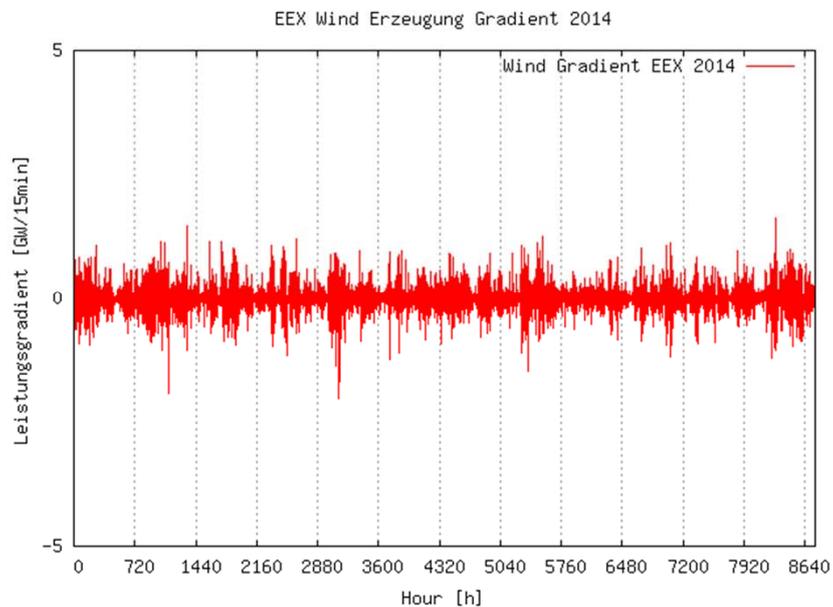
© Fraunhofer ISE

 **Fraunhofer**  
ISE

- Ermittelt man nun die aufgetretenen PV-Erzeugungsgradienten des Jahres 2014 ergibt sich folgendes Bild:
  - Die maximalen positiven und maximalen negativen Erzeugungsgradienten sind sehr ähnlich verteilt und haben eine ähnliche Größenordnung.
  - Der maximale deutschlandweite PV-Erzeugungsgradient betrug 2,01 GW/15min, was ca. 8 GW/h entspricht.
  - Der minimale deutschlandweite PV-Erzeugungsgradient betrug -1,74 GW/15min, was ca. -7 GW/h entspricht.

## Wind-Erzeugungsleistungsgradienten im Jahr 2014 EEX-Transparency Daten

- Max: 1,62  
GW/15min =  
6,48 GW/h
- Min: -2,03  
GW/15min =  
-8,12 GW/h



Quelle: Fraunhofer ISE

23

© Fraunhofer ISE

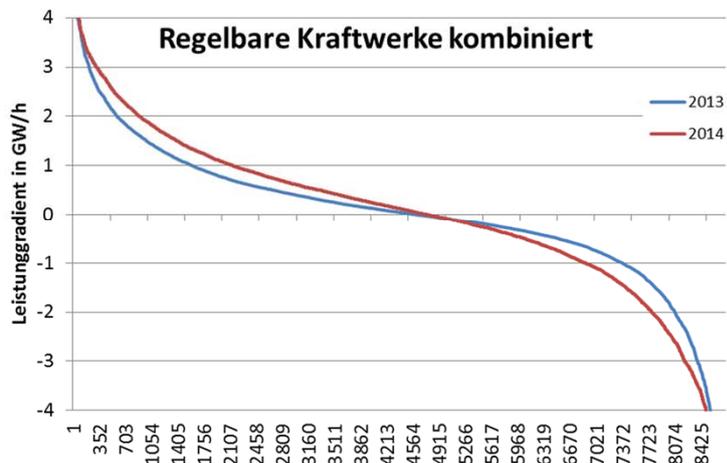
 **Fraunhofer**  
ISE

- Ermittelt man nun die aufgetretenen Wind-Erzeugungsgradienten des Jahres 2014 ergibt sich folgendes Bild:
  - Die maximalen positiven und maximalen negativen Erzeugungsgradienten sind durchweg geringer als bei der PV; die Extremwerte jedoch in einer ähnlichen Größenordnung.
  - Der maximale deutschlandweite Wind-Erzeugungsgradient betrug 1,62 GW/15min, was ca. 6,5 GW/h entspricht.
  - Der minimale deutschlandweite Wind-Erzeugungsgradient betrug -2,03 GW/15min, was ca. -8 GW/h entspricht.

## Historische Leistungsgradienten der regelbaren Kraftwerke in D kombiniert (2013 und 2014)\*

	2013	2014
Min	-8558	-9248
Max	8776	9835

	2013	2014
> 4 GW	59	80
3-4 GW	157	232
2-3 GW	374	580
1-2 GW	1006	1248
0-1 GW	3006	3006
- 0-1 GW	-3011	-3011
- 1-2 GW	707	901
- 2-3 GW	305	441
- 3-4 GW	173	286
< -4 GW	203	257



- Geringe Fluktuation über Großteil des Jahres
- Die überwältigende Mehrheit der Gradienten liegt zwischen 0 und 1 GW/h

24

© Fraunhofer ISE

\*Datenquelle: EEX-Transparency: Stand, Feb. 2015

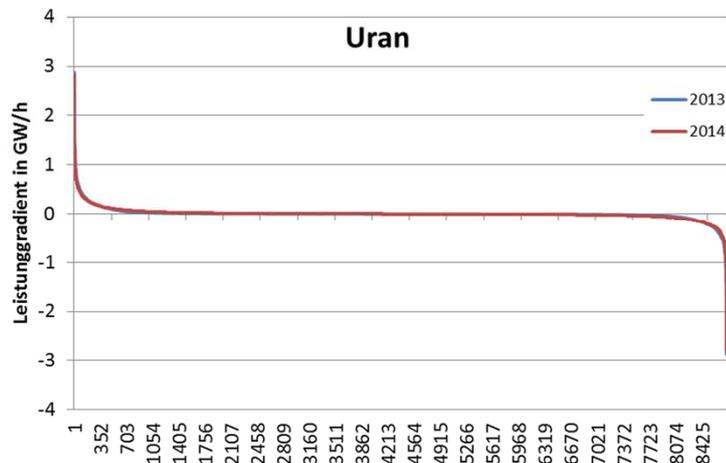
**Fraunhofer**  
ISE

- In dieser und den folgenden Folien werden die historischen Gradienten der wichtigsten konventionellen Kraftwerkstechnologien der Jahre 2013 und 2014 dargestellt.
- Zur Veranschaulichung wird die sortierte Jahresdauerlinie der Gradienten gebildet, die jeweils in den Grafiken zu sehen ist.
- Die Tabelle beschreibt die Anzahl der Stunden, in denen Gradienten in der entsprechenden Größenordnung aufgetreten sind.
- Auf dieser Folie ist die Summe der historisch beobachteten Erzeugungsgradienten aller regelbaren Kraftwerke in D dargestellt.
  - Ein Großteil der kombinierten Erzeugungsgradienten bewegt sich danach in der Größenordnung  $\pm 4$  GW/h, wobei die negativen Gradienten  $< -4$  GW/h deutlich häufiger auftreten als die entsprechenden positiven Gradienten in dieser Größenordnung.
  - Der minimale bzw. maximale kombinierte Gradienten der regelbaren Kraftwerke lag 2014 zwischen  $\pm 9$  und  $\pm 10$  GW/h

## Leistungsgradienten Kernkraft (2013 und 2014) Installierte Leistung: 12057 MW\*

	2013	2014
Min	-2873	-2789
Max	2875	2819

	2013	2014
> 4 GW	0	0
3-4 GW	0	0
2-3 GW	3	2
1-2 GW	13	11
0-1 GW	3869	3869
- 0-1 GW	-4280	-4280
- 1-2 GW	10	5
- 2-3 GW	3	2
- 3-4 GW	0	0
< -4 GW	0	0



- Geringe Fluktuation über Großteil des Jahres (Grundlastkraftwerk)
- Die überwältigende Mehrheit der Gradienten liegt zwischen 0 und 1 GW/h

25

© Fraunhofer ISE

\*Datenquelle: EEX-Transparency: Stand, Feb. 2015

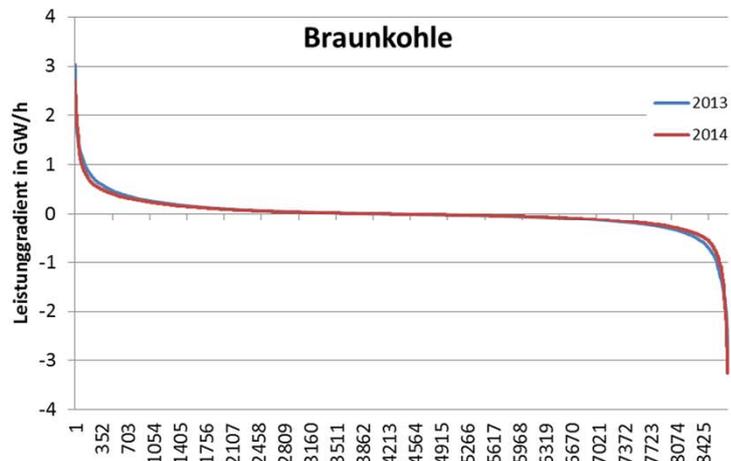
**Fraunhofer**  
ISE

- Die Kernkraftwerke weisen als typische Grundlastkraftwerke für die meiste Zeit nur sehr geringe Fluktuationen in der Erzeugung und damit bei den Gradienten auf.
- Technisch sind Kernkraftwerke grundsätzlich in der Lage im Regelband von 50 bis 100% der Reaktorleistung Lastwechsel von < 5% der Reaktorleistung zu fahren. Zur Materialschonung erfolgen standardmäßige Lastwechsel im Regelfall jedoch unterhalb der technisch zulässigen Laständerungsgeschwindigkeit (Quelle: H. Voß, „Modellierung des regionalen Erzeugungsangebots auf dem Elektrizitätsmarkt der Europäischen Union“, S.50)

## Leistungsgradienten Braunkohle (2013 und 2014) Installierte Leistung: 20546 MW\*

	2013	2014
Min	-2862	-3248
Max	3034	2692

	2013	2014
> 4 GW	0	0
3-4 GW	1	0
2-3 GW	11	17
1-2 GW	118	73
0-1 GW	4135	4135
- 0-1 GW	-4172	-4172
- 1-2 GW	124	82
- 2-3 GW	21	24
- 3-4 GW	0	3
< -4 GW	0	0



- Geringe Fluktuation über Großteil des Jahres (Grundlastkraftwerk)

26

© Fraunhofer ISE

\*Datenquelle: EEX-Transparency: Stand, Feb. 2015

**Fraunhofer**  
ISE

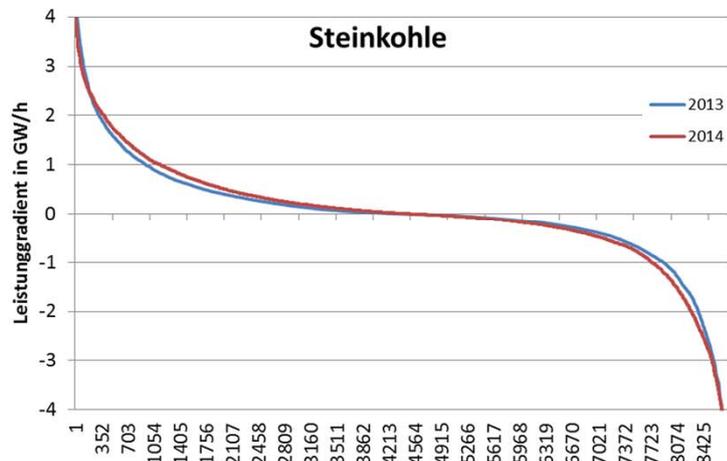
- Analog zur vorherigen Folie ist hier die Braunkohle dargestellt. Es ist zu erkennen, dass
  - auch bei der Braunkohle ein weitgehend stetiger Verlauf vorliegt,
  - Gradienten > 1 GW/h bzw. < -1 GW/h jedoch wesentlich häufiger auftreten als bei der Kernkraft. Es gibt, wie in der Grafik auf Folie 6 dargestellt, besonders an den Wochenenden Zeitpunkte, an denen die Braunkohlekraftwerke regeln.

## Leistungsgradienten Steinkohle (2013 und 2014)

### Installierte Leistung: 26324 MW\*

	2013	2014
Min	-6639	-6642
Max	5741	5599

	2013	2014
> 4 GW	25	13
3-4 GW	85	68
2-3 GW	209	305
1-2 GW	625	754
0-1 GW	3470	3470
- 0-1 GW	-3488	-3488
- 1-2 GW	468	530
- 2-3 GW	207	281
- 3-4 GW	113	132
< -4 GW	75	76



- Hohe Variation und damit die zur Zeit am stärksten eingesetzte Technologie zum Ausgleich des fluktuierenden Bedarfs und der fluktuierenden Erzeugung

27

© Fraunhofer ISE

\*Datenquelle: EEX-Transparency; Stand, Feb. 2015

**Fraunhofer**  
ISE

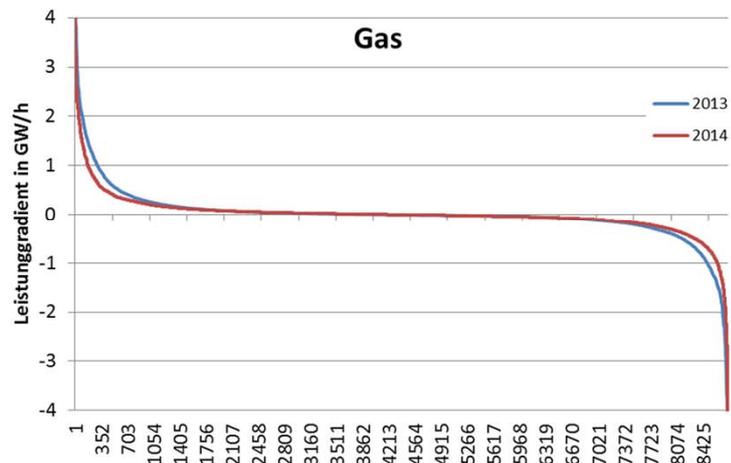
- Analog zur vorherigen Folie ist hier der sortierte Verlauf der Gradienten der Steinkohlekraftwerke dargestellt. Es ist zu erkennen, dass
  - die Steinkohle eine hohe Variation aufweist,
  - sie die zur Zeit am stärksten eingesetzte Technologie zum Ausgleich des fluktuierenden Bedarfs und der fluktuierenden Erzeugung ist.

## Leistungsgradienten Gas (2013 und 2014)

### Installierte Leistung: 19111 MW\*

	2013	2014
Min	-4939	-4243
Max	4534	4158

	2013	2014
> 4 GW	4	1
3-4 GW	21	6
2-3 GW	70	38
1-2 GW	202	124
0-1 GW	3913	3913
- 0-1 GW	-3969	-3969
- 1-2 GW	210	107
- 2-3 GW	44	27
- 3-4 GW	16	1
< -4 GW	5	1



28

© Fraunhofer ISE

\*Datenquelle: EEX-Transparency: Stand, Feb. 2015

**Fraunhofer**  
ISE

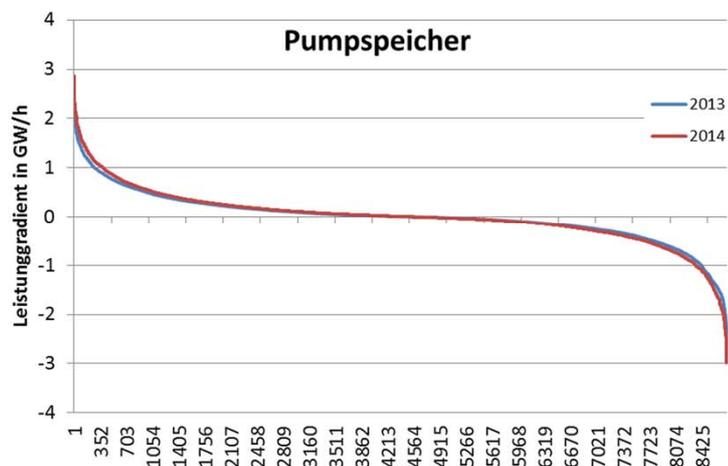
- Analog zur vorherigen Folie ist hier der sortierte Verlauf der Gradienten der Gaskraftwerke dargestellt. Es ist zu erkennen, dass
  - auch die Gaskraftwerke eine Variation bei der Erzeugung aufweisen; diese jedoch absolut gesehen deutlich geringer ist als bei der Steinkohle,
  - jedoch aufgrund der höheren variablen Betriebskosten als bei Kohlekraftwerken, des geringen CO<sub>2</sub>-Preises und der hohen installierten Leistung an Kohlekraftwerken Gaskraftwerke nur geringfügig zum Einsatz kommen (s. auch Graphik zur beispielhaften Stromerzeugung weiter vorne).

## Leistungsgradienten Pumpspeicher (2013 und 2014)

### Installierte Leistung: ~7000 MW

	2013	2014
Min	-2884	-2976
Max	2395	2873

	2013	2014
> 4 GW	0	0
3-4 GW	0	0
2-3 GW	11	32
1-2 GW	263	354
0-1 GW	4323	4323
- 0-1 GW	-4331	-4331
- 1-2 GW	321	377
- 2-3 GW	20	41
- 3-4 GW	0	0
< -4 GW	0	0



29

© Fraunhofer ISE

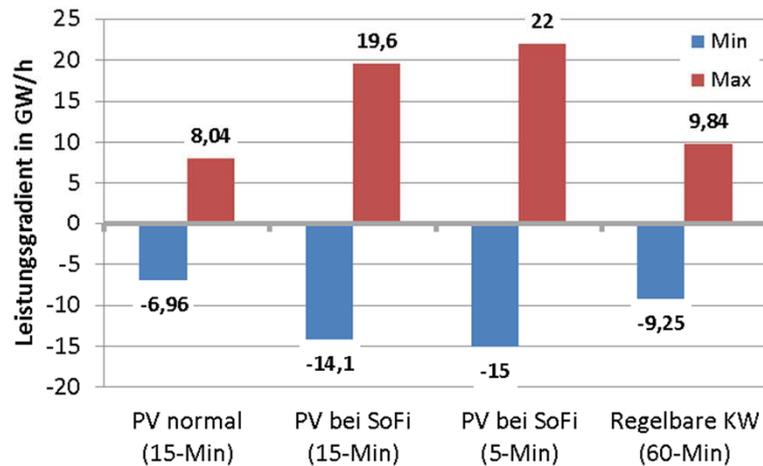
\*Datenquelle: EEX-Transparency; Stand, Feb. 2015

**Fraunhofer**  
ISE

- Analog zur vorherigen Folie ist hier der sortierte Verlauf der Gradienten der Pumpspeicherkraftwerke dargestellt.

## Erzeugungsleistungsgradienten 2014 und bei Sofi Vergleich der Extremwerte im Überblick

- Maximal mögliche PV-Gradienten während der Sonnenfinsternis um das 2,5-fache höher als der Maximalgradient der PV in 2014 (bei 15-Min-Mittelwert)
- Sind diese durch konventionellen Kraftwerkspark regelbar?



Quelle: Fraunhofer ISE

30

© Fraunhofer ISE

**Fraunhofer**  
ISE

- Die obige Grafik zeigt die bisherigen Ergebnisse im Überblick:
- Sie stellt sowohl die maximalen und minimalen Erzeugungsgradienten des Jahres 2014 für die PV und die regelbaren Kraftwerke als auch die maximalen und minimal möglichen Gradienten während der Sonnenfinsternis dar – letztere einmal auf 5-Minuten-Basis und einmal auf 15-Minuten-Basis.
- Es ist zu erkennen, dass die maximal möglichen PV-Gradienten während der Sonnenfinsternis um das 2,5-fache (bei 15-Minuten-Mittelwert) höher sind als der Maximalgradient der PV in 2014. Die Extremwerte bei den regelbaren Kraftwerken (betrachtet: Gas, Steinkohle, Braunkohle, Uran, Pumpspeicher (nur Erzeugung enthalten)) waren mit 9,84 und -9,25 GW/h stärker als die PV-Gradienten 2014.
- Die negativen Gradienten der konventionellen Kraftwerke spielen während der Sonnenfinsternis eine besondere Rolle, da nach der größten Verschattung die PV-Erzeugung – aufgrund des zeitlichen Auftretens der Sonnenfinsternis am Vormittag – schnell ansteigen kann. Daher wird zur näheren Analyse auf den nächsten zwei Folien eine Beispielrechnung durchgeführt.

## Potential Kraftwerkspark zur Regelung neg. Gradienten Beispielszenario (I)

Quelle: s. unten\*

Kraftwerkstyp	Mögliche Gradienten [% PN/min]	Im Lastbereich [%PN]
Steinkohle	1,5 / <b>4</b> / 6	40 - 90
Braunkohle	1 / <b>2,5</b> / 4	50 - 90
GuD	2 / <b>4</b> / 8	40 - 90
Gasturbine solo	8 / <b>12</b> / 15	40 - 90
Pumpspeicher	40 / <b>65</b> / 90	0 - 100**

Eigene Rechnung für Beispiel-Annahme

Erzeugung (Annahme) [GW]	Potential Gradient für 15-Min [GW/h]	Potential Gradient für 60-Min [GW/h]
13,50	27	6,8
15,75	23,6	6,3
2,25	4,5	1,1
2,25	4,5	1,1
2,25	41,5	10,4
<b>+ 9GW Uran = 45 GW</b>	<b>101</b>	<b>25,6</b>

- Beispielszenario: 50 GW Kraftwerkskapazität bei 90% der Nennleistung am Netz (entspricht 45 GW an konventioneller Kraftwerksleistung)
- Beruht auf: 65 GW Last (Mittelwert der Jahre 2012-2014 zwischen 9 und 10 Uhr (Daten von ENTOSE)) und 20 GW Windeinspeisung -> 45 GW

31

© Fraunhofer ISE

\*VDE-Studie: Erneuerbare Energien brauchen flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020; VDE; Frankfurt a.M.; April 2012

\*\*angenommen

 **Fraunhofer**  
ISE

- Mit dem auf der Folie gezeigten Szenario soll abgeschätzt werden, ob der Kraftwerkspark grundsätzlich in der Lage ist, die durch die Sonnenfinsternis bei wolkenlosem Himmel auftretenden Maximalgradienten auszugleichen.
  - Die linke Tabelle zeigt die möglichen Regelgradienten für die einzelnen Technologien in % der Nennleistung und den Leistungsbereich in dem diese Gradienten erbracht werden können. Sie sind der VDE Studie „Erneuerbare Energien brauchen flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020“ entnommen.
  - Die Annahmen des Szenario sind:
    - 65 GW Last (entspricht dem Mittelwert der Jahre 2012 – 2014 für den 20. März zwischen 9 und 10 Uhr), Quelle: ENTSO-E.
    - 20 GW Windleistung und 45 GW an konventioneller Kraftwerksleistung werden angenommen, wenn der Schatten der Sonnenfinsternis wieder abzieht.
    - Die genaue Aufteilung der 45 GW auf die einzelnen konventionellen Kraftwerkstypen ist eine Berechnungsannahme und kann der rechten Tabelle entnommen werden.
    - Die Regelmöglichkeit durch Kernkraftwerke bleibt bei der Betrachtung unberücksichtigt.
    - Ebenso wird die Annahme getroffen, dass Kraftwerke, die ihre Mindestlast erreichen, nicht mehr zur Regelung beitragen.
    - Es wird sich an den mittleren Werten der möglichen Lastgradienten orientiert (linke Tabelle, 2. Spalte, fett markiert), die den Stand der Technik bei der Laständerungsgeschwindigkeit darstellen.

## Potential Kraftwerkspark zur Regelung neg. Gradienten Beispielszenario (II)

1. Wie hoch ist demnach das Regel-Potential für das Beispielszenario „45 GW an konventioneller Kraftwerksleistung am Netz“?
  - Über einen Zeitraum von 15 Minuten können in dem betrachteten Szenario Gradienten von rund 101 GW/h gefahren werden (entspricht 1,7 GW/min). Auch ein 60 Minuten Intervall kann ein Gradient von bis zu 25,6 GW aufrecht erhalten werden.
  - Wie auf Folie 18 ersichtlich, wird der maximale 15-minütige PV-Gradient während der Sonnenfinsternis von knapp 20 GW/h jedoch nur kurz erreicht und geht anschließend schnell zurück.

## Potential Kraftwerkspark zur Regelung neg. Gradienten Beispielszenario (III)

2. Anforderungen damit erfüllt? Auch unter Hinzunahme potentieller Windgradienten und der Last?
  - Der maximale Windgradient 2014 betrug 6,48 GW/h (s. Folien 23). Es ist damit auch unter ungünstigen Windbedingungen, welche den Effekt der Sonnenfinsternis verstärken, ausreichend Regelreserve vorhanden.
  - Betrachtet man den Verlauf der Last (Quelle: ENTSOE), so erhöht sich diese tendenziell in dem Zeitraum in dem auch der Schatten abzieht und kommt somit der wieder einsetzenden PV-Erzeugung entgegen.
  - Auch Windenergieanlagen und große PV-Anlagen sind technisch dafür ausgerüstet, ihre Einspeiseleistung auf Anforderung in kurzer Zeit zu verringern und damit zur Systemstabilität beizutragen.
  - Die Anforderungen der Sonnenfinsternis an den konventionellen Kraftwerkspark können technisch gesehen erfüllt werden.

---

# AGENDA

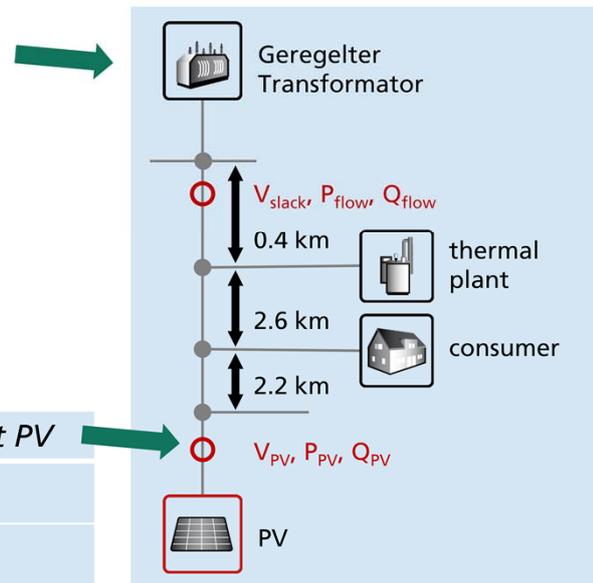
---

- Ergebnisse auf einen Blick
- Kapitel 1: Ziel der Studie und Einleitung
- Kapitel 2: PV-Erzeugung während Sonnenfinsternis
  - Simulationsverfahren
  - Prognose und Wahrscheinlichkeiten der PV-Leistung und der PV-Leistungsgradienten
- Kapitel 3: Analyse
  - Analyse des Status Quo der Stromerzeugung in Deutschland
  - Können Leistungsgradienten gefahren werden?
  - Auswirkungen aufs Verteilnetz
- Kapitel 4: Fazit

## Lastflussberechnung im Verteilnetz für Beispielstrang Spannungsänderung während Sonnenfinsternis (I)

- Es wird ein Ausschnitt eines realen vorstädtischen Stromnetzes der Mittelspannungsebene betrachtet
- Die wesentlichen Größen im Stromnetz werden gemessen
- Anstelle der gemessenen Leistung an der PV-Anlage werden die berechneten Leistungszeitreihen der PV-Anlage verwendet

Voltage Sensitivity at PV	
$\partial U/\partial P$	0,068 kV/MW
$\partial U/\partial Q$	0,03 kV/MVar



35

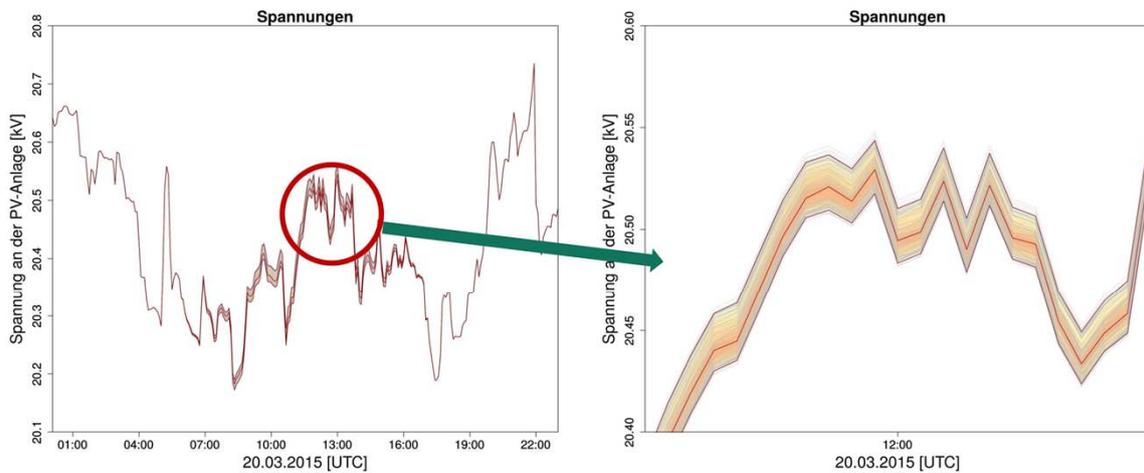
© Fraunhofer ISE

Quelle: Fraunhofer ISE

Fraunhofer  
ISE

- Als zweiten Analyseschwerpunkt werden die Auswirkungen auf die Netze betrachtet:
- Hierzu wird der Ausschnitt eines realen vorstädtischen Stromnetzes der Mittelspannungsebene modelliert.
  - Dieses ist in der Graphik abgebildet und besteht aus einer PV-Anlage, einem thermischen Kraftwerk, einem Verbraucher und einem Transformator
  - Alle wesentlichen Größen des Netzes sind gemessene Werte
  - Anstelle der PV-Anlage werden die 84 simulierten PV-Zeitreihen – skaliert auf die installierte Leistung der Anlage – verwendet.
  - Die Spannungssensitivität bei der PV-Anlage beträgt:
    - 0,068 KV/MW -> also eine Einspeiseänderung von einem MW führt zu einer Spannungsänderung von 0,068 kV.

## Lastflussberechnung im Verteilnetz für Beispielstrang Spannungsänderung während Sonnenfinsternis (II)



- Die Spannung am Anschlusspunkt der PV-Anlage variiert durch die „Sofi-Szenarien“ deutlich weniger als durch die natürliche Spannungsfluktuation im Netz
- Die spannungsabhängigen Blindleistungsregler werden nicht zum Schwingen angeregt
- Da die Sensitivität der Spannung zu Leistungsänderung am Anschlusspunkt des Stufenstellers gering ist, werden auch hier keine Instabilitäten verursacht

36

© Fraunhofer ISE

Quelle: Fraunhofer ISE

**Fraunhofer**  
ISE

- In den obigen Grafiken sind die Ergebnisse dargestellt, die hiermit die Frage der Systemstabilität für den beispielhaften Netzstrang während der Sonnenfinsternis beantworten:
  - In der linken und rechten Graphik ist jeweils die Spannung an der PV-Anlage dargestellt. Die rechte Graphik zeigt noch einmal einen Ausschnitt im Detail um 12 Uhr.
  - Der Bereich der Graphik, der farbig zu erkennen ist, spiegelt den Zeitraum der Sonnenfinsternis wieder. Hier sind jeweils die möglichen Spannungen während dieser Zeit für die 84 betrachteten Szenarien berechnet.
  - Man erkennt demnach, dass die Spannung am Anschlusspunkt der PV-Anlage durch mögliche Szenarien bei der Sonnenfinsternis deutlich weniger als durch die natürliche Spannungsfluktuation im Netz variiert
- Hieraus können wir zwei Aspekte schließen:
  - Die spannungsabhängigen Blindleistungsregler werden nicht zum Schwingen angeregt
  - Da die Sensitivität der Spannung zur Leistungsänderung am Anschlusspunkt des Stufenstellers gering ist, werden auch hier keine Instabilitäten verursacht

## Netzauswirkungen

### Aussagen zu den einzelnen Spannungsebenen

- Für die **Niederspannungsebene** wurde keine gesonderte Simulation durchgeführt: Es kann jedoch gesagt werden, dass keine Sondersituation eintreten wird, da die Sonnenfinsternis hier jeweils vergleichbar mit einem Wolkenzug ist.
- **Mittelspannungsebene:** s. Folien vorher: Die Simulationen für das Beispielnetz haben gezeigt, dass die Spannungsänderung durch die Sonnenfinsternis keine Sondersituation für die Regler darstellt. Entsprechend wird es auch auf dieser Ebene zu keiner Systeminstabilität kommen.
- Für die **Hoch- und Höchstspannungsebene** wurden keine Simulationen durchgeführt. Eine Herausforderung, die auftreten kann, sind umfangreiche Redispatch-Eingriffe durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für den Tag. Diese kommen zur Zeit auch schon zahlreich vor (an 232 Tagen des Jahres 2013 Strom- und spannungsbedingte Redispatch-Eingriffe durch ÜNB (aus Monitoring-Bericht 2014)). Für das vortächlich eingeleitete Redispatch der ÜNB ist das zu erwartende Wetter am Tag der Sonnenfinsternis gut abzuschätzen.

37

© Fraunhofer ISE



- Die netzseitigen Auswirkungen sind oben je Spannungsebene zusammengefasst.
- Hinsichtlich der Nieder- und Mittelspannungsebene sind klare Aussagen zu treffen (s. Folientext).
- Hinsichtlich der Hoch- und Höchstspannungsebene wurde keine tiefgehende Analyse durchgeführt.

---

# AGENDA

---

- Ergebnisse auf einen Blick
- Kapitel 1: Ziel der Studie und Einleitung
- Kapitel 2: PV-Erzeugung während Sonnenfinsternis
  - Simulationsverfahren
  - Prognose und Wahrscheinlichkeiten der PV-Leistung und der PV-Leistungsgradienten
- Kapitel 3: Analyse
  - Analyse des Status Quo der Stromerzeugung in Deutschland
  - Können Leistungsgradienten gefahren werden?
  - Auswirkungen aufs Verteilnetz
- Kapitel 4: Fazit

## Fazit

### Systemstabilität Sonnenfinsternis März 2015

- PV-Verhalten während der Sonnenfinsternis
  - Basierend auf langjährigen Messung realer PV-Anlagen und Daten der europäischen Strombörse (EEX) zur nationalen PV-Erzeugung wurde ein regional aufgelöstes Modell für die PV-Erzeugung in Deutschland erstellt
  - Mit Hilfe des Modells wurden die PV-Leistungsgradienten während der Sonnenfinsternis 2015 und deren Eintrittswahrscheinlichkeiten simuliert:
    - Es treten sehr hohe PV-Leistungsgradienten über 5 Minuten bis 22 GW/h, und über 15 min bis zu 20 GW/h auf.
    - Die Eintrittswahrscheinlichkeit hoher Gradienten - sowohl auf 5 Minuten, als auch auf 15 Minuten-Basis - ist durch die Sonnenfinsternis zudem deutlich höher als an normalen Tagen im März.
    - Hohe negative und positive Gradienten sind bei einem bewölkungsfreien Tag während der Sonnenfinsternis zu erwarten.

## Fazit

### Systemstabilität Sonnenfinsternis März 2015

- Vergleich mit historischen Gradienten der Photovoltaik
  - Die Auswertung der EEX-Daten für PV von 2014 zeigt Leistungsgradienten auf 15-Minuten Basis bis maximal 8 GW/h.
  - Durch die Sonnenfinsternis können demnach PV-Leistungsgradienten auftreten, die Maximalwerte heutiger PV-Leistungsgradienten auf 15-Minuten-Basis um das 2,5-fache übersteigen.
- Kann der Kraftwerkspark die maximal möglichen PV-Gradienten ausgleichen?
  - Eine Abschätzung des Regelpotentials wurde mit Hilfe eines Beispielszenarios „45 GW konventionelle Leistung am Netz“ durchgeführt.
  - Das Gradienten-Potential der konventionellen Kraftwerke auf 15 Min-Basis ist deutlich höher als die möglichen PV-Gradienten während der Sonnenfinsternis.
  - Auch Windenergieanlagen und große PV-Anlagen sind dafür ausgerüstet, ihre Erzeugung in kürzester Zeit zu reduzieren und zur Systemstabilität beizutragen.
  - Technisch gesehen ist der Kraftwerkspark in der Lage, die während der Sonnenfinsternis möglichen Maximalgradienten auszugleichen.

## Fazit

### Systemstabilität Sonnenfinsternis März 2015

- Auswirkungen auf die Netze:
  - Niederspannungsebene: Auf der Niederspannungsebene wird keine Sondersituation auftreten, da die Sonnenfinsternis hier jeweils vergleichbar mit einem Wolkenzug ist.
  - Mittelspannungsebene: Die Simulationen für das Beispielnetz haben gezeigt, dass die Spannungsänderung durch die Sonnenfinsternis keine Sondersituation für die Regler darstellt. Entsprechend wird es auch auf dieser Ebene zu keiner Systeminstabilität kommen.
  - Hoch- und Höchstspannung: Hierfür wurden keine Simulationen durchgeführt. Eine Herausforderung, die auftreten kann, sind umfangreiche Redispatch-Eingriffe durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für den Tag. Diese kommen zur Zeit auch schon zahlreich vor (an 232 Tagen des Jahres 2013 strom- und spannungsbedingte Redispatch-Eingriffe durch ÜNB (aus Monitoring-Bericht 2014)). Für das vortächlich eingeleitete Redispatch der ÜNB kann die Wetterprognose für den Tag der Sonnenfinsternis bereits mit einbezogen werden.

## Anhang

### Literatur

- HTW Berlin: Studie ‚Einfluss der Sonnenfinsternis im März 2015 auf die Solarleistung in Deutschland‘; Okt. 2014
- Köhler, Carmen; Steiner, Andreas; Lee, Daniel; Thieler, Jens; Saint-Drenan, Yves-Marie; Ernst, Dominique et al. (2015): Assessing the Impact of a Solar Eclipse on Weather and Photovoltaic Production. *Submitted: Meteorologische Zeitschrift*
- VDE: Studie ‚Erneuerbare Energien brauchen flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020‘; VDE; Frankfurt a.M.; April 2012
- National Renewable Energy Laboratory (US Department of Energy): Technical Solar Eclipse Monitoring for Solar Energy Applications Using the Solar and Moon Position Algorithms
- Bundesnetzagentur: <http://www.bundesnetzagentur.de>
  - EEG Datenmeldungen
  - Monitoringbericht 2014
- EEX-Transparency: <http://www.eex-transparency.com/>

# Vielen Dank!



Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Niklas Kreifels, Sven Killinger, Johannes N. Mayer,  
Björn Müller, Christof Wittwer, Bruno Burger, Werner  
Roth, Wolfgang Biener

[www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)

[niklas.kreifels@ise.fraunhofer.de](mailto:niklas.kreifels@ise.fraunhofer.de)

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen:

0325812

43

© Fraunhofer ISE

 **Fraunhofer**  
ISE