



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN  
Vienna | Austria



# Relevanz von thermischen Kraftwerken für die österreichische Versorgungssicherheit in 2030

BETTINA DALLINGER

Georg Lettner, Hans Auer

TU Wien – Energy Economics Group (EEG)

Februar 2019

- ❖ Was bedeutet Versorgungssicherheit?
- ❖ Welche quantitativen Größen existieren?
- ❖ Analyse der Relevanz thermischer Kraftwerke in 2030
  - Funktionsweise des Modells EDisOn+Balancing
  - Szenarien und Analysen
  - Beitrag zur gesicherten Leistung je Technologie
  - relevante Stunden bzgl. Versorgungssicherheit
- ❖ Zusammenfassende Aussagen

## Definition lt. E-Control:

„Versorgungssicherheit bedeutet, dass Elektrizitätsverbraucher elektrische Energie mit definierter Qualität beziehen können, zu dem Zeitpunkt, wenn sie diese benötigen, und zu kostenorientierten und transparenten Preisen.“



Quelle: <https://www.e-control.at/industrie/strom/versorgungssicherheit>

## Risiken

- ❖ **Technische:** aufgrund von fehlenden oder zu geringen Investitionen in elektrische Anlagen (resultierende schlechte Zustand oder fehlende Verfügbarkeit der Anlagen)
- ❖ **Wirtschaftliche:** aufgrund des Ungleichgewichtes von Erzeugung und Verbrauch (mangelnde Investitionen oder unzureichende Handelsaktivitäten)
- ❖ **Politische:** aufgrund politischer Schwierigkeiten mit den Primärenergielieferstaaten oder Fehlern im Regulierungssystem
- ❖ **Umweltrisiken:** Potenzielle Schäden aufgrund von Unfällen oder Umweltverschmutzung (Tankerunfälle, Terroranschläge, Nuklearunfälle etc.)

## STROMAUSFÄLLE IN ÖSTERREICH

Ungeplante Ausfälle, durchschnittliche Dauer in Minuten (SAIDI)



Auftraggeber, Quelle: E-Control

APA-AUFTRAGSGRAFIK

- ❖ Versorgungssicherheit wird anhand definierter Fallbeispiele bewertet (besonders herausfordernde Lastfälle & Stromverbrauchsperioden, ohne Importe, etc.)
- ❖ historische Beispiele ebenso wie Prognosen (bis 2030)
- ❖ **thermisch notwendige öffentliche Kapazität** zur inländischen Deckung der künftigen Strombedarfsmenge über den betrachteten Winterzeitraum liegt bei etwa **3,5 GW** durchgängiger Stromerzeugung
  
- ❖ Bewertung der aktuellen und künftigen Versorgungslage:
  - **leistungsmäßige Volldeckung** mit angegebenen Verfügbarkeitsparametern und
  - **energetische Unterdeckung von maximal 10% über drei Wochen** hinweg.
- ❖ Eine extreme Wettersituation mit niedriger Wasserführung und kaum Wind- und PV-Produktion über einen längeren Zeitraum als drei Wochen ist als sehr unwahrscheinlich verworfen worden.

Quelle: E-Control, [Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2018](#).

### Aktuell (2017/18):

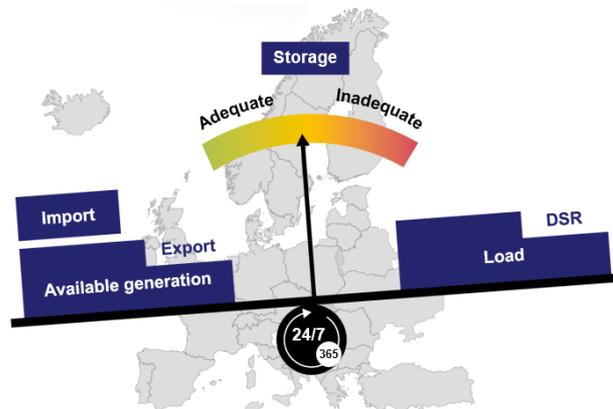
- ❖ leistungsmäßige Deckung ist gegeben, d.h. jede einzelne Stunde eines Lastmaximums kann durch heimische Kapazitäten gedeckt werden.
- ❖ Arbeitsseitig ist eine volle inländische Deckung über drei Wochen hinweg nicht zu jedem Zeitpunkt gegeben (Unterdeckung ist allerdings derzeit noch nicht so groß → Versorgungssicherheitsstandard nicht verletzt).

### 2030:

- ❖ Je nach Einbeziehung des thermischen Kraftwerksbestandes ergeben sich unterschiedliche Schlussfolgerungen
- ❖ **Verfügbarkeit aller thermischen Kraftwerke** gemäß Stilllegungsmeldungen zeichnet ein beruhigendes Bild
- ❖ angenommene **Reduktion der Kraftwerke älter als 40 Jahre** ergibt eine Standardverletzung (→ mehr als 10%ige energetische Unterdeckung) in einem mit 2017 vergleichbaren Winter
- ❖ Extremrechnung „**ohne thermische KW**“ ergibt naturgemäß sowohl energetisch als auch leistungsmäßig eine mehr als 10%ige Standardverletzung.

Quelle: E-Control, [Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2018](#).

- ❖ 5 Strommarktmodelle wurden kalibriert
- ❖ Analysen basierend auf Daten der Übertragungsnetzbetreiber für 2020 & 2025 wurden durchgeführt
- ❖ verschiedene Szenarios wurden analysiert (Erzeugung, Nachfrage, Klima, etc.)
- ❖ Wahrscheinlichkeitstheoretischer Ansatz



### Wichtige Aussagen:

- ❖ Bedeutung des grenzüberschreitenden Handels in Zentraleuropa wird hervorgehoben
- ❖ es existieren komplexe Zusammenhänge zw. Angebot, Nachfrage, Speicher und Übertragungskapazitäten
- ❖ in den meisten Ländern werden keine erheblichen Versorgungsrisiken festgestellt,
- ❖ Knappheitsrisiken betreffen hauptsächlich Inseln, z.B. Zypern, Malta und Kreta.
- ❖ Im Szenario „niedriger CO<sub>2</sub>-Ausstoß“ (Stilllegung von Erzeugungsanlagen, aufgrund Beschleunigung der Umweltpolitik, z.B. Auslauf der Kohle) Ergebnisse bestätigen, dass Außerbetriebnahme der umweltschädlichen Erzeugungskapazität in unterschiedlicher Hinsicht begleitet werden sollte,
  - z.B. DSR, Flexibilität bedeutet unter anderem Speicherung, erneuerbare Energiequellen und Übertragungsleitungen.

Quelle: ENTSO-E, [MAF2018: Executive Report](#).

- ❖ NDE/ENS/NSE bzw. EENS (in GWh/a)

$$EENS = \frac{1}{N} \sum_{j \in S} ENS_j$$

- ❖ LOLE (in h/a)

$$LOLE = \frac{1}{N} \sum_{j \in S} LLD_j$$

- ❖ VoLL (in Euro/MWh)

$j \in S = [1, \dots, N]$ ...j-te Simulation aus einer Anzahl an Durchläufen,

$ENS_j$ ...Energy Not Supplied in Simulation j,

$LLD_j$ ...Loss of Load Duration in Simulation j.

- ❖ System Average Interruption Duration Index:  
Kundenbezogene Nichtverfügbarkeit

$$SAIDI = \frac{\sum_j n_j \cdot t_j}{N}$$

- ❖ Average System Interruption Duration Index:  
Leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit

$$ASIDI = \frac{\sum_j l_j \cdot t_j}{L_s}$$

$n_j$ ...Anzahl der betroffenen Netzbenutzer je Anlassfall,

$N$ ...Gesamtzahl der Netznutzer,

$t_j$ ...Unterbrechungsdauer je Anlassfall in min,

$l_j$ ...unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall in kVA,

$L_s$ ...gesamte installierte Scheinleistung in kVA

NDE...Non Delivered Energy, (E)ENS...(Expected) Energy Not Supplied,  
NSE...Not Supplied Energy, VoLL...Value of Lost Load

Quelle: ENTSO-E, [Mid-term Adequacy Forecast 2018, Appendix 1: Methodology and Detailed Results.](#)

Quelle: E-Control, [Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich 2018.](#)

= Electricity **Dispatch Optimization: Linear Programming (LP)** developed in MATLAB®

❖ objective function:

minimising (wholesale generation costs) + (procurement costs of aFRR & mFRR)

❖ constraints:

- electricity generation & DSM: demand = supply
- heat: demand = supply (power-to-heat & CHPs)
- balancing procurement: required = supply
- capacity restrictions of power plants
- ramping limits and start costs of thermal power plants
- reservoir level equations for hydro storages and other storages
- spillage of RES-E (solar, wind, RoR, natural inflow) and Not Supplied Energy
- power flows, injections and exchanges via NTC or DC power flow approach

FRR = Frequency Restoration Reserve (automatic & manual), DSM = demand side management, CHP = combined heat and power, RoR = run-of-river, NTC = net transfer capacity

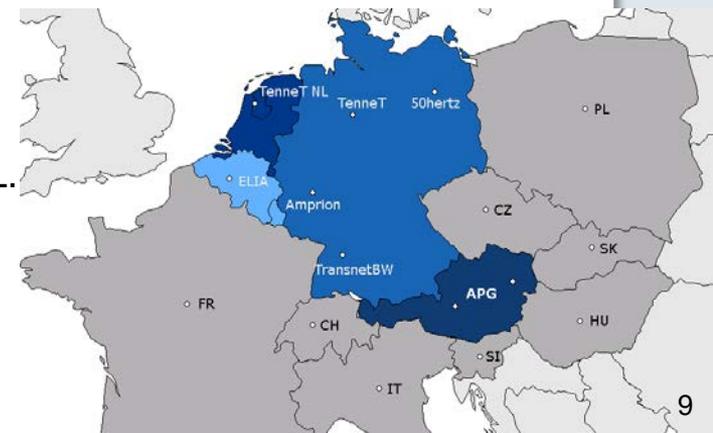
## ❖ functionalities:

- deterministic and assumes a perfectly competitive market with perfect foresight
- hourly resolution of a whole year at country or control area level for Central Europe
- control areas can be split into **balancing groups**
- rolling horizon optimisation (monthly, biweekly, weekly or daily)
- different **product designs** for aFRR (weekly, daily P, OP, WE → 4h) & mFRR
- **thermal** power plants, **(pumped-) hydro storages** and **other storages** (like batteries) can procure balancing capacity (incl. ramping)
- **implicit allocation** of transmission capacity for balancing

## ❖ geographical scope:

- wholesale: AT,DE,NL,BE,LU,FR,CH,IT,SI,HU,SK,CZ & PL.
- **balancing**: APG, TransnetBW, Amprion, TenneT, 50Hertz, TenneT NL & ELIA.

FRR = Frequency Restoration Reserve (manual and automatic)  
P = Peak, OP = Off-Peak, WE = Weekend, 4h = 4-hour-products

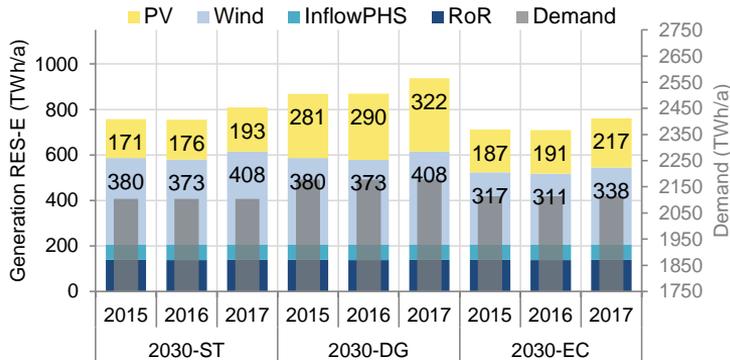


Für 2030 werden 3 verschiedene Szenarien basierend auf ENTSO-E TYNDP 2018 analysiert:

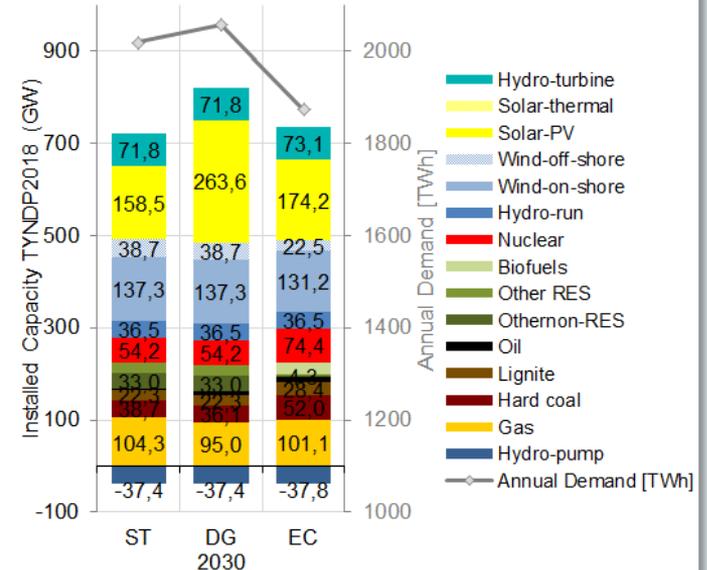
- ❖ Sustainable Transition (2030-ST),
- ❖ Distributed Generation (2030-DG),
- ❖ und das external scenario (2030-EC).

Für jedes Szenario werden die Jahre **2015, 2016 & 2017** für Wind, PV, Laufwasser (RoR), natürlicher Zufluss und Nachfrage unterstellt.

Unterstellte  
Einspeisung  
Erneuerbarer und  
Nachfrage je  
Szenario und  
Basisjahr für  
Zentraleuropa.



Installierte Kapazitäten TYNDP2018 für Zentraleuropa



## Stromerzeugung in GWh/a

	Export (GWh)	PS Pumpe (GWh)	Laufwasser (GWh)	Biomasse etc. (GWh)	Andere Nicht-EE (GWh)	Öl (GWh)	Steinkohle (GWh)	Gas (GWh)	PV (GWh)	Wind (GWh)	PS Turbine (GWh)	Import (GWh)	Nachfrage (GWh)	NSE (GWh)	LOLE (h)
2015_APG	-980	2470	20392	2619	10587	0	1867	8303	820	4911	6973	12564	59157	0	0
2016_APG	-2019	2116	28215	3414	193	0	1466	7864	939	5323	9615	10762	62777	0	0
2017_APG	-1889	3075	26257	3477	193	0	1407	9689	1144	6885	9147	9617	62855	0	0
2030-ST 2015	5310	4219	22218	5376	41	0	0	17703	1136	10639	10547	14421	76552	0	0
2030-ST 2016	5440	4240	22166	5362	31	0	0	17500	1801	10641	10561	14171	76552	0	0
2030-ST 2017	5519	4265	22220	5367	268	29	0	15935	4969	12470	10581	14404	76552	93,3	186
2030-DG 2015	4957	6987	22177	5280	250	1	0	13402	8823	10632	12594	19485	80701	0	0
2030-DG 2016	5517	7585	22140	5232	167	8	0	13284	9975	10639	13036	19323	80701	0,77	2
2030-DG 2017	5690	7460	22212	5231	333	36	0	11507	8581	12468	13495	19983	80701	4,64	8
2030-EC 2015	5948	5627	22231	11718	28	8	1050	6770	7435	12536	11589	15385	77174	0	0
2030-EC 2016	6618	5855	22191	11609	25	6	1097	7139	8410	12537	11756	14877	77174	0	0
2030-EC 2017	6517	6301	22231	11551	60	20	954	6007	7198	14688	12093	15190	77174	0	0

Quelle: APG, Markttransparenz: Ist-Last, Erzeugung nach Typ, Lastflüsse von [www.apg.at](http://www.apg.at)

EDisOn Modellergebnisse

## Vergleich 2015-2017 mit 2030 Szenarien:

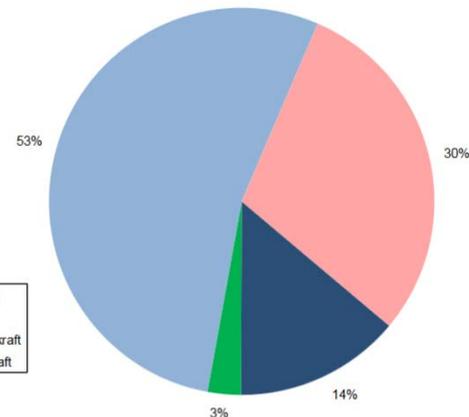
- ❖ Stromimporte und -exporte sind 2030 höher als 2015-2017.
  - Nettoimporte sinken in den Szenarien 2030-ST 2015&2016, 2030-EC 2015&2016.
- ❖ Erzeugung und Konsum von Pumpspeichern steigt ( $\Delta$  bleibt annähernd gleich)
  - Zwischenspeicherung steigt.
- ❖ Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen steigt um **117%** bis **250%**.

	Nettoimporte	PS Turbine-Pumpe	PV+Wind
2030-ST 2015	-21%	41%	175%
2030-ST 2016	0%	-16%	165%
2030-ST 2017	15%	4%	117%
2030-DG 2015	25%	25%	239%
2030-DG 2016	58%	-27%	229%
2030-DG 2017	85%	-1%	162%
2030-EC 2015	-19%	32%	248%
2030-EC 2016	-6%	-21%	234%
2030-EC 2017	12%	-5%	173%

sortiert nach maximaler Residuallast  
(=Last-(PV+Wind+Laufwasser))

Beitrag zur gesicherten Leistung (0,5% des Jahres = 44 Stunden) in %

	Laufwasser	Biomasse etc.	Andere Nicht-EE	Öl	Steinkohle	Gas	PV	Wind	PS Turbine	Import
2015_APG	14%	3%	5%	0%	4%	20%	0%	1%	18%	22%
2016_APG	18%	4%	0%	0%	5%	25%	1%	1%	28%	17%
2017_APG	15%	4%	0%	0%	5%	36%	1%	1%	29%	10%
2030-ST 2015	13%	5%	0%	0%	0%	26%	1%	2%	38%	16%
2030-ST 2016	12%	5%	1%	0%	0%	28%	1%	2%	44%	7%
2030-ST 2017	10%	5%	3%	0%	0%	27%	1%	1%	33%	18%
2030-DG 2015	12%	5%	1%	0%	0%	24%	1%	2%	41%	14%
2030-DG 2016	11%	4%	4%	0%	0%	25%	1%	2%	48%	4%
2030-DG 2017	9%	4%	3%	0%	0%	25%	2%	1%	43%	12%
2030-EC 2015	13%	11%	0%	0%	4%	16%	1%	2%	40%	13%
2030-EC 2016	11%	10%	1%	0%	4%	17%	2%	2%	47%	6%
2030-EC 2017	10%	10%	1%	0%	4%	17%	2%	1%	38%	16%



sortiert nach maximaler Last

Beitrag zur gesicherten Leistung (0,5% des Jahres = 44 Stunden) in %

	Laufwasser	Biomasse etc.	Andere Nicht-EE	Öl	Steinkohle	Gas	PV	Wind	PS Turbine	Import
2015_APG	18%	3%	10%	0%	6%	21%	1%	4%	19%	19%
2016_APG	21%	4%	0%	0%	5%	22%	0%	4%	33%	11%
2017_APG	16%	4%	0%	0%	5%	35%	0%	3%	30%	7%
2030-ST 2015	15%	4%	0%	0%	0%	26%	1%	10%	38%	6%
2030-ST 2016	12%	4%	1%	0%	0%	26%	1%	6%	46%	3%
2030-ST 2017	10%	4%	3%	1%	0%	26%	1%	5%	35%	13%
2030-DG 2015	14%	4%	2%	0%	0%	24%	2%	9%	37%	8%
2030-DG 2016	11%	4%	4%	0%	0%	23%	2%	6%	48%	3%
2030-DG 2017	9%	4%	3%	1%	0%	23%	2%	4%	44%	9%
2030-EC 2015	15%	10%	0%	0%	4%	15%	2%	11%	36%	7%
2030-EC 2016	12%	9%	1%	0%	4%	15%	2%	7%	48%	4%
2030-EC 2017	10%	9%	1%	1%	4%	16%	2%	6%	40%	12%

Abbildung 53: Gesicherte Leistung nach Technologie 2030, öffentliche Versorgung

- ❖ Die gesicherte Leistung, die Leistung die sich mit einer hinlänglich großen Wahrscheinlichkeit jederzeit bereitstellen lässt.

Quelle: E-Control, [Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2018](#).

sortiert nach maximaler Residuallast  
(=Last-(PV+Wind+Laufwasser))

Beitrag zur gesicherten Leistung (5% des Jahres = 438 Stunden) in %

	Laufwasser	Biomasse etc.	Andere Nicht-EE	Öl	Steinkohle	Gas	PV	Wind	PS Turbine	Import
2015_APG	18%	3%	6%	0%	5%	21%	1%	3%	16%	21%
2016_APG	21%	4%	0%	0%	4%	26%	1%	3%	21%	19%
2017_APG	17%	4%	0%	0%	5%	34%	1%	3%	20%	16%
2030-ST 2015	15%	5%	0%	0%	0%	27%	2%	3%	31%	16%
2030-ST 2016	14%	5%	0%	0%	0%	28%	2%	4%	31%	16%
2030-ST 2017	12%	5%	2%	0%	0%	28%	2%	4%	29%	22%
2030-DG 2015	14%	5%	1%	0%	0%	24%	3%	3%	35%	15%
2030-DG 2016	13%	5%	2%	0%	0%	25%	3%	3%	35%	14%
2030-DG 2017	11%	4%	3%	0%	0%	25%	2%	4%	32%	18%
2030-EC 2015	15%	11%	0%	0%	3%	16%	2%	3%	33%	16%
2030-EC 2016	13%	11%	0%	0%	4%	16%	3%	4%	34%	14%
2030-EC 2017	12%	11%	1%	0%	4%	17%	2%	4%	27%	23%

sortiert nach maximaler Last

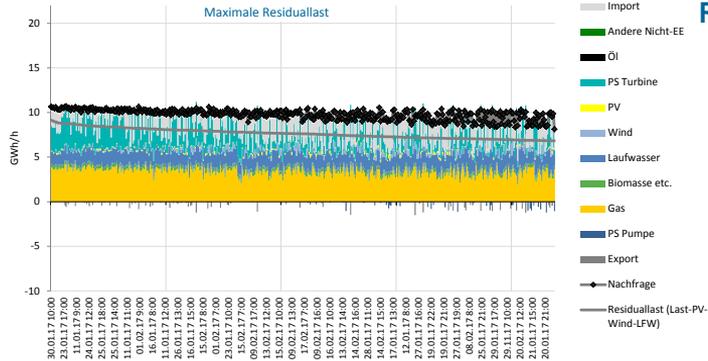
Beitrag zur gesicherten Leistung (5% des Jahres = 438 Stunden) in %

	Laufwasser	Biomasse etc.	Andere Nicht-EE	Öl	Steinkohle	Gas	PV	Wind	PS Turbine	Import
2015_APG	19%	3%	9%	0%	6%	20%	1%	6%	16%	20%
2016_APG	24%	4%	0%	0%	4%	24%	1%	7%	23%	14%
2017_APG	21%	4%	0%	0%	4%	31%	1%	7%	24%	9%
2030-ST 2015	16%	5%	0%	0%	0%	25%	3%	9%	31%	10%
2030-ST 2016	14%	5%	0%	0%	0%	25%	4%	10%	31%	10%
2030-ST 2017	14%	5%	2%	0%	0%	26%	2%	10%	27%	15%
2030-DG 2015	15%	4%	2%	0%	0%	23%	4%	8%	32%	11%
2030-DG 2016	13%	4%	2%	0%	0%	23%	6%	9%	32%	10%
2030-DG 2017	13%	4%	2%	0%	0%	23%	3%	9%	32%	13%
2030-EC 2015	16%	10%	0%	0%	3%	14%	4%	10%	32%	10%
2030-EC 2016	14%	10%	0%	0%	3%	14%	5%	11%	34%	9%
2030-EC 2017	13%	10%	1%	0%	4%	15%	3%	11%	30%	13%

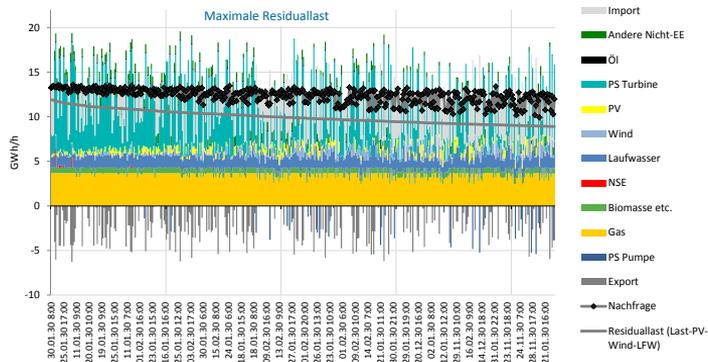
- ❖ ausschließlich Stunden von Nov. bis Feb.
- ❖ hohe Relevanz thermischer Kraftwerke in Herbst- bzw. Wintermonaten
- ❖ Beitrag von PV und Wind verdoppelt sich annähernd bei Betrachtung von 5% der Stunden des Jahres
- ❖ Reihung nach Technologie für den Beitrag an gesicherter Leistung (0,5% & 5% des Jahres):
  1. 25-48% ... Speicherkraftwerke
  2. 17-30% ... Gas, Steinkohle & andere Nicht-EE
  3. 9-16% ... Laufwasser
  4. 3-23% ... Import
  5. 1-11% ... Wind

### 5% der Stunden mit maximaler Residuallast

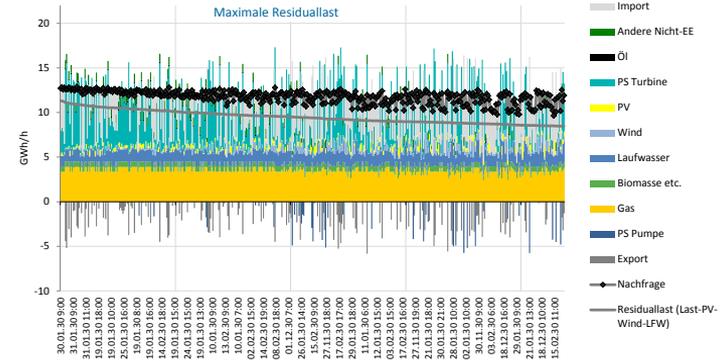
#### Tatsächliche Erzeugung 2017



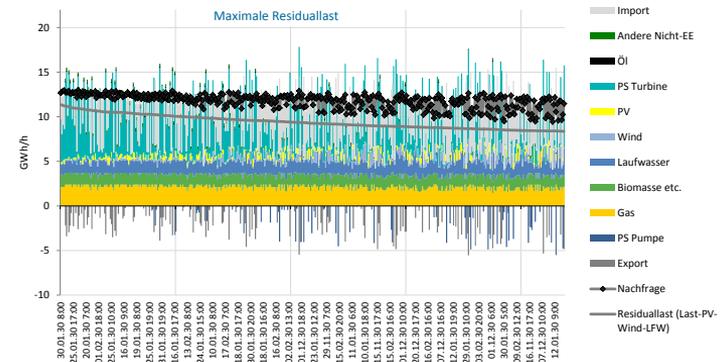
#### 2030-DG 2017Pr



#### 2030-ST 2017Pr



#### 2030-EC 2017Pr



- ❖ Variation der Laufwasserkrafterzeugung und natürlicher Zufluss der Speicherkraftwerke um -10% / +10% für das Profilyahr 2017 je Szenario
- ❖ In AT **erhöhen/verringern** sich die Importe bzw. Abregelung EE **verringert/erhöht** sich
- ❖ In den Nachbarländern **erhöht/verringert** sich die thermische Erzeugung

KPIs for Austria	2030-ST	2030-ST 2017	2030-ST 2017	2030-DG	2030-DG 2017	2030-DG 2017	2030-EC	2030-EC 2017	2030-EC 2017						
	2017	0.9Hy	1.1Hy	2017	0.9Hy	1.1Hy	2017	0.9Hy	1.1Hy						
wholesale generation costs (Meuro/a)	1634	17,4	1,1%	-16,2	-1,0%	1110	11,7	1,1%	-12,2	-1,1%	679	10,8	1,6%	-9,3	-1,4%
CO <sub>2</sub> emissions (wholesale) (MtCO <sub>2</sub> /a)	6	0,1	1,2%	-0,1	-1,0%	5	0,1	1,2%	-0,1	-1,2%	3	0,1	2,5%	-0,1	-2,3%
net-Imports (GWh/a)	9	2,0	22,1%	-2,1	-23,3%	14	2,1	14,6%	-2,0	-14,2%	9	2,7	31,6%	-2,8	-31,9%
thermal generation (GWh/a)	16	0,2	1,3%	-0,2	-1,0%	12	0,1	1,2%	-0,1	-1,2%	7	0,2	2,7%	-0,2	-2,3%
RES-E spillage (GWh/a)	52	-4,9	-9,4%	5,4	10,3%	116	-10,7	-9,2%	9,9	8,6%	30	-3,1	-10,3%	2,0	6,8%
RES-E part (%)	68,5%		-1,0%		4,4%	70,0%		-3,9%		3,9%	81,8%		-4,6%		4,6%
KPIs for Central Europe	2030-ST	2030-ST 2017	2030-ST 2017	2030-DG	2030-DG 2017	2030-DG 2017	2030-EC	2030-EC 2017	2030-EC 2017						
	2017	0.9Hy	1.1Hy	2017	0.9Hy	1.1Hy	2017	0.9Hy	1.1Hy						
wholesale generation costs (Meuro/a)	79251	210,4	0,27%	-198,8	-0,25%	62791	159,4	0,25%	-157,3	-0,25%	48910	157,5	0,32%	-156,9	-0,32%
CO <sub>2</sub> emissions (wholesale) (MtCO <sub>2</sub> /a)	403	1,3	0,32%	-1,1	-0,26%	429	1,2	0,28%	-1,1	-0,26%	395	1,6	0,40%	-1,6	-0,39%
thermal generation (GWh/a)	1127	2,2	0,20%	-2,1	-0,18%	1084	2,0	0,19%	-2,1	-0,19%	1154	2,9	0,25%	-2,9	-0,25%
RES-E spillage (GWh/a)	130	-4,6	-3,53%	2,2	1,66%	1562	-16,3	-1,04%	14,6	0,93%	630	-4,5	-0,71%	3,4	0,54%
RES-E part (%)	46,8%		-0,22%		0,22%	50,8%		-0,19%		0,19%	45,8%		-0,30%		0,30%

- ❖ thermische Kraftwerke sind besonders relevant in den Herbst- und Wintermonaten
- ❖ Internationaler Austausch gewinnt an Bedeutung hinsichtlich Versorgungssicherheit
- ❖ Windanlagen leisten auch Beitrag zur gesicherten Leistung
- ❖ Leistungsmäßige Deckung für alle Szenarien erfüllt & keine Standardverletzung kann beobachtet werden (→mehr als 10%ige energetische Unterdeckung)
- ❖ Sensitivität von Hydro → höhere Auswirkungen auf Importe und Abregelung EE als auf thermische Erzeugung in AT

### Weitere Analysen bzw. Möglichkeiten

- ❖ thermische Kraftwerkskapazitäten sukzessive verringern (durchgeführt für TYNDP2016 2030-V3)
  - Speicherkraftwerke und Stromimporte kompensieren Gaskraftwerke (NSE>0 für Gas<40%)
- ❖ Basisjahre um 2018 erweitern
- ❖ Österreich als autark annehmen, d.h. keine Importmöglichkeiten
- ❖ ...



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN  
Vienna | Austria



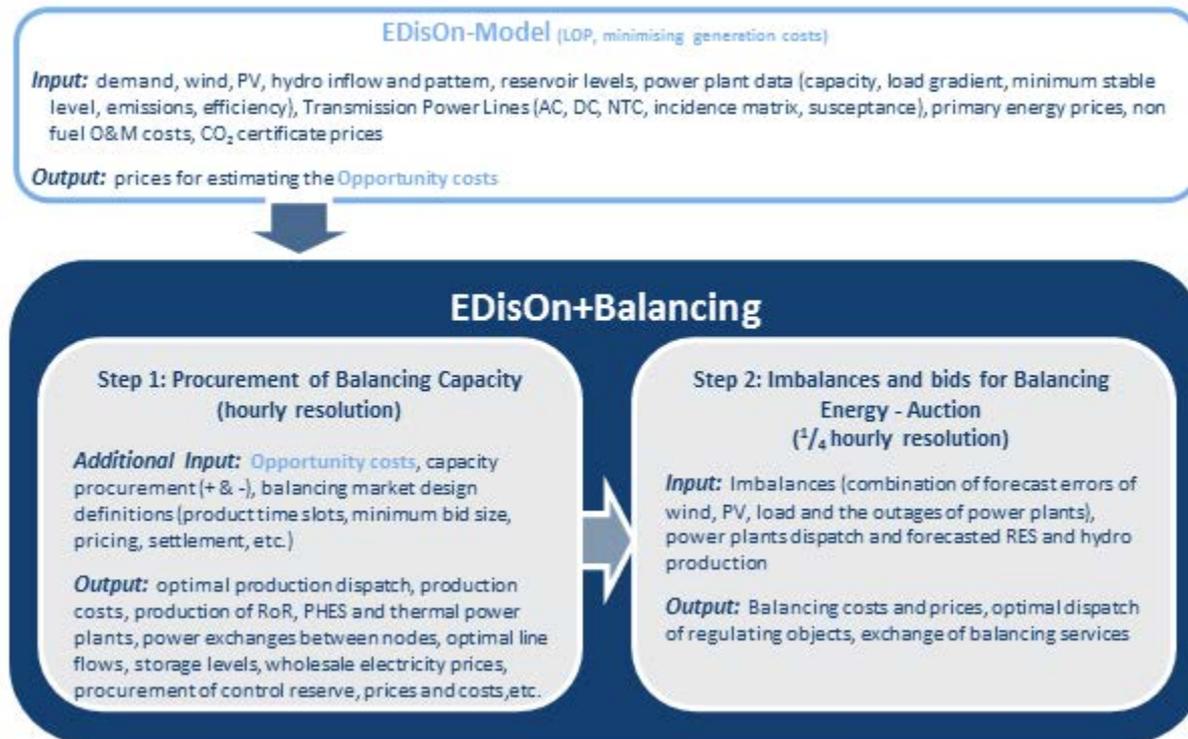
## DIPL.-ING. DR.TECHN. BETTINA DALLINGER

Technische Universität Wien  
Institute of Energy Systems and Electrical Drives  
Energy Economics Group – EEG

Gußhausstraße 25-29 / E370-3  
1040 Vienna, Austria

[P] +43 1 58801 370 366  
[E] [dallinger@eeg.tuwien.ac.at](mailto:dallinger@eeg.tuwien.ac.at)  
[W] [www.eeg.tuwien.ac.at](http://www.eeg.tuwien.ac.at)

- ❖ Burgholzer, Bettina; Auer, Hans (2016): Cost/benefit analysis of transmission grid expansion to enable further integration of renewable electricity generation in Austria. In: Renewable Energy 97, S. 189–196. DOI: 10.1016/j.renene.2016.05.073.
- ❖ Burgholzer, Bettina (2017). “Interdependencies of harmonised procurement of manually and automatically activated FRR in selected Central European balancing markets”. In: 2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM). IEEE, pp. 1-6. ISBN: 978-1-5090-5499-2. doi: 10.1109/EEM.2017.7981919.
- ❖ Dallinger, Bettina, Hans Auer, and Georg Lettner (2018). “Impact of harmonised common balancing capacity procurement in selected Central European electricity balancing markets”. In: Applied Energy 222, pp. 351-368. issn: 03062619. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.120.
- ❖ Dallinger, Bettina, Daniel Schwabeneder, et al. (2018). “Socio-economic benefit and profitability analyses of Austrian hydro storage power plants supporting increasing renewable electricity generation in Central Europe”. In: Under review at Renewable & Sustainable Energy Reviews Journal.
- ❖ EEA (2008). “Air pollution from electricity-generating large combustion plants”. In: EEA Technical report 4/2008. issn: 1725-2237. url: [www.eea.europa.eu/publications/technical\\_report\\_2008\\_4/download](http://www.eea.europa.eu/publications/technical_report_2008_4/download).
- ❖ EEA (2014). “Costs of air pollution from European industrial facilities 2008-2012”. In: EEA Technical report 20/2014. issn: 1725-2237.
- ❖ ENTSO-E (2017b). Ten-Year Network Development Plan 2018: Scenario Development Report. url: [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu).
- ❖ Farahmand, H. and G. L. Doorman (2012). “Balancing market integration in the Northern European continent.” In: Applied Energy 96, pp. 316–326. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.11.041.
- ❖ Gebrekiros, Yonas Tesfay (2015). “Analysis of Integrated Balancing Markets in Northern Europe under Different Market Design Options”. PhD thesis. Trondheim: NTNU
- ❖ Hirth, Lion and Inka Ziegenhagen (2015). “Balancing power and variable renewables: Three links.” In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 50, pp. 1035–1051. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2015.04.180.
- ❖ Kristin Dietrich (2014). “Demand Response in Electric Systems: Its Contribution to Regulation Reserves and Its Role in Aggregating Distributed Energy Resources”. PhD thesis. Madrid: Comillas Pontifical University.
- ❖ Morales, Juan M. (2014). Integrating renewables in electricity markets: Operational problems. Vol. volume 205. International series in operations research & management science. Springer. ISBN: 978-1-4614-9410-2.
- ❖ Müsgens, Felix, Axel Ockenfels, and Markus Peek (2014). “Economics and design of balancing power markets in Germany.” In: International Journal of Electrical Power & Energy Systems 55, pp. 392–401. ISSN: 01420615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.09.020.
- ❖ Shahidehpour, M., Hatim Yamin, and Zuyi Li (2002). Market operations in electric power systems: Forecasting, scheduling, and risk management. [New York]: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Wiley-Interscience. ISBN: 9780471463948.
- ❖ Van den Bergh, K, K. Bruninx, et al. (2013). A Mixed-Integer Linear Formulation of the Unit Commitment Problem: Working Paper. url: [www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy%5C\\_environment/Pdf/wpen2013-11.pdf](http://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy%5C_environment/Pdf/wpen2013-11.pdf) .
- ❖ Van den Bergh, K, E. Delarue, and W. D'Haeseleer (2014). DC power flow in unit commitment models: TME Working Paper - Energy and Environment. url: [www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy%5C\\_environment/Pdf/wpen2014-12.pdf](http://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy%5C_environment/Pdf/wpen2014-12.pdf).
- ❖ ...



## Sets and indices

$H, Q$ (index $h$ )	set of time steps (H=hours, Q=quarter-hours)
$I_{ca}$ (index $i$ )	set of balancing groups in control area $ca$
$CA$ (index $ca$ )	set of control areas (e.g. APG, TransnetBW, etc.)
$L \subset L_{AC} \cup L_{DC}$ (index $l$ )	set of transmission power lines
$l_{AC}, l_{DC}$	
$TH_i$ (index $th$ )	set of thermal units in balancing group $i$
$PS_i$ (index $ps$ )	set of pumped hydro storage units in balancing group $i$
$ST_i$ (index $st$ )	set of other storage units in balancing group $i$
$j \in \{a, m\}$	automatically and manually activated FRR

## Parameters (italic)

### Wholesale market:

$C^{O&M}$	operations and maintenance costs	EUR/MWh
$C_{fuel}^{th}$	primary energy costs	EUR/MWh
$C^{CO_2}$	CO <sub>2</sub> certificate price	EUR/CO <sub>2</sub>
$SRMC_{h,t}$	short run marginal costs of thermal power plant $th$	EUR/MWh
$C_{start}^{th}$	start costs of thermal power plants	EUR/MWh
$C^{W_i}, C^{PV}$	generation costs of wind and PV systems	EUR/MWh
$C^{Hy}$	generation costs of Run-of-River (RoR)	EUR/MWh
$VoLL$	value of lost load	EUR/MWh
$Demand_{h,i}$	demand in step $h$ and balancing group $i$	MWh/h
$L_{up(down)}$	percentage of demand increase (decrease) in $i$	%
$DI$	time frame of demand shift	h
$Demand_{h,i}^{heat}$	heat demand in step $h$ and balancing group $i$	MWh/h
$ramp_{th}$	ramping limit of thermal power $th$	%
$Cap_{th}^{max(min)}$	max (min) capacity of thermal power plant $th$	MW
$E_{mth}$	CO <sub>2</sub> emissions of thermal power plant $th$	tCO <sub>2</sub> /MWh
$\eta_{th}$	efficiency of thermal power plant $th$	%
$\eta_{th}^{heat}$	thermal efficiency of thermal power plant $th$	%
$Cap_{th}^{Hy}$	max capacity of RoR	MW
$Inflow_{h,i}^{hy}$	natural inflow RoR	MWh/h
$Cap_{ps}^{u(i)}$	max turbine (pump) capacity of unit $ps$	MW
$\eta_{ps}^{t,p}, \eta_{ps}^{p,u}$	efficiency of turbine and pump	%
$E_{nps}^{min(max)}$	min (max) storage level of pumped hydro storage unit $ps$	MWh

$Infl_{h,ps}$	natural inflow of unit $ps$	MWh/h
$CapOut_{st}$	max charging capacity of storage unit $st$	MW
$CapIn_{st}$	max discharging capacity of storage unit $st$	MW
$\eta_{st}^{out}, \eta_{st}^{in}$	efficiency of generation and consumption of other storages	%
$E_{nps}^{min(max)}$	min (max) storage level of other storage unit $st$	MWh
$Wind_{h,i}$	generation of wind turbines	MWh/h
$PV_{h,i}$	generation of PV systems	MWh/h
$CapL_{l,A \rightarrow B(B \rightarrow A)}$	capacity limit of transmission power line $l$ from A to B (B to A)	MW
$A_{li}$	incidence matrix	$\{-1, 0, 1\}$
$\alpha_{max}$	maximum of phase shifter angle	30°
$PTDF_{iAC,i}$	power transfer distribution factors of the grid	R
$PSDF_{iAC,lps}$	phase shift distribution factors of the grid	R
$DCDF_{iAC,lDC}$	DC lines distribution factors of the grid	R

### Balancing market:

$\overline{TC}_{h,th}^j, \overline{TC}_{h,th}^{j,th}$	total costs of up-/downward balancing capacity expected wholesale price level	EUR/MW
$P_{h,A}^{D,A}$		EUR/MWh
$V_{h,2CO}^{H,2CO}$	water value of hydro storage unit $ps$	EUR/MWh
$V_{h,stor}^{Stor}$	storage value of other storage unit $st$	EUR/MWh
$Peak_{h,t}$	Peak=1, Off-Peak=0 or Weekend=-1	[1, 0, -1]
$\overline{FRR}_{ca}^j, \overline{FRR}_{ca}^{j,th}$	necessary up-/downward FRR of control area $ca$	MW/h
$z_l$	capacity share of line $l$ for balancing purposes	[0, 1]

## Decision variables

### Wholesale market:

$D_{h,i}^{up(down)}$	increase (decrease) of demand in hour $h$ in node $i$	MWh/h
$D_{h',h,i}$	shifting demand from $h'$ to $h$ in $i$	MWh/h
$thP_{h,th}$	generation of thermal power plant $th$	MWh/h
$X_{h,th}^X, X_{h,th}^Y, X_{h,th}^Z$	linearisation of thermal generation	[0, 1]
$Str_{h,th}$	thermal power plant $th$ starts or not	[0, 1]
$PtoH_{h,i}$	Power-to-Heat device in balancing group $i$	MWh/h
$tuP_{h,ps}, puP_{h,ps}$	generation and pump consumption of PHS unit $ps$	MWh/h
$storL_{h,ps}$	storage level of PHS	MWh/h
$stPOut_{h,st}, stPin_{h,st}$	generation and consumption of other storage unit $st$	MWh/h
$storL_{h,st}$	storage level of other storages	MWh/h
$DCharge_{h,st}$	stand-by losses	MWh/h
$hyP_{h,j}$	generation of RoR plants	MWh/h
$Spill_{h,j}^{Hy}$	RoR spillage (RES-E curtailment)	MWh/h
$Spill_{h,j}^{Wind}$	wind generation spillage (RES-E curtailment)	MWh/h
$Spill_{h,j}^{PV}$	PV generation spillage (RES-E curtailment)	MWh/h
$Spill_{h,ps}^{Inflow}$	spillage of natural inflow of PHS	MWh/h
$NSE_{h,i}$	not supplied energy	MWh/h
$Flow_{l,h}$	power flow on transmission line $l$	MWh/h
$Exch_{i,h}$	power injection in node/balancing group $i$	MWh/h
$\alpha_{i,h}$	phase angle of phase shifter in node $i$	°

### Balancing market:

$\overline{thFRR}_{h,th}^j, \overline{thFRR}_{h,th}^{j,th}$	reserved capacity for up-/downward $j \in \{a, m\}$ FRR of thermal unit $th$	MW/h
$\overline{psFRR}_{h,ps}^j, \overline{psFRR}_{h,ps}^{j,ps}$	reserved capacity for up-/downward $j$ FRR of pumped hydro storage unit $ps$	MW/h
$\overline{stFRR}_{h,st}^j, \overline{stFRR}_{h,st}^{j,st}$	reserved capacity for up-/downward $j$ FRR of other storage unit $st$	MW/h
$\overline{Exch}_{h,i}^j, \overline{Exch}_{h,i}^{j,i}$	exchanged reserve capacity for up-/downward $j$ FRR	MW/h
$\overline{RCap}_{l,h}^j, \overline{RCap}_{l,h}^{j,l}$	reserved transmission capacity for $j$ FRR on line $l$	MW/h
$storL_{h,ps}^{RV+}, storL_{h,ps}^{RV-}$	reserved storage level of PHS unit $ps$ for up-/downward balancing	MWh/h
$storL_{h,st}^{RV+}, storL_{h,st}^{RV-}$	reserved storage level of other storage unit $st$ for up-/downward balancing	MWh/h

## ❖ objective function:

minimising (wholesale generation costs) + (procurement costs of aFRR & mFRR)

$$\begin{aligned}
 \min OF^{Wholesale} = \min & \sum_{\substack{h \in H, \\ ca \in CA, i \in I_{ca}}} \sum_{th \in TH_i} (thP_{h,th} \cdot SRMC_{h,th} + Str_{h,th} \cdot C_{h,th}^{Start}) \\
 & + (hyP_{h,i} - Spill_{h,i}^{Hy}) \cdot C^{Hy} + (Wind_{h,i} - Spill_{h,i}^{Wind}) \cdot C^{Wi} \\
 & + (PV_{h,i} - Spill_{h,i}^{PV}) \cdot C^{PV} + NSE_{h,i} \cdot VoLL \quad (3.1)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 OF^{Balancing} = & \sum_{\substack{h \in H, \\ ca \in CA, i \in I_{ca}}} \sum_{th \in TH_i} \sum_{j \in a, m} \overline{thFRR}_{h,th}^j \cdot \overline{TC}_{h,th}^j + \underline{thFRR}_{h,th}^j \cdot \underline{TC}_{h,th}^j \\
 & + \sum_{ps} \overline{psFRR}_{h,ps}^j \cdot \max(p_{h,i}^{DA} - V_{h,ps}^{H2O}, C^{PS}) \\
 & + \sum_{st} \overline{stFRR}_{h,st}^j \cdot \max(p_{h,i}^{DA} - V_{h,st}^{Stor}, C^{Stor}) \quad (3.42)
 \end{aligned}$$

## ❖ constraints wholesale market:

- electricity generation & DSM: demand = supply

$$\begin{aligned}
 Demand_{h,i} = & \sum_{th} thP_{h,th} + \sum_{ps} (tuP_{h,ps} - puP_{h,ps}) + \sum_{st} (stPOut_{h,st} - stPIn_{h,st}) \\
 & + hyP_{h,i} - Spill_{h,i}^{Hy} + Wind_{h,i} - Spill_{h,i}^{Wind} + PV_{h,i} - Spill_{h,i}^{PV} \\
 & - Exch_{h,i} + NSE_{h,i} \quad : p_{h,i}^{DA} \quad \forall h \in H, \forall i \in I_{ca} \quad (3.2)
 \end{aligned}$$

- capacity restrictions of power plants

$$thP_{h,th} = X_{h,th}^X \cdot Cap_{th}^{min} + X_{h,th}^Y \cdot (Cap_{th}^{max} - Cap_{th}^{min}) \quad \forall h \in H, th \in TH_i$$

- ramping limits and start costs of thermal power plants

$$\begin{aligned}
 X_{h,th}^X - X_{h-1,th}^X & \leq Str_{h,th} \leq 1 \quad \forall h > 1, th \\
 X^Y + X^Z & \leq X^X \leq 1 \\
 X^X \geq 0, X^Y & \geq 0, X^Z \geq 0, Str \geq 0
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 thP_{h,th} - thP_{h-1,th} & \leq ramp_{th} \cdot Cap_{th}^{max} \quad \forall h \geq 2, \forall th \\
 -thP_{h,th} + thP_{h-1,th} & \leq ramp_{th} \cdot Cap_{th}^{max} \quad \forall h \geq 2, \forall th
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Demand_{h,i} + D_{h,i}^{up} - D_{h,i}^{down} & \\
 D_{h,i}^{up} = \sum_{h'=h}^{h+DT} D_{h',h,i} & \quad \sum_{h'=h}^{h+DT} D_{h',h,i} = \sum_{h'=h}^{h+DT} D_{h',h,i} \\
 D_{h,i}^{down} = \sum_{h'=h}^{h+DT} D_{h,h',i} & \quad 0 \leq D_{h,i}^{up} \leq L_i^{up} \cdot Demand_{h,i} \\
 & \quad 0 \leq D_{h,i}^{down} \leq L_i^{down} \cdot Demand_{h,i}
 \end{aligned}$$

## ❖ constraints wholesale market:

- reservoir level equations for hydro storages and other storages

for  $h \geq 2$  and  $\forall ps \in PS_i$ :

$$\text{storL}_{h,ps} = \text{storL}_{h-1,ps} - \frac{\text{tuP}_{h,ps}}{\eta^{Tu}} + \text{puP}_{h,ps} \cdot \eta^{Pu} + \text{Infl}_{h,ps} - \text{Spill}_{h,ps}^{PHS} : V_{h,ps}^{H2O}$$

for  $h \geq 2$  and  $\forall st \in ST_i$ :

$$\text{storL}_{h,st} = \text{storL}_{h-1,st} - \frac{\text{stPOut}_{h,st}}{\eta^{stOut}} + \text{stPIn}_{h,st} \cdot \eta^{stIn} - \text{DCharge}_{h,st} : V_{h,st}^{Stor}$$

- spillage of RES-E (solar, wind, RoR and natural inflow) and Not Supplied Energy (NSE)

$$0 \leq \text{Spill}_{h,i}^{Wind} \leq \text{Wind}_{h,i}$$

$$0 \leq \text{Spill}_{h,i}^{PV} \leq \text{PV}_{h,i}$$

$$0 \leq \text{NSE}_{h,i} \leq \text{Demand}_{h,i}$$

- power flows, injections and exchanges via Net Transfer Capacity (NTC) or DC power flow approach

$$\text{Exch}_{i,h} = \sum_{l \in L} A_{l,i} \cdot \text{Flow}_{l,h} \quad \forall h \in H, \forall i \in I_{ca}$$

$$-\alpha^{max} \leq \alpha_{l_{pst},h} \leq \alpha^{max} \quad \forall l_{pst} \in L_{pst} \subset L_{AC}, \forall h \in H$$

$$\forall l_{AC} \in L_{AC}, \forall h \in H :$$

$$\forall l \in L \subset L_{AC} \dot{\cup} L_{DC}, \forall h \in H :$$

$$-CapL_l^{B \rightarrow A} \cdot DLR_h \leq \text{Flow}_{l,h} \leq CapL_l^{A \rightarrow B} \cdot DLR_h$$

$$\begin{aligned} \text{Flow}_{l_{AC},h} = & \sum_{i \in I} PTDF_{l_{AC},i} \cdot \text{Exch}_{i,h} + \sum_{l_{pst} \in L_{pst} \subset L_{AC}} PSDF_{l_{AC},l_{pst}} \cdot \alpha_{l_{pst},h} \\ & + \sum_{l_{DC} \in L_{DC}} DCDF_{l_{AC},l_{DC}} \cdot \text{Flow}_{l_{DC},h} \end{aligned} \quad (3.28)$$

## ❖ constraints balancing:

- required balancing capacity products

$$\sum_{\substack{th \in TH_i, ps \in PS_i, st \in ST_i \\ i \in I_{ca}}} \overline{thFRR}_{h,th}^j + \overline{psFRR}_{h,ps}^j + \overline{stFRR}_{h,st}^j \geq \overline{FRR}_{ca}^j$$

- consideration of different product time slots

$$\sum_{\substack{th \in TH_i, ps \in PS_i, st \in ST_i \\ i \in I_{ca}}} \underline{thFRR}_{h,th}^j + \underline{psFRR}_{h,ps}^j + \underline{stFRR}_{h,st}^j \geq \underline{FRR}_{ca}^j$$

- ramping limits of thermal power plants
- pumped hydro, hydro and other storages

$$\begin{aligned} \overline{thFRR}_{h_P,th}^a &= \overline{thFRR}_{h,th}^a & \forall h \cdot \mathbb{I}_{\{Peak_h=1\}} &\subset W D_{loop} \\ \overline{thFRR}_{h_{OP},th}^a &= \overline{thFRR}_{h,th}^a & \forall h \cdot \mathbb{I}_{\{Peak_h=0\}} &\subset W D_{loop} \\ \overline{thFRR}_{h_{WE},th}^a &= \overline{thFRR}_{h,th}^a & \forall h \cdot \mathbb{I}_{\{Peak_h=-1\}} &\subset W D_{loop} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \overline{thFRR}_{h,th}^a &\leq X_{h,th}^Z \cdot \min \left\{ Cap_{th}^{max}, \frac{ramp_{th}}{60} \cdot 5 \right\} \\ \underline{thFRR}_{h,th}^a &\leq X_{h,th}^Y \cdot \min \left\{ Cap_{th}^{max} - Cap_{th}^{min}, \frac{ramp_{th}}{60} \cdot 5 \right\} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} storL_{h,ps} &= storL_{h-1,ps} - \frac{tuP_{h,ps}}{\eta^{tu}} + puP_{h,ps} \cdot \eta^{pu} + Infl_{h,ps} - Spill_{h,ps}^{PHS} \\ storL_{h,ps}^{RV+} &= storL_{h-1,ps}^{RV+} - \sum_j (\overline{psFRR}_{h,ps}^j) / \eta^{tu} \\ storL_{h,ps}^{RV-} &= storL_{h-1,ps}^{RV-} + \sum_j (\underline{psFRR}_{h,ps}^j) \cdot \eta^{pu} \end{aligned}$$

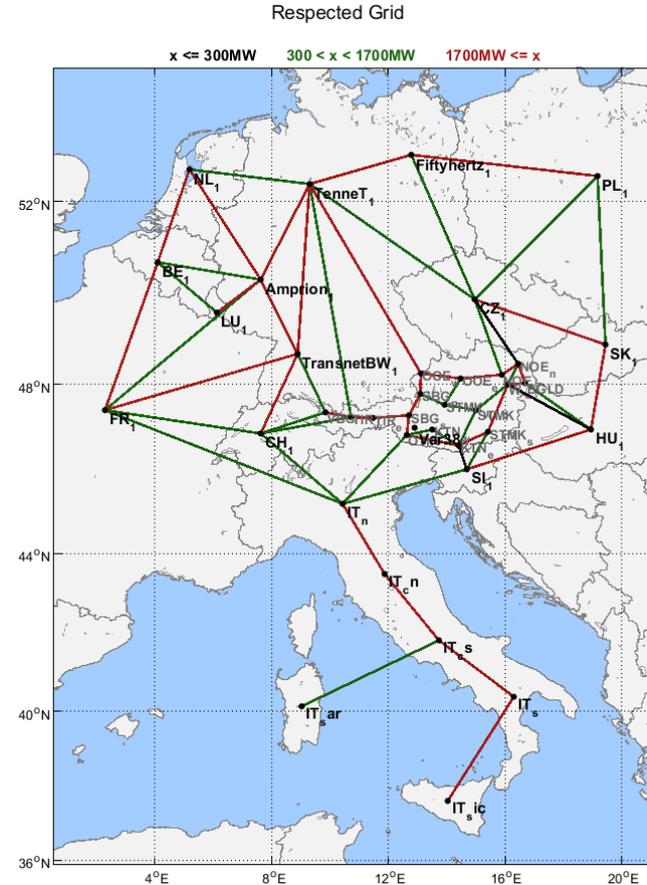
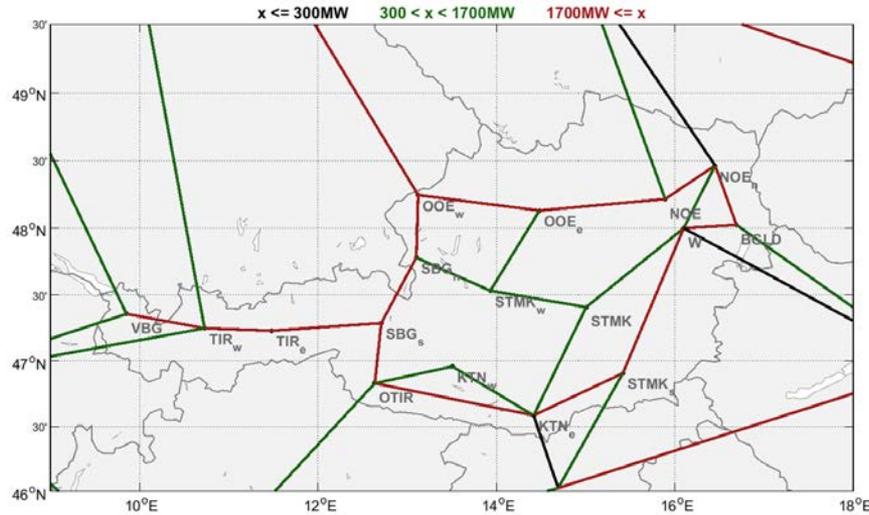
$$\begin{aligned} En_{ps}^{min} &\leq storL_{h,ps} + storL_{h,ps}^{RV+} \\ storL_{h,ps} + storL_{h,ps}^{RV-} &\leq En_{ps}^{max} \\ tuP_{h,ps} + \sum_j \overline{psFRR}_{h,ps}^j &\leq Cap_{ps}^{Tu} \\ puP_{h,ps} + \sum_j \underline{psFRR}_{h,ps}^j &\leq Cap_{ps}^{Pu} \end{aligned}$$

- implicit allocation of transmission capacity for balancing

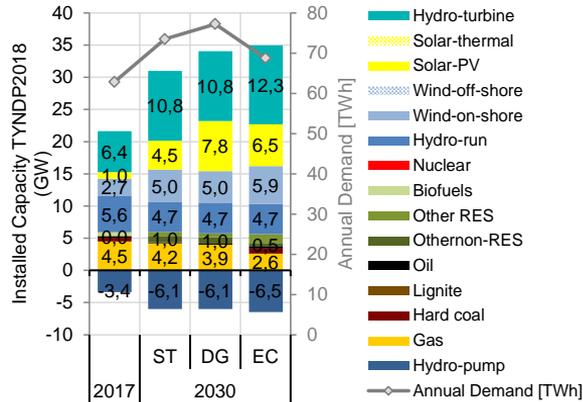
$$\overline{Exch}_{i,h}^j = \sum_l A_{l,i} \cdot \overline{RCap}_{l,h}^j = \begin{cases} + & \text{export upward FRR} \\ - & \text{import upward FRR} \end{cases}$$

$$\begin{aligned} -(\overline{RCap}_{l,h}^a + \overline{RCap}_{l,h}^m) &\leq CapL_l^{B \rightarrow A} + Flow_{l,h} \\ -CapL_l^{B \rightarrow A} \cdot z_l &\leq \overline{RCap}_{l,h}^a + \overline{RCap}_{l,h}^m \leq CapL_l^{A \rightarrow B} \cdot z_l \end{aligned}$$

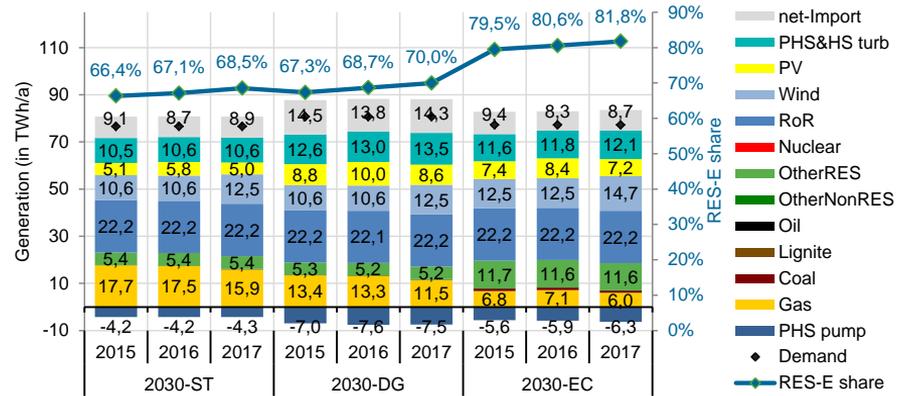
$$\sum_{th,ps,st,i} \overline{thFRR}_{h,th}^j + \overline{psFRR}_{h,ps}^j + \overline{stFRR}_{h,st}^j - \overline{Exch}_{h,i}^j \geq \overline{FRR}_{ca}^j$$



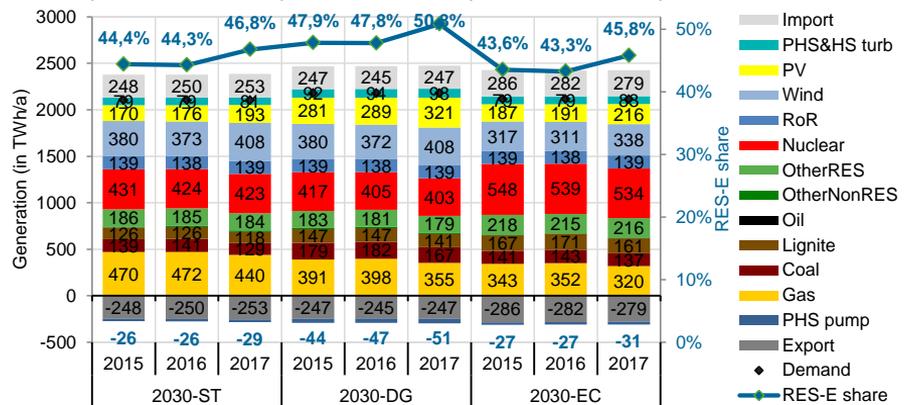
## Installierte Kapazität für Österreich



## Österreich

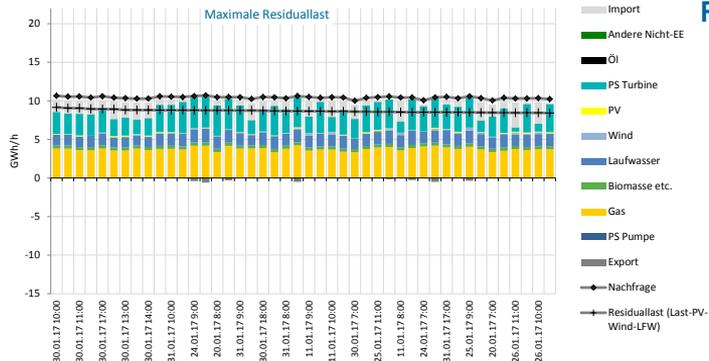


## Zentraleuropa

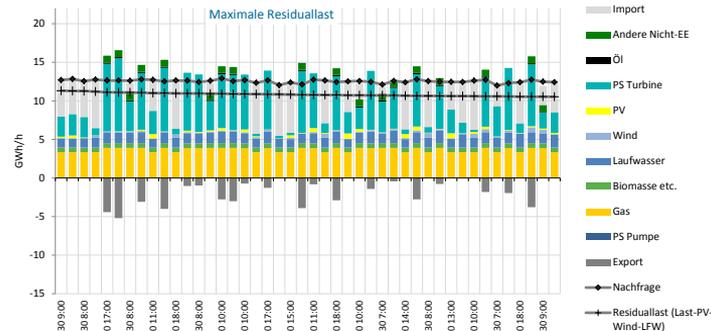


### 0,5% der Stunden mit maximaler Residuallast

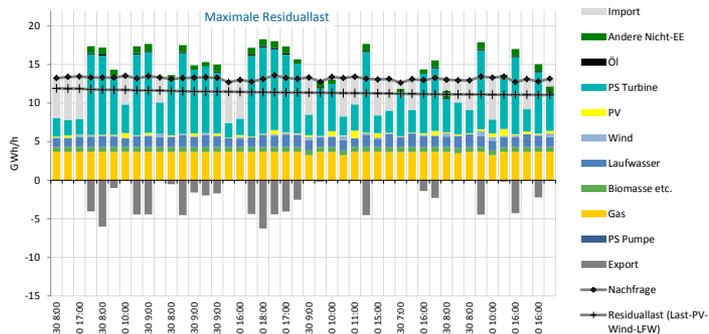
#### Tatsächliche Erzeugung 2017



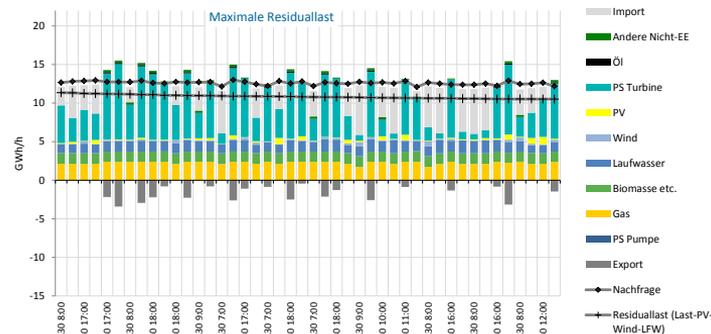
#### 2030-ST 2017Pr



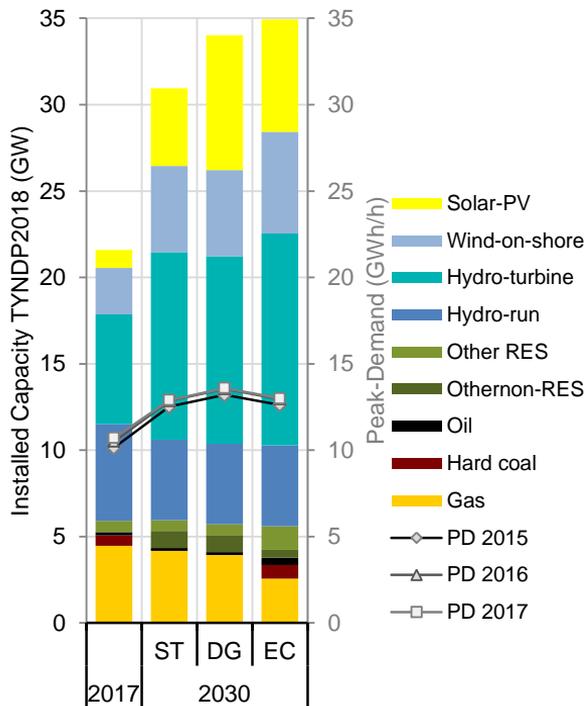
#### 2030-DG 2017Pr



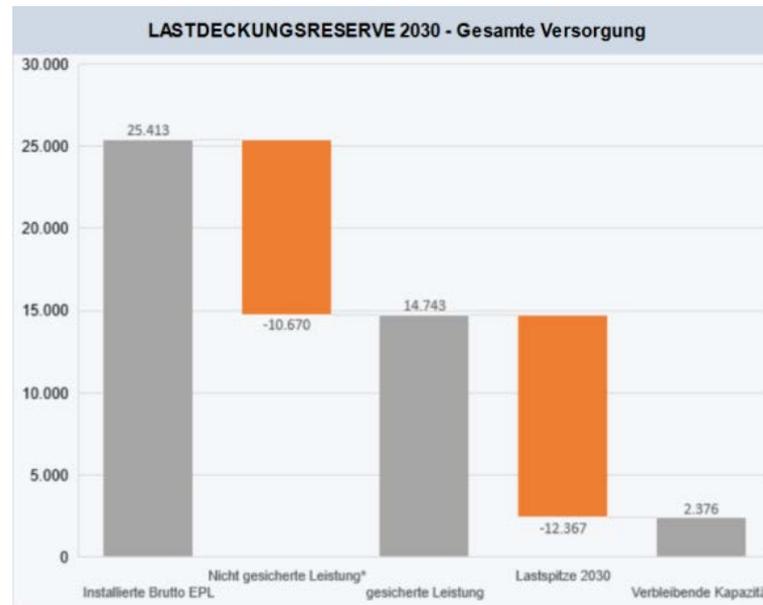
#### 2030-EC 2017Pr



### Installierte Kapazitäten und Jahreshöchstlast



### Lastdeckungsreserve 2030 lt. E-Control



Quelle: E-Control, [Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2018](#).

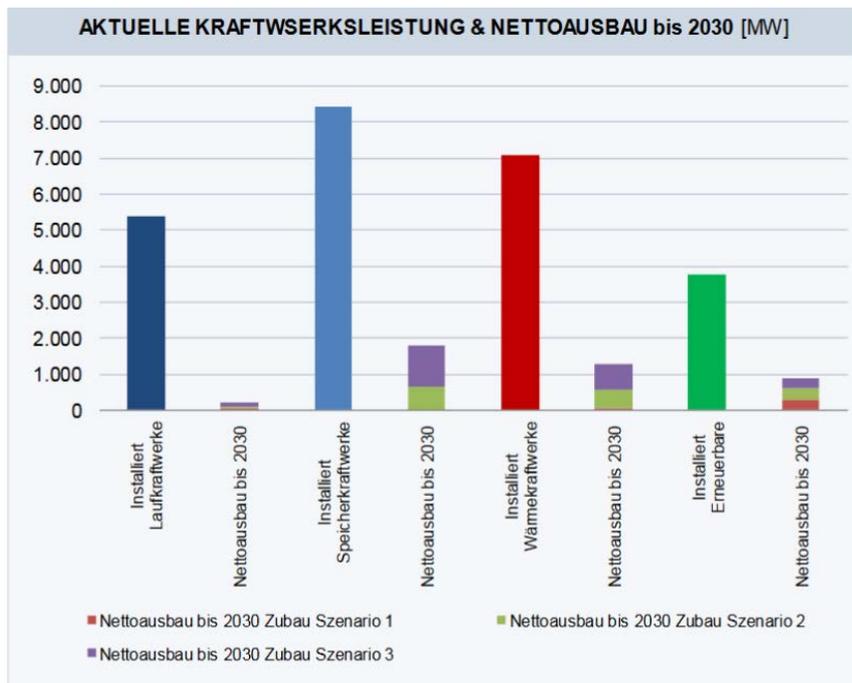


Abbildung 50: Schematische Darstellung der Zubauten gemessen am aktuellen Kraftwerkspark



Quelle: E-Control, [Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2018](#).