

Considering the impacts of variable renewable energies in power system capacity expansion planning...

The influence of the “Flexibility Effect” on results and computational effort
of long-term capacity expansion optimization models

IEWT 2017, 15.02.2017

Tobias Fichter und Franz Trieb

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)

Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung



Knowledge for Tomorrow

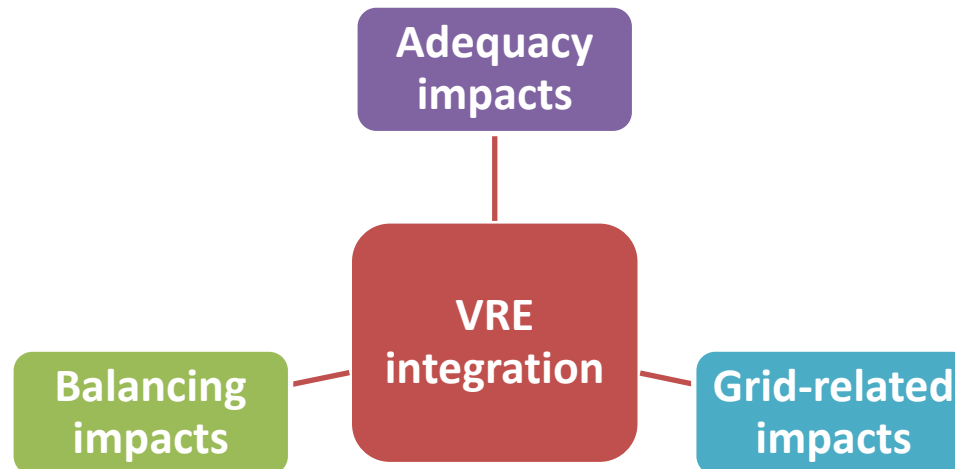
Agenda

- Auswirkungen der Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien (VRE)
- Einfluss des „Flexibility Effect“ auf die Investitionsentscheidungen und den zeitlichen Rechenaufwand von Ausbauoptimierungsmodellen
 - Methodik
 - Ergebnisse
- Zusammenfassung und Schlussfolgerungen



Auswirkungen der Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien (VRE)

- Geringer Beitrag zur gesicherten Leistung durch VRE
- Geringe variable Stromerzeugungskosten von VRE
- Sinkende Auslastung konventioneller Kraftwerke („Utilization Effect“)



- Fluktuierende und unzuverlässig Einspeisung von VRE
- Erhöhte Variabilität der residualen Last
- Erhöhter Bedarf an Regelleistung
- Flexiblere Fahrweise regelbarer Kraftwerke nötig bzw. erhöhter Bedarf an Flexibilitätsoptionen („**Flexibility Effect**“)

- Ortsabhängige Verfügbarkeit von (V)RE
- Netzausbau notwendig zur Erschließung von Potentialen und Vermeidung von VRE Abregelung



Ziel der Arbeit

- Untersuchung des Einflusses des „Flexibility Effect“ auf die Investitionsentscheidung und den zeitlichen Rechenaufwand von Ausbauoptimierungsmodellen
- Der „Flexibility Effect“ kann durch die Berücksichtigung von Unit Commitment Constraints (UCC) für thermische Kraftwerke innerhalb der Ausbauoptimierung berücksichtigt werden
- Dies benötigt jedoch eine hohe Anzahl an Binär/Integer Variablen, was zu einer deutlichen Erhöhung der Komplexität des Optimierungsproblem führt
- Fragestellung: Lohnt sich der Aufwand???



REMix Energy System Modelling Framework

REMix-EnDAT

Calculation of global potentials and hourly availability of RE technologies

REMix-OptiMo

LP optimization model with focus on sector-coupling and flexibility options for large interconnected energy systems

REMix-CEM

MILP long-term capacity expansion optimization model for national power systems

REMix-PCM

MILP annual production cost/unit commitment optimization model

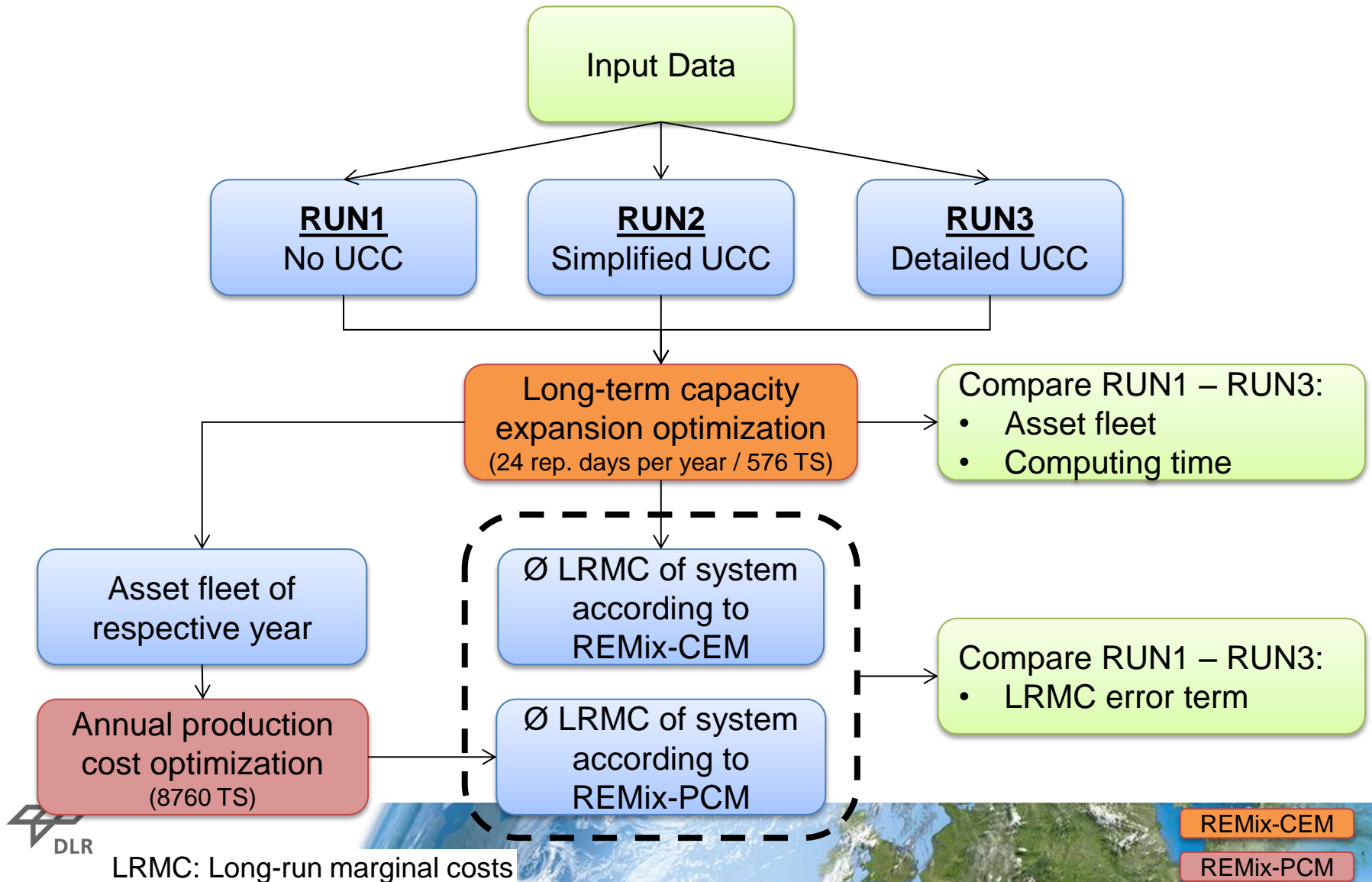
Modelling detail

System size

EnDAT: Energy Data Analysis Tool
 OptiMo: Optimization Model
 CEM: Capacity Expansion Model
 PCM: Production Cost Model

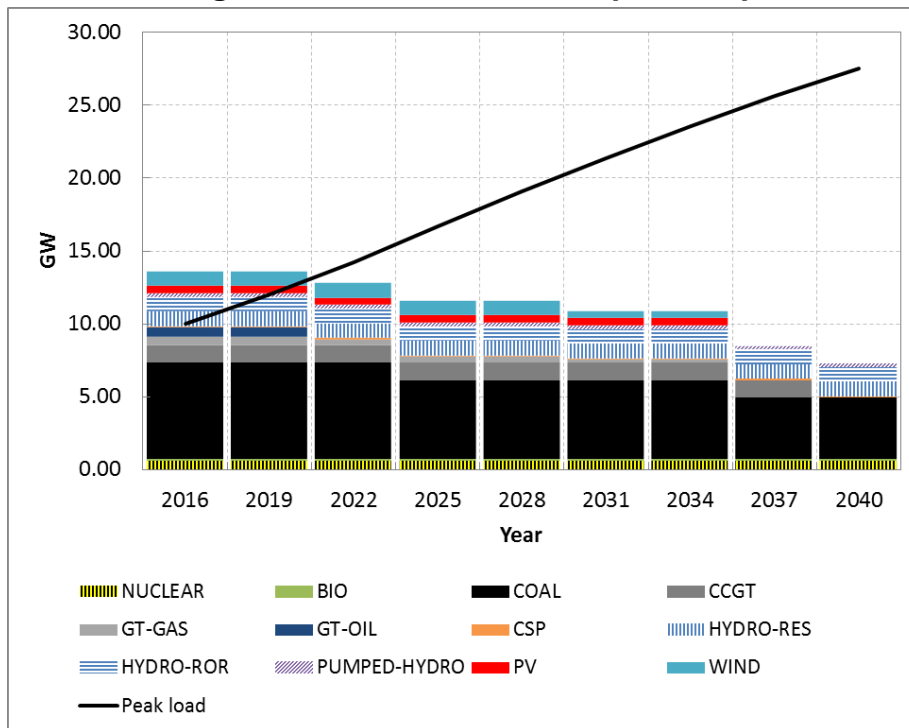


Methodik zur Ermittlung des Einfluss des „Flexibility Effect“ auf Investitionsentscheidungen und zeitlichen Rechenaufwand



Eigenschaften des fiktiven Stromversorgungssystem

Entwicklung existierender Kraftwerkspark & Spitzenlast



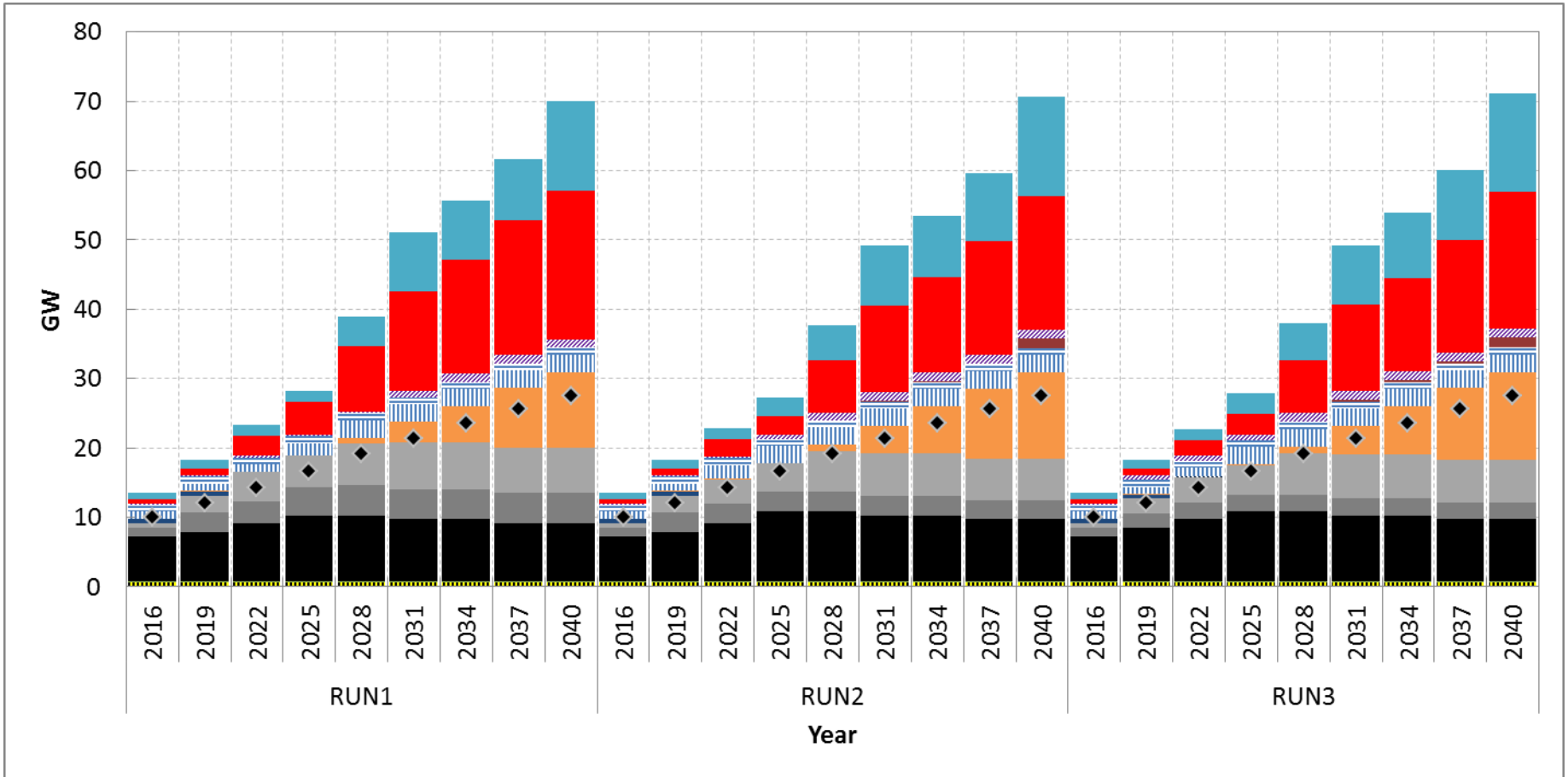
- Angelehnt an Eigenschaften eines Entwicklungslands im Sonnengürtel
- Starker Anstieg des Strombedarfs
- Sehr gute Wind- und Solarpotentiale
 - GHI: 1950-2250 kWh/m²/y
 - DNI: 2700 kWh/m²/y
 - Wind: 7.5-9 m/s (60m)
- Wasserkraftpotentiale beschränkt
 - HYDRO-RES/ROR: 3.5 GW
 - PUMPED-HYDRO: 1.25 GW
- CO2 Preise ab 2028, Anstieg bis 2040 auf 37 USD/t



REMix-CEM Modellkonfiguration

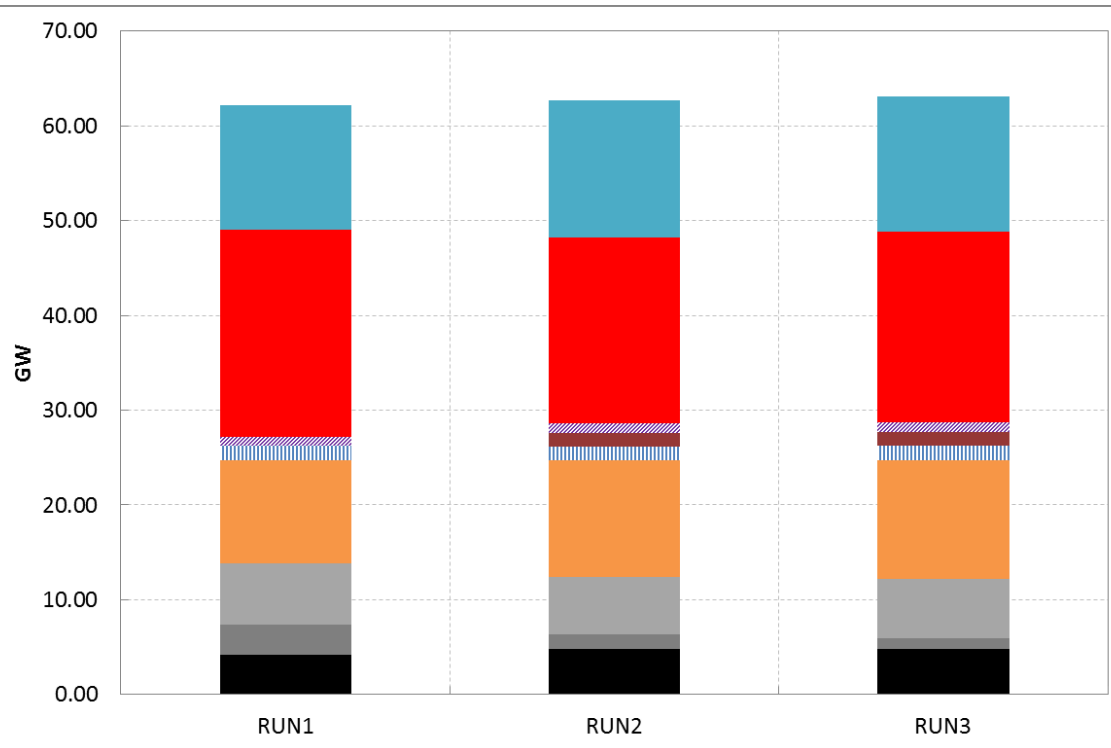
	RUN1	RUN2	RUN3
Planning horizon	2016 - 2040	2016 - 2040	2016 - 2040
Milestone years	2016, 2019, ..., 2040	2016, 2019, ..., 2040	2016, 2019, ..., 2040
# Milestone years	9	9	9
# Seasons	12	12	12
# Days per season (load)	2 (WD, WE)	2 (WD, WE)	2 (WD, WE)
# Days per season (RE resources)	1	1	1
# Diurnal dispatch periods	24	24	24
# Total annual dispatch periods	576	576	576
# Model regions	4	4	4
Considered unit commitment constraints	<ul style="list-style-type: none"> None 	<ul style="list-style-type: none"> Start-up costs Ramping costs Relaxation for integer variables 	<ul style="list-style-type: none"> Start-up costs Ramping costs Min. load level Part-load efficiency

Entwicklung installierte Leistung über Planungshorizont



- NUCLEAR
- BIO
- COAL
- CCGT
- GT-GAS
- GT-OIL
- CSP
- HYDRO-RES
- HYDRO-ROR
- BATTERY
- PUMPED-HYDRO
- PV
- WIND
- ◆ Peak load

Gesamte neu installierte Leistung 2016 – 2040 in [GW]



	RUN-1	RUN-2	RUN-3
COAL	4.20	4.80	4.80
CCGT	3.20	1.60	1.20
GT-GAS	6.45	6.00	6.20
CSP	10.90	12.30	12.50
HY-RES	1.50	1.50	1.50
BATTERY	0.00	1.40	1.45
PUMPED-HY	1.00	1.00	1.00
PV	21.80	19.61	20.18
WIND	13.17	14.55	14.28
VRE gesamt	35.0	34.2	34.5

COAL
 CCGT
 GT-GAS
 CSP
 HYDRO-RES
 BATTERY
 PUMPED-HYDRO
 PV
 WIND

→ Die Berücksichtigung des „Flexibility Effects“/ Unit Commitment Constraints führt zu einer erhöhten Konkurrenzfähigkeit von flexiblen Kraftwerken und Speichern (hier: CSP und Batteriespeicher) und zu einer leicht verringerten Konkurrenzfähigkeit von VRE



Vergleich zeitlicher Rechenaufwand

	RUN1	RUN2	RUN3
[sec.]	735	1467	11742
[%]	100	200	1597
Considered UCC	None	Simplified	In detail



Vergleich Error Term für Ø LRMC

- Error Term: Ø Langfristige Grenzkosten Kraftwerkspark (LRMC)

	2016	2022	2028	2034	2040	Average
RUN1	1.5%	2.1%	2.8%	4.2%	6.4%	3.40%
RUN2	0.7%	1.0%	1.1%	3.0%	4.5%	2.06%
RUN3	0.7%	1.0%	1.1%	2.9%	4.4%	2.02%

$$Error\ Term = \left| 1 - \frac{LRMC_{PCM}}{LRMC_{CEM}} \right| \times 100\%$$

- Installierte VRE Kapazität relativ zur Spitzenlast

	2016	2022	2028	2034	2040
RUN1	25%	39%	77%	110%	128%
RUN2	25%	35%	72%	100%	126%
RUN3	25%	34%	74%	101%	127%



Schlussfolgerungen

- „Flexibility Effect“ kann durch die Berücksichtigung von Unit Commitment Constraints von thermischen Kraftwerken innerhalb der Ausbauroptimierung akkurat abgebildet werden
- Aufgrund hoher Anzahl an Integer-Variablen erhöht dies den zeitlichen Rechenaufwand jedoch erheblich
- Vernachlässigung des „Flexibility Effect“ führt jedoch zu einer Unterschätzung der Konkurrenzfähigkeit von Flexibilitätsoptionen (hier: Speicher und CSP)
- Vereinfachte Modellierung von Unit Commitment Constraints (Relaxation von Integer-Variablen) bietet sehr guten Kompromiss bzgl. Modellgenauigkeit und zeitlichen Rechenaufwand
- Zukünftige Arbeiten sollten sich auf Auswahl geeigneter Typ-Tage konzentrieren, um Genauigkeit von Ausbauroptimierungsmodellen weiter zu erhöhen



Herzlichen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!!!

Tobias Fichter: tobias.fichter@dlr.de

Franz Trieb: franz.trieb@dlr.de

