

45. METEOROLÓGIAI
TUDOMÁNYOS NAPOK
2019. NOVEMBER 14-15.

MTA

IDŐJÁRÁSFÜGGŐ VILLAMOSENERGIA-TERMELŐK MENETRENDEZÉSI PONTOSSÁGÁNAK HATÁSA A VILLAMOSENERGIA-RENDSZERRE

alteo

2019. november 14.

LUCZAY Péter
energia nagykereskedelmi és
szabályozási központ irányítási igazgató
tel.: +36 70 338 2224
email: luczay.peter@alteo.hu

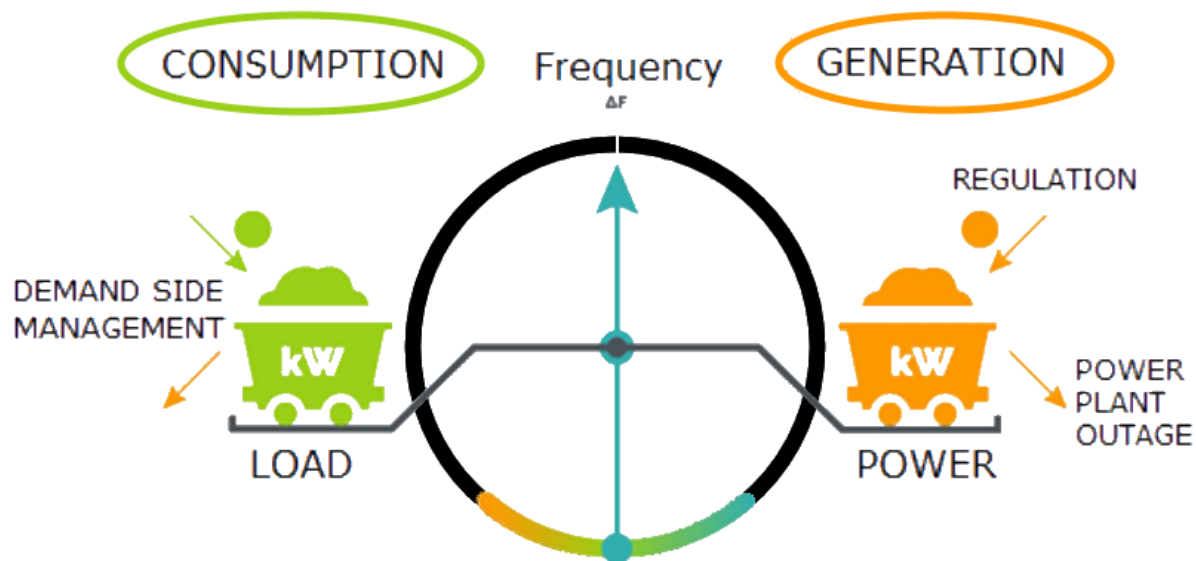


AGENDA

- **VILLAMOSENERGIA-RENDSZER SZABÁLYOZÁSA**
- **IDŐJÁRÁSFÜGGŐ VILLAMOSENERGIA-TERMELŐK ÉS A RENDSZERÁLLAPOT KAPCSOLATA**
- **IDŐJÁRÁSFÜGGŐK TERMELÉS ELŐREJELZÉSÉNEK JAVÍTÁSA**
- **NEMZETKÖZI KITEKINTÉS**
- **KONKLÚZIÓ**

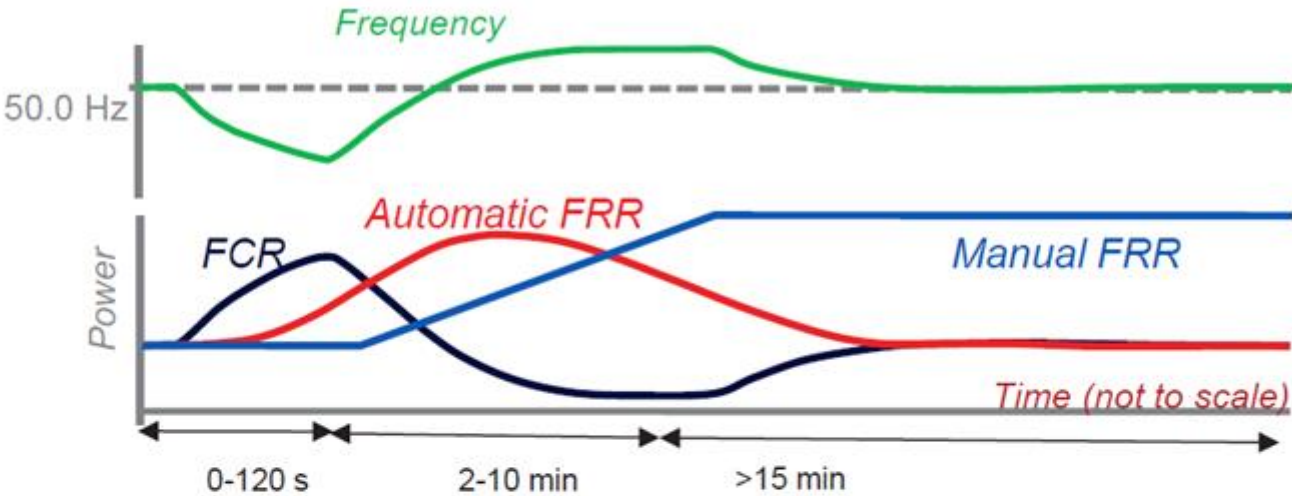
Az időjárásfüggő villamosenergia-termelő létesítmények (szél- és naperóművek) egyre hangsúlyosabb szerephez jutnak a magyar villamosenergia-rendszerben. A rohamosan terjedő fotovoltaikus rendszerek üzembe lépésével együtt a villamosenergia-termelés menetrendtől való abszolút eltérésének várható értéke is növekszik. Az összesített villamosenergia-termelési menetrend bizonytalanságának növekedése komoly kihívások elé állítja a villamosenergia-rendszert. A rendszer fenntarthatósága érdekében - a megújuló energiaforrások kihasználására alkalmas időjárásfüggő erőművek terjedésével párhuzamosan - fokozni kell a meteorológiai előrejelzés pontosságát is, azaz nem szabad megengedni a termelői menetrend bizonytalanságának szignifikáns növekedését. A meteorológiai előrejelzések pontosításával a rendszer egyensúlyának fenntartásához szükséges szabályozói kapacitás mennyisége, illetve a villamosenergia-rendszer kiegyenlítéséhez igényelt energia mennyisége is kezelhető korlátok között maradhat, azaz összességében több megújuló alapú termelő válhat a magyar villamosenergia-rendszerbe gazdaságosan integrálhatóvá, ezáltal a megújuló alapú időjárásfüggő termelők terjedésének pályája fenntarthatóvá alakulhat.

GRID BALANCE MUST BE KEPT...



... AS ELECTRICITY CANNOT BE STORED

RESERVE BALANCING MARKET



	FCR (Primary response)	aFRR (Secondary response)	mFRR (Tertiary response)
Objective	Stabilise frequency	Restore frequency to 50 Hz	Replace FCR and FRR Congestion management
Controller location	Decentralised at power plant	Centralised at TSO's control center	Manually instructed by TSO to reserve provider
Control parameter	Frequency (Hz)	Frequency (Hz)	Imbalance (MW)

- **IDŐJÁRÁSFÜGGŐ VILLAMOSENERGIA-TERMELŐKRE VONATKOZÓ TÉNY TERMELÉS ÉS INTRADAY MENETREND ADATOK**
 - Csak a **KÁT mérlegkörben** lévő naperőművek és szélérőművek adatait használtuk fel az elemzések során
 - Figyelmen kívül hagyott időjárásfüggő termelők (vonatkozó adatok hiánya miatt):
 - HMKE (háztartási méretű kiserőművek)
 - KÁT-on kívül üzemelő időjárásfüggő villamosenergia-termelők
- **MAGYAR VILLAMOSENERGIA-RENDSZERRE VONATKOZÓ ADATOK**
 - **Hitelesített tény rendszerterhelés** (MAVIR által publikált ¼ órás bontásban adat)
 - **Rendszerállapot adatok** (MAVIR által havi rendszerességgel ¼ órás bontásban publikált adat)

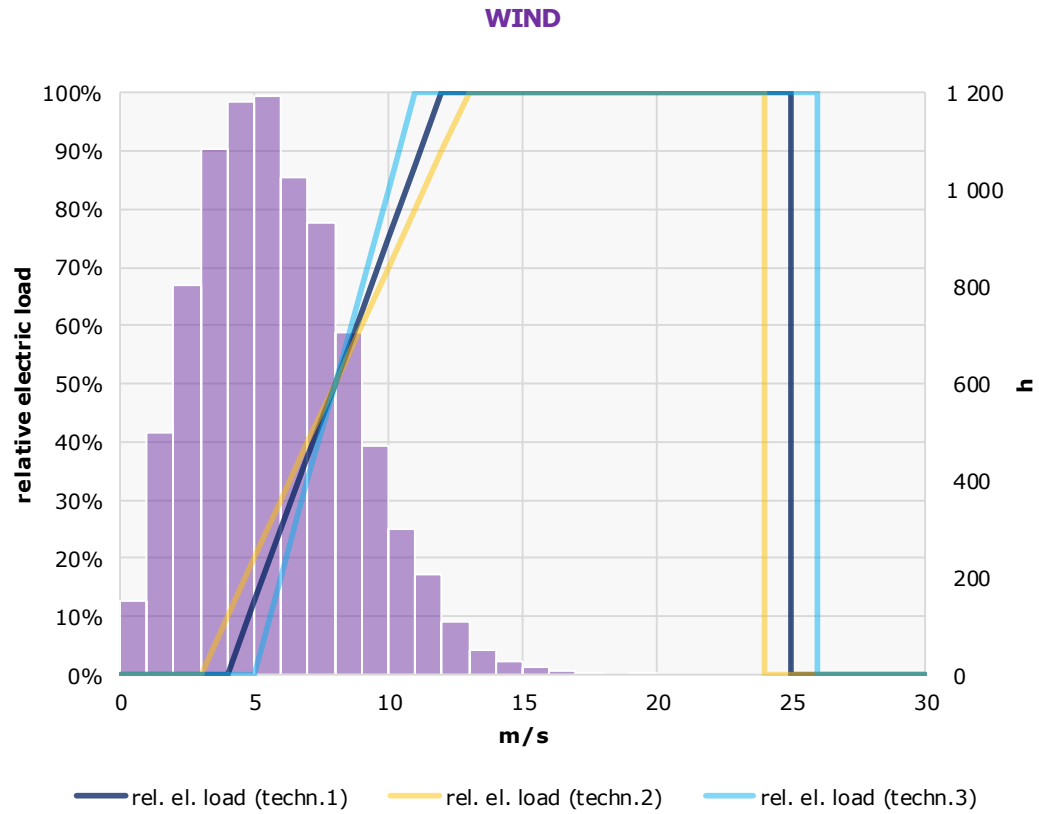
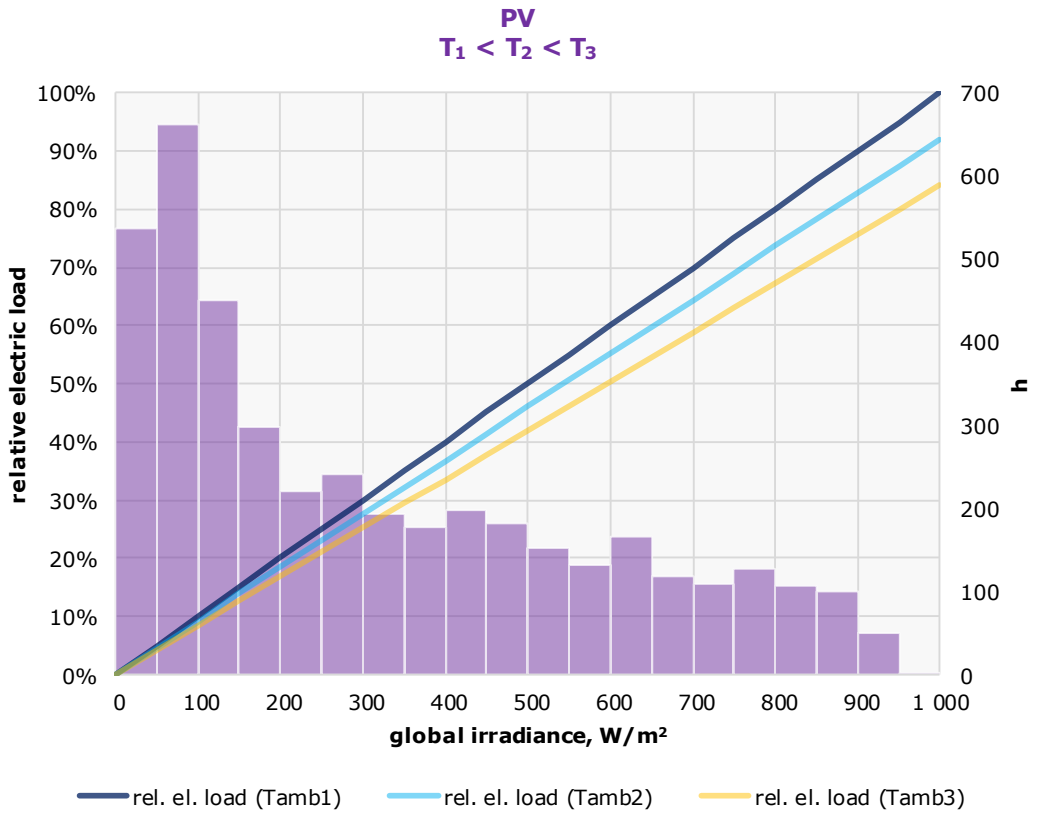
CORRELATION MATRICES

- Az elemzések során csak a KÁT mérlegkörben lévő nap- és szélerőműveket vizsgáltuk
- A korrelációs mátrixban a szükséges szabályozási energia mennyiségek korrelációját vizsgáltuk
 - Rendszer esetében a (tény rendszerterhelés – menetrend)
 - Termelő (PV, WIND) esetében az (intraday menetrend – tény termelés)

Correlation bw. balancing needs (considering only daylight values in cases of PV)					
	GRID w/o KÁT	PV (<0,5 MW)	PV (≥0,5 MW)	WIND	TOTAL GRID
GRID w/o KÁT	1,00				
PV (<0,5 MW)	0,24	1,00			
PV (≥0,5 MW)	0,16	0,43	1,00		
WIND	0,05	0,00	-0,04	1,00	
TOTAL GRID	0,95	0,45	0,29	0,28	1,00

Correlation bw. balancing needs (considering all values)					
	GRID w/o KÁT	PV (<0,5 MW)	PV (≥0,5 MW)	WIND	TOTAL GRID
GRID w/o KÁT	1,00				
PV (<0,5 MW)	0,19	1,00			
PV (≥0,5 MW)	0,12	0,44	1,00		
WIND	0,05	0,00	-0,03	1,00	
TOTAL GRID	0,95	0,37	0,23	0,28	1,00

RENEWABLE POWER CURVES



PV characteristic is dependent on the ambient temperature; WIND turbine characteristic could be slightly different by technologies

global irradiance data is TMY (Typical Meteorological Year) from PVGIS (<https://www.re.jrc.ec.europa.eu>)
wind speed data is produced by averaging 4 years of 15 minute fact wind speed distributions weibull parameters (λ, k), and simulating 5 years of hourly wind speed data by that distribution with MATLAB

BAL. ENERGY PRICE CALCULATION METHOD

- Kalkuláció alapja a **tény aFRR meritorder 2018.10.01..2019.09.30 közötti** időszakból, negyedórás bontásban
- **eGCC mértéke** megegyezik a **2018.10.01..2019.09.30 közötti átlagos eGCC** mértékével, irányonként megbontva
 - pozitív irányban (FELszab esetén) = 8 MW
 - negatív irányban (LEszab esetén) = 7 MW
- eGCC mértékét konstansnak vettük a teljes időhorizonton
- eGCC elszámolási ára megegyezik az igénybe vett átlagos aFRR szabályozási energia költségével
- A 10 éves előrejelzés során is a **tény aFRR meritordert** vettük alapul a 2018.10.01..2019.09.30 közötti időszakból, melyet **éves szinten arányosítottunk** az adott évre megállapított **szükséges aFRR kapacitáshoz**
 - Példa: adott évben a szükséges aFRR kapacitás 1000 MW, míg a bázis évben (2019) a szükséges aFRR kapacitás 500 MW; ekkor a tény aFRR meritorder minden ajánlatának kapacitását megszorozzuk 1000/500-al (tehát arányosan változtatjuk)
- Amennyiben adott kiegyenlítő energia mennyiség nem fedezhető a rendelkezésre álló aFRR kapacitásból, úgy a fennmaradó kiegyenlítő energiát a következő egységárakkal vesszük figyelembe:
 - pozitív kiegyenlítő energia esetén: 100 HUF/kWh
 - negatív kiegyenlítő energia esetén: 35 HUF/kWh
- A kiegyenlítő energia költségének számításakor minden esetben $b=0,24$ vettünk figyelembe az összehasonlíthatóság érdekében

Calculating bal. energy price in one quarter hour

aFRR positive	
Offered quantity MW	Price HUF/MW
20	82 000
10	50 000
15	33 000
30	25 000
10	20 000

GRID ERROR
+38 MW

→

eGCC_{pos} = **+8 MW**
GRID ERROR corr.
+30 MW

aFRR positive	
Offered quantity MW	Price HUF/MW
20	25 000
10	20 000

$$\bar{p} = \frac{10 \text{ MW} * 20000 \text{ HUF/MWh} + 20 \text{ MW} * 25000 \text{ HUF/MWh}}{10 \text{ MW} + 20 \text{ MW}} = 23333,3 \text{ HUF/MWh}$$

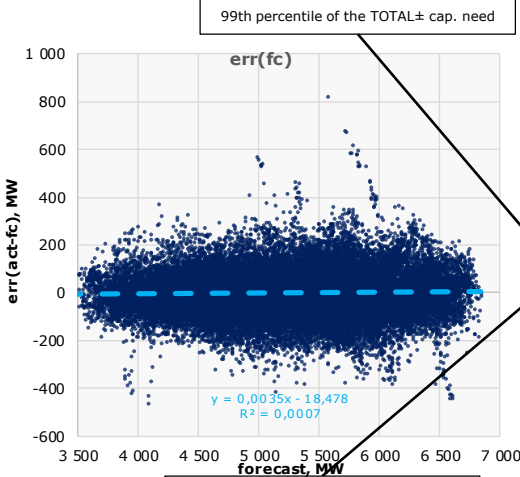
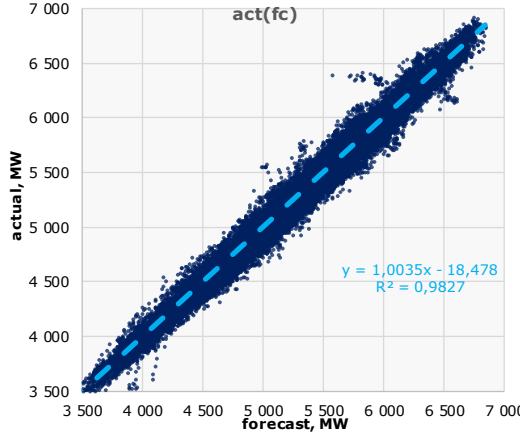
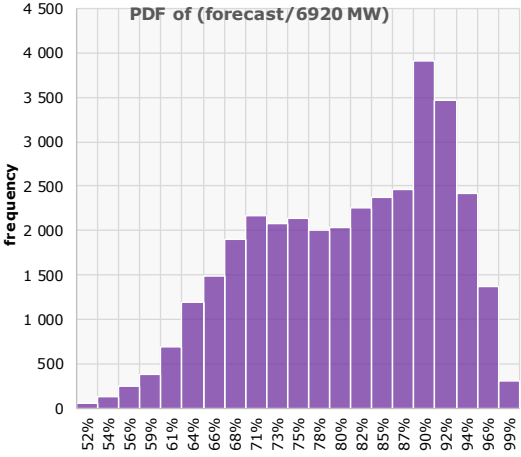
$$p_{GCC} = \bar{p}$$

$$p_{sum} = 23333,3 \text{ HUF/MWh} * 30 \text{ MW} * 0,25h + 23333,3 \text{ HUF/MWh} * 8 \text{ MW} * 0,25 h$$

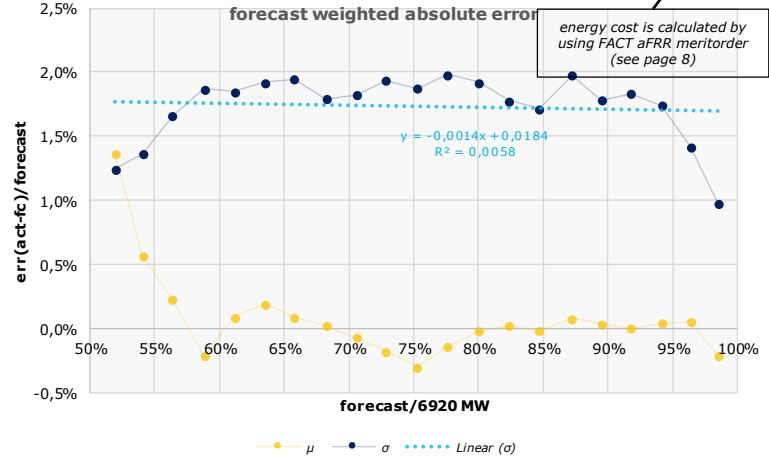
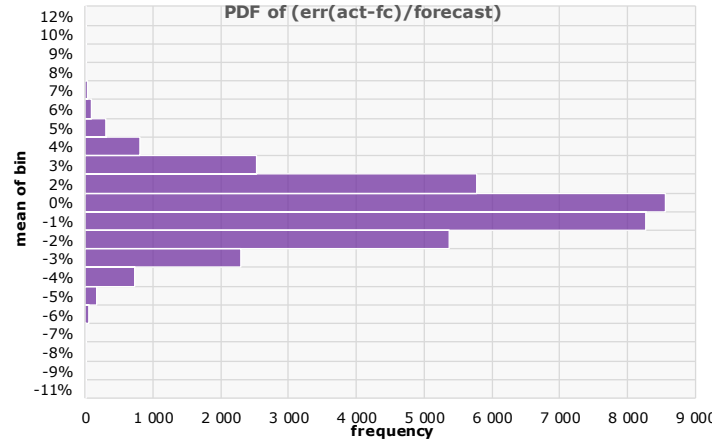
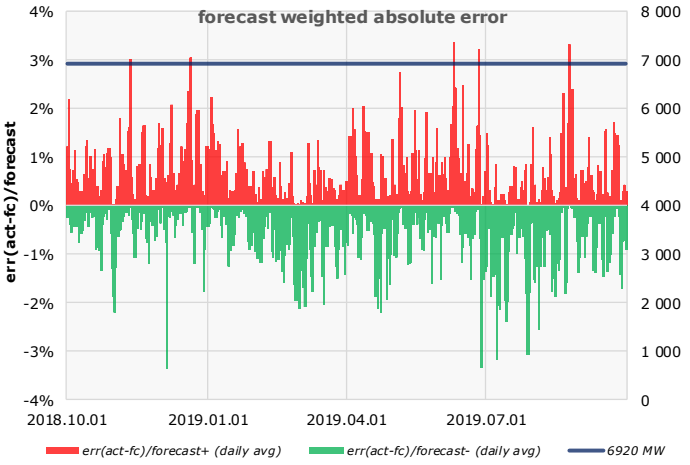
$$p_{bal. energy cost} = \begin{cases} (1 + b) * p_{sum}, & p_{sum} > 0 \\ (1 - b) * p_{sum}, & p_{sum} < 0 \end{cases} \quad b = 0,24$$

GRID ERROR (EXCLUDING ALL RENEWABLES)

2018.10.01..2019.09.30, DATA POINTS: 35040



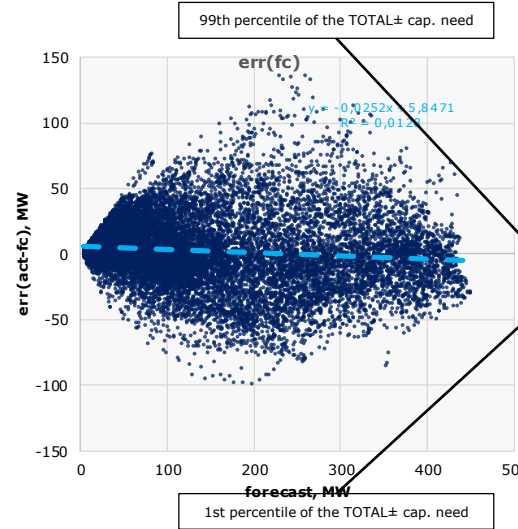
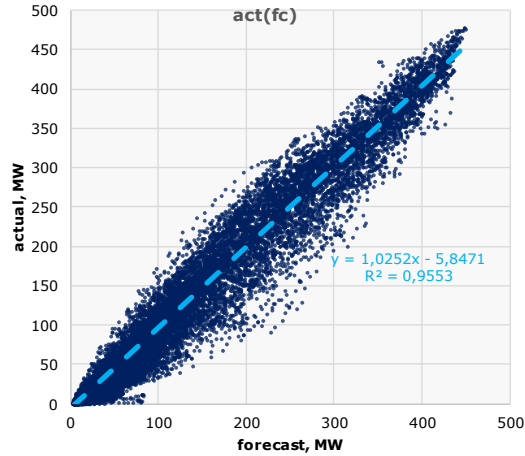
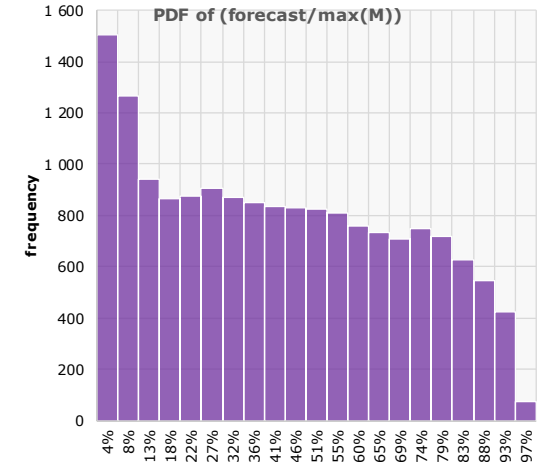
SUMMARY		
CAPACITY WEIGHTED STATS		
Mean Error	cwME	-0,01%
St. Deviation of Error	cwSD	1,48%
Mean Absolute Error	cwMAE	1,15%
Root Mean Squared Error	cwRMSE	1,48%
Mean Absolute Percentage Error	MAPE	1,42%
BALANCING (E(fc) = 45 674 GWh, E(act) = 45 673 GWh)		
+ capacity needs (req.: cwUP)		3,47%
- capacity needs (req.: cwDOWN)	98%	3,70%
TOTAL (±) capacity needs		7,16%
+ energy needs (req.: cwUP)	MWh _a /MW	50,60
- energy needs (req.: cwDOWN)	MWh _a /MW	49,88
TOTAL (±) energy needs		100,48
+ energy cost (req.: cwUP)	MHUF/MW	2,55
- energy cost (req.: cwDOWN)	MHUF/MW	-0,01
TOTAL (±) energy cost		2,54
	MHUF/period	17 565



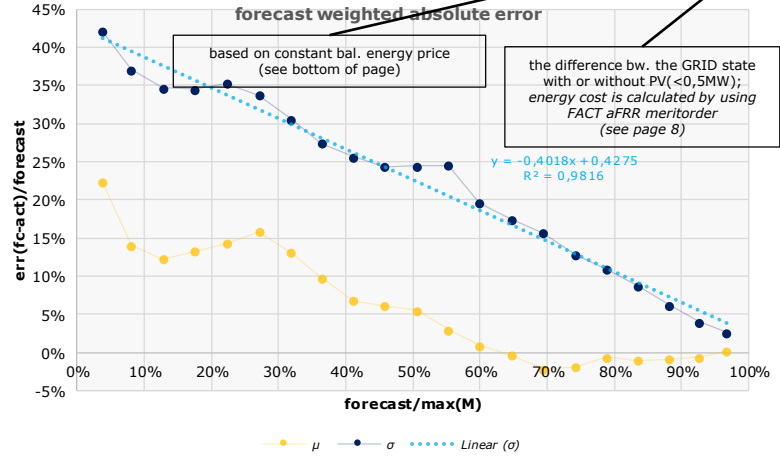
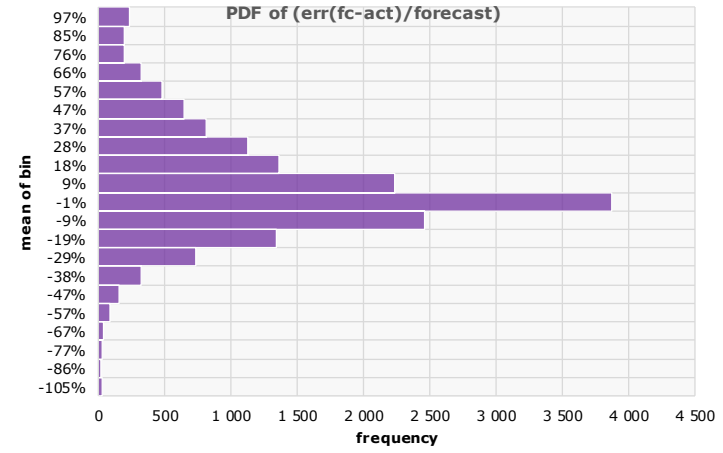
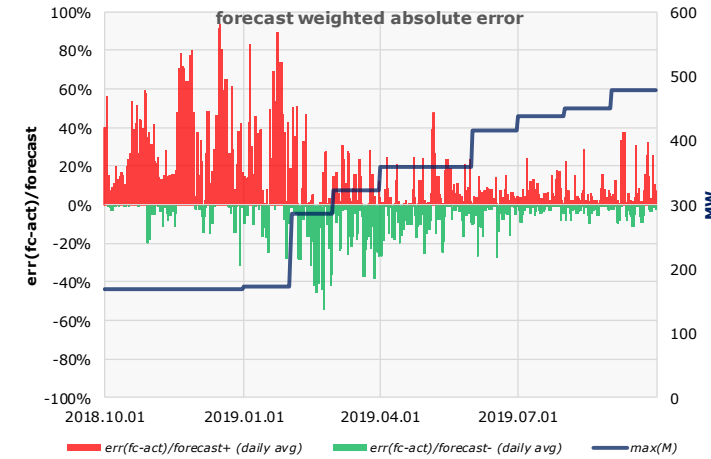
conditions: 6920 MW is the maximum fact load in observed time period

PV (< 0,5 MW)

2018.10.01..2019.09.30, DATA POINTS: 16716



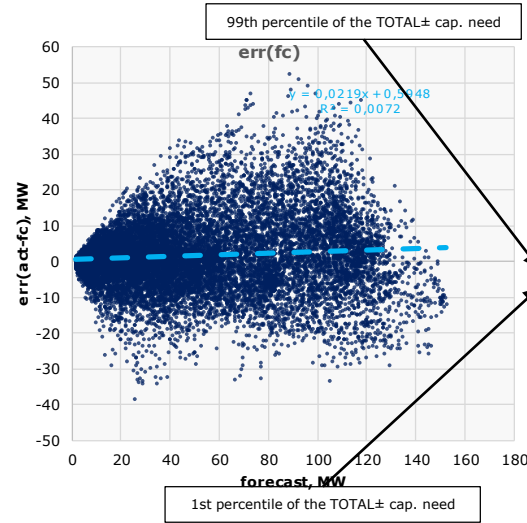
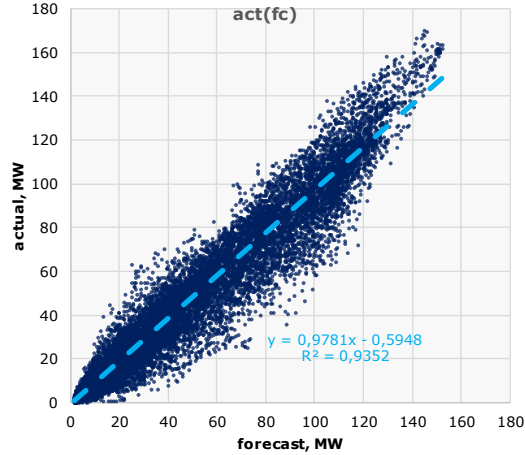
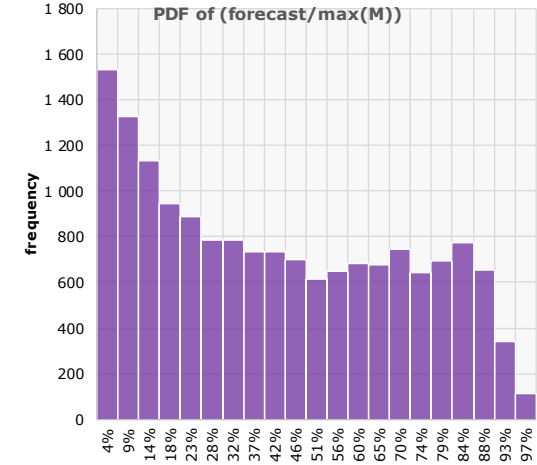
SUMMARY			
CAPACITY WEIGHTED STATS			
Mean Error	cwME		1,36%
St. Deviation of Error	cwSD		8,70%
Mean Absolute Error	cwMAE		6,27%
Root Mean Squared Error	cwRMSE		8,81%
Mean Absolute Percentage Error	MAPE		21,11%
BALANCING (E(fc) = 605 GWh, E(act) = 596 GWh)		stand-alone	in the GRID
+ capacity needs (req.: cwUP)		25,38%	22,43%
- capacity needs (req.: cwDOWN)	98%	20,15%	16,77%
TOTAL (±) capacity needs		45,53%	39,20%
+ energy needs (req.: cwUP)	MWh _a /MW _{PV}	159,31	163,41
- energy needs (req.: cwDOWN)	MWh _a /MW _{PV}	102,54	102,85
TOTAL (±) energy needs		261,85	266,26
+ energy cost (req.: cwUP)	MHUF/MW _{PV}	6,37	
- energy cost (req.: cwDOWN)	MHUF/MW _{PV}	-0,31	
TOTAL (±) energy cost	MHUF/MW _{PV}	6,06	6,35
	MHUF/period	1 652	1 730



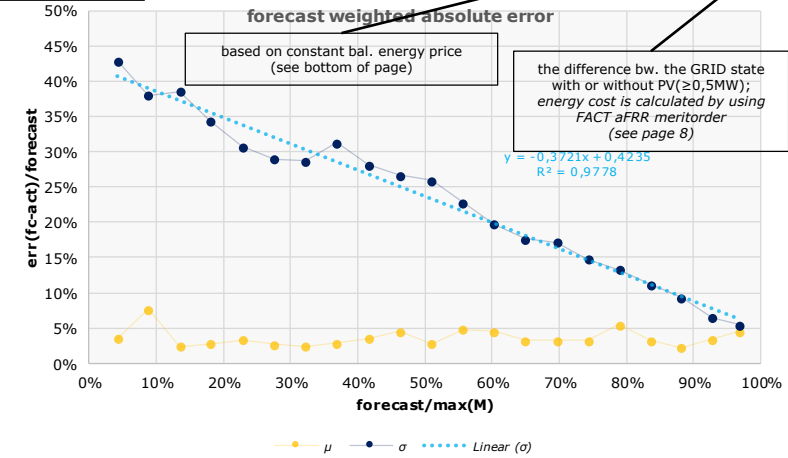
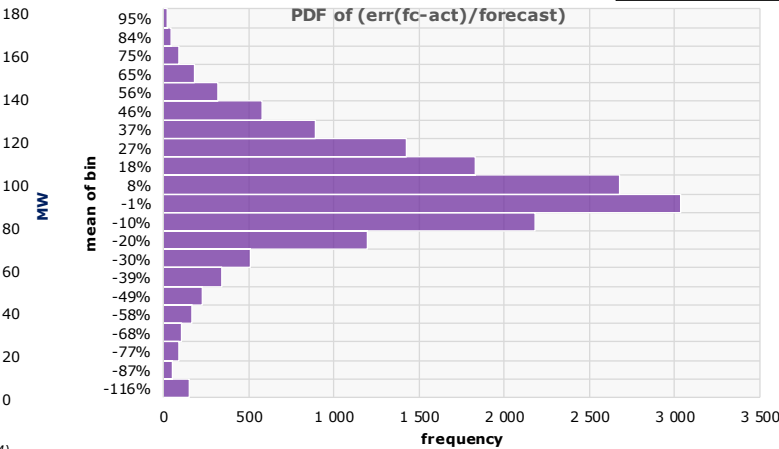
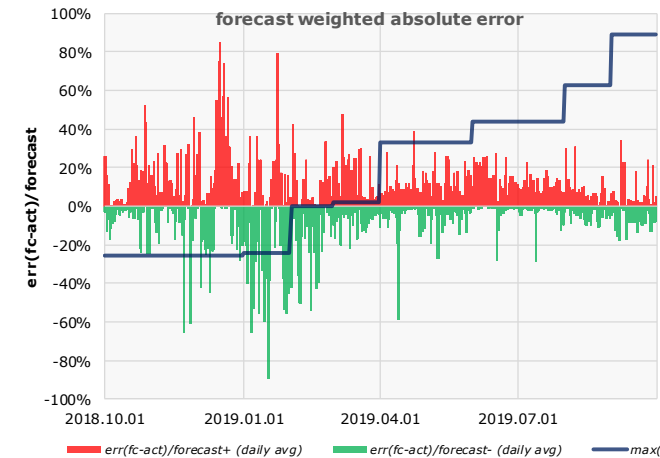
conditions: ID schedule is used; only daylight values considered; excluded data points: forecasted/(maximum cap.) < 2%, max(M) = MAX(max fact prod. for given month, max fact prod. for previous month); considered average bal. energy price is UP_{bal.en.price} = 40 HUF/kWh and DOWN_{bal.en.price} = -3 HUF/kWh, and are based on the average of the aFRR meritorder bal. energy prices in the GRID ERROR (including all renewables) scenario

PV ($\geq 0,5$ MW)

2018.10.01..2019.09.30, DATA POINTS: 16142



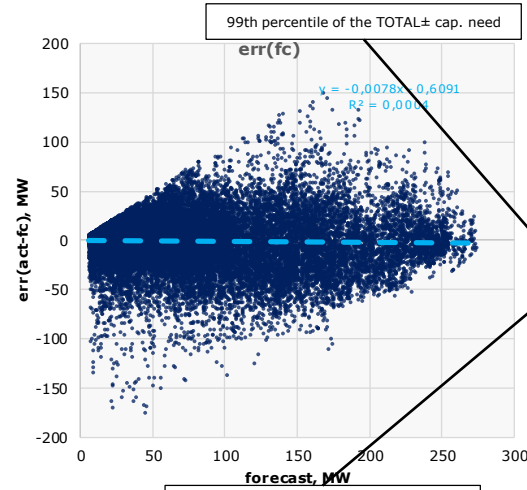
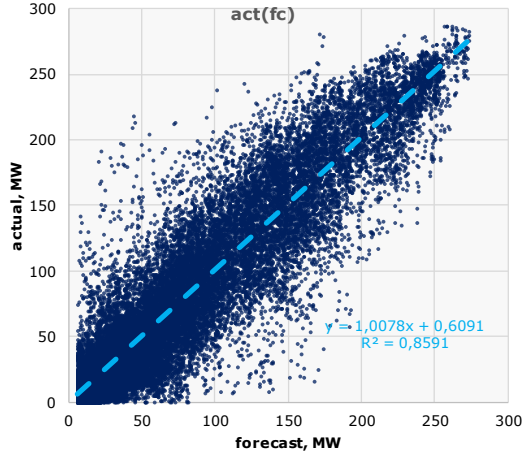
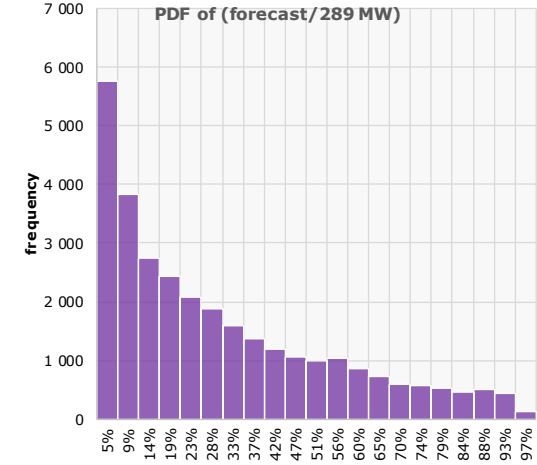
SUMMARY			
CAPACITY WEIGHTED STATS			
Mean Error	cwME		1,41%
St. Deviation of Error	cwSD		8,81%
Mean Absolute Error	cwMAE		6,29%
Root Mean Squared Error	cwRMSE		8,92%
Mean Absolute Percentage Error	MAPE		20,78%
BALANCING (E(fc) = 192 GWh, E(act) = 186 GWh)			
+ capacity needs (req.: cwUP)		stand-alone	in the GRID
- capacity needs (req.: cwDOWN)	98%	27,00%	22,81%
TOTAL (±) capacity needs		47,27%	38,62%
+ energy needs (req.: cwUP)	MWh _{act} /MW _{PV}	155,47	156,15
- energy needs (req.: cwDOWN)	MWh _{act} /MW _{PV}	98,53	99,56
TOTAL (±) energy needs		254,00	255,72
+ energy cost (req.: cwUP)	MHUF/MW _{PV}	6,22	
- energy cost (req.: cwDOWN)	MHUF/MW _{PV}	-0,30	
TOTAL (±) energy cost	MHUF/MW_{PV}	5,92	4,79
	MHUF/period	653	528



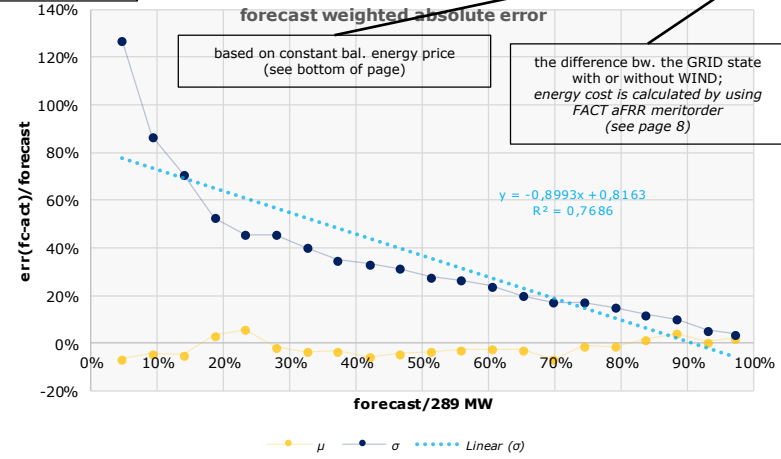
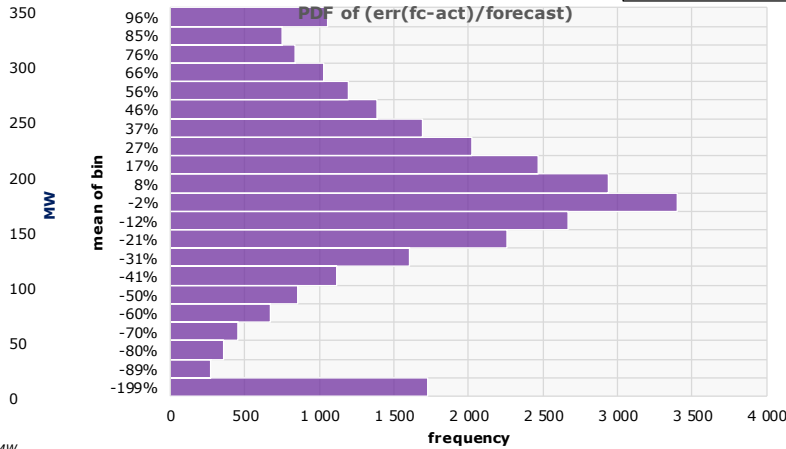
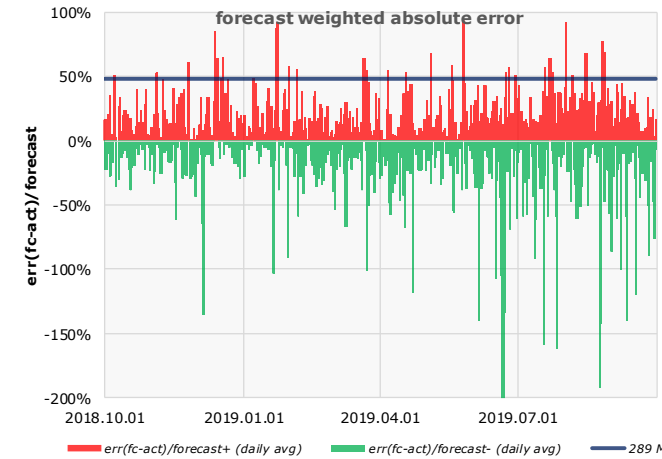
conditions: ID schedule is used; only daylight values considered; excluded data points: forecasted/(maximum cap.) < 2%, max(M) = MAX(max fact prod. for given month, max fact prod. for previous month); considered average bal. energy price is $UP_{bal.en.price} = 40$ HUF/kWh and $DOWN_{bal.en.price} = -3$ HUF/kWh, and are based on the average of the aFRR meritorder bal. energy prices in the GRID ERROR (including all renewables) scenario

WIND

2018.10.01..2019.09.30, DATA POINTS: 30716



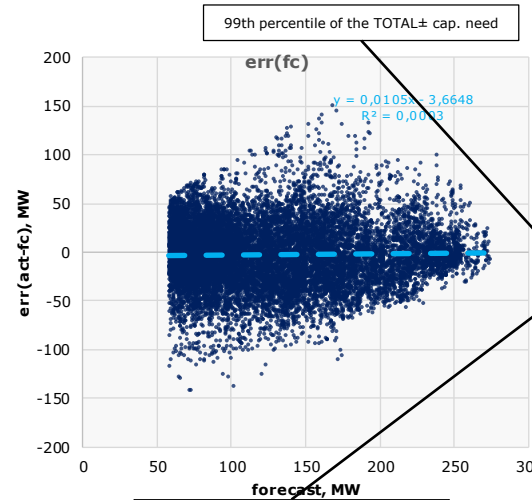
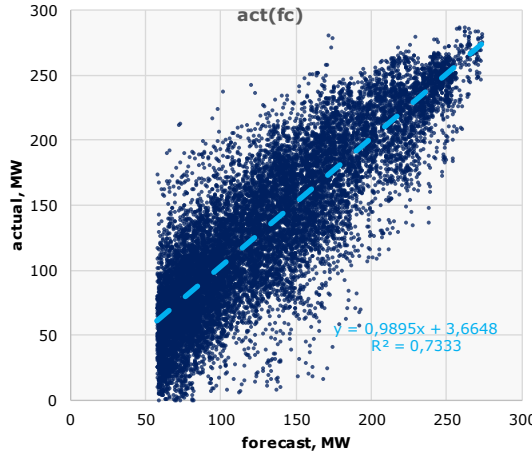
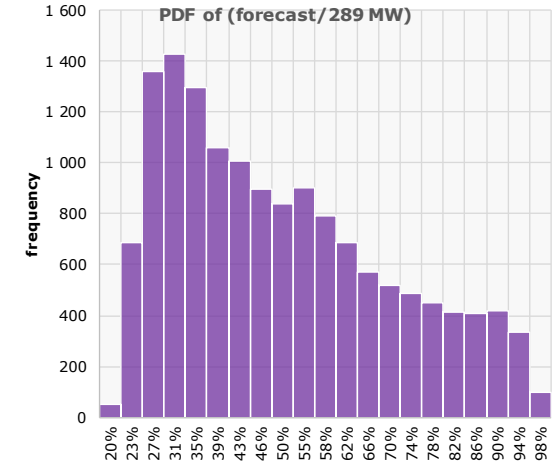
SUMMARY			
CAPACITY WEIGHTED STATS			
Mean Error	cwME		-0,41%
St. Deviation of Error	cwSD		9,15%
Mean Absolute Error	cwMAE		6,57%
Root Mean Squared Error	cwRMSE		9,16%
Mean Absolute Percentage Error	MAPE		42,42%
BALANCING (E(fc) = 581 GWh, E(act) = 590 GWh)			
+ capacity needs (req.: cwUP)		stand-alone	in the GRID
- capacity needs (req.: cwDOWN)	98%	22,74%	21,78%
TOTAL (±) capacity needs		26,50%	25,69%
+ energy needs (req.: cwUP)	MWh _a /MW _{WG}	49,23%	47,47%
- energy needs (req.: cwDOWN)	MWh _a /MW _{WG}	236,75	242,29
TOTAL (±) energy needs		268,61	274,88
+ energy cost (req.: cwUP)	MHUF/MW _{WG}	505,36	517,17
- energy cost (req.: cwDOWN)	MHUF/MW _{WG}	9,47	-0,81
TOTAL (±) energy cost		8,66	9,05
	MHUF/period	2 504	2 616



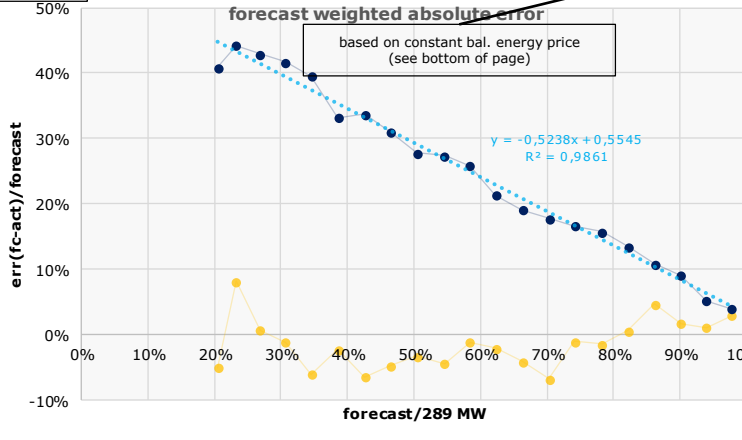
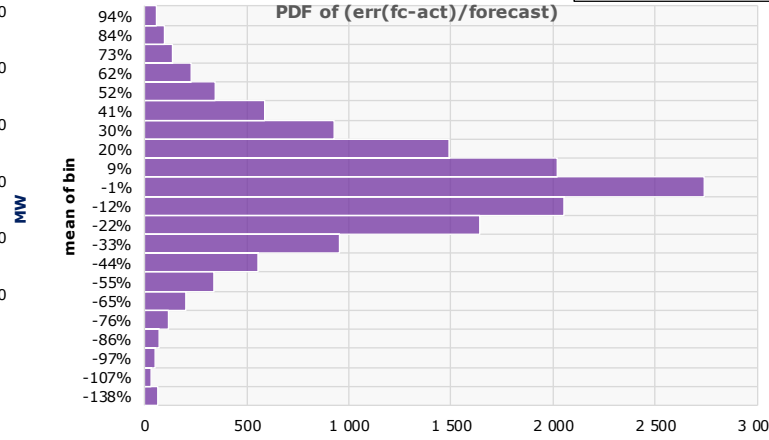
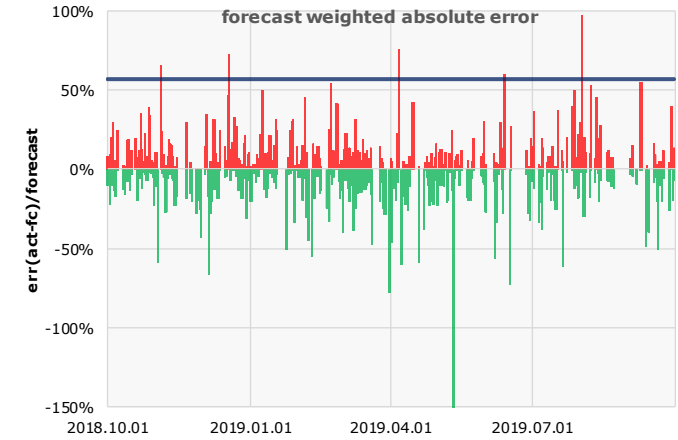
conditions: ID schedule is used; excluded data points: forecasted/(maximum cap.) < 2%, 289 MW is the maximum fact prod. in observed time period; considered average bal. energy price is $UP_{bal.en.price} = 40$ HUF/kWh and $DOWN_{bal.en.price} = -3$ HUF/kWh, and are based on the average of the aFRR meritor order bal. energy prices in the GRID ERROR (including all renewables) scenario

WIND (FORECAST/289MW > 20%)

2018.10.01..2019.09.30, DATA POINTS: 14709



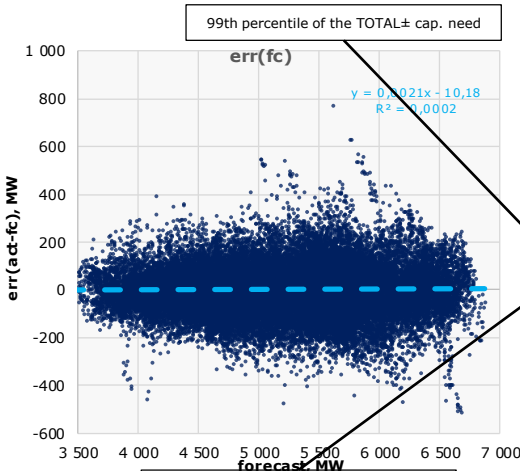
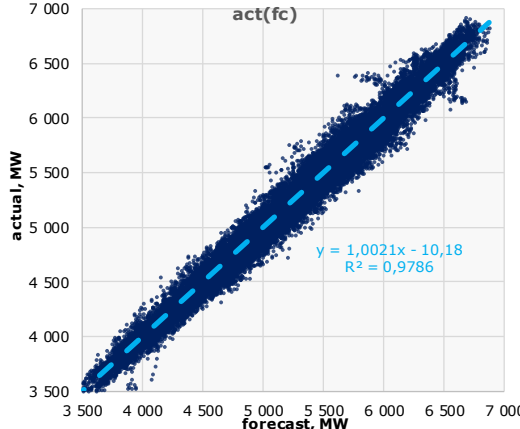
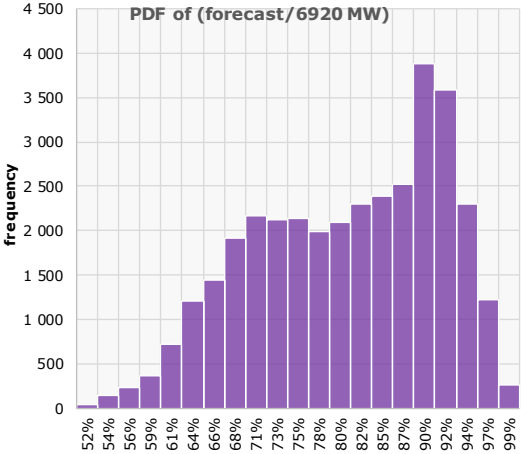
SUMMARY		
CAPACITY WEIGHTED STATS		
Mean Error	cwME	-0,80%
St. Deviation of Error	cwSD	11,26%
Mean Absolute Error	cwMAE	8,81%
Root Mean Squared Error	cwRMSE	11,29%
Mean Absolute Percentage Error	MAPE	23,31%
BALANCING (E(fc) = 476 GWh, E(act) = 484 GWh)		
+ capacity needs (req.: cwUP)		27,51%
- capacity needs (req.: cwDOWN)	98%	28,46%
TOTAL (±) capacity needs		55,97%
+ energy needs (req.: cwUP)	MWh _a /MW _{WG}	147,24
- energy needs (req.: cwDOWN)	MWh _a /MW _{WG}	176,62
TOTAL (±) energy needs		323,86
+ energy cost (req.: cwUP)	MHUF/MW _{WG}	5,89
- energy cost (req.: cwDOWN)	MHUF/MW _{WG}	-0,53
TOTAL (±) energy cost		5,36
	MHUF/period	1 549



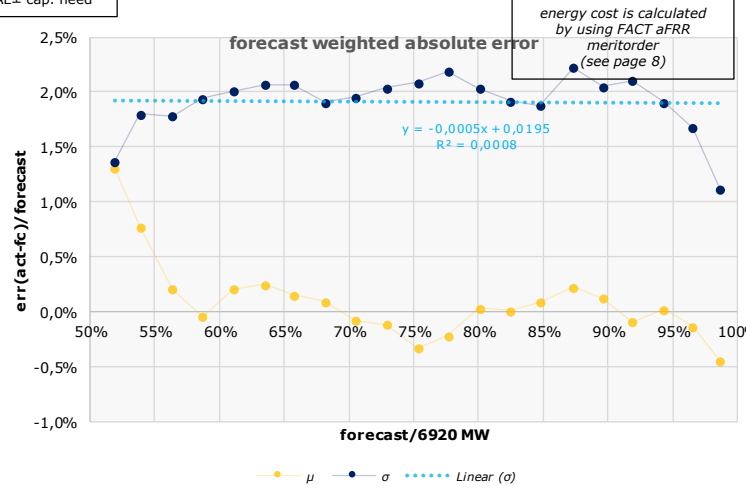
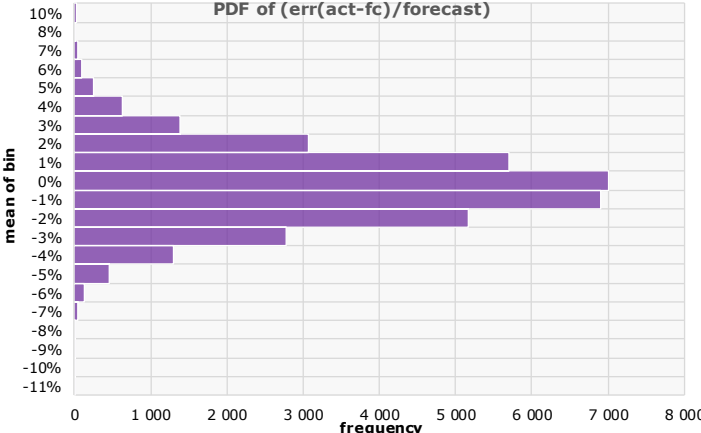
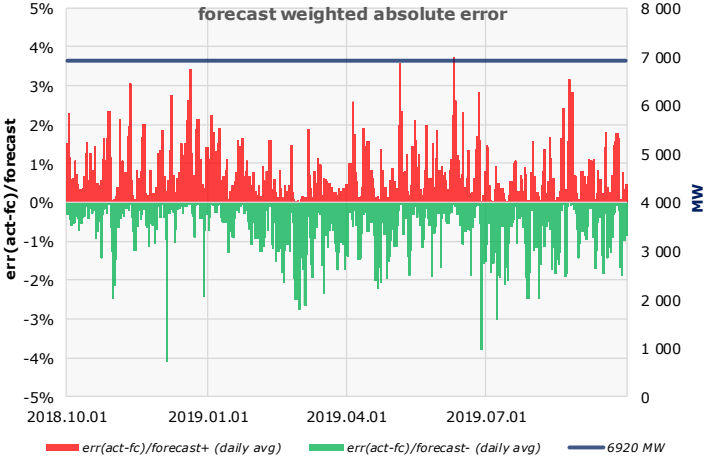
conditions: ID schedule is used; excluded data points: forecasted/(maximum cap.) < 20%, 289 MW is the maximum fact prod. in observed time period; considered average bal. energy price is $UP_{bal.en.price} = 40$ HUF/kWh and $DOWN_{bal.en.price} = -3$ HUF/kWh, and are based on the average of the aFRR meritorder bal. energy prices in the GRID ERROR (including all renewables) scenario

GRID ERROR (INCLUDING ALL RENEWABLES)

2018.10.01..2019.09.30, DATA POINTS: 35040

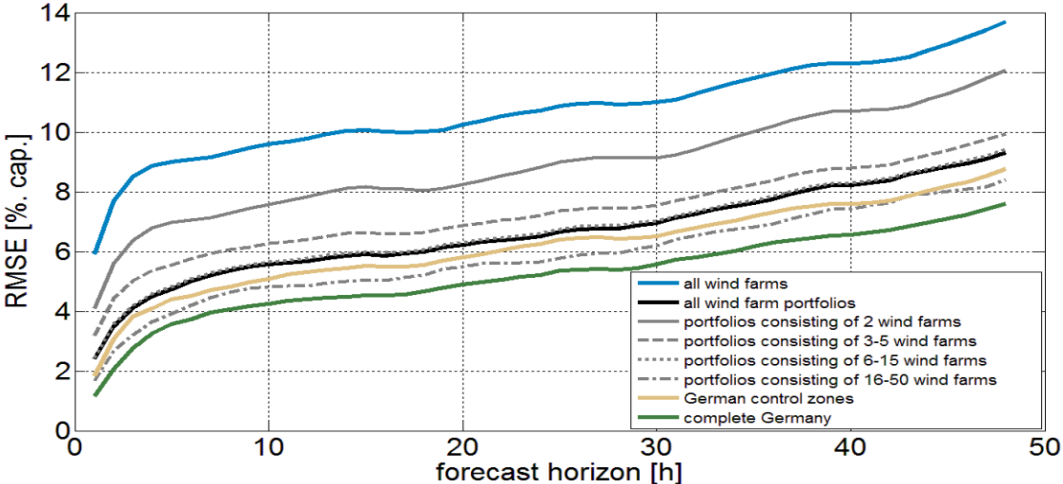


SUMMARY		
CAPACITY WEIGHTED STATS		
Mean Error	cwME	0,00%
St. Deviation of Error	cwSD	1,64%
Mean Absolute Error	cwMAE	1,27%
Root Mean Squared Error	cwRMSE	1,64%
Mean Absolute Percentage Error	MAPE	1,58%
BALANCING (E(fc) = 45 667 GWh, E(act) = 45 673 GWh)		
+ capacity needs (req.: cwUP)		3,91%
- capacity needs (req.: cwDOWN)	98%	4,11%
TOTAL (±) capacity needs		8,01%
+ energy needs (req.: cwUP)	MWh _a /MW	55,54
- energy needs (req.: cwDOWN)	MWh _a /MW	55,91
TOTAL (±) energy needs		111,45
+ energy cost (req.: cwUP)	MHUF/MW	2,95
- energy cost (req.: cwDOWN)	MHUF/MW	0,91
TOTAL (±) energy cost		2,95
		MHUF/period
		20 438

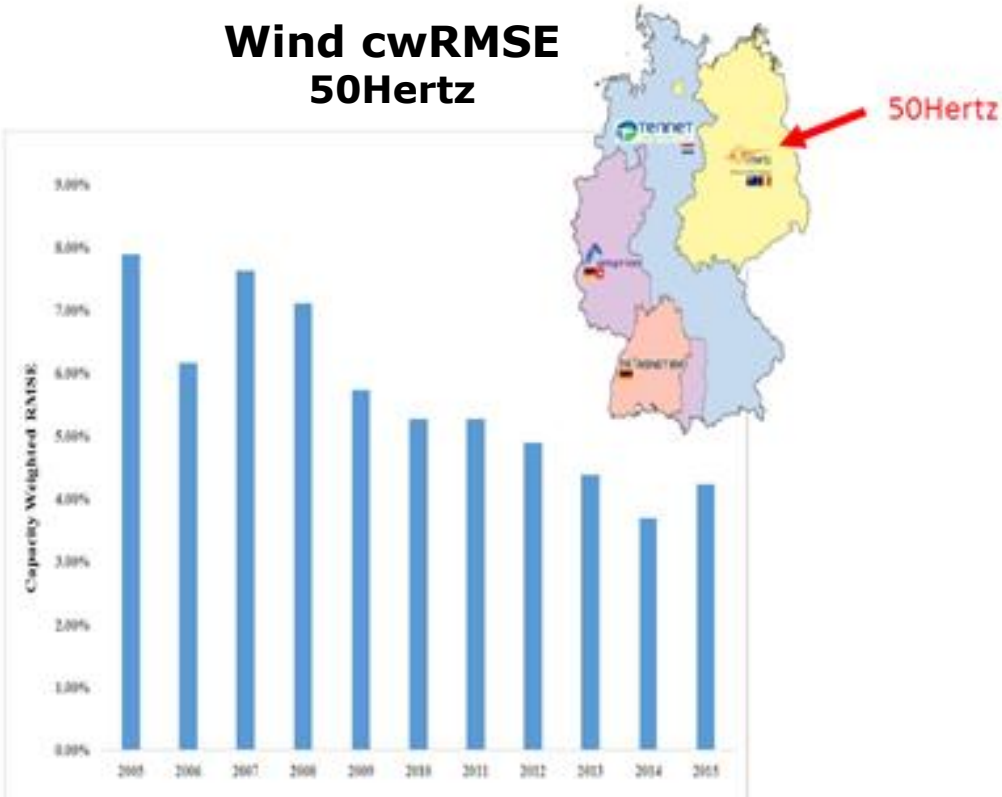


conditions: excluded data points: forecasted/(maximum cap.) < 2%, 6920 MW is the maximum fact load in observed time period
the TOTAL energy cost is 19.575 MHUF when calculated with the fact bal. energy prices; in the aFRR meritorder calculation method b=0,24 in the entire period, while in reality bw. 2018.10.01..2018.12.31 b=0,12

PV & WIND – CWRMSE - GERMANY

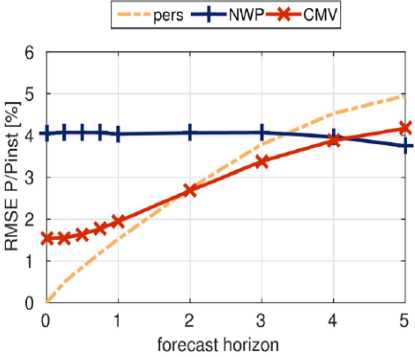


Wind cwRMSE 50Hertz

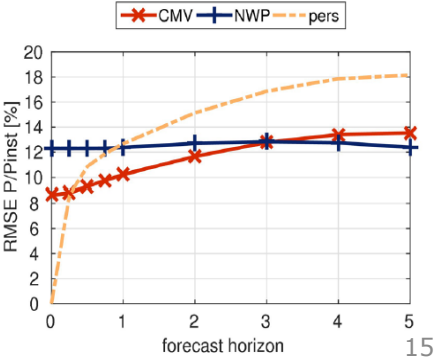


Solar cwRMSE

German average



single sites



PV & WIND - CWRMSE – GERMANY

Renewable type	Conditions	Source data interval	Forecasted area	day-ahead ~24h cWRMSE	intraday ~5h cWRMSE	Sources
solar	only daylight values	2011-2015	single site	~12,8%	~12,0%	1, 3
			region	~5,7%	~4,9%	1, 2, 3
wind		2007-2015	single site	~15,0%	~9,0%	4, 5
			region	~4,2%	~3,8%	4, 5, 6

1 Lorenz, Kühnert, Wolff, Hammer & Heinemann (2016). Local and regional PV power forecasting based on PV measurements, satellite data and numerical weather predictions

2 Tuohy, Zack, Haupt, Sharp, Ahlstrom, Dise, ... Collier (2015). Solar Forecasting

3 Lorenz, Kühnert, Hammer & Heinemann (2013). Current status of solar PV Power forecasting

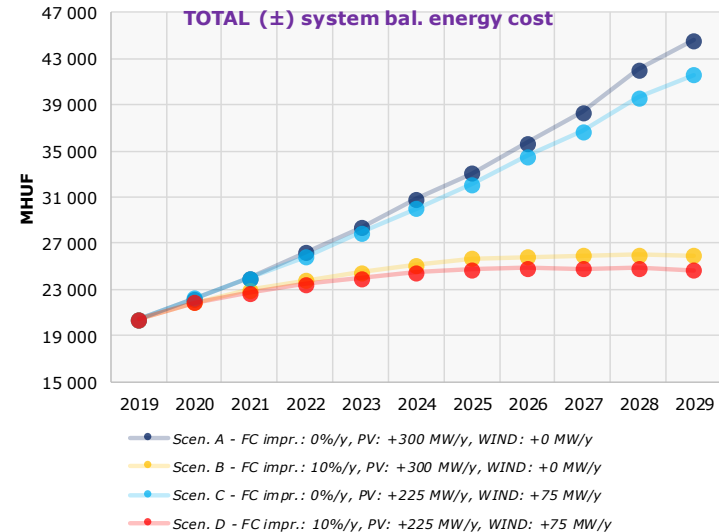
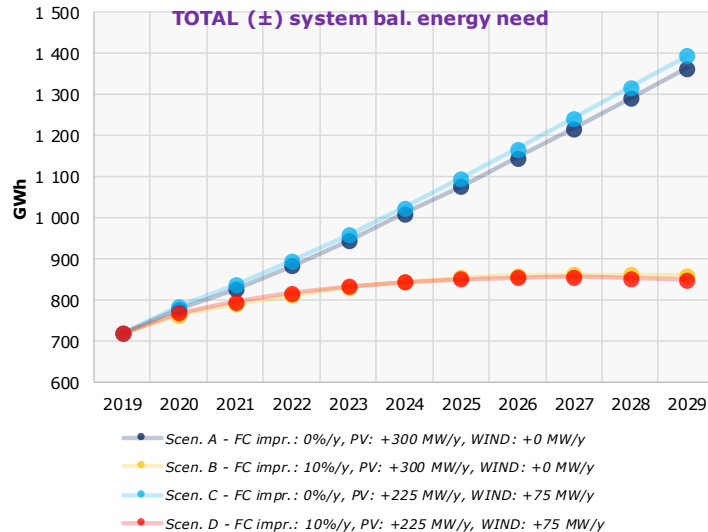
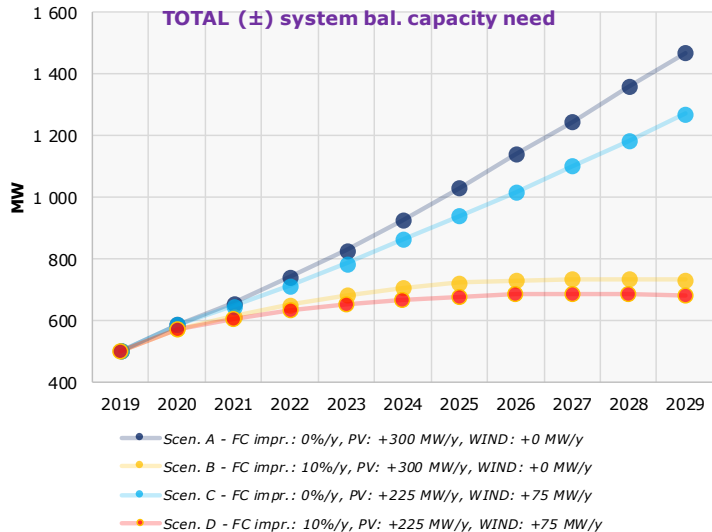
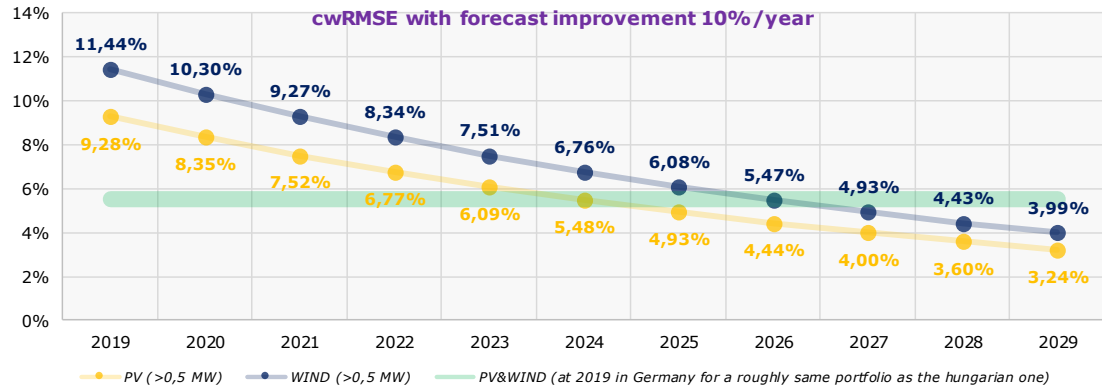
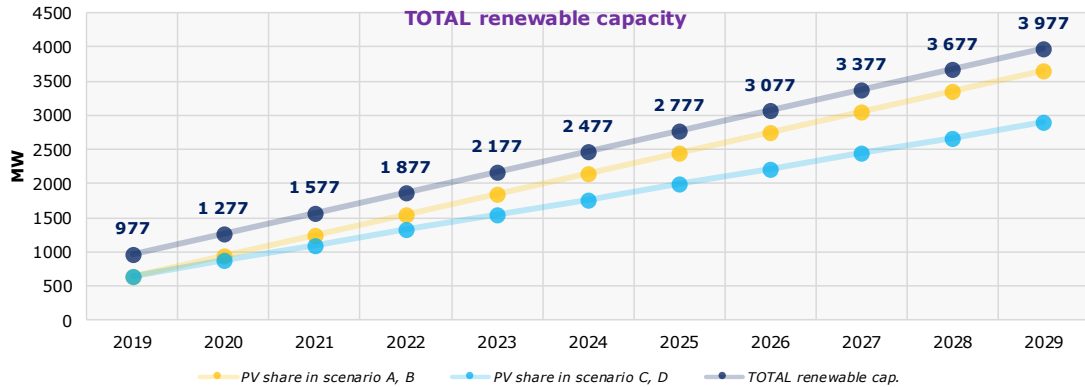
4 J. Dobschinski (2014): How good is my forecast? - Comparability of wind power forecast errors

5 Zieher, Dr. Lange, Dr. Focken (2015). Variable Renewable Energy Forecasting – Integration into Electricity Grids and Markets – A Best Practice Guide Technology cooperation in the energy sector

6 K. F. Forbes (2016). The Accuracy of the Load and Wind Energy Forecasts

FUTURE SCENARIOS

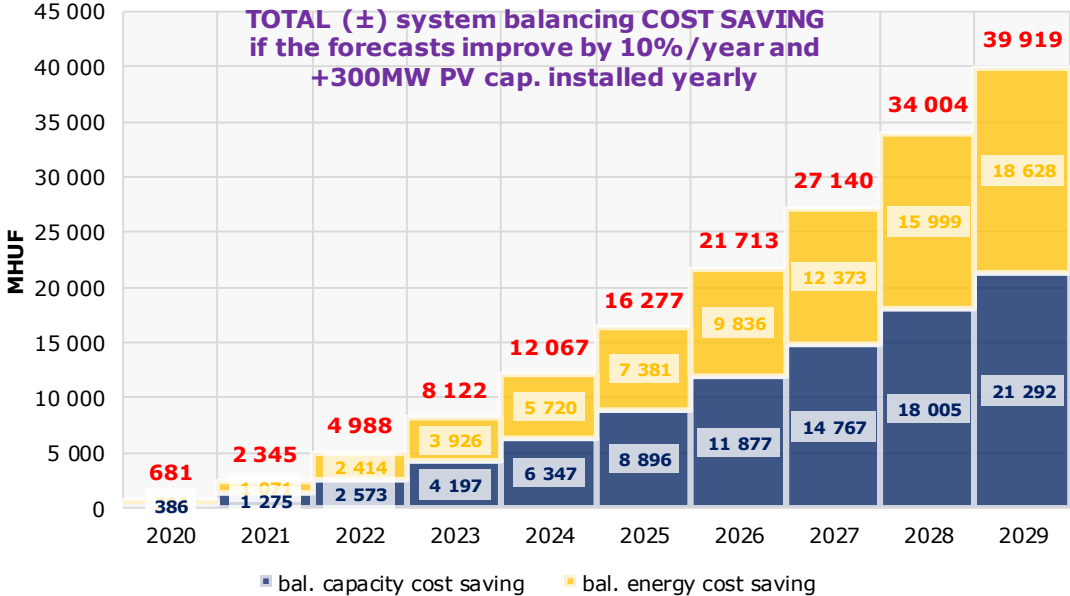
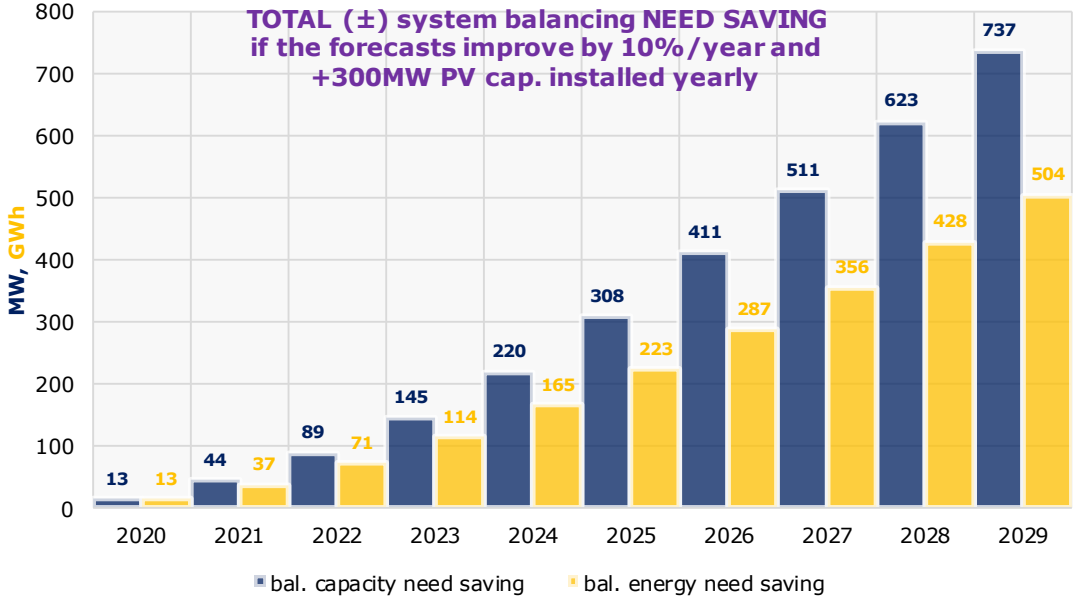
CONSIDERING DIFFERENT FORECAST IMPROVEMENTS AND INSTALLED RENEWABLE CAPACITY – CETERIS PARIBUS



conditions: in the scenarios we only increase the PV(≥0,5MW) and WIND capacity; considered grid error for every year is the grid error bw. 2018.10.01..2019.09.30 decreased by the modeled renewables error – ceteris paribus; considered balancing energy prices are based on the aFRR meritorder from the same period (2018.10.01..2019.09.30) scaled to the TOTAL aFRR need on each given year – ceteris paribus; the TOTAL system balancing capacity need is determined with 98% confidence

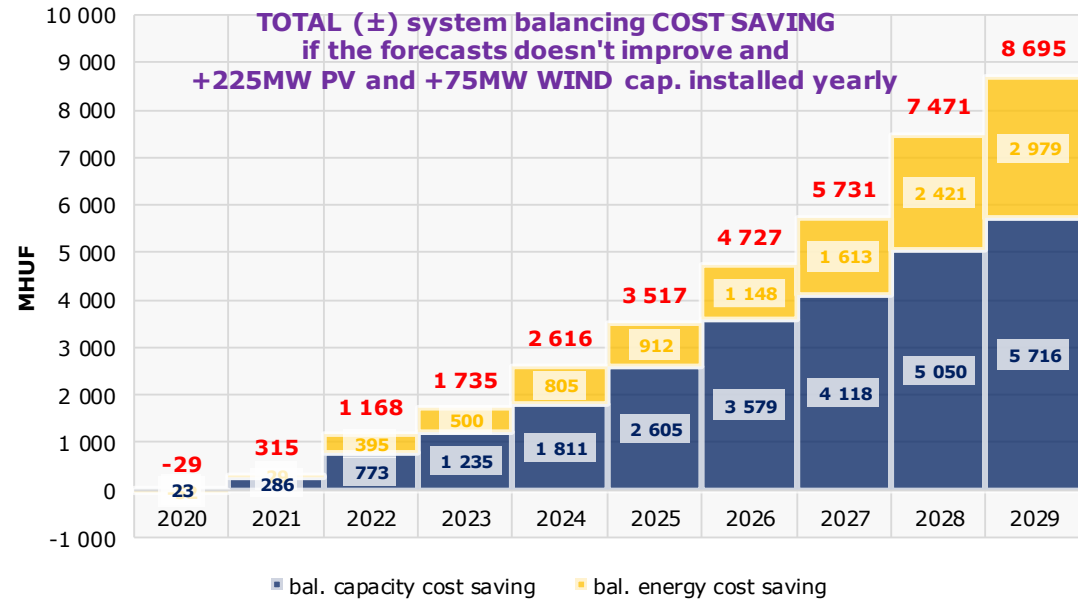
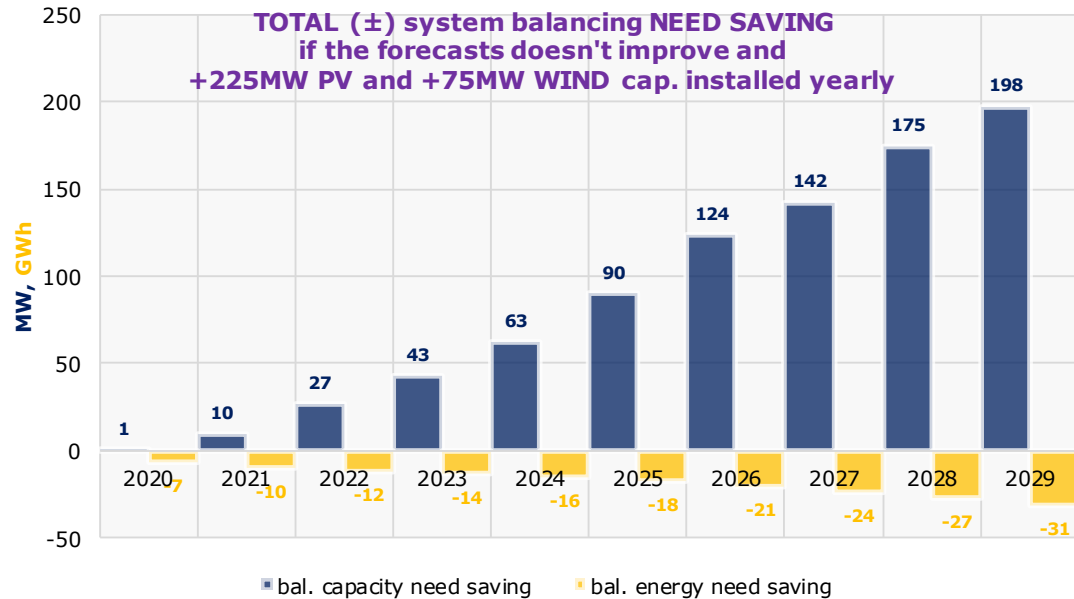
EFFECTS OF ANNUAL 10% FORECAST IMPROVEMENT FOR WEATHER DEPENDENT PRODUCERS

Scenario A vs. Scenario B (with constant 10 EUR/MW/h average cap. price)



EFFECTS OF DIVERSIFYING THE WEATHER DEPENDENT PRODUCER CAPACITY

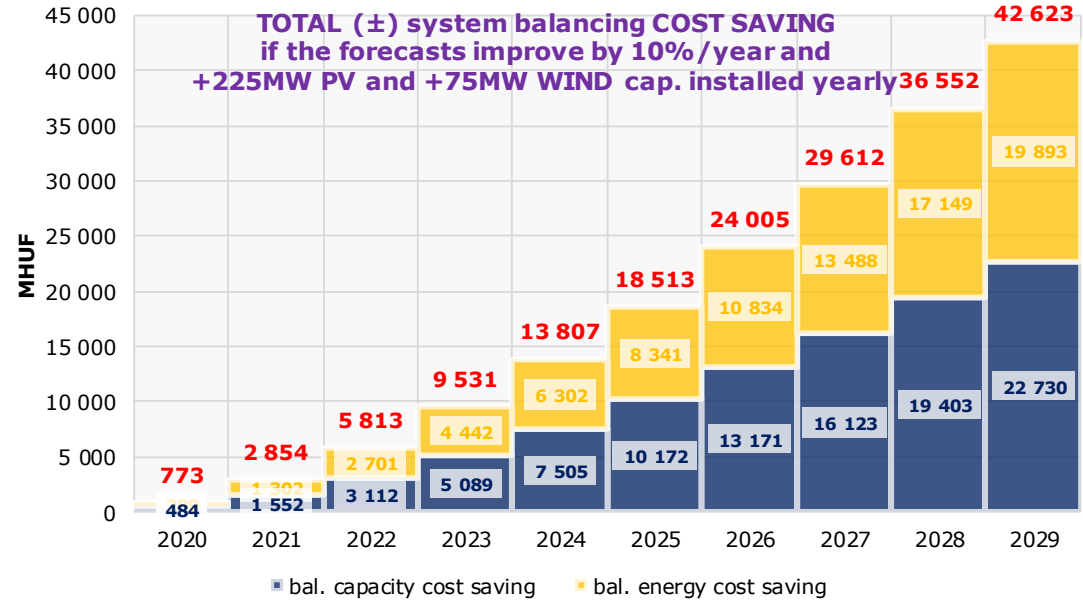
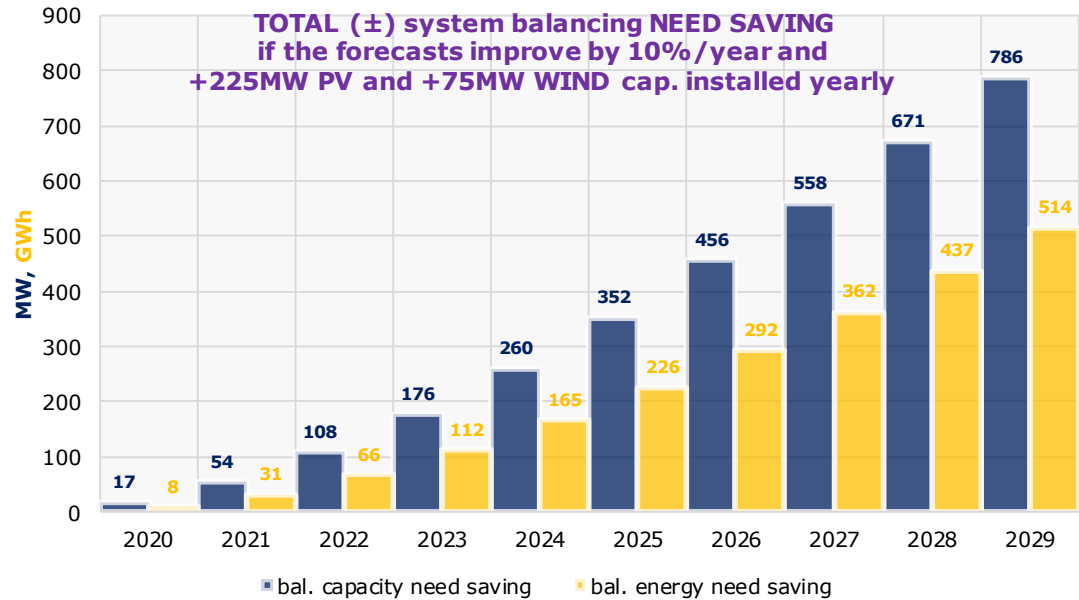
Scenario A vs. Scenario C (with constant 10 EUR/MW/h average cap. price)



- A teljes kiegyenlítő energia igényben többlet keletkezik, viszont a kiegyenlítő energia költségben megtakarítás, mivel a LE irányú kiegyenlítő energiaigény nő (többször veszünk igénybe olcsóbb LE irányú kapacitásokat) és a FEL irányú csökken (kevesebbször veszünk igénybe drágább FEL irányú kapacitásokat)

EFFECTS OF ANNUAL 10% FORECAST IMPROVEMENT FOR THE DIVERSIFIED WEATHER DEPENDENT PRODUCERS

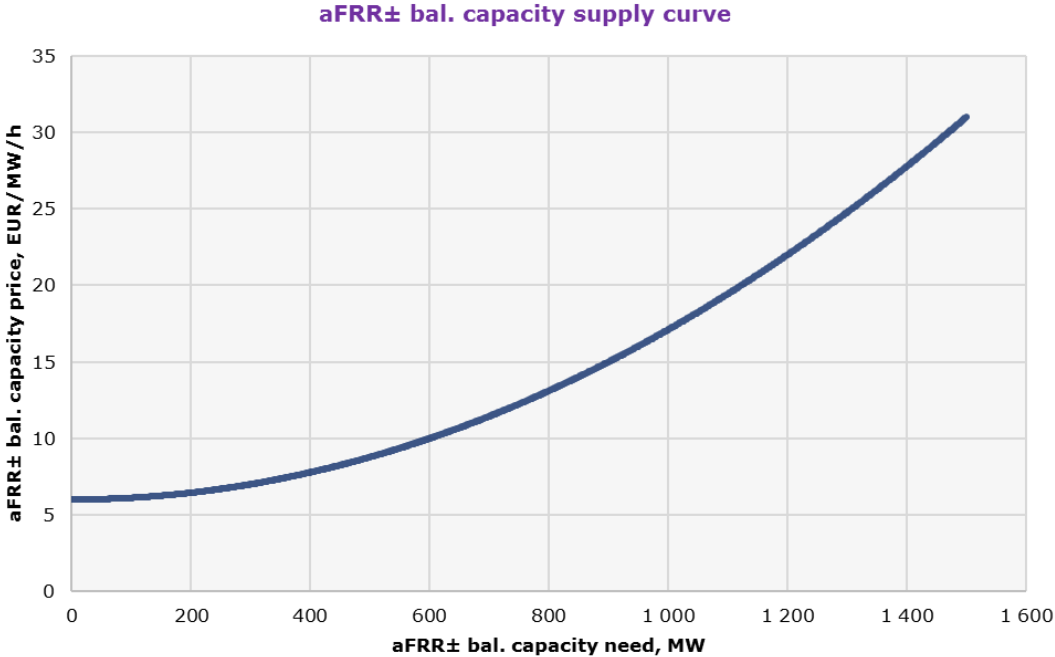
Scenario A vs. Scenario D (with constant 10 EUR/MW/h average cap. price)



EFFECTS OF ANNUAL 10% FORECAST IMPROVEMENT FOR THE DIVERSIFIED WEATHER DEPENDENT PRODUCERS

Scenario A vs. Scenario D (with constant 10 EUR/MW/h average cap. price)

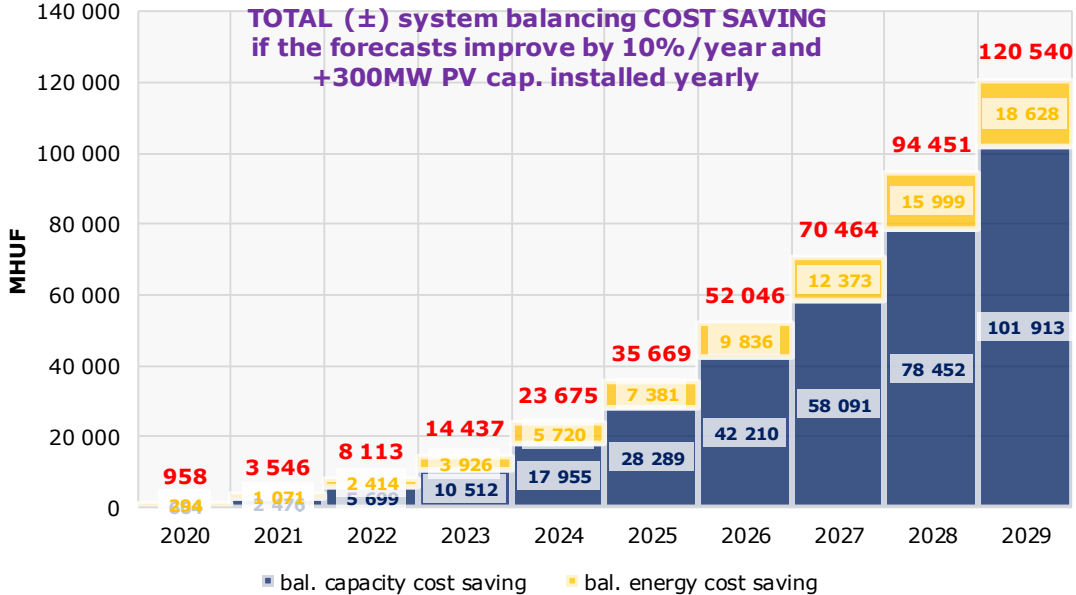
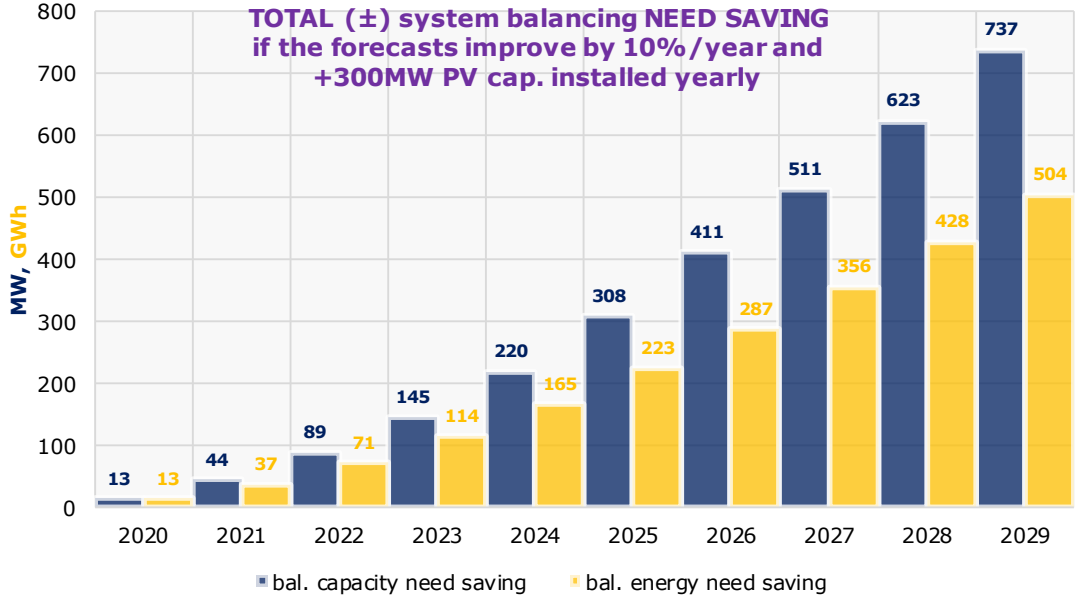
- A további scenáriókban az alábbi kiegyenlítő szabályozási kapacitás kínálati görbét feltételezzük a kapacitásárak kalkulálása során, ellenben a korábbi konstans kapacitással



$$aFRR \pm bal. cap. price = (aFRR \pm bal. cap. need - 300)^2 + 6$$

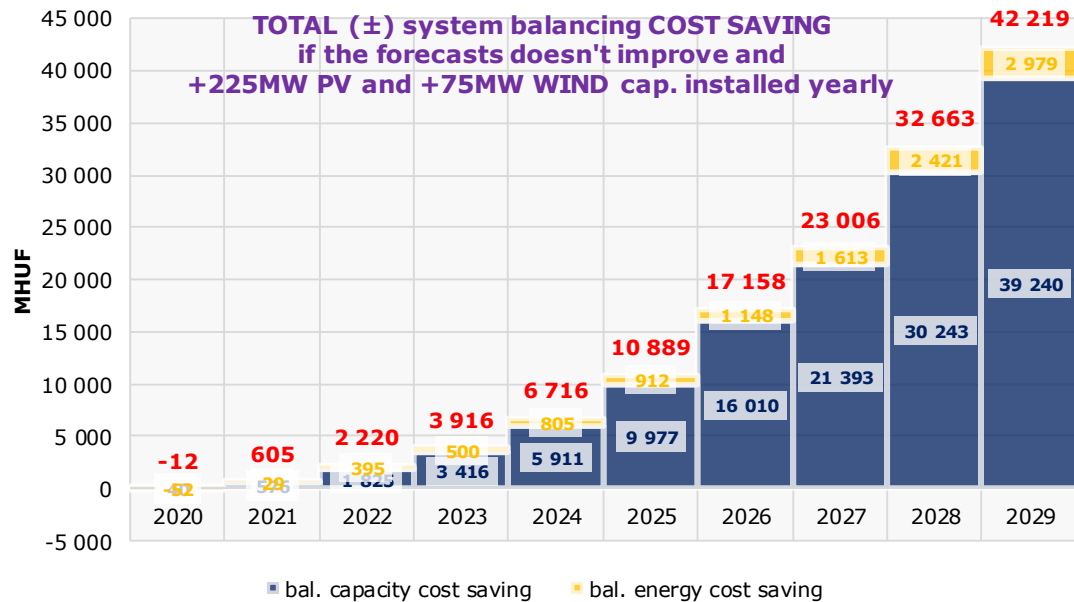
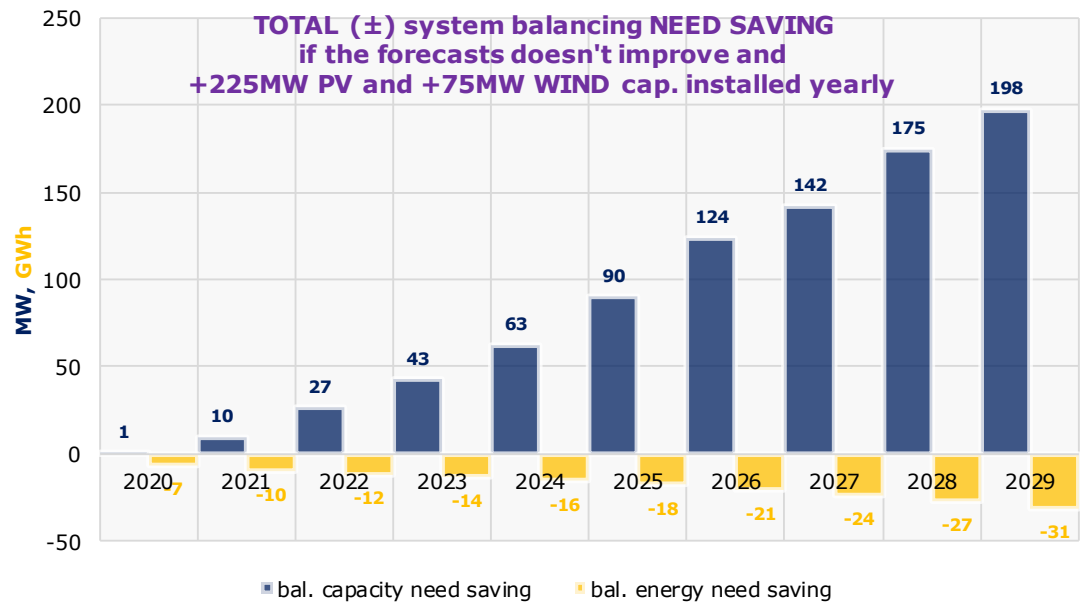
EFFECTS OF ANNUAL 10% FORECAST IMPROVEMENT FOR WEATHER DEPENDENT PRODUCERS

Scenario A vs. Scenario B (with dynamic cap. price, according to cap. supply curve – see page 21)



EFFECTS OF DIVERSIFYING THE WEATHER DEPENDENT PRODUCER CAPAPCITY

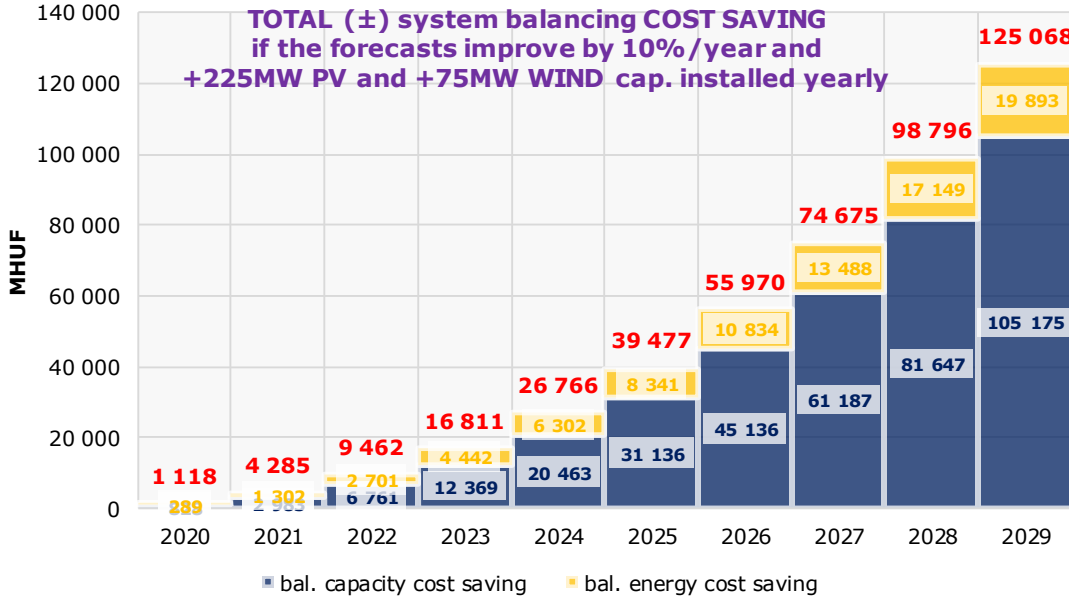
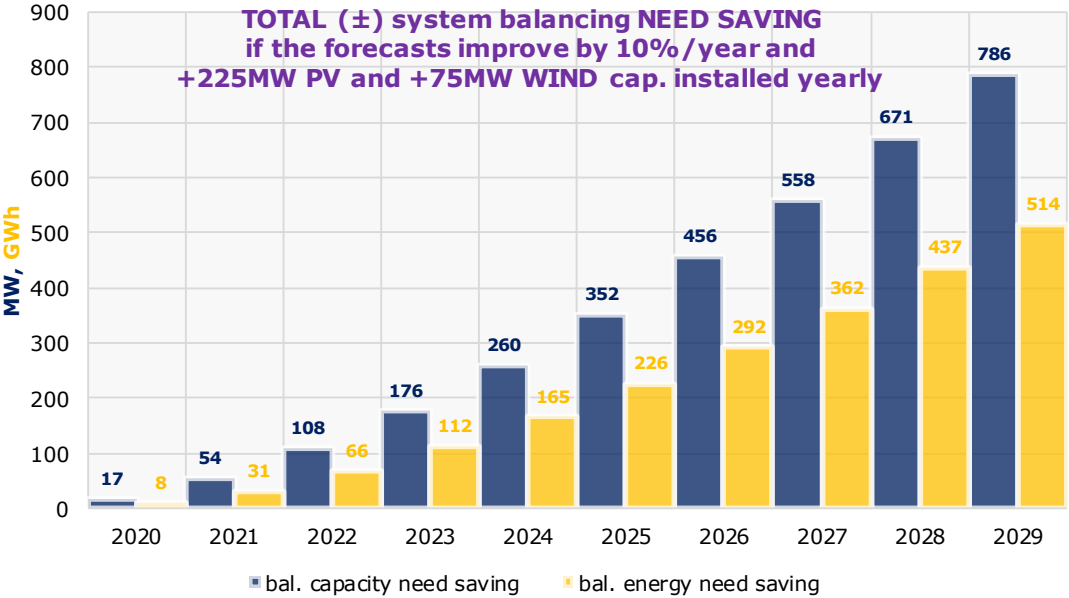
Scenario A vs. Scenario C (with dynamic cap. price, according to cap. supply curve – see page 21)



- A teljes kiegyenlítő energia igényben többlet keletkezik, viszont a kiegyenlítő energia költségben megtakarítás, mivel a LE irányú kiegyenlítő energiaigény nő (többször veszünk igénybe olcsóbb LE irányú kapacitásokat) és a FEL irányú csökken (kevesebbször veszünk igénybe drágább FEL irányú kapacitásokat)

EFFECTS OF ANNUAL 10% FORECAST IMPROVEMENT FOR THE DIVERSIFIED WEATHER DEPENDENT PRODUCERS

Scenario A vs. Scenario D (with dynamic cap. price, according to cap. supply curve – see page 21)



- **VAN POTENCIÁL AZ ELŐREJELZÉS PONTOSSÁGÁNAK NÖVELÉSÉBEN**
- **AZ ELŐREJELZÉS FEJLESZTÉSE NEMZETGAZDASÁGI ÉRDEK ÉS MEGTÉRÜLŐ BEFEKTETÉS**
- **A MEGÚJULÓ TERMELŐI PORTFÓLIÓ DIVERZIFIKÁCIÓJA (NAPERŐMŰVEK MELLETT SZÉLERŐMŰVEK BEÉPÍTÉSE) CSÖKKENTI A SZÜKSÉGES KIEGYENLÍTŐ KAPACITÁS- ÉS ENERGIA IGÉNYT**
- **ÉRDEMES AZ ELEMZÉST FOLYTATNI EGY SZTOCHASZTIKUS MODELLEL, HOGY AZ IDŐJÁRÁSFÜGGŐK TERJEDÉSÉNEK HATÁSÁT JELEN ELŐADÁSNÁL PONTOSSABB VALÓSZÍNŰSÉGI ALAPOKON VÁLHASSON MEGHATÁROZHATÓVÁ**

Modell korlátai

- determinisztikus megközelítést használ
- túlnyomó részt ceteris paribus feltételezéseken alapszik
- nem a valós kiegyenlítő szabályozási meritordert veszi figyelembe
- 2019. év adatait használja fel bázisként



KÖSZÖNÖM MEGTISZTELŐ FIGYELMÜKET!

LUCZAY Péter
energia nagykereskedelmi és
szabályozási központ irányítási igazgató
tel.: +36 70 338 2224
email: luczay.peter@alteo.hu