

Energie aus Wasser, Sonne, Wind und Biomasse: regional und sicher?

Otto Kalab, 11. Dezember 2018

- Stromaufbringung Österreich 2017
- Anteil von Biogas am Ökostrom
- Ökostromkosten und Einsatzstoffe bei Biogas
- Lastgang und Stromaufbringung 2017
- Das 100 Prozent Ökostrom-Ziel
- Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauches bis 2030
- Annahmen zur Bedarfsdeckung des Stromverbrauches bis 2030
- Engpässe im Winter - Überschüsse im Sommer
- Dynamische Lastprognose und Stromaufbringung 2030
- Speicher und unbeschränkter Strom-Außenhandel als Erfolgsfaktoren
- Entwicklung der Marktpreise beeinflusst Ausbaurkosten
- Fazit
- Ausblick 2050

Stromaufbringung Österreich 2017

Stromaufbringung 2017

Datenquelle: Austrian Power Grid <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz>

	öffentliche Abgabe	Summe Erzeugung	Wind	Solar	Bio-masse	Gas	Kohle	Öl	Geo-thermie	Pump-speicher	Lauf-wasser	Speicher	Sonst. Erneuerb.	Müll	Andere	Saldo Import/Export
Summe / Saldo in GWh	62.926,8	55.229,9	6.730,8	1.144,3	2.600,1	9.637,5	1.406,7	0,0	0,6	1.547,9	26.563,4	4.529,7	0,0	876,0	192,7	7.705,4
In % der öffentlichen Abgabe		87,8%	10,7%	1,8%	4,1%	15,3%	2,2%	0,0%	0,0%	2,5%	42,2%	7,2%	0,0%	1,4%	0,3%	12,2%
Minimum 1/4 Std in MW	4.161,6	1.096,0	0,1	0,0	216,0	0,0	0,0	0,0	0,1	-2.074,4	1.089,2	11,6	0,0	100,0	22,0	-3.600,8
Maximum 1/4 Std in MW	10.749,2	12.036,2	2.699,0	756,4	328,0	4.223,6	538,0	0,0	0,1	3.300,4	5.077,6	1.934,0	0,0	100,0	22,0	5.022,8
Volllaststunden in h	5.854,1	4.588,6	2.493,8	1.512,8	7.927,2	2.281,8	2.614,8	0,0	8.760,0	469,0	5.231,5	2.342,2	0,0	8.760,0	8.760,0	1.534,1
Summe / Saldo Bezug in GWh										4.631,4						9.604,9
Summe / Saldo Lieferung in GWh										-3.083,5						-1.899,5

Werte in MW

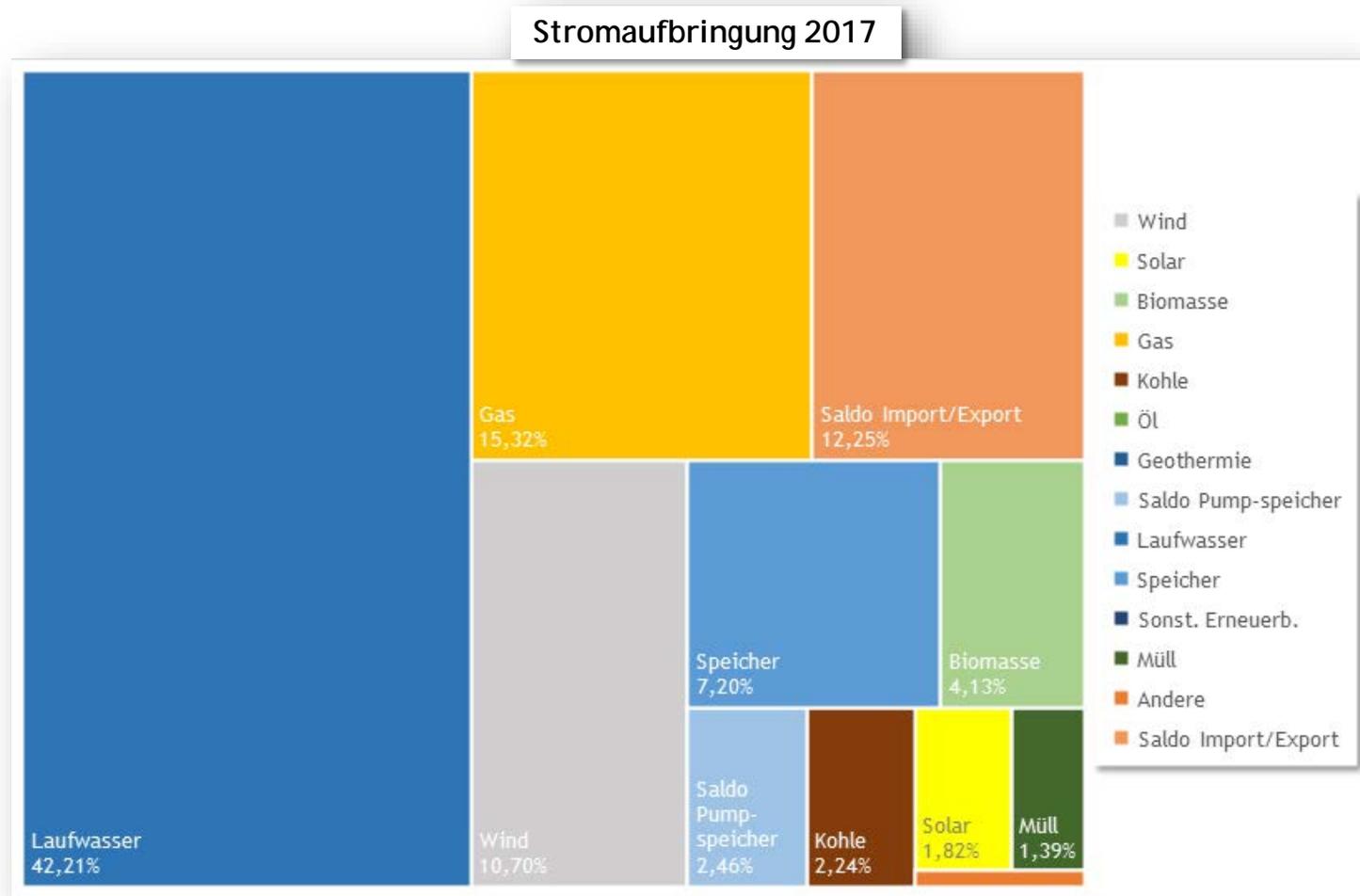
Datum/Uhrzeit	Last 2017	Summe Erzeugung	Wind	Solar	Bio-masse	Gas	Kohle	Öl	Geo-thermie	Pump-speicher	Lauf-wasser	Speicher	Sonst. Erneuerb.	Müll	Andere	Saldo Import-Export
01.01.2017 00:00	6.654,0	4.254,1	94,0	0,0	300,0	2.462,8	158,8	0,0	0,1	-871,6	1.469,6	518,4	0,0	100,0	22,0	2.253,2
01.01.2017 00:15	6.628,0	4.160,9	94,0	0,0	300,0	2.235,2	160,4	0,0	0,1	-869,2	1.499,6	618,8	0,0	100,0	22,0	2.355,2
01.01.2017 00:30	6.575,6	3.990,7	94,3	0,0	300,0	2.086,8	160,8	0,0	0,1	-918,8	1.502,4	643,2	0,0	100,0	22,0	2.445,2
01.01.2017 00:45	6.430,4	3.785,8	88,9	0,0	300,0	1.928,8	159,2	0,0	0,1	-960,4	1.512,4	634,8	0,0	100,0	22,0	2.534,4
01.01.2017 01:00	6.438,0	3.457,1	86,6	0,0	300,0	1.638,8	159,2	0,0	0,1	-970,0	1.533,2	587,2	0,0	100,0	22,0	2.834,0
01.01.2017 01:15	6.344,4	3.360,4	88,7	0,0	300,0	1.488,0	160,0	0,0	0,1	-920,8	1.522,8	599,6	0,0	100,0	22,0	2.859,2
01.01.2017 01:30	6.286,8	3.242,8	86,0	0,0	300,0	1.482,8	160,8	0,0	0,1	-1.008,4	1.518,4	581,2	0,0	100,0	22,0	2.927,2
01.01.2017 01:45	6.192,4	3.048,8	83,1	0,0	300,0	1.477,6	158,8	0,0	0,1	-1.033,6	1.508,4	432,4	0,0	100,0	22,0	3.018,8
01.01.2017 02:00	6.220,4	3.023,3	75,6	0,0	300,0	1.404,8	160,0	0,0	0,1	-1.043,2	1.528,0	476,0	0,0	100,0	22,0	3.064,4
01.01.2017 02:15	6.149,2	2.846,4	73,9	0,0	300,0	1.374,8	160,8	0,0	0,1	-1.058,4	1.523,6	349,6	0,0	100,0	22,0	3.186,4
01.01.2017 02:30	6.051,2	2.768,4	67,9	0,0	300,0	1.372,4	159,2	0,0	0,1	-1.065,2	1.520,0	292,0	0,0	100,0	22,0	3.158,0
01.01.2017 02:45	5.985,2	2.499,3	70,8	0,0	300,0	1.382,0	160,8	0,0	0,1	-1.100,8	1.479,6	84,8	0,0	100,0	22,0	3.363,6
01.01.2017 03:00	5.921,6	2.446,9	73,2	0,0	300,0	1.368,0	159,6	0,0	0,1	-1.270,0	1.492,4	201,6	0,0	100,0	22,0	3.384,8
01.01.2017 03:15	5.856,8	2.364,7	77,9	0,0	300,0	1.354,4	160,0	0,0	0,1	-1.324,0	1.463,6	210,8	0,0	100,0	22,0	3.419,2
01.01.2017 03:30	5.791,2	2.363,6	73,1	0,0	300,0	1.343,2	159,6	0,0	0,1	-1.349,2	1.471,6	243,2	0,0	100,0	22,0	3.348,8
01.01.2017 03:45	5.752,4	2.265,8	69,3	0,0	300,0	1.343,6	159,6	0,0	0,1	-1.358,8	1.441,2	188,8	0,0	100,0	22,0	3.416,8
01.01.2017 04:00	5.708,8	2.790,5	69,6	0,0	300,0	1.338,4	160,8	0,0	0,1	-972,0	1.486,0	285,6	0,0	100,0	22,0	2.880,8
01.01.2017 04:15	5.720,0	2.720,0	67,5	0,0	300,0	1.334,0	159,2	0,0	0,1	-984,0	1.483,6	237,6	0,0	100,0	22,0	2.953,2

- Die Austrian Power Grid (APG) veröffentlicht auf ihrer Homepage www.apg.at/de/markt alle für den Strommarkt relevanten Marktdaten
- Für eine dynamische Last- und Erzeugungsprognose für 2030 wurden der Lastgang und die Erzeugungsdaten 2017 herangezogen
- Wichtige Beurteilungskriterien sind Erzeugungsminima und -maxima der einzelnen Technologien, Volllaststunden und die Volatilität

Stromaufbringung Österreich 2017 - 62.935 GWh

Stromaufbringung 2017

	in GWh	in %
Öffentliche Abgabe	62.926,8	100,00%
Summe Erzeugung	55.229,9	87,77%
Wind	6.730,8	10,70%
Solar	1.144,3	1,82%
Biomasse	2.600,1	4,13%
Gas	9.637,5	15,32%
Kohle	1.406,7	2,24%
Öl	0,0	0,00%
Geothermie	0,6	0,00%
Saldo Pump-speicher	1.547,9	2,46%
Laufwasser	26.563,4	42,21%
Speicher	4.529,7	7,20%
Sonst. Erneuerb.	0,0	0,00%
Müll	876,0	1,39%
Andere	192,7	0,31%
Saldo Import/Export	7.705,4	12,25%
Erzeugung + Saldo Import/Export	62.935,3	100,01%



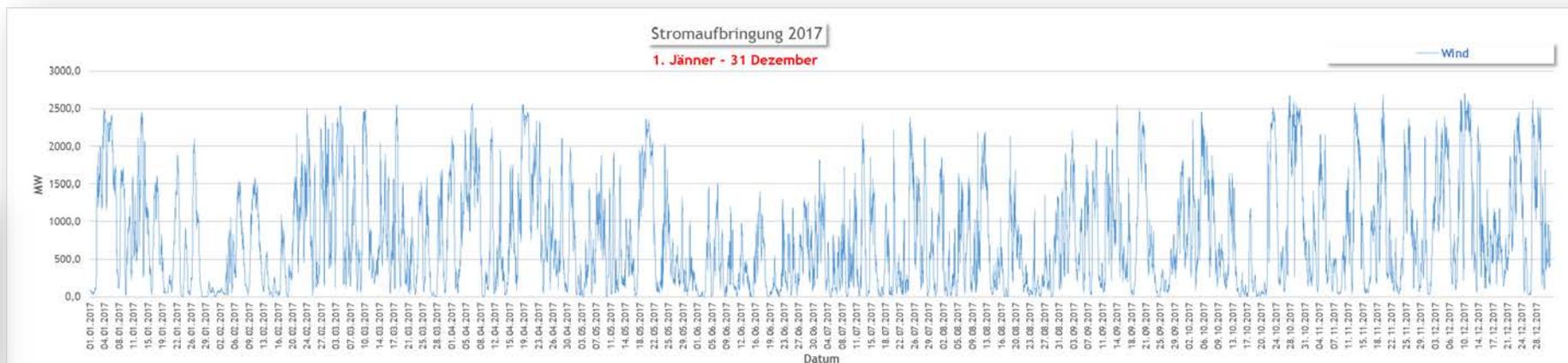
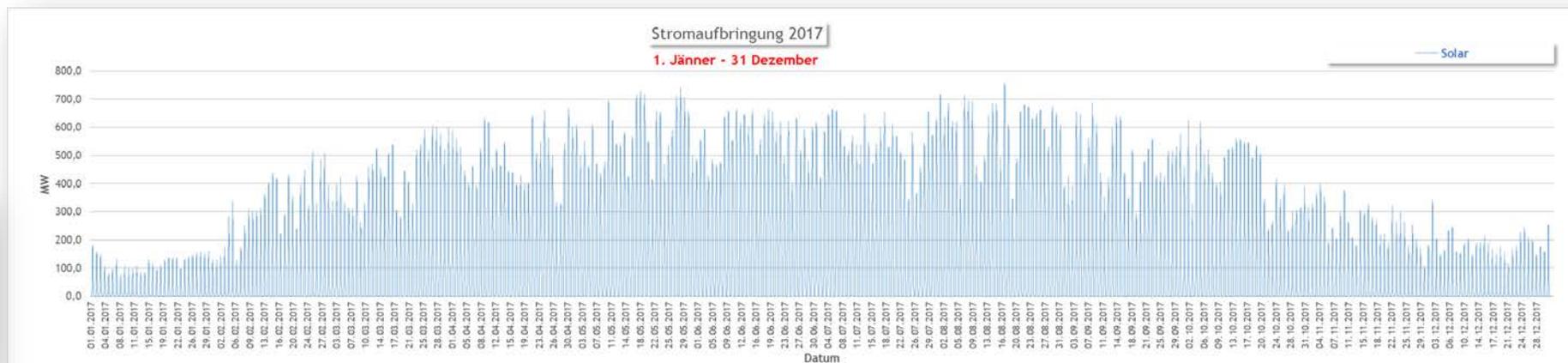
Stromaufbringung Österreich 2017 - Sonne und Wind

Jahr	2017	
Wert	in GWh	in Prozent
Solar	1.144,3	1,8%
öffentliche Abgabe	62.926,8	

Minimum 1/4 Std in MW	0,0
Maximum 1/4 Std in MW	756,4
Volllaststunden in h	1.512,8

Jahr	2017	
Wert	in GWh	in Prozent
Wind	6.727,6	10,7%
öffentliche Abgabe	62.926,8	

Minimum 1/4 Std in MW	0,1
Maximum 1/4 Std in MW	2.699,0
Volllaststunden in h	2.492,6



Stromaufbringung Österreich 2017 - Laufwasser und Biomasse

Jahr	2017	
Wert	in GWh	in Prozent
Laufwasser	26.563,4	42,2%
öffentliche Abgabe	62.926,8	
Minimum 1/4 Std in MW	1.089,2	
Maximum 1/4 Std in MW	5.077,6	
Volllaststunden in h	5.231,5	

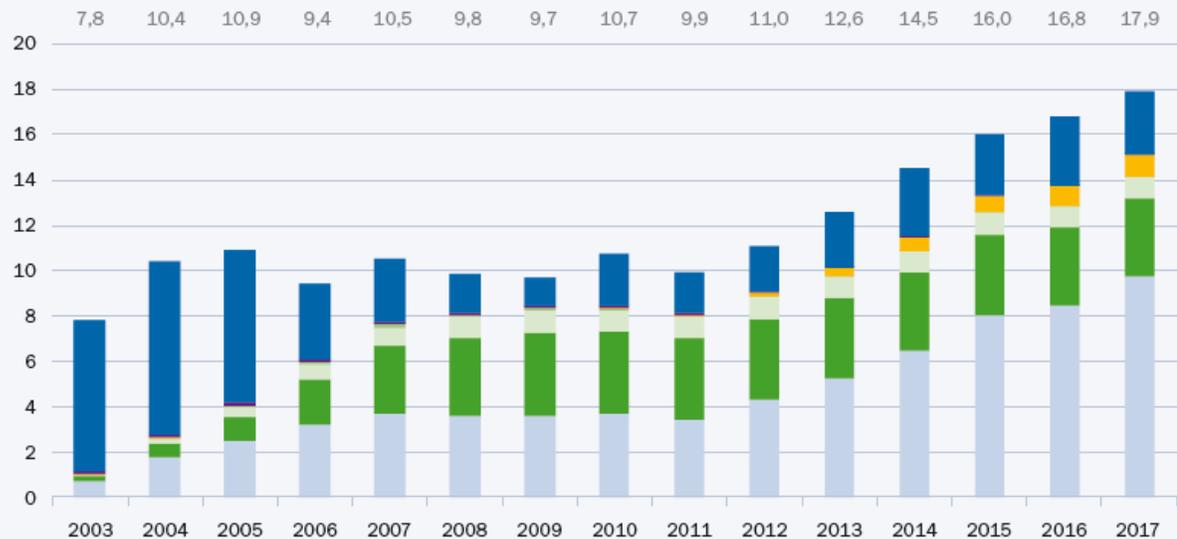


Jahr	2017	
Wert	in GWh	in Prozent
Biomasse	2.600,1	4,1%
öffentliche Abgabe	62.926,8	
Minimum 1/4 Std in MW	216,0	
Maximum 1/4 Std in MW	328,0	
Volllaststunden in h	7.927,2	



Anteil des geförderten Ökostroms 2017

ANTEIL DES GEFÖRDERTEN ÖKOSTROMS³ AM ENDVERBRAUCH 2003 BIS 2017 in %



- Kleinwasserkraft (OeMAG)
- Anderer unterstützter Ökostrom
- Photovoltaik
- Biomasse flüssig
- Biogas
- Biomasse fest
- Windkraft

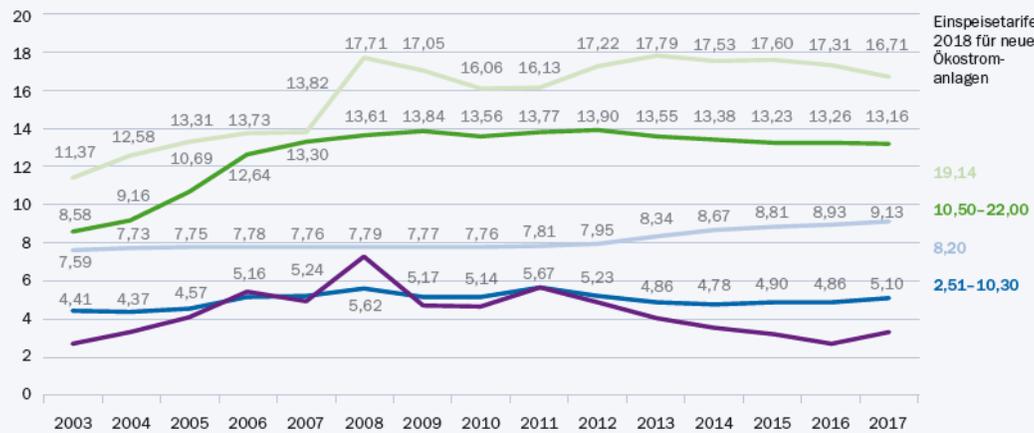
BIOGAS

Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2017			Anerkannte Anlagen per 31.12.2017	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2017 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	19	7,63	58,76	30	14,00
Kärnten	26	4,66	25,87	39	8,54
Niederösterreich	86	30,17	213,19	110	41,81
Oberösterreich	59	13,51	99,75	75	15,97
Salzburg	15	5,30	38,05	19	6,46
Steiermark	37	15,07	92,56	59	20,79
Tirol	20	4,16	19,80	23	4,99
Vorarlberg	25	3,51	15,27	39	4,59
Wien	1	0,40	1,96	2	0,90
Summe	288	84,40	565,19	396	118,05

- Die Nutzung von Biogas ist insbesondere in den Jahren 2002 bis 2010 rasant gewachsen
- Ende 2017 produzieren 396 Biogasanlagen mit 118 MW knapp ein Prozent des Endverbrauches

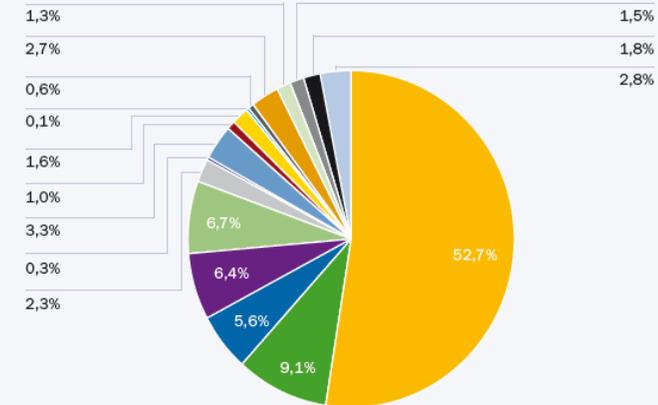
Ökostromkosten und Einsatzstoffe bei Biogas

ENTWICKLUNG DER DURCHSCHNITTLICHEN EINSPEISETARIFE 2003 BIS 2017 in Cent/kWh



- Biogas
- Biomasse fest
- Windkraft
- Kleinwasserkraft
- Marktpreis

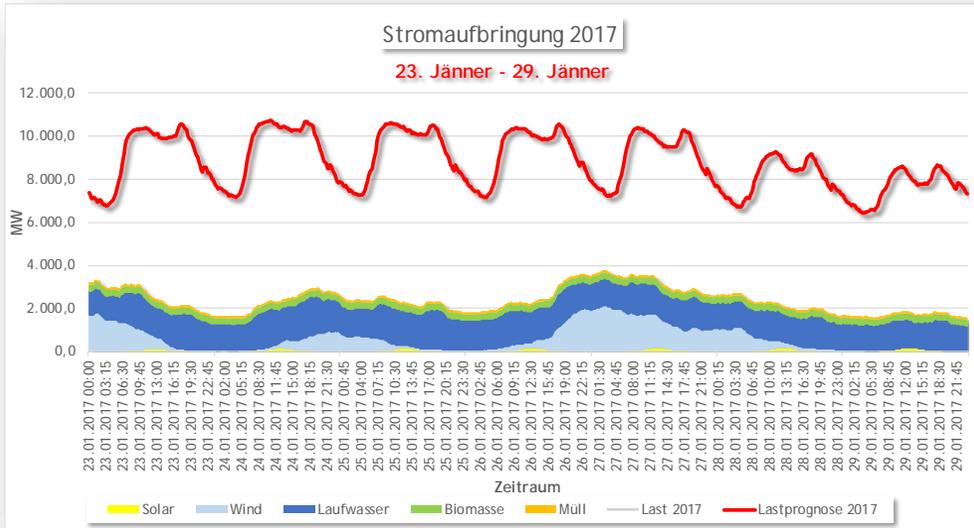
ANTEILE DER EINSATZSTOFFE (ENERGETISCH) IM JAHR 2016



- Maissilage
- Grassilage
- andere NAWARO
- Roggen-GP S
- Bioabfall
- Sudangras
- Fette
- Rindermist
- Hühnermist
- Schweinemist
- Pferdemist
- div. Mist
- Rüben
- Hirse
- Getreideabfall
- Div. Getreide
- Rest

- Die Einspeisetarife sind seit 2013 kontinuierlich gesunken
- Mehr als 60 Prozent der Einsatzstoffe stammen aus Mais- und Grassilage

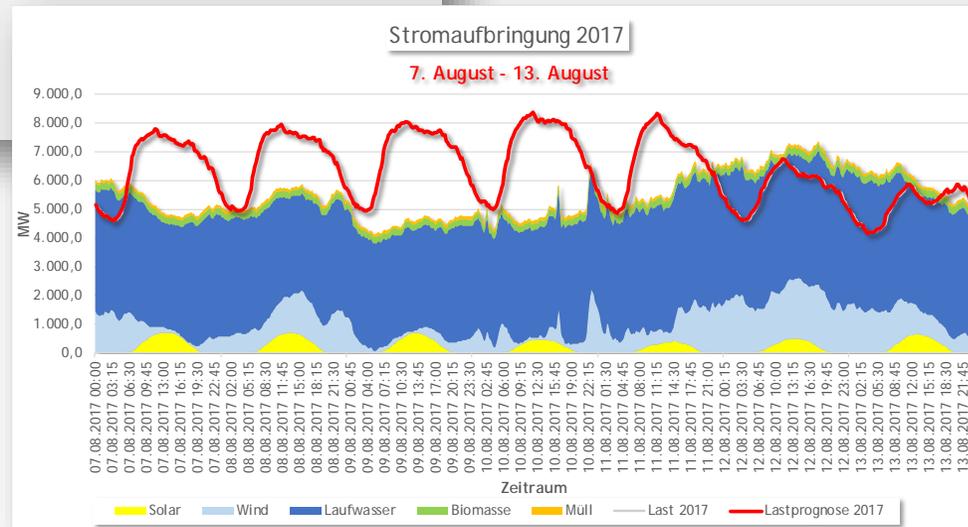
Lastgang und Stromaufbringung - Winter/Sommer 2017



Woche	23. Jänner - 29. Jänner	
Werte	in GWh	in Prozent
Solar	5,0	0,3%
Wind	93,8	6,3%
Laufwasser	236,7	16,0%
Biomasse	51,4	3,5%
Müll	16,8	1,1%
Summe Erzeugung	403,7	27,3%
Lastprognose 2025	1.477,6	
<hr/>		
Überdeckung in GWh	0,0	0,0%
Unterdeckung in GWh	-1.073,9	-72,7%
<hr/>		
Minimum in MW	-8.442,5	
Maximum in MW	-3.487,9	

- In den Wintermonaten wird die regenerative Stromerzeugung derzeit vorwiegend durch Laufwasserkraft und Wind gedeckt
- Es bestehen große Erzeugungslücken, die durch günstige Stromimporte und Erdgas GuD abgedeckt werden

- In den Sommermonaten gibt es nur während weniger Stunden einen Überschuss aus der Ökostromerzeugung
- Auch im Sommer müssen Pumpspeicher, Stromimporte und Erdgas-Kraftwerke zur Deckung von Erzeugungslücken einspringen



Woche	7. August - 13. August	
Werte	in GWh	in Prozent
Solar	33,6	3,1%
Wind	151,7	14,1%
Laufwasser	685,4	63,9%
Biomasse	39,3	3,7%
Müll	16,8	1,6%
Summe Erzeugung	926,9	86,4%
Lastprognose 2025	1.072,9	
<hr/>		
Überdeckung in GWh	55,6	5,2%
Unterdeckung in GWh	-201,6	-18,8%
<hr/>		
Minimum in MW	-3.791,8	
Maximum in MW	2.252,3	

Das 100 Prozent Ökostrom-Ziel

- 2030 soll der Gesamtstromverbrauch (national bilanziell) zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energiequellen im Inland gedeckt werden
- Eine Zunahme wird in den Bereichen Mobilität, Gebäude und Produktion sowie durch die Substitution von importierten fossilen Energieträgern erwartet
- Zukunftstrends wie Digitalisierung, Dezentralisierung und Partizipation werden berücksichtigt
- Ausgeglichener Saldo von importiertem und exportiertem Strom vorgesehen
- Regel- und Ausgleichsenergie zur Stabilisierung des Netzbetriebs werden in das 100 Prozent-Ziel nicht einbezogen
- Die Eigenversorgung in der Sachgüterproduktion soll durch die ressourcen-schonende, effiziente Verwendung von Kuppelprodukten auch auf Basis nicht erneuerbarer Energieträger möglich sein

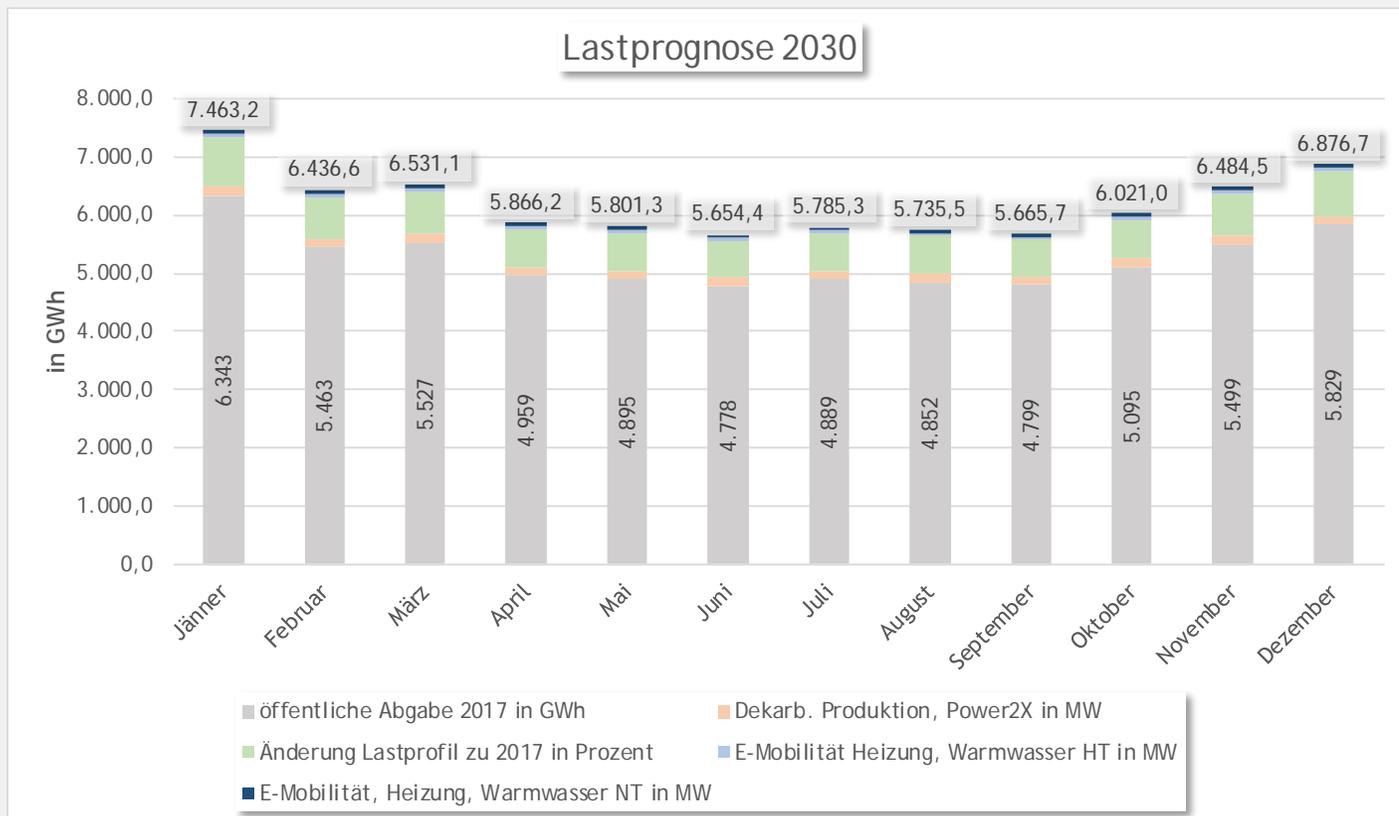
Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauches bis 2030

Annahmen für die Verbrauchsentwicklung

Veränderung

Änderung Lastprofil zu 2017 in Prozent	13 Prozent	8.181 GWh/Jahr	13,0%
Dekarbonisierung Produktion, Power2X	200 MW	1.752 GWh/Jahr	2,8%
Anzahl E-Autos	300.000 PKW	810 GWh/Jahr	1,3%
Anzahl Plug in Hybrid PKWs	1.200.000 PKW	1.296 GWh/Jahr	2,1%
Anzahl Heizungswärmepumpen	200.000 Heizungswärmepumpen	373 GWh/Jahr	0,6%
Anzahl Warmwasserwärmepumpen	200.000 Warmwasserwärmepumpen	82 GWh/Jahr	0,1%
Anzahl Elektroboiler	200.000 Elektroboiler	441 GWh/Jahr	0,7%
Summe Veränderung		12.934 GWh/Jahr	20,6%
Öffentliche Abgabe 2017		62.927 GWh/Jahr	
Öffentliche Abgabe 2030		75.861 GWh/Jahr	

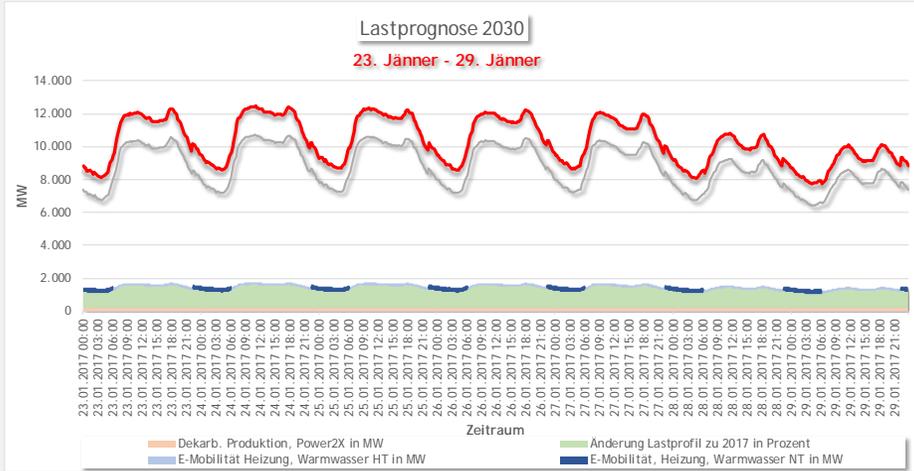
Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauches bis 2030



Jahr	2030	
Werte	in GWh	in Prozent
Last 2017	62.927,0	
Dekarb. Produktion, Power2X in MW	1.752,0	2,8%
Änderung Lastprofil zu 2017 in Prozent	8.180,5	13,0%
E-Mobilität Heizung, Warmwasser HT in MW	742,9	1,2%
E-Mobilität, Heizung, Warmwasser NT	719,1	1,1%
Summe der Änderungen	11.394,5	18,1%
Lastprognose 2030	74.321,5	

	2017	2030
minimale Last in MW	4.161,6	5.110,8
maximale Last in MW	10.749,2	12.497,0

Lastprognose - Winter/Sommer 2030

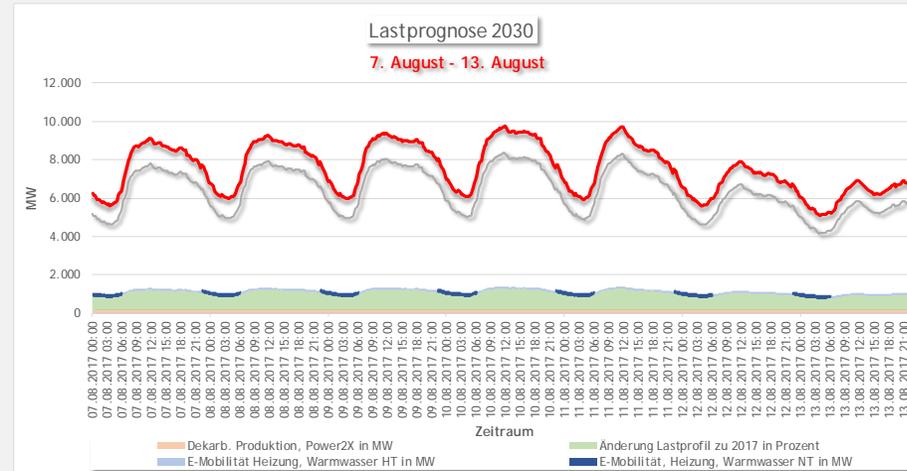


Woche	23. Jänner - 29. Jänner	
Werte	in GWh	in Prozent
Last 2017	1.477,6	
Dekarb. Produktion, Power2X in MW	33,6	2,3%
Änderung Lastprofil zu 2017 in Prozent	192,1	13,0%
E-Mobilität Heizung, Warmwasser HT i	16,8	1,1%
E-Mobilität, Heizung, Warmwasser NT	16,4	1,1%
Summe der Änderungen	258,9	17,5%
Lastprognose 2030	1.736,5	

23. Jänner - 29. Jänner	2017	2030
minimale Last in MW	6.404,0	7.729,0
maximale Last in MW	10.749,2	12.497,0

- Der überwiegende Anteil des zusätzlichen Strombedarfes wird durch die jährliche prozentuelle Verbrauchssteigerung bestimmt
- Einsparpotenziale durch das EEffG oder durch die Umstellung von Elektroheizungen sind nur schwer zu prognostizieren

- Zunehmende Elektromobilität oder Wärmepumpen schlagen sich beim Verbrauch nur im einstelligen Prozentbereich nieder
- Die Herausforderungen liegen hier eher in der zusätzlichen Leistungsbereitstellung für die Ladeinfrastruktur
- Netzhöchstlast steigt auf 12.000 MW an



Woche	7. August - 13. August	
Werte	in GWh	in Prozent
Last 2017	1.072,9	
Dekarb. Produktion, Power2X in MW	33,6	3,1%
Änderung Lastprofil zu 2017 in Prozent	139,5	13,0%
E-Mobilität Heizung, Warmwasser HT i	11,7	1,1%
E-Mobilität, Heizung, Warmwasser NT	11,7	1,1%
Summe der Änderungen	196,5	18,3%
Lastprognose 2030	1.269,4	

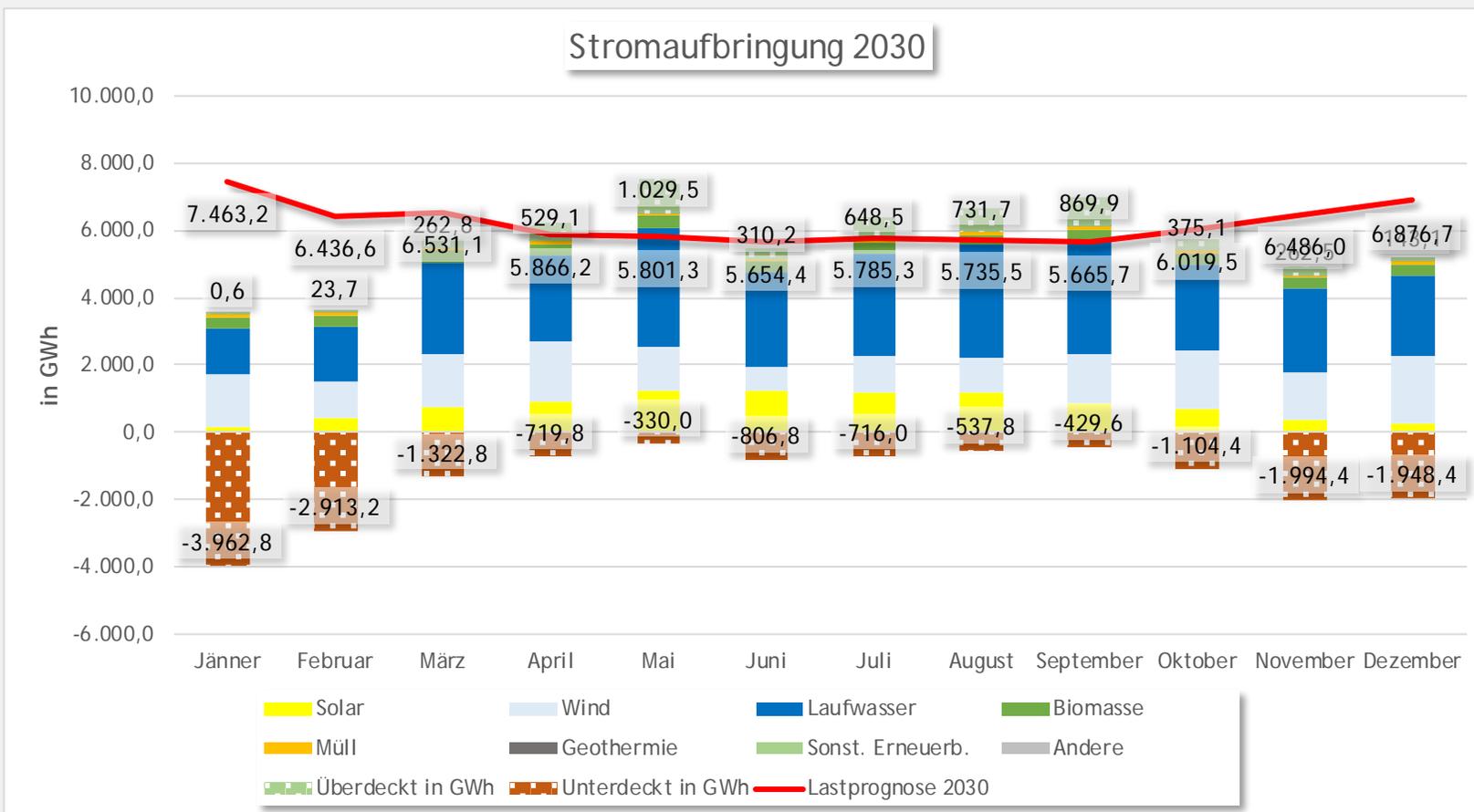
7. August - 13. August	2017	2030
minimale Last in MW	4.161,6	5.110,8
maximale Last in MW	8.370,4	9.763,4

Annahmen zur Bedarfsdeckung des Stromverbrauches bis 2030

Annahmen für den Ökostromausbau		Erzeugung 2017	Veränderung 2017-2030	Erzeugung 2030				
Wind	150%	6.731	10.096	16.827 GWh/Jahr	entspricht	1.346 Anlagen mit	3 MW	und 2500 Volllaststunden
Solar	700%	1.144	8.010	9.154 GWh/Jahr	entspricht	59.021.901 m ² bei	7 m ² pro kW peak	und 950 Volllaststunden
Biomasse	50%	2.600	1.300	3.900 GWh/Jahr	oder	0,6 mal der Fläche von Linz	217 Anlagen mit	1 MW und 6000 Volllaststunden
Laufwasser	20%	26.563	5.313	31.876 GWh/Jahr	entspricht	5,1 mal Wien-Freudenau		4500 Volllaststunden
Speicher	20%	4.530	906	5.436 GWh/Jahr	oder	72,8 mal Kraftwerk Lambach		
Saldo Pumpspeicher	10%	1.548	155	1.703 GWh/Jahr	entspricht	1,8 mal Kaprun-Hauptstufe		
Müll	10%	876	88	964 GWh/Jahr				8500 Volllaststunden
Summe Veränderung			25.867	69.860 GWh/Jahr				
Ökostrom-Erzeugung 2017			43.992	GWh/Jahr				
Erzeugung 2030				69.860 GWh/Jahr				

- 2,5 mal mehr Wind entspricht einer Verdopplung der bisherigen Anlagenanzahl an den günstigsten Standorten (Erzeugung steigt mit der 3. Potenz der Windgeschwindigkeit)
- 8 mal mehr Photovoltaik benötigt zusätzliche eine Kollektorfläche von 59 Mio. km²

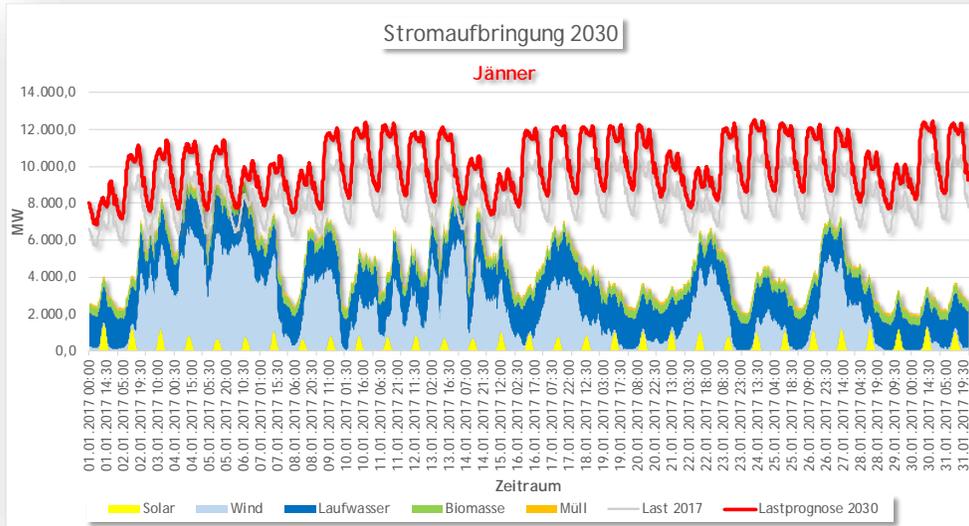
Engpässe im Winter - Überschüsse im Sommer



Jahr	2030	
Werte	in GWh	in Prozent
Solar	9.154,4	12,3%
Wind	16.827,0	22,6%
Laufwasser	31.876,1	42,9%
Speicher	5.435,7	7,3%
Pumpspeicher	1.702,7	2,3%
Biomasse	3.900,2	5,2%
Müll	963,6	1,3%
Geothermie	0,7	0,0%
Sonst. Erneuerb.	0,0	0,0%
Anderer	0,0	0,0%
Summe Erzeugung	69.860,4	94,0%
Lastprognose 2030	74.321,5	
Überdeckung	5.186,7	7,0%
Unterdeckung	-16.786,2	-22,6%

Minimum in MW	-9.728,8
Maximum in MW	7.760,0

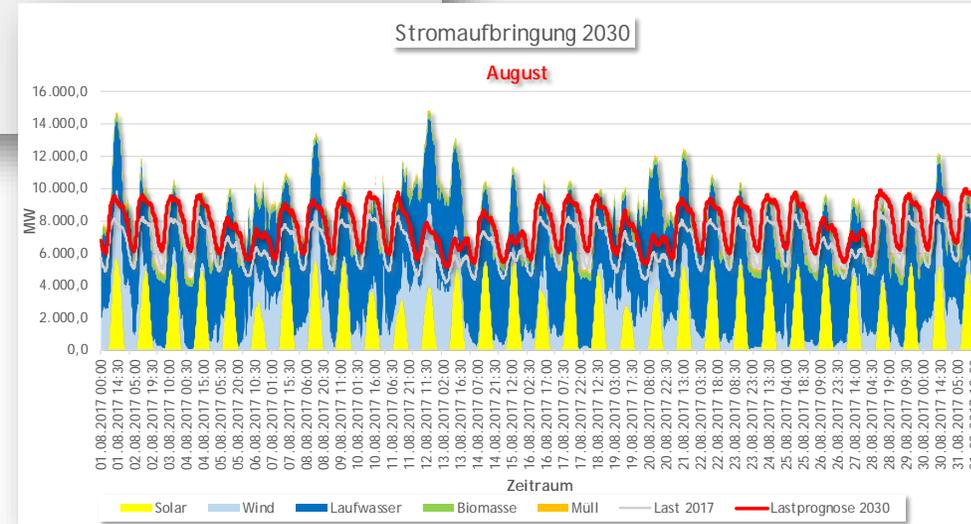
Lastprognose und Stromaufbringung - Winter/Sommer 2030



- Einzelne Erzeugungsspitzen erreichen mit 15.000 MW das 1,5-Fache der derzeitigen Netzhöchstlast
- 4.100 GWh Ökostrom müssen vom Sommer in den Winter verlagert werden (entspricht 8 mal der Hauptstufe Kaprun)

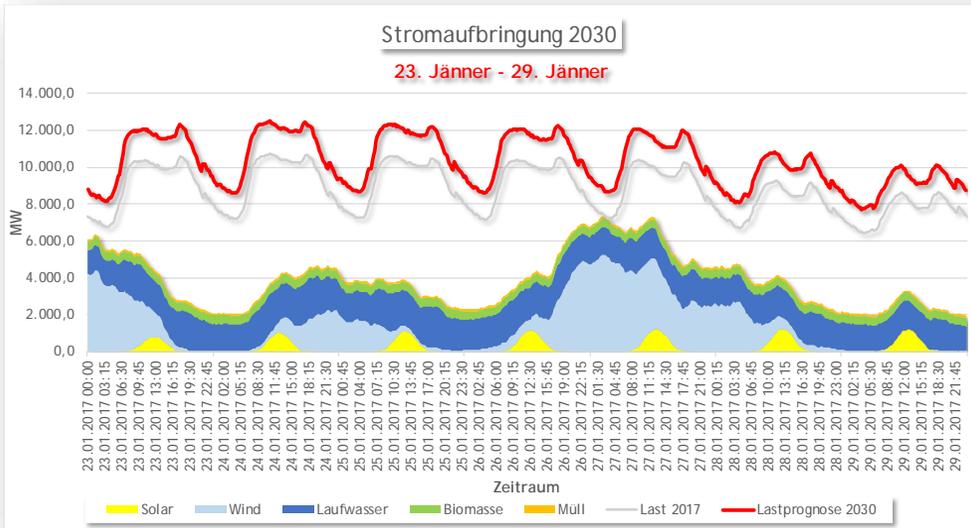
Monat	Jänner	
Werte	in GWh	in Prozent
Solar	158,4	2,1%
Wind	1.575,3	21,1%
Laufwasser	1.344,5	18,0%
Biomasse	340,8	4,6%
Müll	81,8	1,1%
Summe Erzeugung	3.500,9	46,9%
Lastprognose 2025	7.463,2	
Überdeckung	0,6	0,0%
Unterdeckung	-3.962,9	-53,1%
Minimum in MW	-7.193,3	
Maximum in MW	174,0	

- Die saisonale Unterdeckung von rund 11.000 GWh im Winter muss durch Importe sowie durch (fossile) Eigenerzeugung sichergestellt werden



Monat	August	
Werte	in GWh	in Prozent
Solar	1.204,5	21,0%
Wind	1.016,6	17,7%
Laufwasser	3.335,9	58,2%
Biomasse	290,4	5,1%
Müll	81,8	1,4%
Summe Erzeugung	5.929,3	103,4%
Lastprognose 2025	5.735,5	
Überdeckung	731,6	12,8%
Unterdeckung	-537,9	-9,4%
Minimum in MW	-3.256,9	
Maximum in MW	5.595,8	

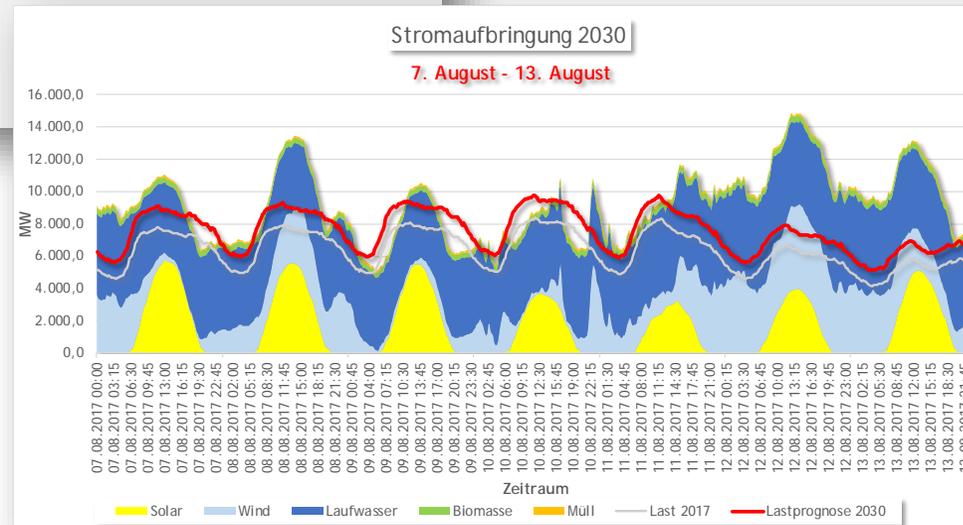
Lastprognose und Stromaufbringung - Winter/Sommer 2030



Woche	23. Jänner - 29. Jänner	
Werte	in GWh	in Prozent
Solar	40,0	2,3%
Wind	234,5	13,5%
Laufwasser	284,0	16,4%
Biomasse	77,2	4,4%
Müll	18,5	1,1%
Summe Erzeugung	654,2	37,7%
Lastprognose 2025	1.736,5	
Überdeckung in GWh	0,0	0,0%
Unterdeckung in GWh	-1.082,3	-62,3%
Minimum in MW	-9.513,4	
Maximum in MW	-1.369,1	

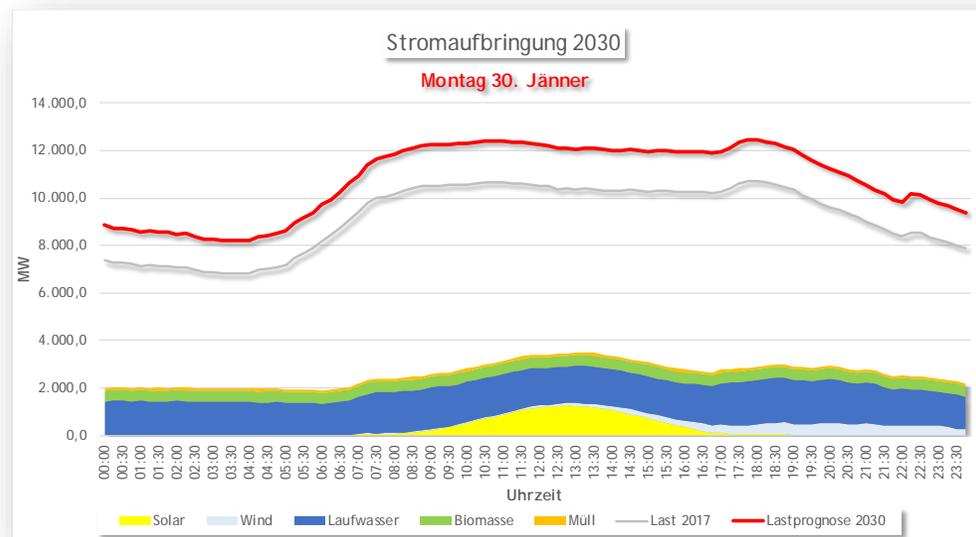
- Die Unterdeckung in der 4. Woche im Jänner von 1.080 GWh erfordert eine zusätzliche Leistungsbereitstellung von bis zu 9.500 MW

- Allein der Überschuss von 250 GWh zwischen 11. und 13. August entspricht 50 Prozent der Kapazität von Kaprun



Woche	7. August - 13. August	
Werte	in GWh	in Prozent
Solar	268,8	21,2%
Wind	379,4	29,9%
Laufwasser	822,5	64,8%
Biomasse	59,0	4,6%
Müll	18,5	1,5%
Summe Erzeugung	1548,1	122,0%
Lastprognose 2025	1.269,4	
Überdeckung in GWh	331,3	26,1%
Unterdeckung in GWh	-52,6	-4,1%
Minimum in MW	-2.534,6	
Maximum in MW	7.587,2	

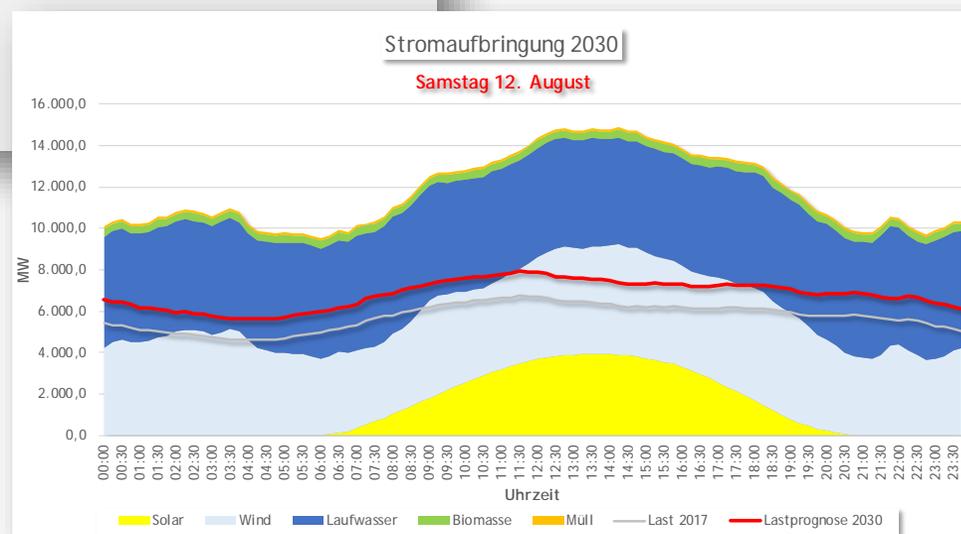
Maximale tägliche Über- und Unterdeckung 2030



Tag	Montag 30. Jänner	
Werte	in GWh	in Prozent
Solar	6,5	2,5%
Wind	4,3	1,6%
Laufwasser	38,0	14,7%
Biomasse	10,9	4,2%
Müll	2,6	1,0%
Summe Erzeugung	62,3	24,0%
Lastprognose 2025	259,2	
<hr/>		
Überdeckung in GWh	0,0	0,0%
Unterdeckung in GWh	-196,9	-76,0%
<hr/>		
Minimum in MW	-9.728,9	
Maximum in MW	-6.211,7	

- Die maximale tägliche Unterdeckung beträgt -197 GWh und bis zu -9.730 MW
- Dies entspricht 2 mal der aktuellen Bezugsbegrenzung von 4.900 MW aus Deutschland

- Die maximale tägliche Überdeckung beträgt rund 120 GWh und 7.590 MW
- Dies entspricht der Kapazität von 24 Mio. Kleinspeicher mit je 5 kWh

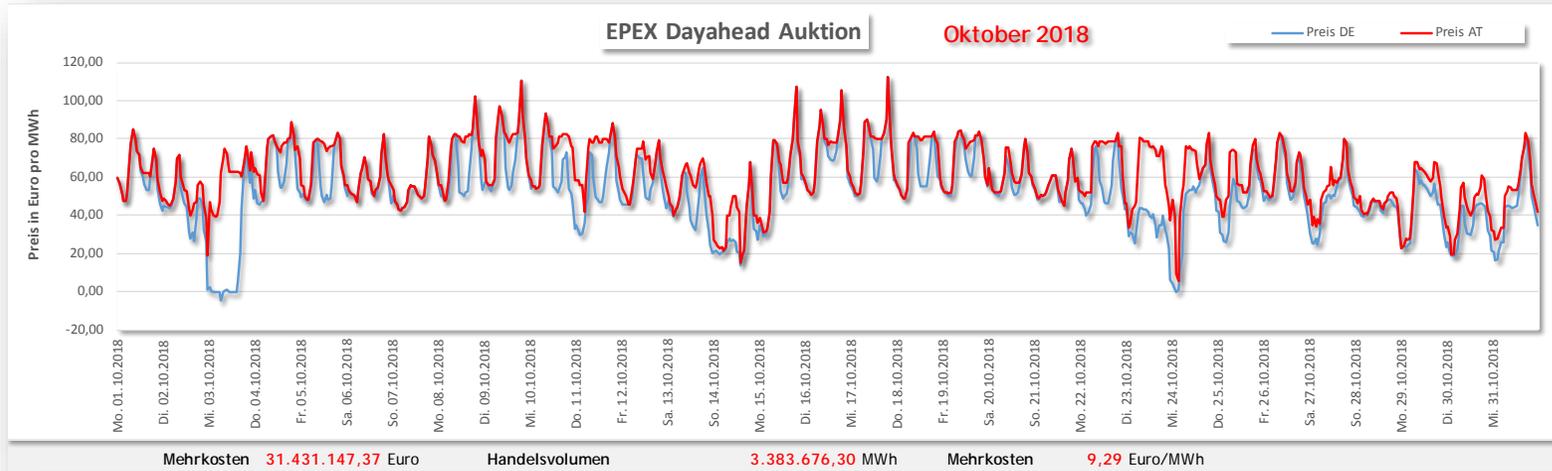


Tag	Samstag 12. August	
Werte	in GWh	in Prozent
Solar	32,8	20,1%
Wind	109,3	66,9%
Laufwasser	129,1	79,0%
Biomasse	9,0	5,5%
Müll	2,6	1,6%
Summe Erzeugung	282,8	173,1%
Lastprognose 2025	163,4	
<hr/>		
Überdeckung in GWh	119,4	73,1%
Unterdeckung in GWh	0,0	0,0%
<hr/>		
Minimum in MW	3.002,1	
Maximum in MW	7.587,2	

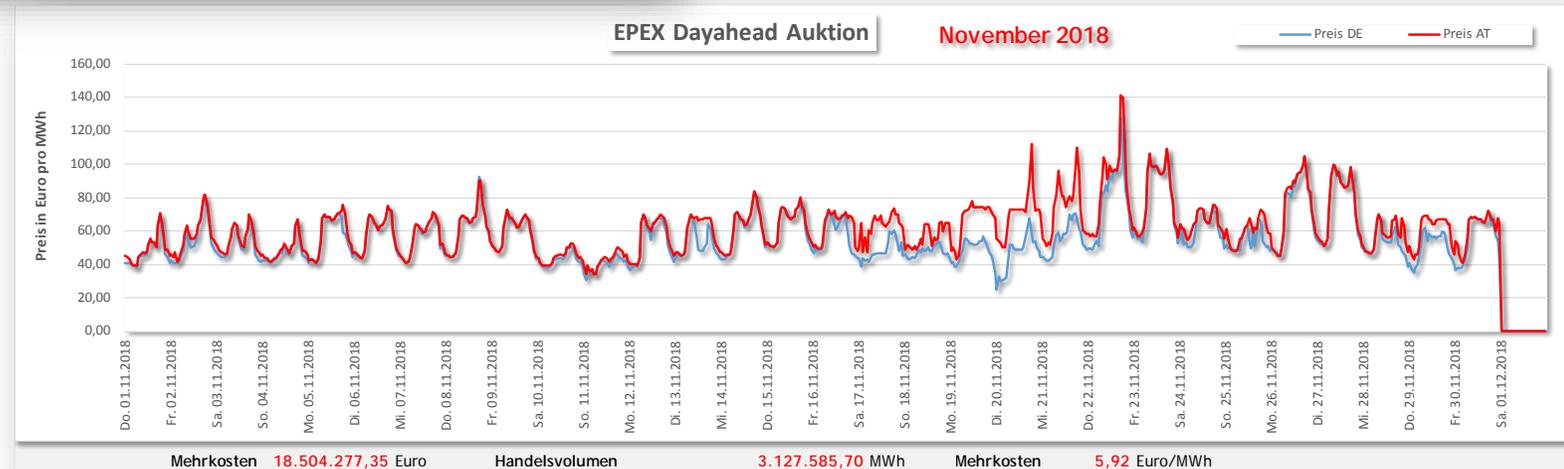
Investitionen in Speicher und Netze sowie unbeschränkter Strom-Außenhandel als Erfolgskriterien

- Einzelne Erzeugungsspitzen erreichen mit 15.000 MW das 1,5-Fache der derzeitigen Netzhöchstlast
- Ohne Flexibilitätsmaßnahmen steigt durch zusätzliche Anwendungen wie Elektromobilität, Wärmepumpen, und Substitution fossiler Energieträger die Netzhöchstlast auf 12.000 MW
- Die Unterdeckung im Winter muss durch abgesicherte Importe sowie durch (fossile) Eigenerzeugung sichergestellt werden
- Dazu ist der 380 kV-Ringschluss und der Ausbau der Grenzkuppelstellen Voraussetzung
- Batteriespeicher, Pumpspeicher und Demand Side Management wirken nur kurzfristig und sind als Saisonspeicher nicht geeignet
- Offen ist, ob Power2X-Technologien bis 2030 technisch verfügbar und wirtschaftlich konkurrenzfähig sind
- Unbeschränkter Ausbau der Erneuerbaren lässt netztechnische Probleme wie derzeit schon in DE befürchten
- Sehr volatile Day-Ahead Preise bei Überkapazitäten oder Erzeugungsengpässen

Entwicklung der Spotmarktpreise im Okt. und Nov. 2018



- Die Auftrennung des deutsch/österreichischen Marktgebietes kostet den heimischen Stromkunden allein im Okt. 2018 rund 31,5 Mio. Euro, im Nov. rund 18,5 Mio. Euro



Entwicklung der Spotmarktpreise am 3. Okt. 2018

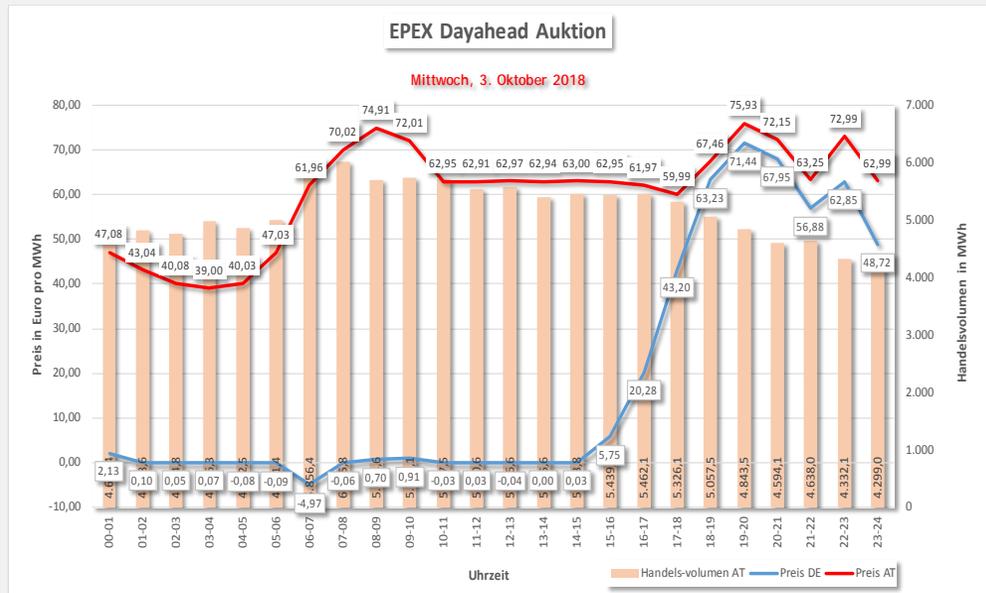
EPEX Dayahead Auktion

Oktober 2018

Datum **Mittwoch, 3. Oktober 2018**

Uhrzeit	Preis DE	Preis AT	Handelsvolumen AT
00-01	2,13	47,08	4.625,4
01-02	0,10	43,04	4.828,6
02-03	0,05	40,08	4.764,8
03-04	0,07	39,00	4.986,3
04-05	-0,08	40,03	4.852,5
05-06	-0,09	47,03	4.991,4
06-07	-4,97	61,96	5.856,4
07-08	-0,06	70,02	6.015,8
08-09	0,70	74,91	5.698,6
09-10	0,91	72,01	5.733,1
10-11	-0,03	62,95	5.707,5
11-12	0,03	62,91	5.540,6
12-13	-0,04	62,97	5.566,6
13-14	0,00	62,94	5.395,6
14-15	0,03	63,00	5.463,8
15-16	5,75	62,95	5.439,1
16-17	20,28	61,97	5.462,1
17-18	43,20	59,99	5.326,1
18-19	63,23	67,46	5.057,5
19-20	71,44	75,93	4.843,5
20-21	67,95	72,15	4.594,1
21-22	56,88	63,25	4.638,0
22-23	48,72	62,85	4.332,1
23-24		62,99	4.299,0

Mehrkosten **5.441.772,62**



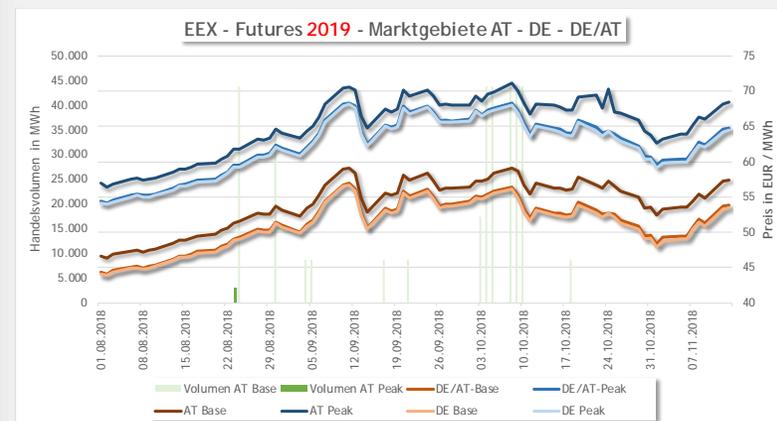
Handelsvolumen **124.018,50 MWh**

Mehrkosten **43,88 Euro/MWh**

EEX-Futures 2019 - Marktgebiet AT - DE - DE/AT

in EUR/MWh

<https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/future>



Datum	DE/AT-Base	DE/AT-Peak	AT Base	AT Peak	Volumen AT Base	Volumen AT Peak	DE Base	DE Peak	Spread Base	Spread Peak
									0,00	0,00
Di. 13. November 2018	53,83	64,83	57,42	68,43			53,43	64,43	3,59	3,60
Mo. 12. November 2018	53,71	64,61	57,31	68,21			53,31	64,21	3,60	3,60
Fr. 9. November 2018	51,26	62,40	54,86	66,00			50,86	62,00	3,60	3,60
Do. 8. November 2018	51,82	62,78	55,42	66,38			51,42	62,38	3,60	3,60
Mi. 7. November 2018	50,79	61,55	54,40	65,15			50,39	61,15	3,61	3,60
Di. 6. November 2018	49,51	60,31	53,56	63,91			49,06	59,91	4,05	3,60
Mo. 5. November 2018	49,45	60,35	53,50	63,95			49,00	59,95	4,05	3,60
Fr. 2. November 2018	49,25	60,17	53,30	63,23			48,80	59,83	4,05	3,60

- Am 3. Oktober (Tag der deutschen Einheit) lagen die Day Ahead Notierungen für AT um 44 Euro/MWh höher als in DE
- Allein an diesem Tag entstanden in AT Mehrkosten von 5,4 Mio. Euro
- Auch die EEX-Futures für AT liegen aktuell um 3,6 bis 4,1 Euro höher als in DE

Abschätzung der Investitionskosten bis 2030 und der jährlichen zusätzlichen Ökostromkosten

Kostenabschätzung			Marktpreis ÖSG 57,62 Euro/MWh		
		Investkosten		Zusätzliche Ökostromkosten pro Jahr	
Wind	4.038 MW	1.600 Euro/kW	6,46 Mrd. Euro	81,20 Euro/MWh	238,1 Mio. Euro
Solar	8.432 MW/peak	1.900 Euro/kW peak	16,02 Mrd. Euro	76,70 Euro/MWh	152,8 Mio. Euro
Biomasse	217 MW	3.500 Euro/kW	0,76 Mrd. Euro	150,00 Euro/MWh	120,1 Mio. Euro
Laufwasser	1.181 MW	4.000 Euro/kW	4,72 Mrd. Euro		
Speicher					
Saldo Pumpspeicher					
Müll	10 MW	8.500 Euro/kW	0,09 Mrd. Euro		
		Summe	28,05 Mrd. Euro	Summe	511,0 Mio. Euro

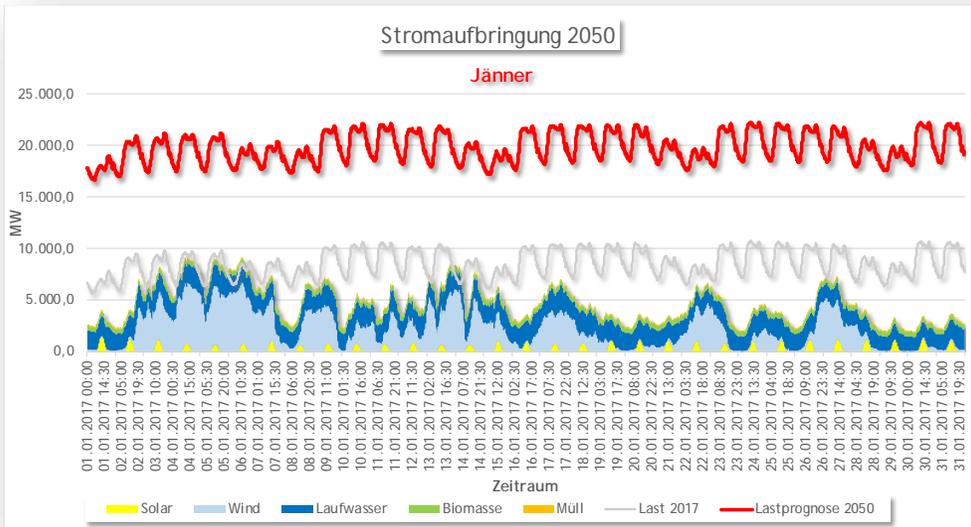
- Bis 2030 müssen rund 6,5 Mrd. Euro in den Windkraft-Ausbau und 16 Mrd. Euro in den PV-Ausbau investiert werden (Preisbasis 2018)
- Die zusätzlichen Kosten der Ökostromerzeugung würden um rund 510 Mio. Euro jährlich ansteigen
- Speicherkosten sind darin nicht berücksichtigt
- Ausschlaggebend wird sein, wie sich die Marktpreise künftig entwickeln

Fazit

Die Zielerreichung hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab

- Wie wird sich der Energiebedarf bis 2030 tatsächlich entwickeln?
 - (Energieeffizienz, Digitalisierung, E-Mobilität, Dekarbonisierung, Demand Side Management ...)
- Sind 8 mal mehr PV und 2,5 mal mehr Wind bis 2030 realistisch?
 - Gib es weiterhin genügend Wind-Standorte in NÖ und im Burgenland? -> Regelungen für Repowering!
- Wird der erforderliche Netzausbau Schritt halten und werden die Grenzkuppelstellen für den notwendigen intern. Stromaustausch zur Verfügung stehen?
- Welche (großtechnischen) Speichermöglichkeiten werden forciert?
- Ist die erforderliche Regel- und Ausgleichsenergie uneingeschränkt vorhanden?
- Welche Transformationspfade werden für eine effiziente und effektive Zielerreichung beschrritten?
- Wie können die Kosten in verträglichen Grenzen gehalten werden, wie werden sie verteilt?
- Wie geht es von 2030 bis 2050 weiter? Wie gelingt die Dekarbonisierung?

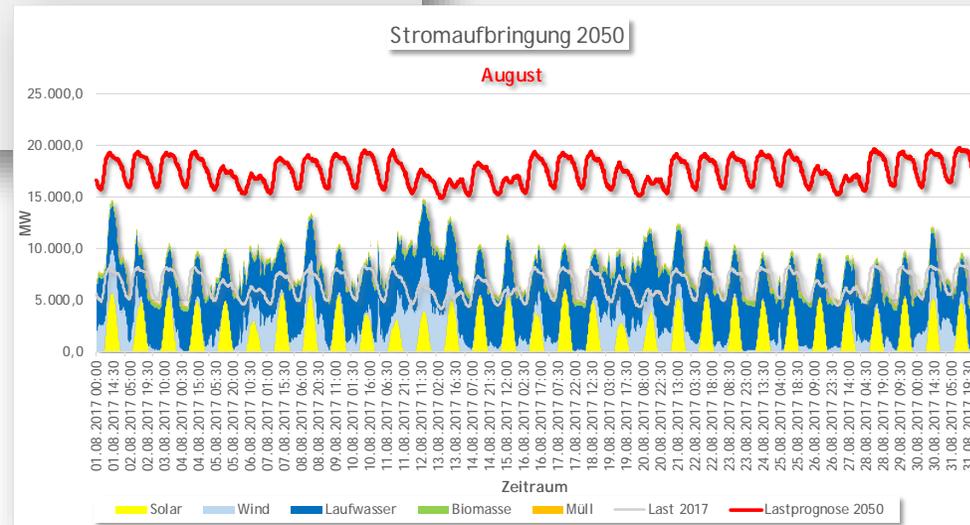
Lastprognose und Stromaufbringung - Winter/Sommer 2050



Monat	Jänner	
Werte	in GWh	in Prozent
Solar	158,4	1,1%
Wind	1.575,3	10,7%
Laufwasser	1.344,5	9,1%
Biomasse	340,8	2,3%
Müll	81,8	0,6%
Summe Erzeugung	3.500,9	23,7%
Lastprognose 2025	14.754,4	
Überdeckung	0,0	0,0%
Unterdeckung	-11.253,5	-76,3%
Minimum in MW	-16.993,3	
Maximum in MW	-9.626,0	

- Dekarbonisierung 2050
Zusätzliche Power2X-Anwendungen von jahresdurchgängig 10.000 MW oder 88 TWh (nur 33 TWh für H2-Stahl und 55 TWh für Chemische Industrie berücksichtigt)

- Die Netzhöchstlast steigt auf mit 22.500 MW um mehr als das Doppelte
- Gegenüber gleicher Ökostromerzeugung wie 2030 fehlen Jahresdurchgängig 97,5 TWh
- Das max. Leistungsdefizit beträgt -19.500 MW



Monat	August	
Werte	in GWh	in Prozent
Solar	1.204,5	9,2%
Wind	1.016,6	7,8%
Laufwasser	3.335,9	25,6%
Biomasse	290,4	2,2%
Müll	81,8	0,6%
Summe Erzeugung	5.929,3	45,5%
Lastprognose 2025	13.026,7	
Überdeckung	0,0	0,0%
Unterdeckung	-7.097,4	-54,5%
Minimum in MW	-13.056,9	
Maximum in MW	-4.204,2	

Weitere Infos

WKO Oberösterreich

Hessenplatz 3, 4020 Linz

Ing. Otto Kalab MSc

Wirtschaftspolitik und Außenwirtschaft

Energiewirtschaft und Energietechnik

Tel. 05 - 90 909 - 34 60

Fax. 05 - 90 909 - 34 49

Mail otto.kalab@wkoee.at

WEB wko.at/ooe/energie

Vielen Dank für Ihr Interesse!