

Energiepreisentwicklungen & Auswirkung auf die Schweizer Haushalte – Rückblick und Ausblick

FV-IES Projekt, 30. Oktober 2023

Matthias Berthold

Matthias.Berthold@ost.ch

OST, Institut für Energiesysteme IES

www.ost.ch/ies



FÖRDERVEREIN
Institut für Energiesysteme

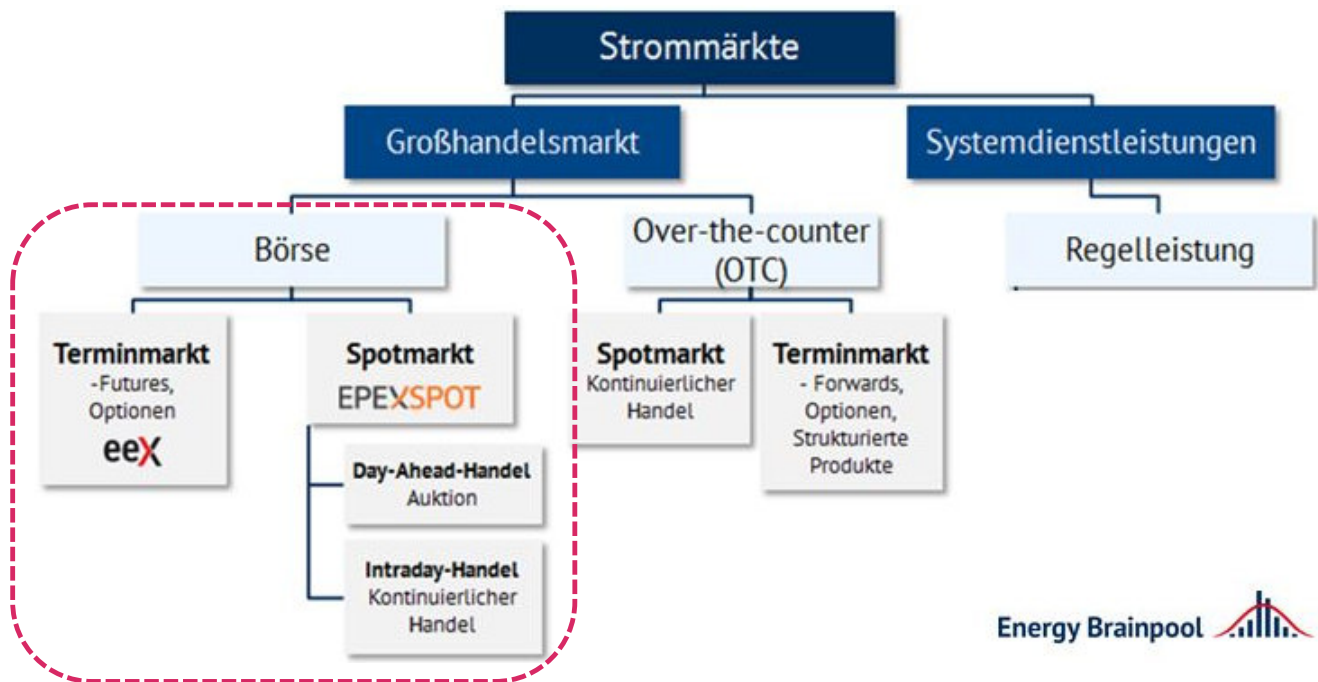
<https://www.fv-ies.ch/>

Agenda

1. Strommarkt (und Einfluss auf Haushaltstarife)
 - Übersicht, Aufteilung & Ziele des Strommarktes
 - Details zu Termin-, Day-Ahead und Intraday-Markt
 - Haushaltstarif: Anteile (Energie, Netz und Steuern) und deren Entwicklung
2. Spezielle (Preis-) Situationen (Winter 2022/23) bis «heute» (Oktober 2023)
 - Herausforderungen Sommer 2022, Verlauf Winter 22/23,
 - Situation vor dem Winter 23/24 und mögliche Massnahmen
3. Energiepreise: Rück- und Ausblick
 - Aktuelle Konsumenten-Preise und zukünftige Strompreis-Erwartung

Anhang (Einfluss Erneuerbare auf Strompreis & Day-Ahead Beispiele)

Übersicht Strommärkte



Bildquelle: <https://blog.energybrainpool.com/wie-funktioniert-der-strommarkt-unsere-tutorials-erklaren-es-von-a-bis-z/>, abgerufen am 24.10.23



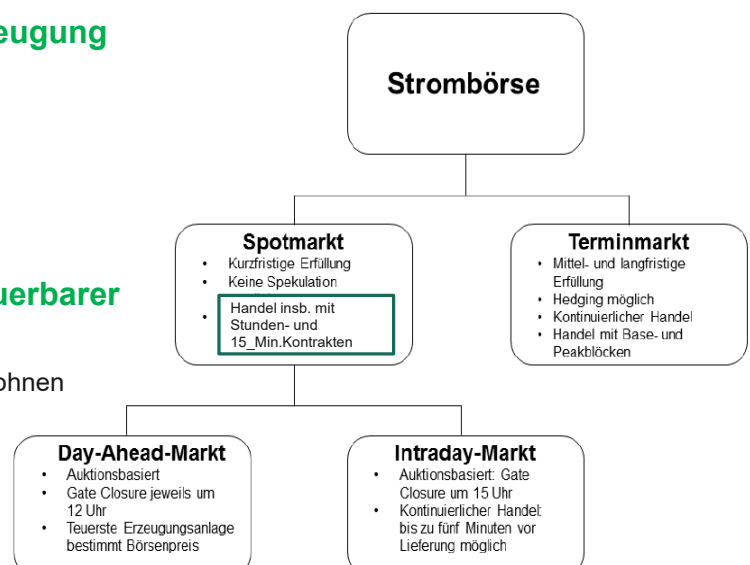
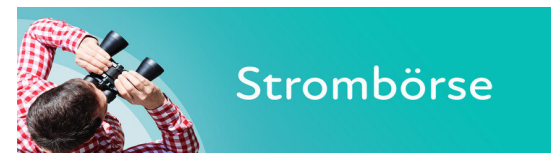
3

Haupt-Ziele der «Strombörse»

Haupt-Ziele bei Entwicklung des Strommarktes:

1. Sicherstellung, dass zu **jedem Zeitpunkt Erzeugung und Verbrauch gedeckt** werden kann!
2. Freier, diskriminierungsfreier und effizienter **Wettbewerb** ermöglichen
(„Alte“ Anbieter kommen aus Monopol)
3. Marktbasierte Prozesse zur **Integration erneuerbarer Energieträger** (Wind & PV)
(Richtigen Anreize setzen, dass Investitionen in EE sich lohnen können!)

→ Aufteilung in Termin- und Spotmarkt



Bildquelle: Adobe-Stock

Quelle: https://www.ost.ch/ies/10_Archiv/03_Literatur/Papers/02_PV/2023_03_Nationale_PV_Tagung_Nr21/PVT23_2.2_Peter_Cuony.pdf

Quelle: Verband deutscher Energiehändler, Juni 2018 https://www.coburg.ihk.de/files/strombeschaffung_und_stromhandel_dihk_2018.pdf



4

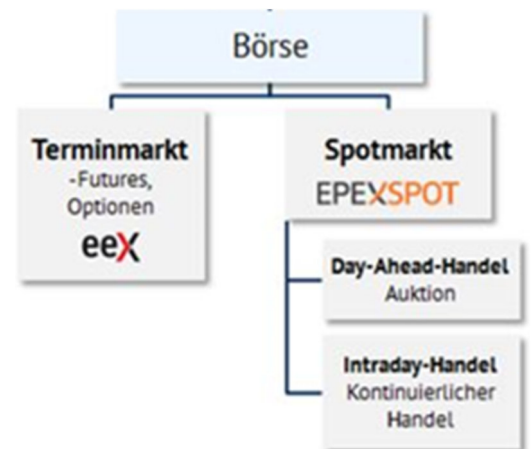
Aufteilung Termin- und Spotmarkt

Terminmarkt für langfristige Absicherung

- Langfristige Beschaffung zur „groben Absicherung“ auf **mehrere Jahre** hinaus

Exakte Energiebedarf ist noch nicht bekannt:

- typische Bedarfs- bzw. Verbrauchsunsicherheiten:
 - Welche Kunden werden von welchem EVU versorgt?
 - Wie hoch ist der jeweilige Bedarf (Wirtschaftsentwicklung,...)?
- typische Erzeugungsunsicherheiten:
 - Welche Kraftwerke werden stillgelegt bzw. neu in Betrieb genommen?
 - Zubau und Höhe der neuen erneuerbaren Energieeinspeisung?



Spotmarkt für kurzfristige & exakte Abdeckung

- Erfüllungsfrist: zwischen max. 37 Stunden (Day-Ahead) und 15 Minuten (Intra-Day)
- Prognosen sind schon relativ exakt (Erzeugung und Verbrauch)
 - Wetterdaten haben großen Einfluss auf Erzeugung und Bedarf (PV, Wind, Temp.)
- Abweichungen zwischen der Erzeugung und dem Bedarf werden mit Regelenergie ausgeglichen und als „**Ausgleichsenergie**“ weiterverrechnet
- Kosten werden den „Verursachern“ in Rechnung gestellt (Differenz zu den Fahrplänen)

5 | Bildquelle: <https://blog.energybrainpool.com/wie-funktioniert-der-strommarkt-unsere-tutorials-erklaren-es-von-a-bis-z/>, abgerufen am 24.10.23



Strom-Terminmarkt (Details)

- Strom für die nächsten Jahre wird hier gehandelt (Erfüllung liegt relativ weit in der Zukunft)
- Handel erfolgt mit Blockprodukten über einen langen Zeitraum (z.B. Base-, Peak-, Offpeakbänder etc. für ein Jahr)
- Handel meist zu einem fixen Preis («Pay-as-Bid»)
- Sehr hohes Handelsvolumen: Bsp: 5 MW Base für ein Jahr zu 50 € / MWh (2022 ca. 200 €/MWh):
Energie: 5 MW * 8760 h = 43'800 MWh
Preis: 43'800 MWh * 50 €/MWh = 2.19 Mio. €

Beschaffungsmöglichkeiten:

- Strombörsen für Termingeschäfte (zum Beispiel EEX Leipzig)
- OTC («Over the counter»):
Bilaterale Verträge zwischen Erzeuger und Verteiler / Grosskunden
- Eigene Brokerplattformen für Termingeschäfte



Quelle: www.eex.com



Strom-Spotmarkt (Übersicht)

a) Day-Ahead: «Heute für morgen»

- Einzelstunden und Blöcke werden für den nächsten Tag gehandelt
- Alle Kauf- und Verkaufsangebote müssen bis zu einem best. Zeitpunkt vorliegen
(z.B. Epex Spot -Schweiz: bis 11 Uhr, DE/AT + FR bis 12 Uhr – Auktion ist dann für den morgigen Tag)
- Preis & Menge: Clearing - Ermittlung MCP «**Markte Clearing Price**» für jede Stunde

b) Intraday: Innerhalb des Tages (wegen genauerer Prognosen)

- Stunden- und 15 Minutenhandel (15-Min. wegen den hohen Leistungsgradienten der neuen EE)
- Preis & Menge: Preis «Pay-as-Bid», Menge variabel

➤ Europäische Strombörse EPEX SPOT SE betreibt die Strom-Spotmärkte (Day-Ahead und Intraday) für

- Deutschland, Österreich, Frankreich und die Schweiz (DE, AT, FR, CH)
- Diese vier Länder machen zusammen mehr als 1/3 des europäischen Stromverbrauchs aus

7

Quelle: <http://www.epexspot.com>



Preisfindung «Day-Ahead»

Haupt-Ziele bei Entwicklung des Strommarktes:

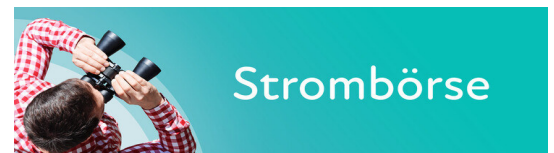
1. Sicherstellung, dass zu jedem Zeitpunkt **Erzeugung und Verbrauch gedeckt** werden kann!
2. Freier, diskriminierungsfreier und effizienter **Wettbewerb** ermöglichen („Alte“ Anbieter kommen aus Monopol!)
3. Marktbasierte Prozesse zur **Integration erneuerbarer Energieträger** (Wind & PV)
(Richtigen Anreize setzen, dass Investitionen in EE sich lohnen können!)

➔ Marktdesign: Merit-Order mit GRENZ-Kosten

Grenzkosten: Kosten, die anfallen, um die **nächsten kWh** Strom zu produzieren.

$$\text{Grenzkosten} = \frac{\text{Brennstoffpreis}}{\text{Wirkungsgrad}} + \text{Emissionen} \cdot \text{CO}_2\text{Preis} (+\text{Abnutzung})$$

Gestehungskosten: Kosten für einen langfristig rentablen Betrieb, bestehend aus Investitions- und Betriebskosten (≠Vollkosten)



Produktions-technologie	Grenzkosten (2018) [€/MWh]	Gestehungskosten (CAPEX + OPEX) [€/MWh]
Photovoltaik	0	80
Wind	5	60
Laufwasser	10	60
Kernenergie	15	55
Braunkohle	30	60
Speicherwasser	40	65
Steinkohle	50	80
Gas-Kombi	60	90
Gasturbinen	70	160
Heizöl	90	100

2019 „Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen“, Fraunhofer ISE 2018 „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien“ und eigener Einschätzung.

8

Bildquelle: Adobe-Stock

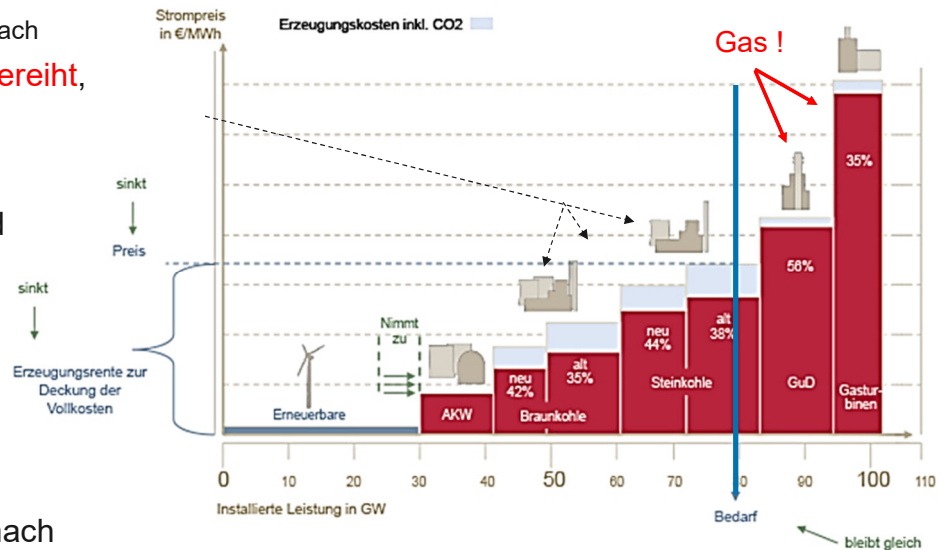
Quelle: \\fs04.ost.ch\ies\10 Archiv\03 Literatur\Papers\02 PV\2023_03 Nationale PV Tagung Nr21\PVT23_2.2 Peter Cuony.pdf



Strompreis → Wind & PV können Preise senken («Merit Order»)

Preisfindung mit «Merit-Order»:

- Die **günstigsten Kraftwerke** (nach Grenzkosten) werden solange **gereiht**, bis der **Bedarf** (in dieser Stunde) **gedeckt** werden kann.
- Diese Einsatzreihenfolge wird «Merit-Order» genannt.
- Den **Preis** bestimmt das **letztenbenötigte Kraftwerk**.



→ Viel Wind & PV (GK = 0)
«schieben» die Angebotskurve nach rechts – und senken somit die Strompreise!

$$\text{Grenzkosten} = \frac{\text{Brennstoffpreis}}{\text{Wirkungsgrad}} + \text{Emissionen} \cdot \text{CO}_2\text{Preis} (+ \text{Abnutzung})$$

(Gestehungskosten oder Vollkosten werden hier nicht betrachtet)

9

Quelle: <http://www.energiemarkt-design.de>

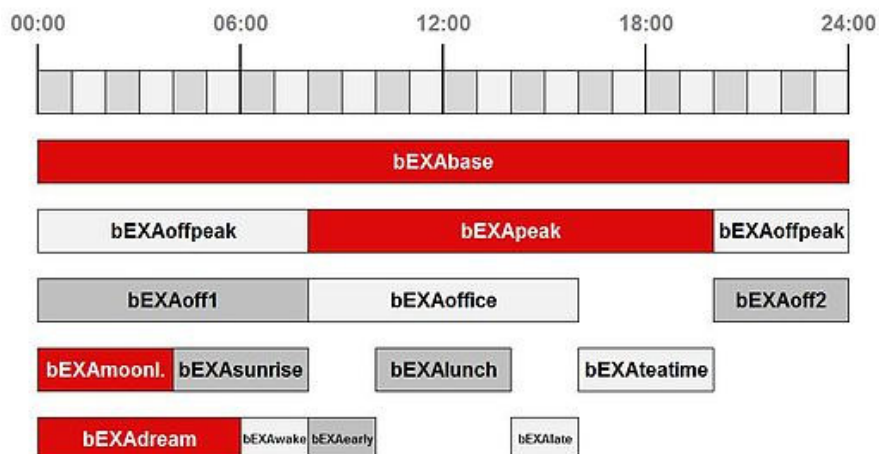


Day-Ahead Produkte

Handel «Heute für morgen»

- Stunden und Blockprodukte für den folgenden Tag werden gehandelt
- Produktübersicht am Bsp. der EXAA (Österreich) = «bEXA»

Auction time: 10:15 every day (except weekend)



10

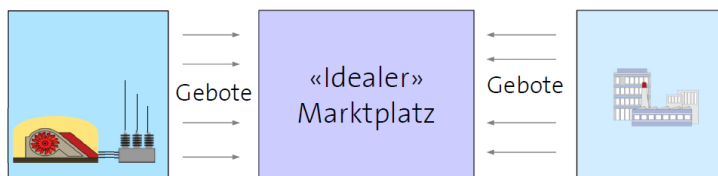
Quelle: <http://www.exaa.at>



Ablauf - Day-Ahead Markt (Spot-Markt)

Implementierung einer Auktion (Gate Closure Time CH 11:00 Uhr, Rest 12:00 Uhr)

- a) **Produzenten** geben ihre **Erzeugungsgebote** ab (für jede Stunde des folgenden Tages)
 - Welches sind die eigenen variablen Stromerzeugungskosten?
 - Wie ist die Kostensituation gegenüber den Konkurrenten?
- b) **Konsumenten** geben ihre **Nachfragegebote** ab (für jede Stunde des folgenden Tages)
 - Wie viel ist er bereit für Strom zu bezahlen?
 - Wie flexibel im Stromkonsum ist der Stromverbraucher, wenn der Strompreis zu hoch ist, bzw. wenn er tief ist?
 - Der Bedarf muss aber gedeckt werden – Regellenergie für Abweichungen, diese Preise sind aber **IMMER** über Börsenpreisen!
- c) **Börsenbetreiber** «räumt» den Markt
 - Ermittelt den (markträumender) Gleichgewichtspreis (**Market-Clearing-Preis**) und die (markträumende) Gleichgewichtsmenge
 - **Alle** Angebote mit **Zuschlag** erhalten bzw. bezahlen diesen **Market-Clearing-Preis (MCP)**

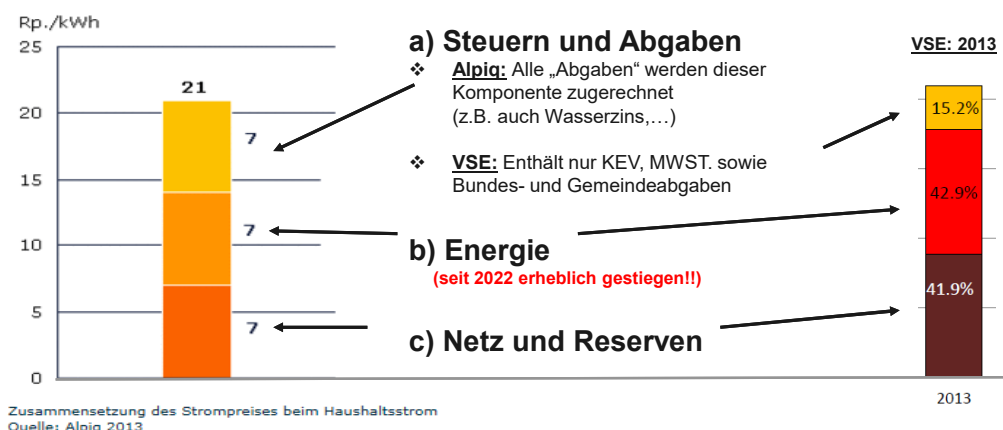


Quelle: Krause, Marktdesign und [BFE](#)



11

Kostenstruktur Haushaltstarif (bis 2021!)



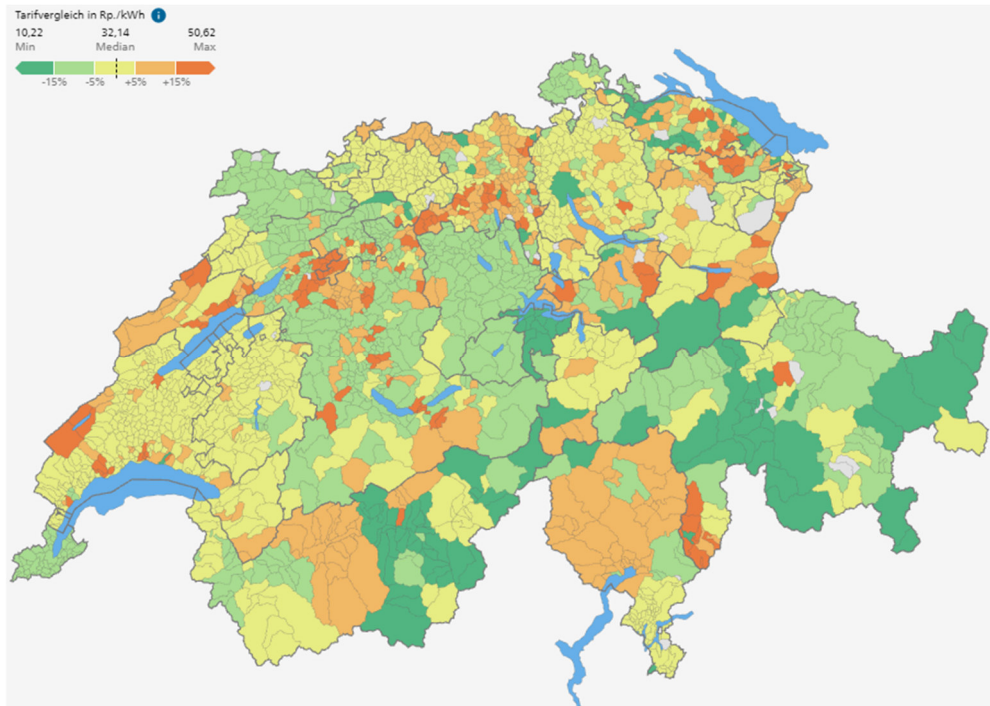
- **Haushaltskunden:** Im Median **27.2 Rp./kWh** für **2023** (aber 32.17 Rp./kWh für 2024)
(Davor viele Jahre 20 bis 21.0 Rp./kWh... siehe oben, Daten von 2013!)
(el. Energiebedarf im Haushalts-Durchschnitt ca. 4.5 MWh / Jahr)
-> relativ hohe Netzkosten, da Anschluss auf Netzebene 7
- **Industriekunden:** ca. 20 Rp./kWh (el. Energiebedarf > 1'500 MWh / Jahr, MS-Anschluss, siehe [Elcom-Link C3-C7](#))

Quelle: [Alpiq 2013](#), [VSE](#) - <http://www.strom.ch/>,
Strompreise Privat & Industrie: <https://www.strompreis.elcom.admin.ch/?category=C6&period=2023>



12

Schweiz 2024: Stromtarife steigen um 18% (H4)



Strompreise 2024:

- 18% Steigerung zu 2023
- Median: 32.1 Rp./kWh
(2023: 27.2 Rp./kWh, davor viele Jahre 21 Rp./kWh)
- Regional grosse Preisunterschiede:
(Eigene KW?, Wann laufen Verträge aus?, etc.)
[10.2 ... 50.6] Rp./kWh

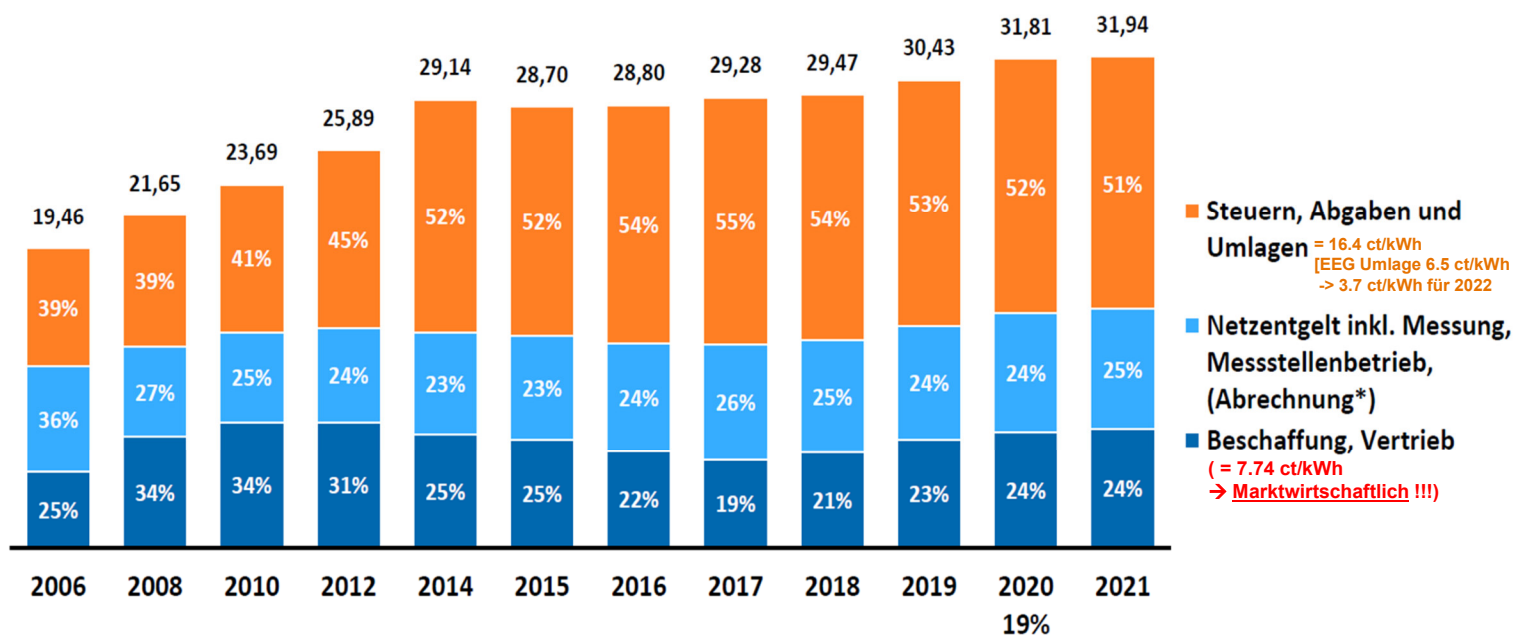
Kategorie H4: 4'500 kWh/Jahr: 5-Zimmer-
wohnung mit Elektroherd und Tumbler (ohne
Elektroboiler)

13

Quelle: <https://www.strompreis.elcom.admin.ch/>, abgerufen am 5.9.2023



Strompreis - Zusammensetzung in der BRD (I)



Quelle: BDEW, Stand: 06/2021

* ab 2017 Abrechnung im Netzentgelt enthalten

Quelle: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>

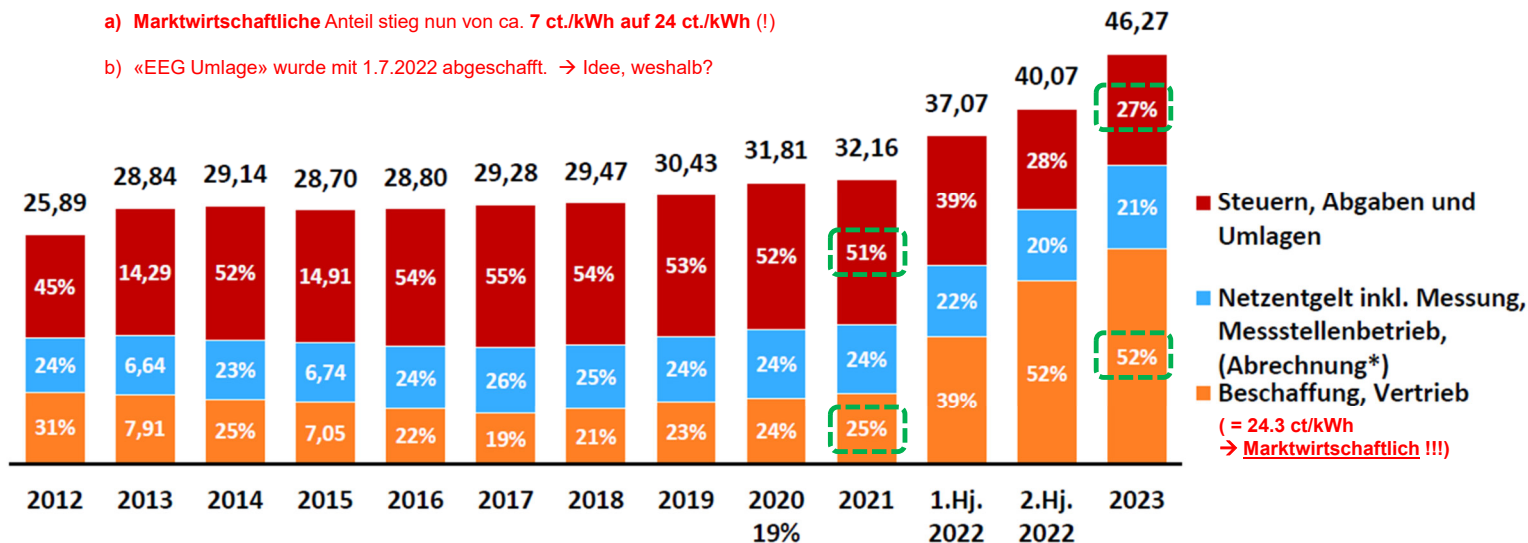
14



Strompreis - Zusammensetzung in der BRD (II)

a) Marktwirtschaftliche Anteil stieg nun von ca. 7 ct./kWh auf 24 ct./kWh (!)

b) «EEG Umlage» wurde mit 1.7.2022 abgeschafft. → Idee, weshalb?



■ Steuern, Abgaben und Umlagen
 ■ Netzentgelt inkl. Messung, Messstellenbetrieb, (Abrechnung*)
 ■ Beschaffung, Vertrieb
 (= 24.3 ct/kWh
 → Marktwirtschaftlich !!!)

Quelle: BDEW, Stand: 07/2023

* ab 2017 Abrechnung im Netzentgelt enthalten

** ausführliche methodische Erläuterung zur Durchschnittsbildung s. Folie 2

15

Quelle: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>



Agenda

1. Strommarkt (und Einfluss auf Haushaltstarife)
 - Übersicht, Aufteilung & Ziele des Strommarktes
 - Details zu Termin-, Day-Ahead und Intraday-Markt
 - Haushaltstarif: Anteile (Energie, Netz und Steuern) und deren Entwicklung
2. Spezielle (Preis-) Situationen (Winter 2022/23) bis «heute» (Oktober 2023)
 - Herausforderungen Sommer 2022, Verlauf Winter 22/23,
 - Situation vor dem Winter 23/24 und mögliche Massnahmen
3. Energiepreise: Rück- und Ausblick
 - Aktuelle Konsumenten-Preise und zukünftige Strompreis-Erwartung

Anhang (Einfluss Erneuerbare auf Strompreis & Day-Ahead Beispiele)

16

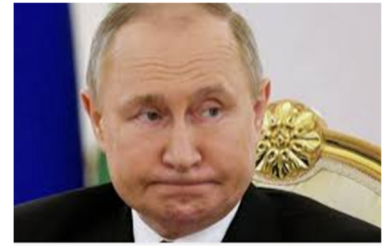
Matthias.Berthold@ost.ch, OST-IES



Energie - Herausforderungen Sommer 2022

❖ **Gasdrosselung** → Gaspreis sehr hoch (Russ. Überfall auf Ukraine)

- Auswirkungen auf andere Energieträger («Ausweichmöglichkeiten»)
- → **Strompreise** aus **Gas-KW** sind hoch – schlagen wegen **Merit-Order** stark durch, sobald sie zum Einsatz kommen (nicht aber bei hoher nEE Einspeisung)



❖ **Trockenheit** in Europa («schlimmste Dürre seit 500 Jahren»)

- **Wasserkraftwerke**: Europaweit ca. **20% weniger Erzeugung** bis August 2022 → müssen andere KW erzeugen
- **Wind**: Stabile Wetterlagen => weniger Wind => weniger Wind-Energie
- Verbrauch: Höhere Sommerbedarf wegen Hitzewellen → Kühlbedarf steigt (Air-Condition, etc.)

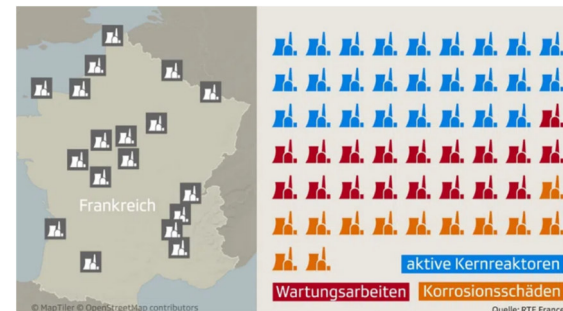


❖ **AKW Minderproduktionen**

- z.B. Frankreich: 30 der 56 Reaktoren stehen still (1.8.22) (Wartung, Revisionen, Kühlwasser)
- weniger Kühlwasser bzw. zu hohe Temperaturen → müssen Leistung reduzieren oder abschalten (erhielten Sondergenehmigungen)

→ **Konsequenz: Extrem hohe Energiepreise** (Gas, Strom, etc.)

17 | **!!! Wichtig: Preis signalisiert, wann Energie knapp & wertvoll ist !!!**

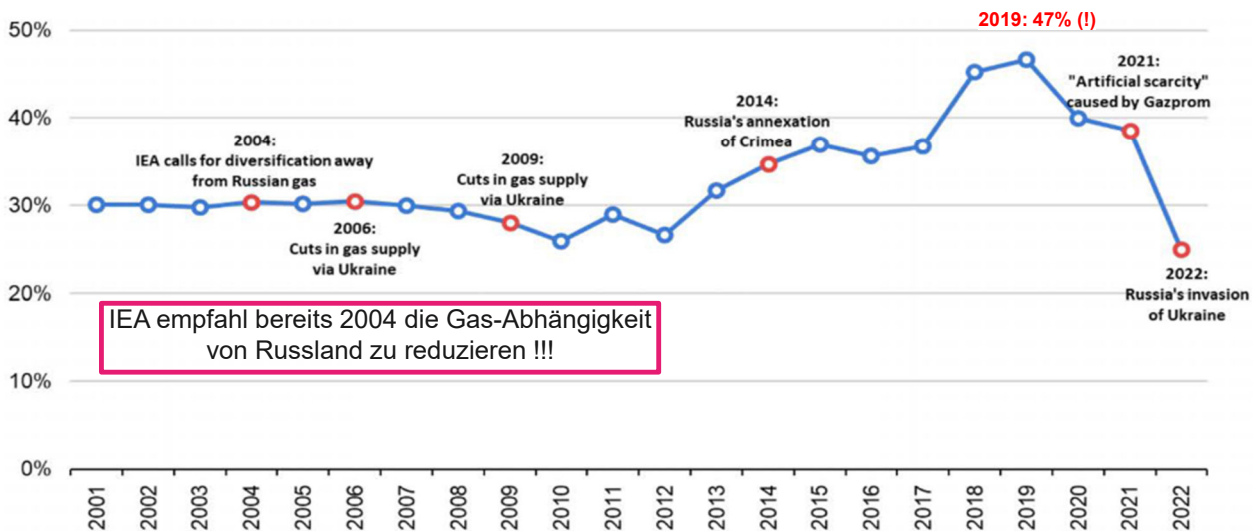


Abhängigkeit von Russland?

Im Jahr 2021 wurde der Erdgasbedarf der EU-27 Staaten zu **37%** von Russland gedeckt (sogar **47%** in 2019) !

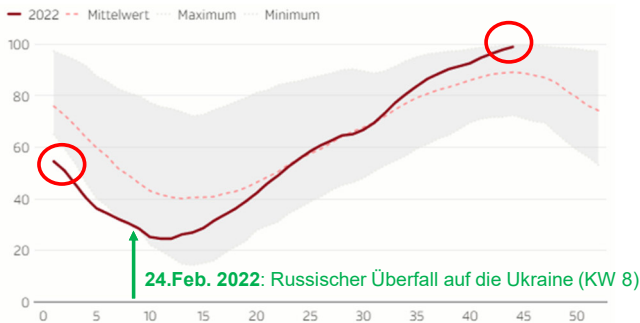
- Herausforderung für beide Seiten: Abhängigkeit, da Transport über Pipelines (!!!) – Im Nov. 2022 noch ca. 8% aus Russland
- LNG benötigt mehr Energie und ist entsprechend teurer

Share of EU gas demand met by Russian supply, 2001-2022



Wie war die Situation vor dem Winter 22/23 (Ausschnitt vom 7.11.22)

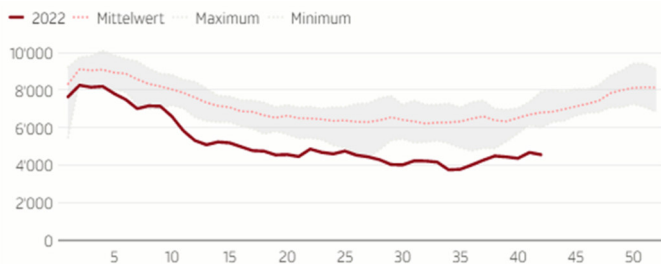
Gas - Speicherfüllstand in BRD



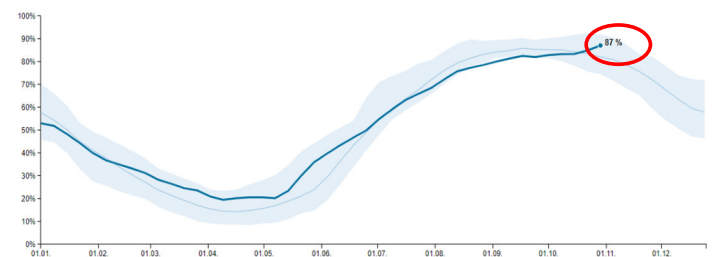
Gas - Preise



Produktion AKW Frankreich (2015-2022)



Füllgrad der Speicherseen (Schweiz 2013-2022)



19

Quellen: <https://www.srf.ch/news/schweiz/strom-und-gas-mangellage-die-wichtigsten-grafiken-zur-drohenden-energiekrise>
<https://opendata.swiss/de/showcase/fullungsgrad-der-speicherseen>



Gaspreise → Impact auf Strompreise (Ausschnitt vom 7.11.22):

24. Feb. 2022: Russischer Überfall auf die Ukraine

18. Juli 22: Drosselung auf 30%, dann bis Ende August auf 0 abgesenkt («Verdichterdefekt»)



Strompreise

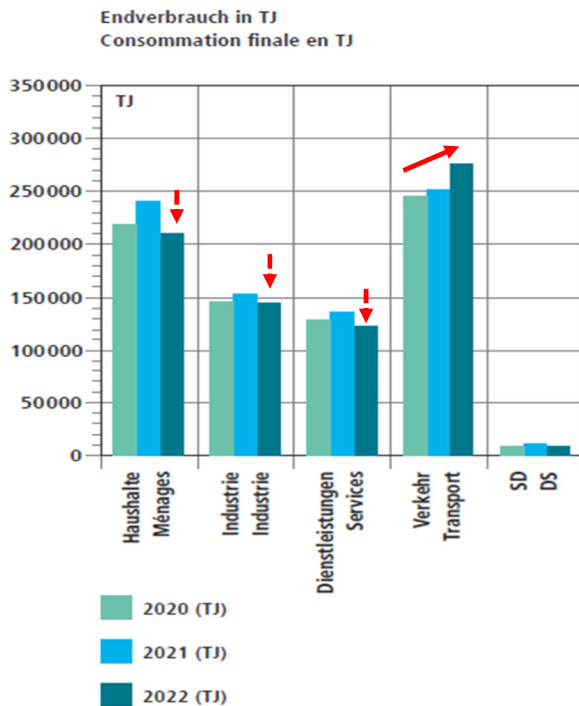


20

Quellen: <https://www.srf.ch/news/schweiz/strom-und-gas-mangellage-die-wichtigsten-grafiken-zur-drohenden-energiekrise>



CH-Endenergieverbrauch 2022 um 3.9 % gesunken



3.9% Abnahme 2022 gegenüber 2021
(Abnahme 2020 wegen Covid-19 war 10%)

- **Abnahme** bei **Haushalten, Industrie & Dienstleistung**
- Aber **Zunahme** beim **Verkehr** (Flugverkehr)

Wichtige Einflussfaktoren (Vgl. zu 2021):

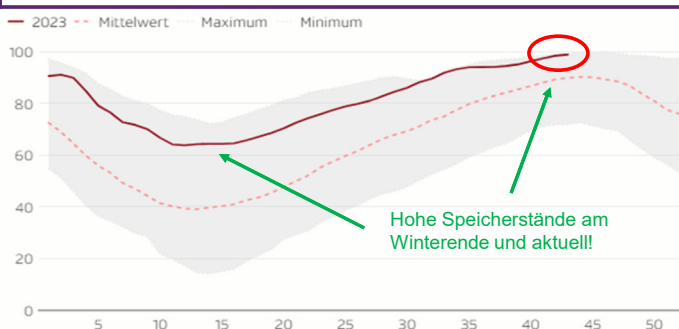
- **Witterung** (Heizgradtage -17.2%)
 - **Energie-Sparkkampagne** des Bundes & **hohe Energiepreise**
 - Wirtschaftswachstum (BIP +2.8%)
 - Ständige Wohnbevölkerung (+0.8%)
 - MFZ Zulassungen (+0.5%)
 - Flugverkehr (-64% auf 2020, +11% auf 2021, +76% auf 2022)
- ➔ Effizienzsteigerungen?

21 | Quelle: Gesamtenergiestatistik 2023, Bundesamt für Energie [TJ = Tera Joule = 10^{12} Ws]



Wie ist die aktuelle Situation (Stand vom 30.10.2023):

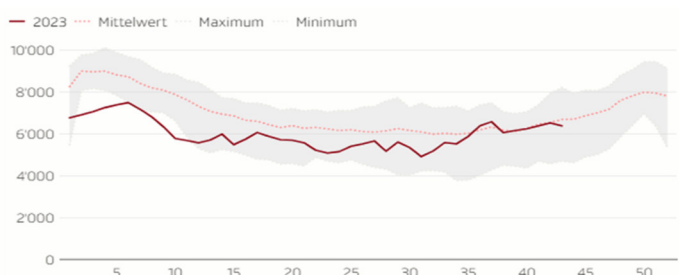
Gas - Speicherfüllstand in BRD



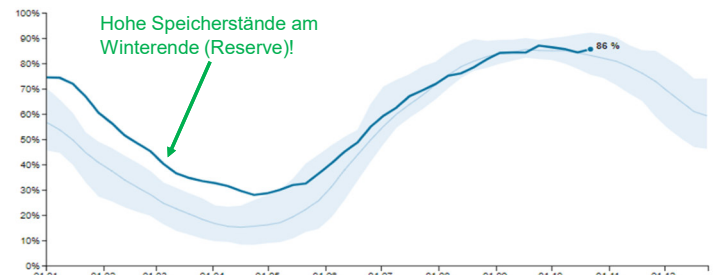
Gas - Preise



Produktion AKW Frankreich (2016-2023)



Füllgrad der Speicherseen (Schweiz 2014-2023)

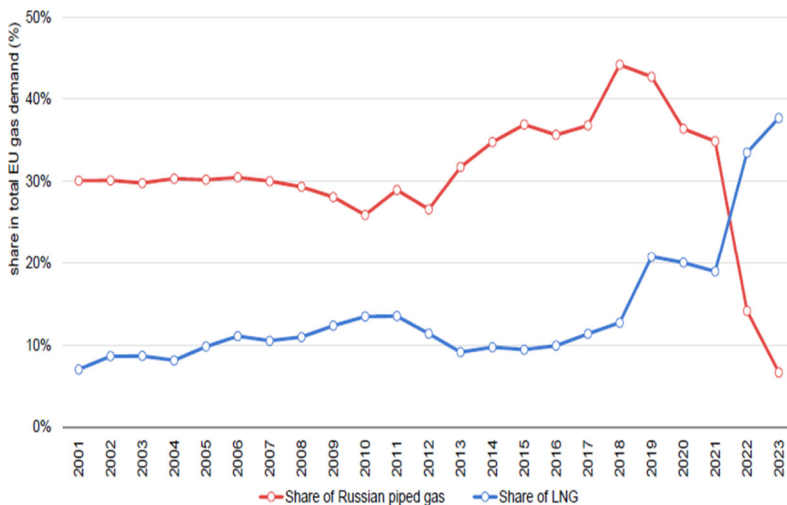


22 | Quellen: <https://www.srf.ch/news/schweiz/strom-und-gas-mangellage-die-wichtigsten-grafiken-zur-drohenden-energiekrise>
<https://opendata.swiss/de/showcase/fullungsgrad-der-speicherseen>



Abhängigkeit von Russland stark reduziert (!)

LNG verdrängt Russland vom europäischen Gas-Markt



Quelle: IEA, Gas Security & Market Report Q3, 2023.

Wichtigsten Pipelines nach Europa:

(Pipelines durch die Ukraine liefern noch Gas - Vertragskonform!)

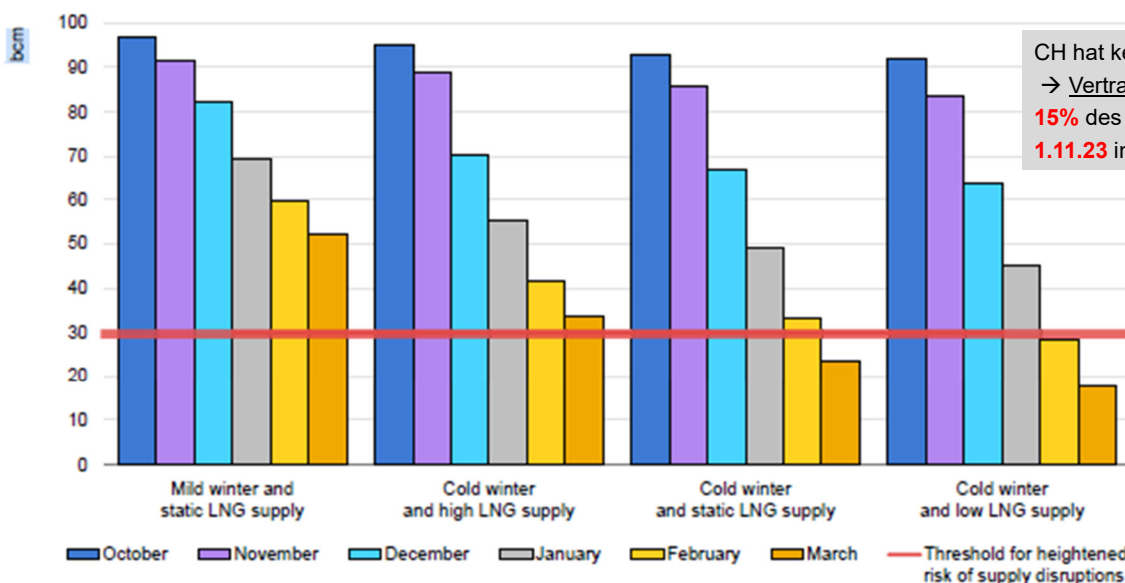


Bild-Quelle: <https://de.statista.com/infografik/26916/kapazitaet-der-groessten-gas-pipelines-zwischen-russland-und-europa/>

Gas-Wintersicherheit (EU-Szenarien ohne russischem Gas!)

Nur "volle" Speicher reichen nicht aus – LNG & kalter Winter?

Potential EU gas storage trajectories without Russian piped gas under different scenarios during the 2023/24 winter season



CH hat keine Gasspeicher
→ Vertragliche Absicherung:
15% des CH **Jahresbedarfs** muss am
1.11.23 in EU gespeichert sein

Strom-Wintersicherheit

Massnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit:

(«Winterstromreserve», ca. 1'000 MW)

- **Wasserkraft-Reserve** (Speicherkraftwerke halten Energie vor)
- **Reserve-Kraftwerke** (fossil)
 - Aktuell 3 KW: Birr AG (250 MW, 8 mobile Gasturbinen), Cornaux NE und Monthey VS mit Gas, Diesel, Öl, zukünftig auch Wasserstoff
- Gepoolten Notstromgruppen und KWK-Anlagen
- (OSTRAL-Massnahmen)



ABER: Relativ hohe Kosten

→ Neue Preiskomponente ab 2024: «Stromreserve» 1.2 Rp./kWh bzw. 4%

25

Quellen: <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/73023.pdf>, [Swissgrid](https://www.swissgrid.ch), abgerufen im Sept. 2023



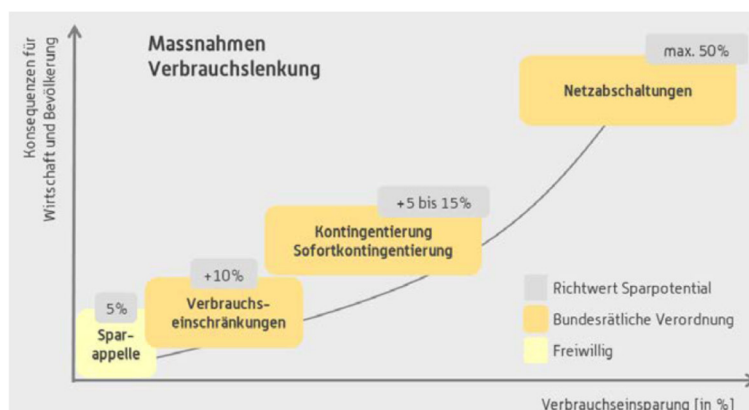
Mangellage: 4-Stufen von OSTRAL (& erwartets Sparpotential)

Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen (=OSTRAL):

Vertreter von EVU's (Axpo, BKW, etc.), Swissgrid, etc.
→ Unterteilung in 4 Regionen

1. **Schritt: Sparappelle** des Bundesrats: Bürgerinnen und Bürger sowie die Unternehmen sollen Stromverbrauch senken (**freiwillig!**)
[Einsparung ca. 5 %]
2. **Schritt** (wenn es nicht genügt): **Verbrauchseinschränkungen** z.B. Einschränkungen bei Rolltreppen, Saunas, Skiliften öffentlichen Beleuchtung, Fahrplanausdünnung im ÖV, etc. [Einsparung ca. +10 %]
3. **Danach** folgt die **Kontingentierung für Unternehmen**: Betrieben dürfen in einem bestimmten Zeitbereich nur noch eine bestimmte Strommenge verbrauchen (wann & wie ist ihnen überlassen)
[Einsparung +5...15 %]
4. **Ultima Ratio**: Zyklische **Netzabschaltungen** nach fest definierten Plänen (zeitlich & örtlich) [Einsparung max. 50 %]

OSTRAL unterteilt die Schweiz in diese 4 Regionen:



26

Quelle: <https://www.ostral.ch/de>



Kein Zshg. «Black-Out-Risiko» & «Strommangellage»

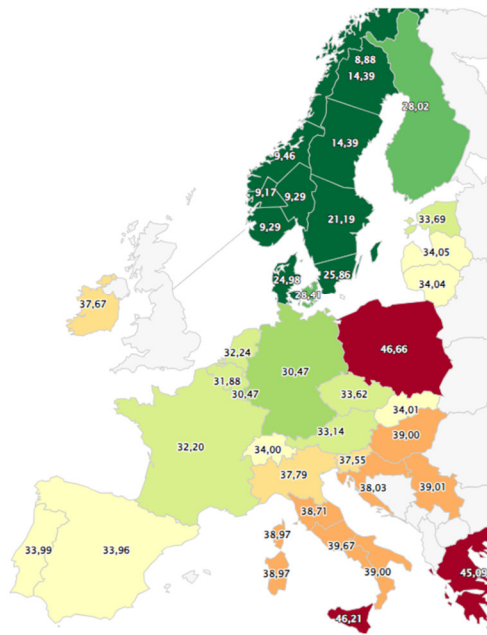
- ❖ «**Black-Out**»: Überregionaler Stromausfall, welcher «**überraschend**» eintritt (nicht prognostizierbar)
 - **Mögliche Ursache:** Verkettung ungünstiger Umstände
(z.B. Kaskade von Fehlern, Häufung von KW-Ausfällen, mehrfaches, menschl. Versagen)
 - **Auswirkungen:** Gesamte Region ist komplett von externer Spannungsversorgung abgeschnitten
 - **Behebung:** Netzwiederaufbau (NWA) mit «schwarzstart» fähigen Kraftwerken → NWA wird schon seit vielen Jahren an Simulatoren trainiert (lokale & europaweite NWA-Trainings)
- ❖ **Strommangellage:** Die **angebotene Erzeugung** kann den **prognostizierten Verbrauch** nicht decken
"Ereignis kündigt sich vorab an" → Reaktion möglich!
 - **Erkennung:** Spätestens beim Clearing an der Strombörse (11 Uhr Schweiz, 12 Uhr in EU)
 - **Mögliche Ursachen:** Engpass bei KW-Leistung (zu wenig nEE oder Kraftwerksausfälle) oder erhöhter Bedarf (Kältewelle, etc.)
 - **Massnahmen:** Zweite Ausschreibung beim Strommarkt, Einsatz von strategischer Reserve, OSTRAL Schritte 2-4 (Verbrauchseinschränkung, Kontingentierung bei Industriekunden, Netzabschaltungen)

Agenda

1. Strommarkt (und Einfluss auf Haushaltstarife)
 - Übersicht, Aufteilung & Ziele des Strommarktes
 - Details zu Termin-, Day-Ahead und Intraday-Markt
 - Haushaltstarif: Anteile (Energie, Netz und Steuern) und deren Entwicklung
2. Spezielle (Preis-) Situationen (Winter 2022/23) bis «heute» (Oktober 2023)
 - Herausforderungen Sommer 2022, Verlauf Winter 22/23,
 - Situation vor dem Winter 23/24 und mögliche Massnahmen
3. Energiepreise: Rück- und Ausblick
 - Aktuelle Konsumenten-Preise und zukünftige Strompreis-Erwartung

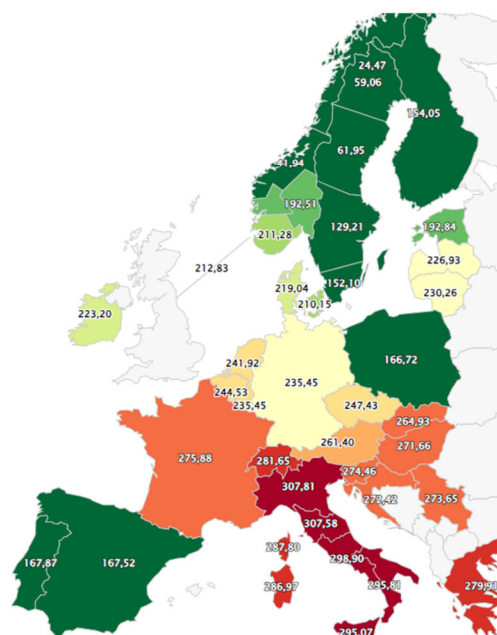
Anhang (Einfluss Erneuerbare auf Strompreis & Day-Ahead Beispiele)

Durchschnittliche Börsenstrompreise im Jahr 2020
in EUR/MWh



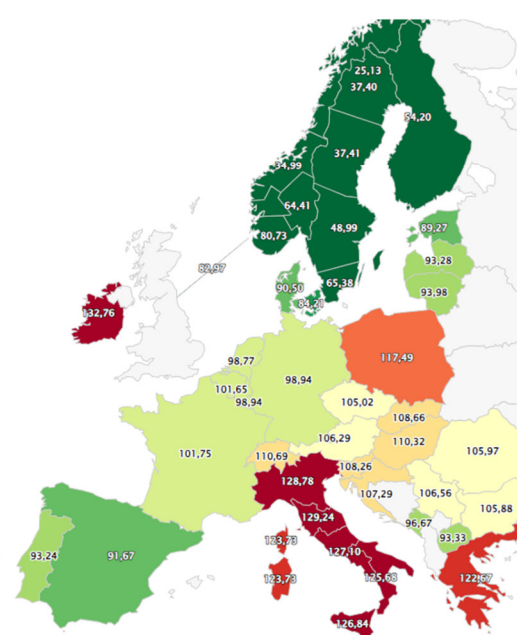
Energy-Charts.info; Letztes Update: 15.09.2023, 02:18 MESZ

Durchschnittliche Börsenstrompreise im Jahr 2022
in EUR/MWh



Energy-Charts.info; Letztes Update: 15.09.2023, 02:19 MESZ

Durchschnittliche Börsenstrompreise im Jahr 2023
in EUR/MWh



Energy-Charts.info; Letztes Update: 10.10.2023, 09:41 MESZ

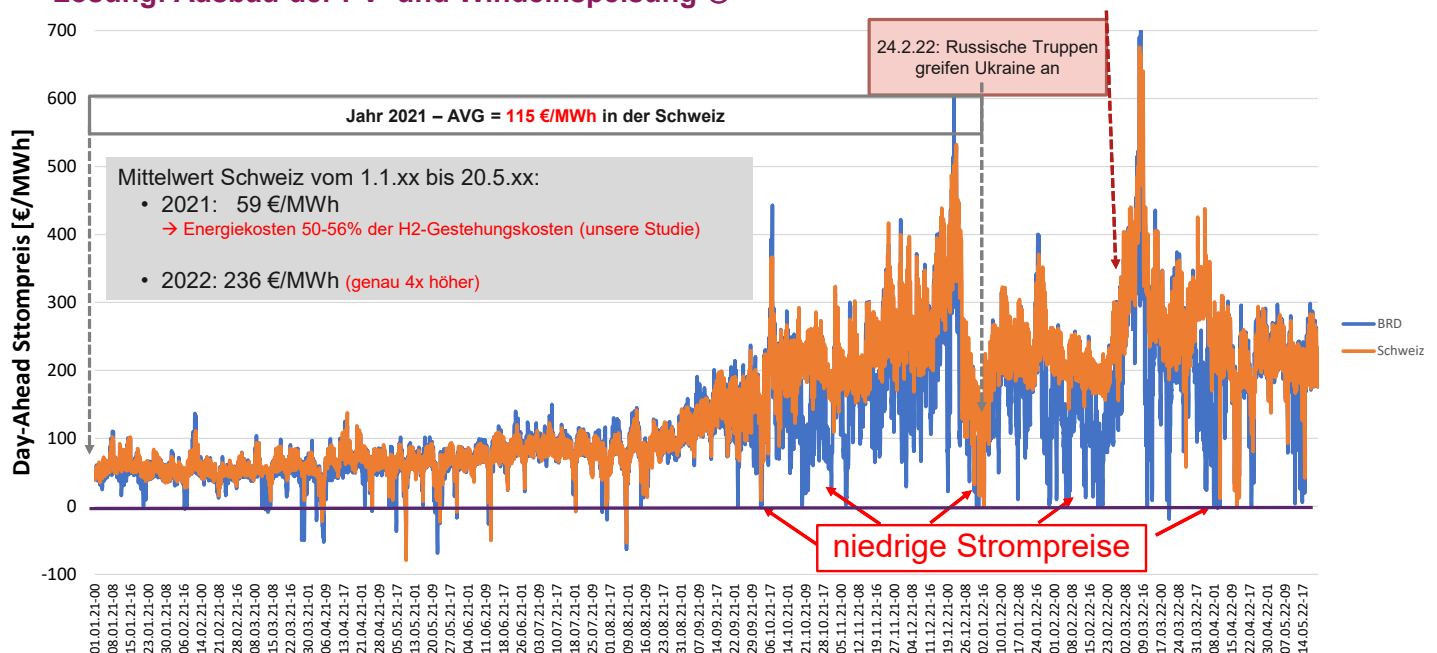
29

Quelle: https://www.energy-charts.info/charts/price_average_map/chart.html?l=de&c=DE&interval=year&year=2020



Aktuelle Herausforderung: „Hohe Strompreise“

Lösung: Ausbau der PV- und Windeinspeisung ☺



Datenquelle: <https://www.smard.de/home/downloadcenter>, Expex-Spot, abgerufen am Fr 20.5.2022

30

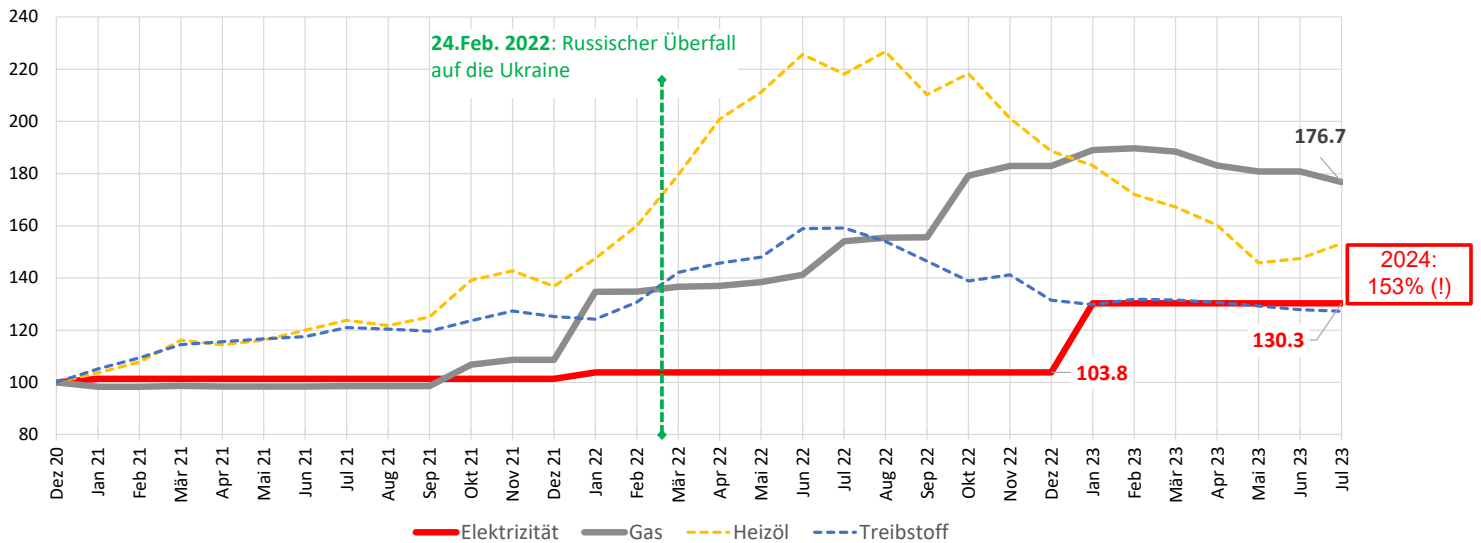
Matthias.Berthold@ost.ch, OST-IES



Veränderung der Konsumenten-Energiepreise

(Relativ gering, da häufig langfristig Absicherung über die Terminmärkte → Industriepreise sind «stärker» gestiegen)

Landesindex der Konsumentenpreise (Dez. 2020 = 100)

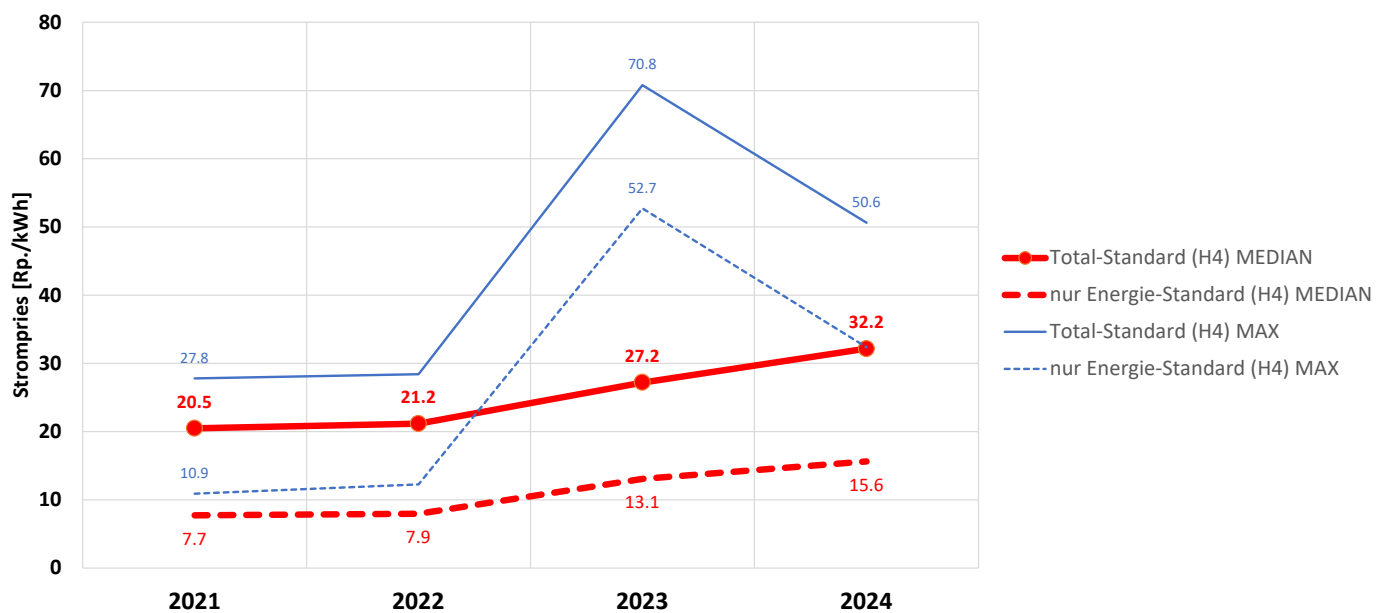


31 Quelle: <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/preise.assetdetail.27085445.html>, abgerufen am Mo 28.8.2023



Haushalts-Strompreise (H4, Gesamt & Energie)

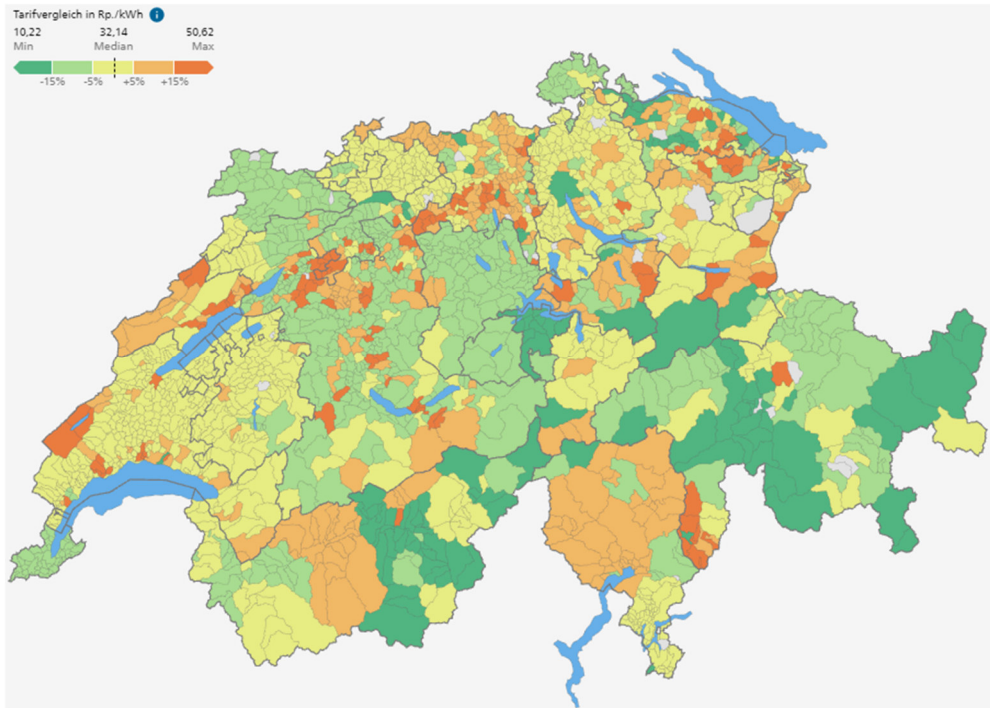
Strompreisänderungen (H4)



Eigene Darstellung, Datenquelle: <https://www.strompreis.elcom.admin.ch/>, abgerufen am 18.10.2023



Und: 2024 steigen die Stromtarife in CH um 18% (H4)



Strompreise 2024:

- 18% Steigerung zu 2023
- Median: 32.1 Rp./kWh
(2023: 27.2 Rp./kWh, davor viele Jahre 21 Rp./kWh)
- Regional grosse Preisunterschiede:
(Eigene KW?, Wann laufen Verträge aus?, etc.)
[10.2 ... 50.6] Rp./kWh

Kategorie H4: 4'500 kWh/Jahr: 5-Zimmer-
wohnung mit Elektroherd und Tumbler (ohne
Elektroboiler)

33 | Quelle: <https://www.strompreis.elcom.admin.ch/>, abgerufen am 5.9.2023



Strom- und Gaspreise für Cal 2024 bis 2026

- Maximum im Aug./Sept. 2023 – nun deutlich tiefer
- Wichtig: Je später «Lieferbeginn», desto niedriger die Preise

Strom • EEX Cal Base • Jahr 2024 - 2026



Kontrakt (EEX)	Börsenkurs 01.09.2023	Preisveränderung innerhalb von			
Base	€/MWh	4 Wochen	6 Monate	12 Monate	24 Monate
CAL 2024	133,540	0,2 % ➡	-25,3 % ↘	-48,6 % ↘	99,1 % ↗
CAL 2025	124,630	0,2 % ➡	-12,4 % ↘	-35,4 % ↘	93,8 % ↗
CAL 2026	109,000	3,3 % ➡	-9,5 % ↘	-34,5 % ↘	69,4 % ↗

Gas • THE Cal • Jahr 2024 - 2026



Kontrakt (EEX)	Börsenkurs 01.09.2023	Preisveränderung innerhalb von			
Base	€/MWh	4 Wochen	6 Monate	12 Monate	24 Monate
CAL 2024	53,544	6,6 % ➡	-19,6 % ↘	-57,0 % ↘	165,4 % ↗
CAL 2025	48,776	4,4 % ➡	-10,6 % ↘	-41,5 % ↘	147,4 % ↗
CAL 2026	39,550	6,3 % ➡	0,7 % ➡	-30,0 % ↘	

34 | Quelle: f-e, Strompreisreport, Okt. 2023 <https://first-energy.net/energieeinkauf/report-strompreisentwicklung>, abgerufen am 20.10.23

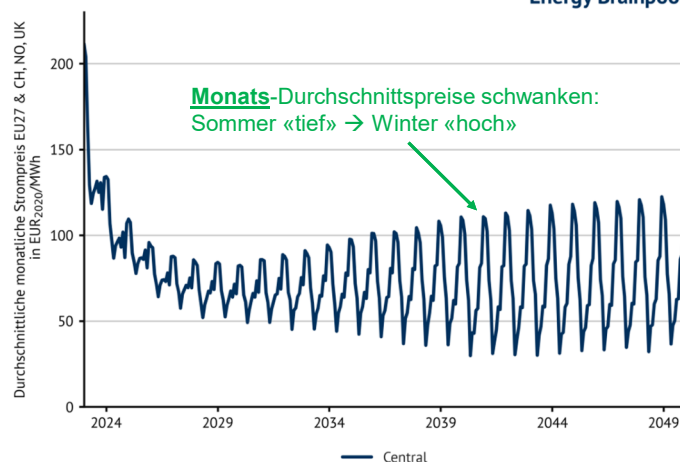
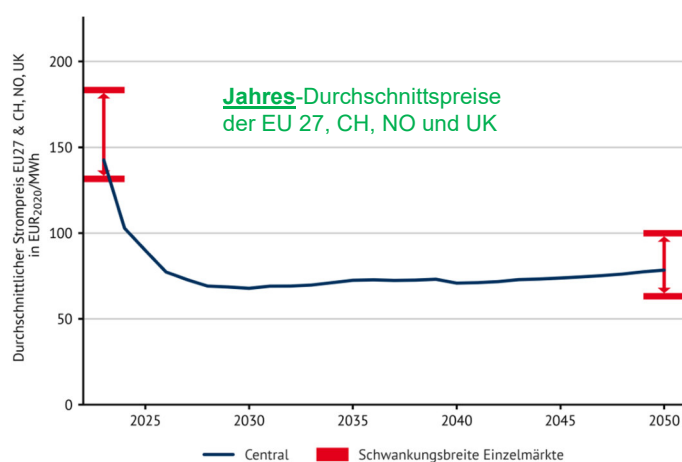


Strompreise: Erwartung für die «Zukunft»?

Prognose der durchschnittlichen Strompreise EU 27, CH, NO & UK:

❖ Jahresmittelwert wird wieder fallen, von 2030 bis 2050 dann leicht steigen

(von 69 €/MWh auf 78 €/MWh [7...8 Rp./kWh])



Energy Brainpool

Quelle: [Energy Brainpool, Outlook 2050 \(2022\)](#),
abgerufen im Aug. 2023

Preis-Indikator, wann Energie knapp & wertvoll ist !

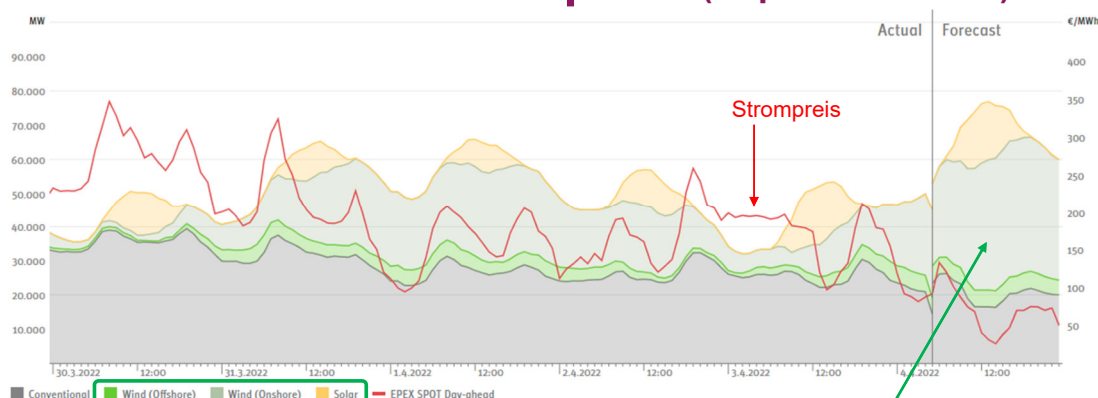


35

D: Wind & PV reduzieren den Strompreis (Bsp. Mo 4.4.2022)

«Preis = Indikator, ob
Energie knapp ist»

«Erneuerbare senken
die Strompreise»



Base-Preise vom Montag 4.4.2022 (24h-Mittelwert):

- BRD: 75.33 €/MWh
- CH: 349.39 €/MWh – Grenzkapazitäten!
- AT: 209.58 €/MWh – Grenzkapazitäten!
- F: 551.43 €/MWh – Stunde 8 in F kostete 2'987 €/MWh !!!



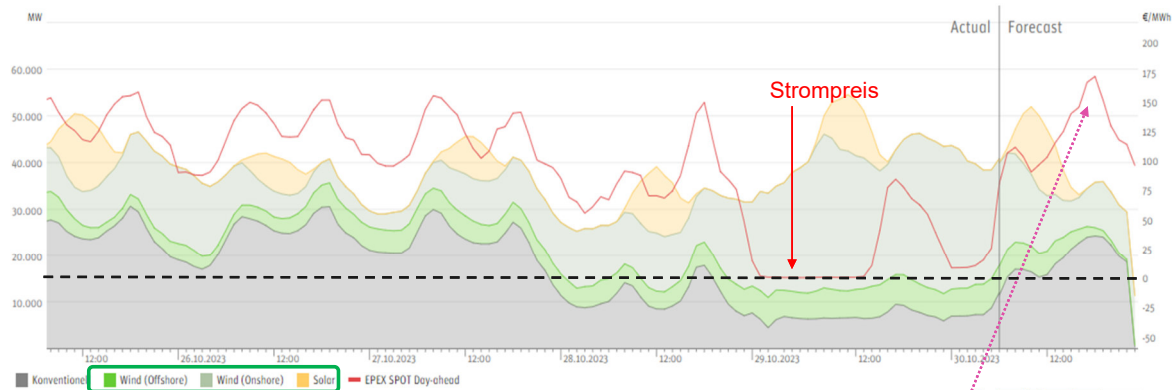
Quelle: <http://www.eex-transparency.com>, www.epexspot.com/



36

Preise von Heute (Mo 30.10.2023)

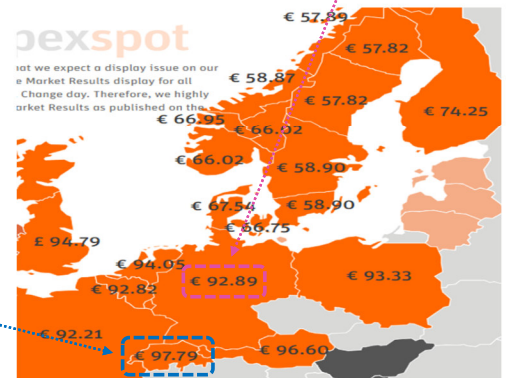
«Relativ einheitlich in Europa»



Day-Ahead-Preise vom Montag, 31.10.2023 - Schweiz [21...161 €/MWh]:



Quellen: <http://www.eex-transparency.com>,
www.epexspot.com/



37

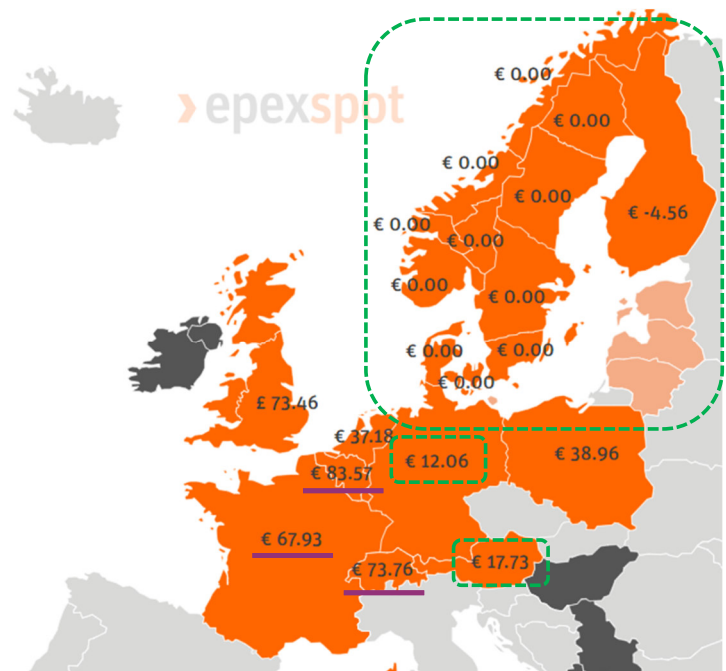
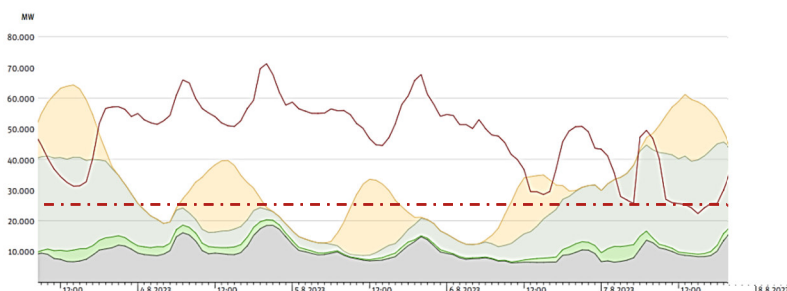
Beispiel für «zukünftige» Strompreise?

Preise von Di. 8.8.2023 ein «Vorgeschmack»?

- N,S, DK → Basepreis = 0 €/MWh (24h lang kostenlos!)
- Fin sogar negativ: Basepreis = – 4.5 €/MW

Erwartung der «zukünftigen» Preisentwicklung:

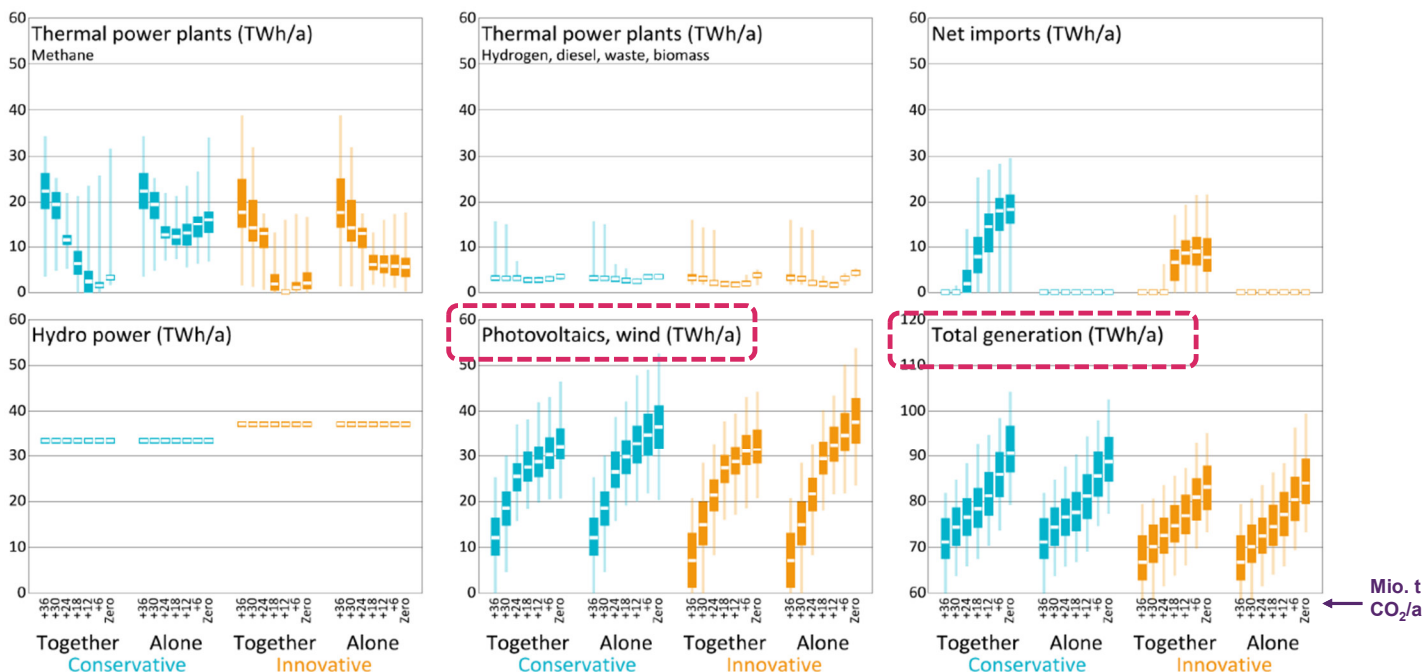
- Stunden mit 0 €/MWh werden «häufiger» werden (wegen starkem Zubau von Wind & PV → Grenzkosten «quasi»)
- Stunden mit neg. Preise werden abnehmen (unflexible KW werden aus dem Markt gedrängt)



38

Quelle: <http://www.eex-transparency.com>, www.epexspot.com/

Zusammensetzung der zukünftigen Stromerzeugung



Quelle: «Technologien für Netto-Null-Ziel», Gianfranco Guidati (ETHZ), Thurgauer Technologietag, 11. Mai 2023

39

Matthias.Berthold@ost.ch, OST-IES



Der Weg → Klimaneutrale Schweiz 2050

Z.T. unverändert eine Importstrategie, zusätzlich eine CO₂-Exportstrategie



1.94 TWh

Grafik: Dina Tschumi; Prognos AG

40 Quelle: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>, 4.4.22



Zusammenfassung und Ausblick – Vielen Dank!



❖ Versorgungssicherheit Winter 2023/24: «Gut vorbereitet»

- **Gas:** Speicher sind «gut gefüllt», LNG-Versorgung und Speicher vertraglich gesichert
- **Strom:** Absicherung mit Reserve-Kraftwerke & Speicher-Reserve (OSTRAL-Massnahmen, falls es doch zu einer «Mangellage» kommen sollte)
- **Unsicherheiten:** Geopolitische Unsicherheiten, «Kalter Winter», Sparverhalten und mögliche Ausfälle (Gasversorgung & Kraftwerke)

❖ Strompreise: Aktuell hoch, sollten «mittelfristig» aber wieder sinken

- Langfristige Erwartung: Etwas höher als vor 2020 (z.B. 2050 ca. 78 €/MWh, 2018 war 50 €/MWh)
- Volatilität wird stark zunehmen: «Tageszeitlich» & «Saisonal»
- «Verbrauch an Erzeugung anpassen»



«Schneller» Ausbau von EE reduziert «Abhängigkeiten» & «Energiepreise»

→ Vielen Dank an den FV-IES für die Projekt-Finanzierung



Anhang:

- Auswirkungen von Wind-, PV-, Last- und Residual-Last auf die Strompreise
- Zwei Beispiele zur Preisfindung am Day-Ahead Markt
- Beispiel für Day-Ahead Angebotsabgabe & Merit-Order



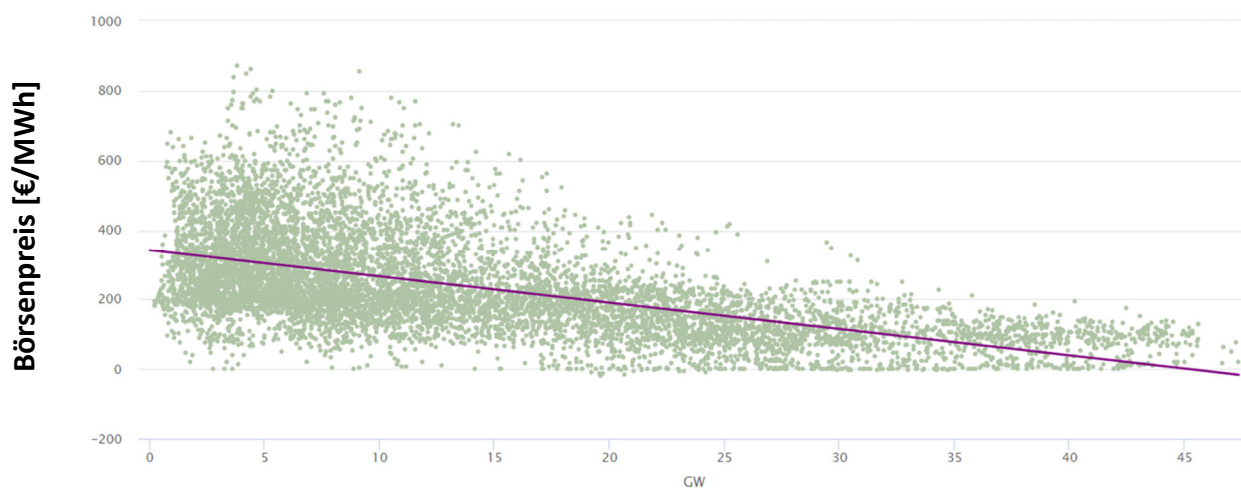
Anhang: Wind-Auswirkungen auf Strompreis (BRD 2021 & 2022)

Day-Ahead Fitkurve: Preis = 120.7 Euro/MWh – 1.86 €/MWh • Wind/GW (2021)

Preis = 341.6 Euro/MWh – 7.57 €/MWh • Wind/GW (2022)

→ ABER hoher Spread!

Bsp: 35 GW Wind: AVG = $(341.6 - 7.57 \cdot 35)$ €/MWh = $(341,6 - 264,6)$ €/MWh = 77 €/MWh



43

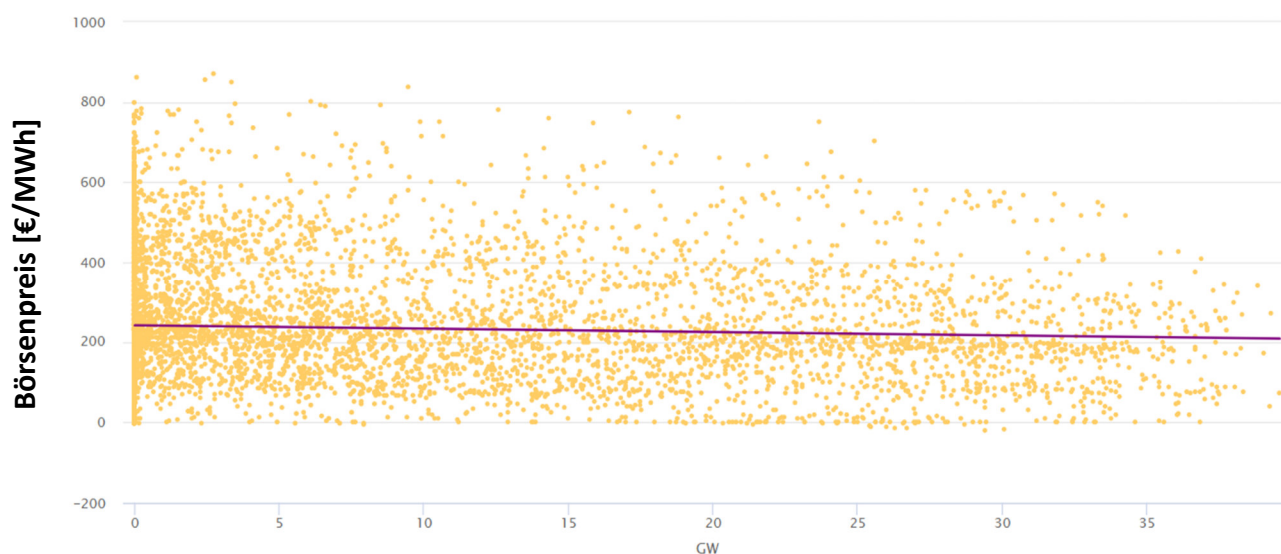
Quelle: https://www.energy-charts.info/charts/price_scatter/chart.htm?l=de&c=DE&year=2021&wind_onshore=1&wind_offshore=1&solar=0



Anhang: PV-Auswirkungen auf Strompreis (BRD 2021 & 2022)

Day-Ahead Fitkurve: Preis = 105.95 Euro/MWh – 1.65 €/MWh • Solar/GW (2021)

Preis = 240.94 Euro/MWh – 0.84 €/MWh • Solar/GW (2022)



44

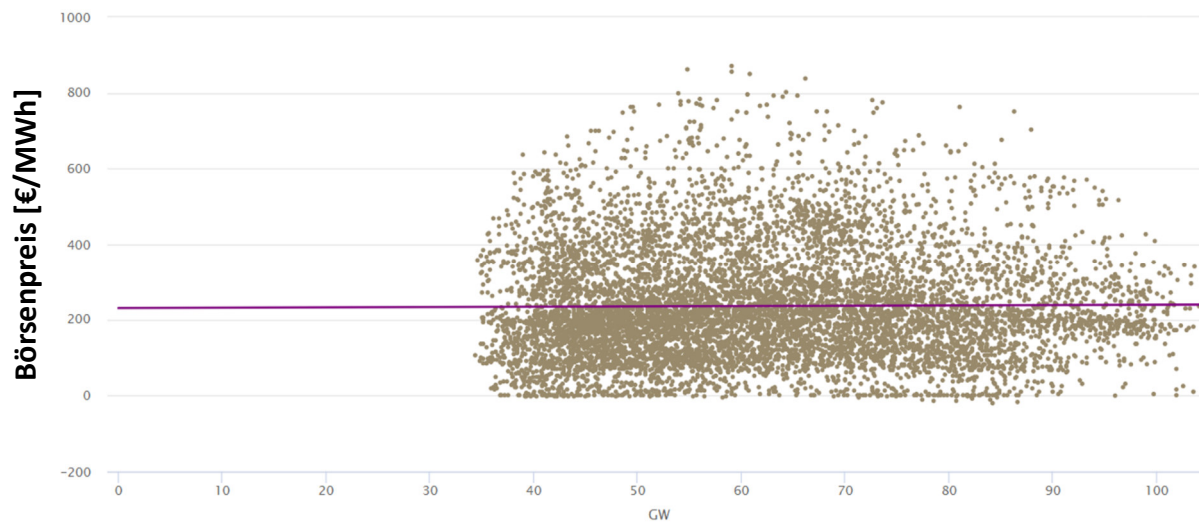
Quelle: https://energy-charts.info/charts/price_scatter/chart.htm?l=de&c=DE&year=2021&enemy=solar



Anhang: Last-Auswirkungen auf Strompreis (BRD 2021 & 2022)

Day-Ahead Fitkurve: Preis = 72.8 Euro/MWh + 0.38 €/MWh • Last/GW (2021)

Preis = 230.1 Euro/MWh + 0.08 €/MWh • Last/GW (2022)



Quelle: https://energy-charts.info/charts/price_scatter/chart.htm?l=de&c=DE&year=2021&enemy=load

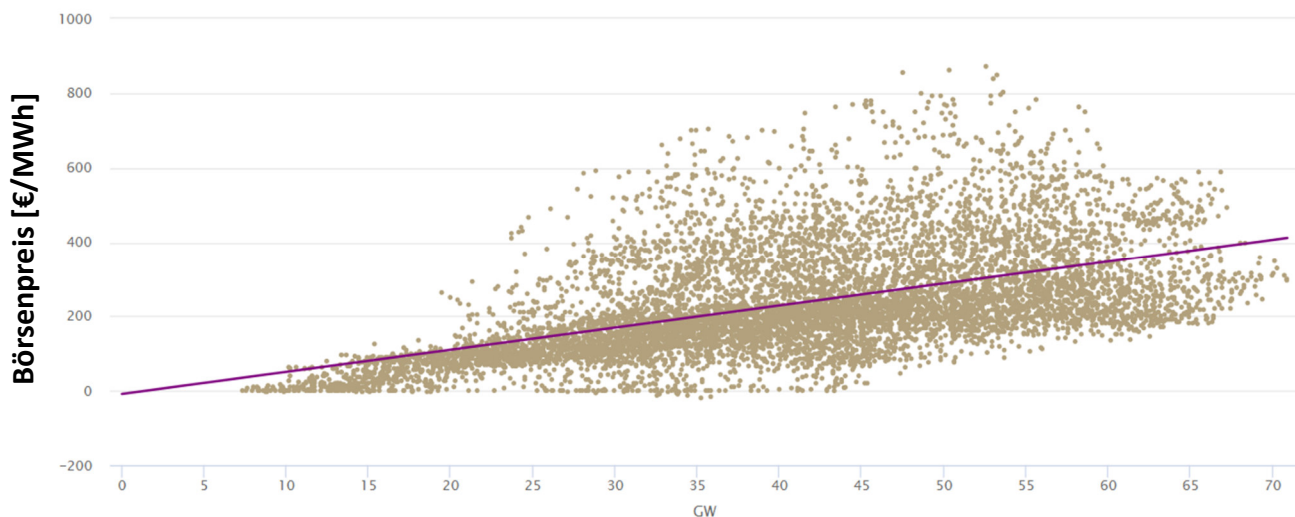


Anhang: Residual-Last auf Strompreis (BRD 2021 & 2022)

Residual-Last = Last - Wind_Einsp. - PV_Einsp.

Day-Ahead Fitkurve: Preis = -13.8 Euro/MWh + 2.5 €/MWh • residuale Last/GW (2021)

Preis = -8.5 Euro/MWh + 5.9 €/MWh • residuale Last/GW (2022)



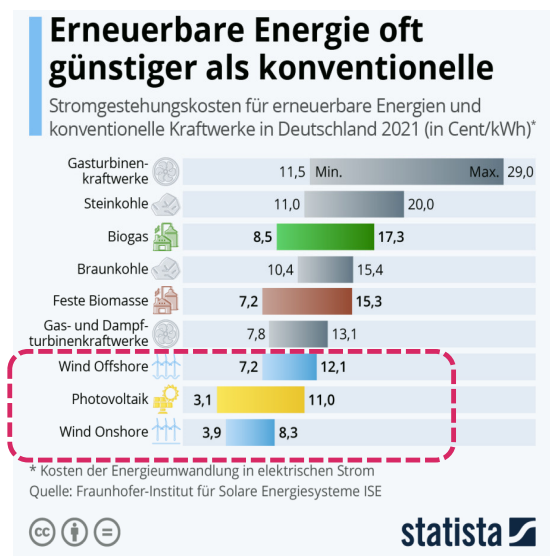
Quelle: https://energy-charts.info/charts/price_scatter/chart.htm?l=de&c=DE&year=2021&enemy=residual_load



Anhang: Gestehungskosten: EE oft günstiger als konventionelle

Stromgestehungskosten - BRD 2021:

2021 in Deutschland, Wind & PV häufig günstiger als konventionelle und fossile Erzeuger



Stromgestehungskosten EU 2023:

2023 in Grosskraftwerken



47

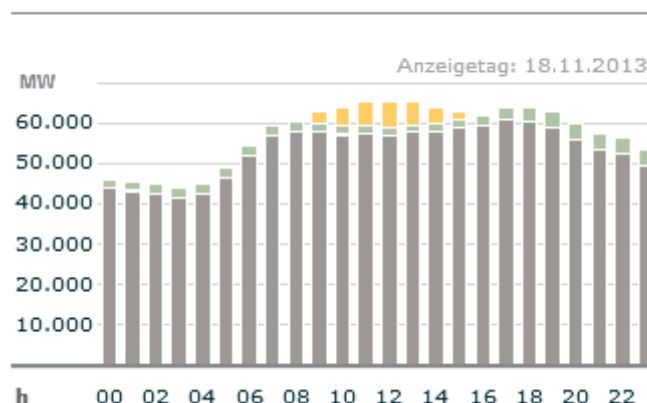
Quelle: Fraunhofer, ISE, abgerufen am 23.10.23 unter:

<https://de.statista.com/infografik/26886/stromgestehungskosten-fuer-erneuerbare-energien-und-konventionelle-kraftwerke-in-deutschland/>



Anhang: Bsp.: Angebot DE/AT (18.11.2013, Bsp. Juli 2019 im Anhang)

Geplante Produktion (Strom)



Installierte Leistung	PV (Ende 2013)	PV (Ende 2020)	Wind (Ende 2013)	Wind (Ende 2020)
BRD	39 GW	54 GW	38 GW	62 GW
Schweiz	750 MW	2'973 MW	60 MW	75 MW
BRD / Schweiz	52 x	18 x	633 x	827 x

- ❖ Solar: 0...6 GW [Gelb]
- ❖ Wind: 2...4 GW [Grün]
- ❖ Konvent.: 42...61 GW [Grau]

48

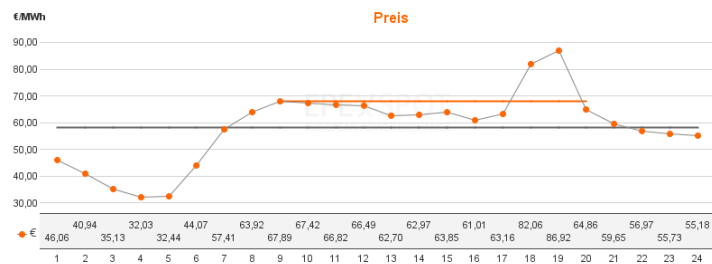
Quellen: <https://www.energy-charts.de/>, <http://www.suisse-eole.ch/>, www.swissolar.ch



Anhang: Day-Ahead Preise (18.11.2013; Juli 2019 im Anhang)

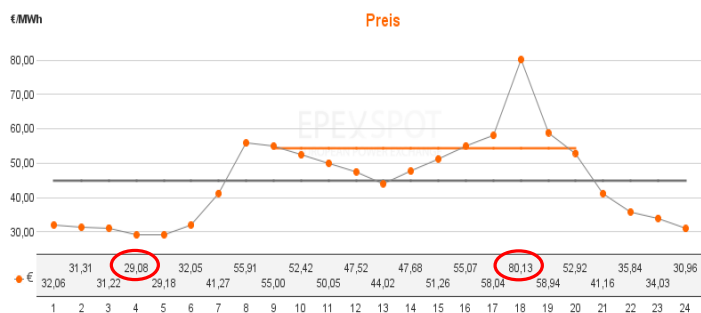
- Schweiz

Base 58.15 €/MWh
Peak 68.01 €/MWh



- DE/AT

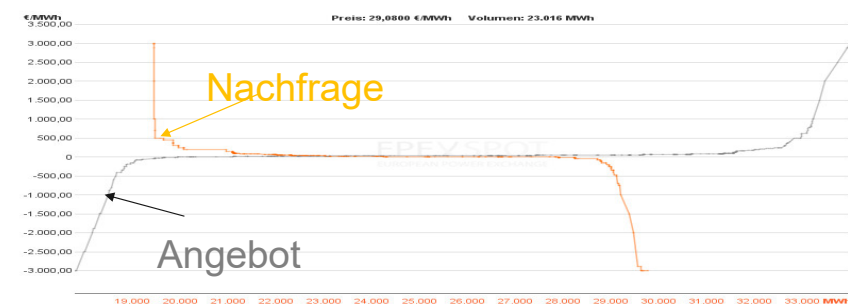
Base 44.88 €/MWh
Peak 54.42 €/MWh



Anhang: Day-Ahead Preise (18.11.2013; Juli 2019 im Anhang)

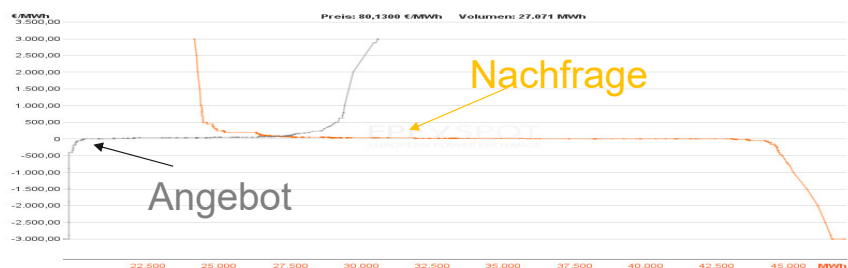
- 03-04 Uhr

29.08 € / MWh
23.0 GWh



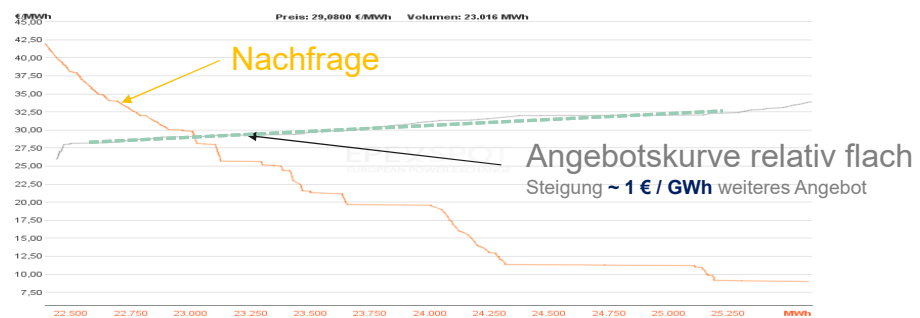
- 17-18 Uhr

80.13 € / MWh
27.1 GWh

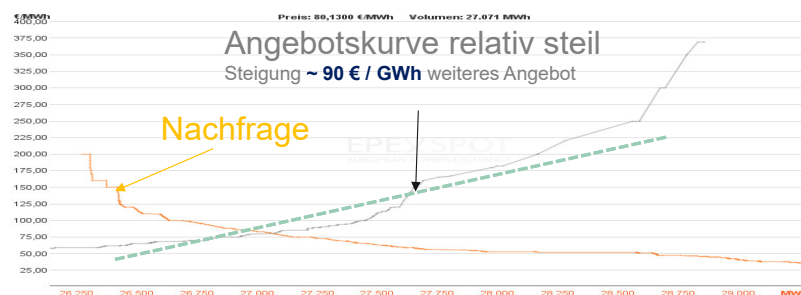


Anhang: Day-Ahead Preise (18.11.2013; Juli 2019 im Anhang)

- 03-04 Uhr
29.08 € / MWh
23.0 GWh



- 17-18 Uhr
80.13 € / MWh
27.1 GWh



51

Quelle: www.epexspot.com/

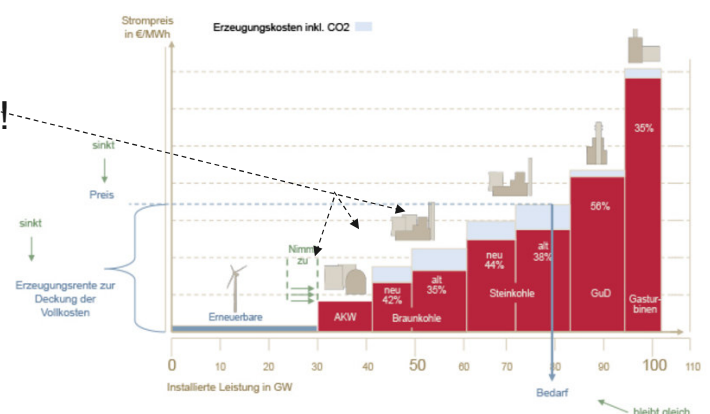


Anhang: Merit-Order & Einflussfaktoren

Merit-Order: Bezeichnet die **Einsatzreihenfolge** der Kraftwerke, welche durch die **Grenzkosten (GK)** der Stromerzeugung bestimmt werden!

GK = «Brennstoffkosten» + CO₂-Kosten

- Unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien haben unterschiedliche Grenzpreise!
- Dies ergibt eine Merit-Order der Kraftwerke!
- Grenzkosten decken noch keine Fixkosten!



Merit-Order-Einflussfaktoren (=Angebot):

- Brennstoffkosten (Wechselkurs, Frachtraten, Eta)
- Kosten CO₂-Zertifikate
- Technische Verfügbarkeit (von Kraftwerken)
- Witterung (Dargebot für PV und Wind!)

Nachfrage-Einflussfaktoren

- Tageszeit
- Wochentag
- Jahreszeit
- Witterung

Quelle: <http://www.energiemarkt-design.de>

52



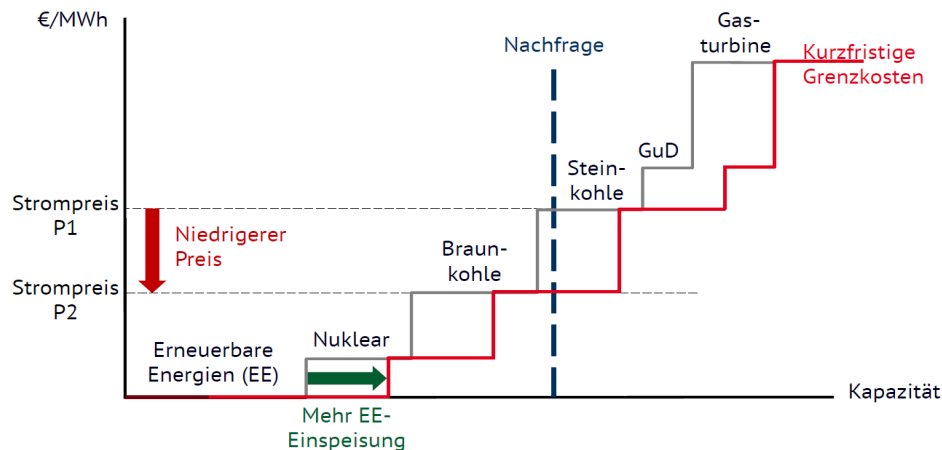
«Merit Order-Effekt»: «hohe nEE-Einspeisung reduziert Strompreise»

Merit Order Effekt:

- Einspeisung der neuen EE erhöht das Angebot → «Angebotskurve» wird nach rechts geschoben...
- Der Bedarf bleibt im Wesentlichen konstant
- Dadurch fällt der Preis, den **alle** Produzenten erhalten bzw. alle Konsumenten bezahlen (MCP-Verfahren = jener Preis, der den gesamten Markt leerräumt!)

Anmerkungen:

- Es werden hier nur die **Grenzkosten (GK)** betrachtet – „Was kostet eine **zusätzliche** kWh?“
- Grenzkosten der neuen EE** sind meist **Null** (Wind & Sonne)
- Einspeisung der neuen EE wird häufig gefördert – Energie wird aber über Börse vertrieben, was zu **Marktverzerrungen** führen kann (z.B. KEV → Forderungen nach **Kapazitätsmarkt**?)
- Sinkende Börsenpreise** erhöhen die Differenz zwischen Förderung und Marktpreis => **Förderumlage steigt** (z.B. EEG, KEV)!



53



Anhang: Bsp.: Day-Ahead Angebotserstellung

Energiemenge wird für jede Stunde des nächsten Tages in Abhängigkeit des Preises angegeben:

- Preisbereich: **-500 ...+ 3'000 €/MWh** für D, CH und AT
- Energiemenge: **POSITIV** = Kaufangebot, **NEGATIV** = Verkaufsangebot

Beispiel: EVU mit Pumpspeicherkraftwerk und Kunden

Turbine: 100 MW, Grenzpreis = 45 €/MWh (ab diesem Preis wird turbinert)

Pumpe: 100 MW, Grenzpreis = 20 €/MWh (ab diesem Preis wird NICHT mehr gepumpt)

- Stunde 10: Tu ist verfügbar, Pumpe ist gesperrt (Revision), Kundenlast = 0 MW
- Stunde 11: Kundenlast steigt auf 30 MW (muss gedeckt werden!)
- Stunde 12: Pu auch verfügbar

	PRICES in EUROS (with 1 decimals) / VOLUMES in MWh (with 1 decimals)					
HOURS	-500	19.9	20.0	44.9	45.0	3000.0
...9	...	...	...	...	...	...
10	0	0	0	0	-100	-100
11	30	30	30	30	-70	-70
12	130	130	30	30	-70	-70

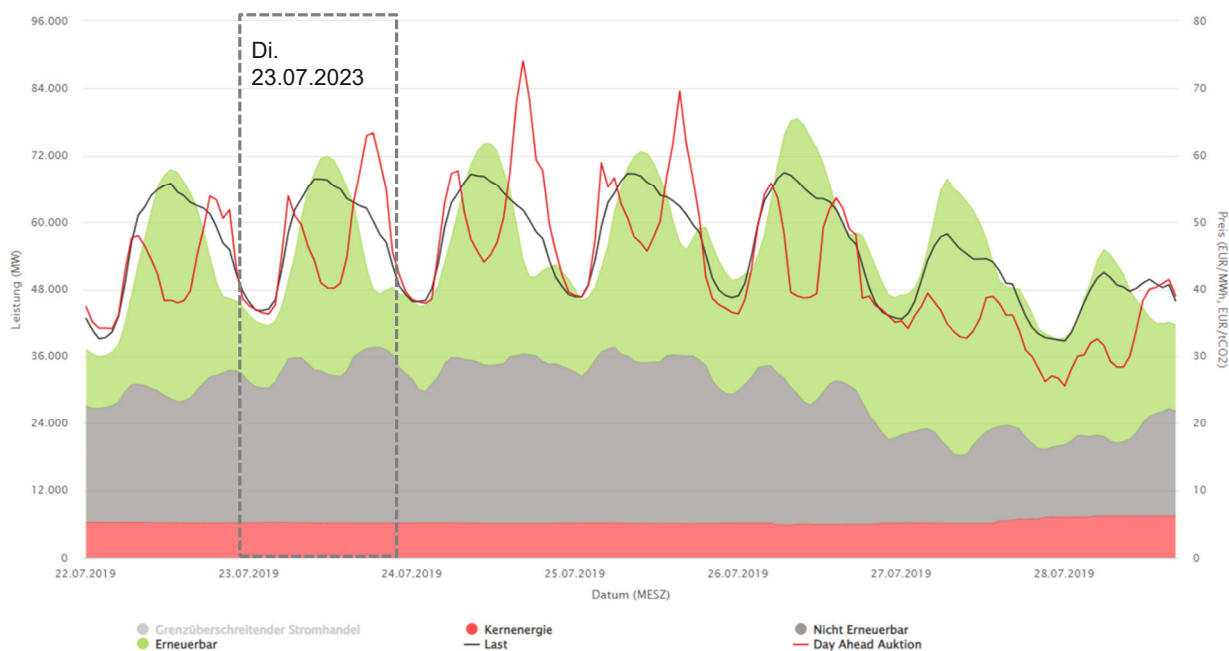
Quelle: <http://www.epexspot.com/Epex-Formulare>

54



Anhang: BRD: Erzeugung, Last & Preise (KW 30, 2019)

Stromproduktion und Börsenstrompreise in Deutschland in Woche 30 2019

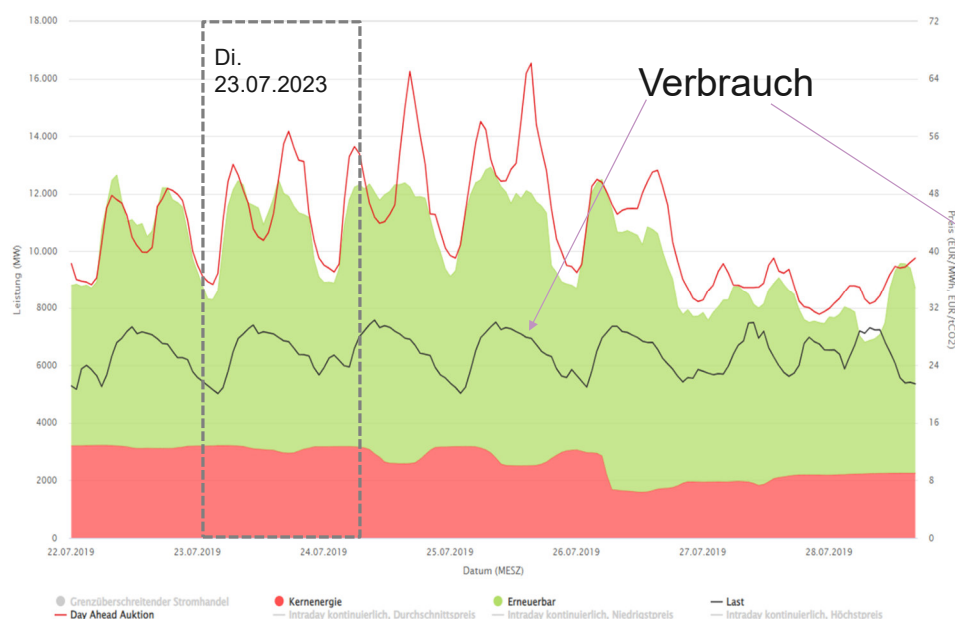


55 Quelle: https://www.energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?



Anhang: CH: Erzeugung, Last & Preise (KW 30 & 11, 2019)

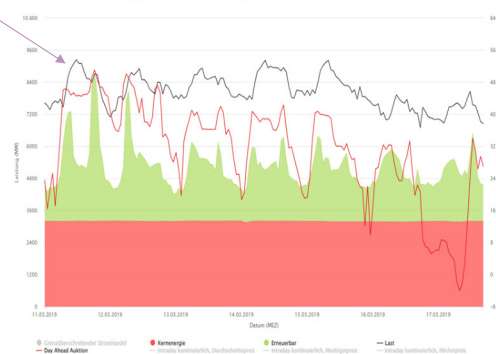
Stromproduktion und Börsenstrompreise in der Schweiz in Woche 30 2019



Schweiz:

Juli 2023: hoher Export-Anteil
März 23: hoher Import-Anteil

Stromproduktion und Börsenstrompreise in der Schweiz in Woche 11 2019

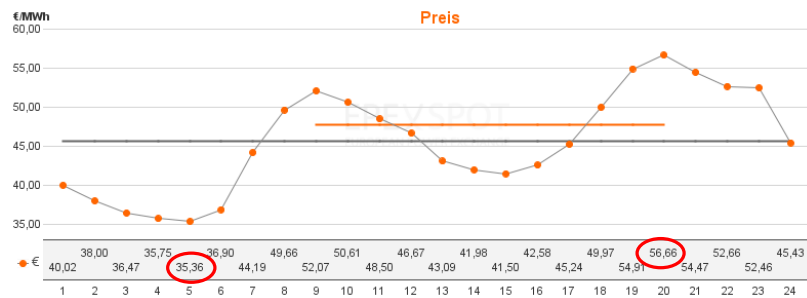


56 Quelle: https://www.energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?

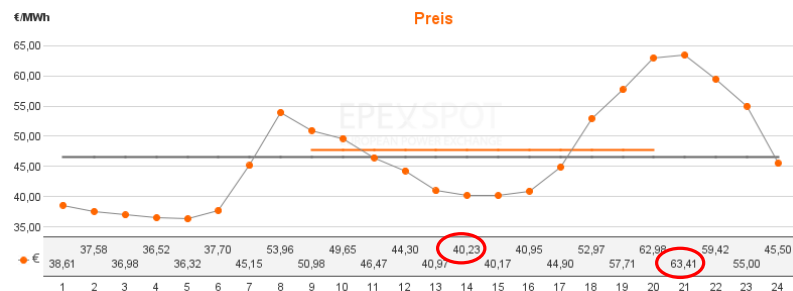


Anhang: Day-Ahead Preise (Di 23.07.2019)

- Schweiz
Base 45.63 €/MWh
Peak 47.82 €/MWh



- DE-LU
Base 46.60 €/MWh
Peak 47.69 €/MWh



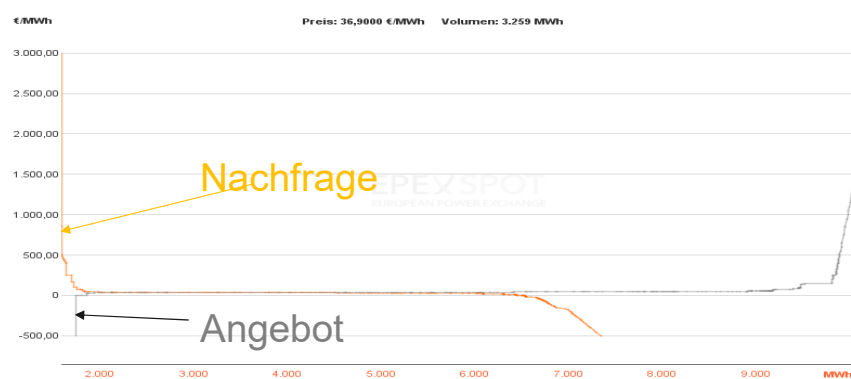
57

Quelle: www.epexspot.com/

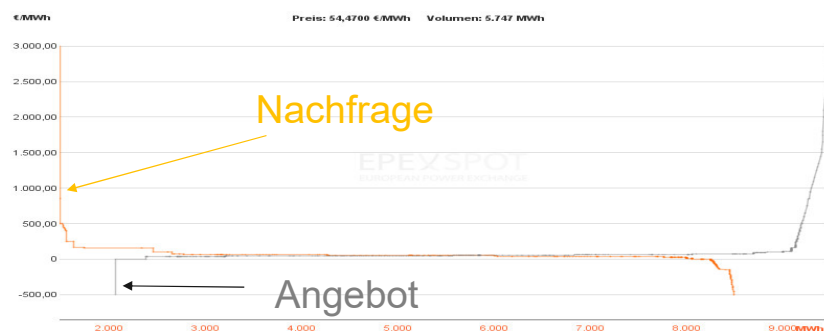


Anhang: Preiskurven Schweiz Übersicht (Di 23.07.2019)

- 05-06 Uhr
36.90 €/ MWh
3.3 GWh



- 20-21 Uhr
54.47 €/ MWh
5.7 GWh



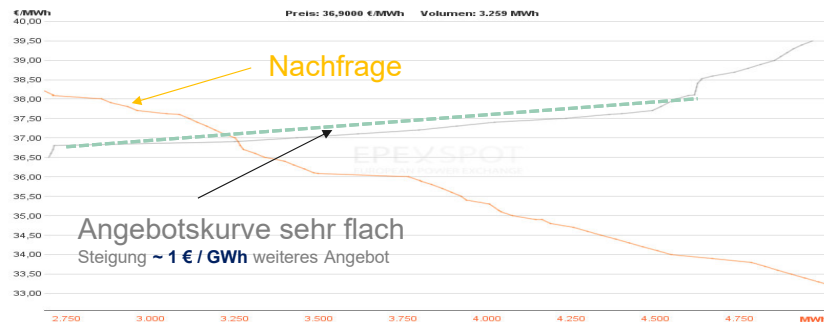
58

Quelle: www.epexspot.com/

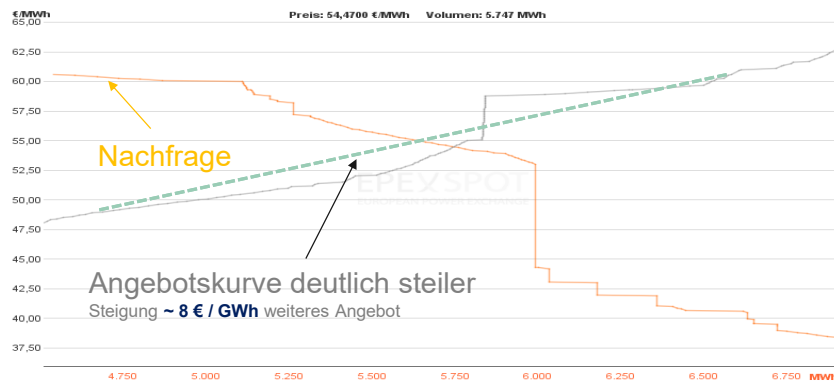


Anhang: Preiskurven Schweiz Detail (Di 23.07.2019)

- 05-06 Uhr
36.90 € / MWh
3.3 GWh

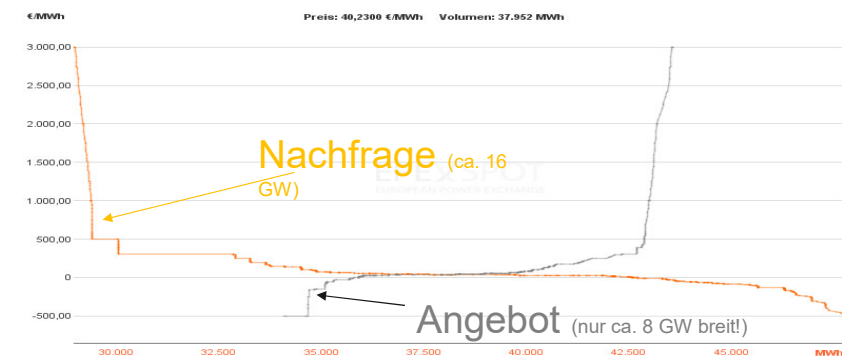


- 20-21 Uhr
54.47 € / MWh
5.7 GWh

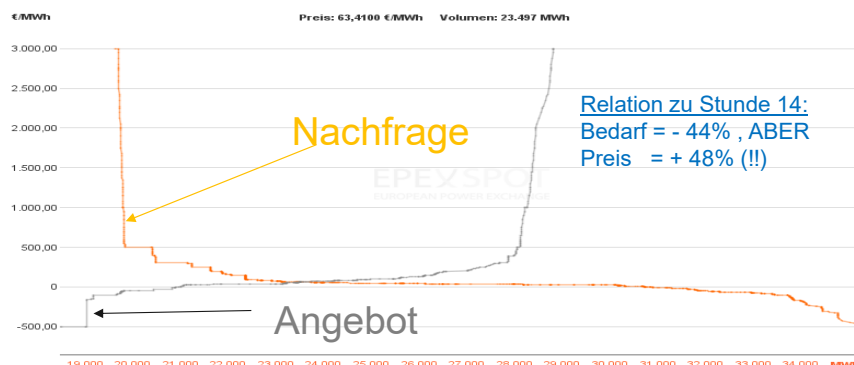


Anhang: Preiskurven Deutschland Übersicht (Di 23.07.2019)

- 13-14 Uhr
40.23 € / MWh
37.9 GWh
(PV = 31 GW)

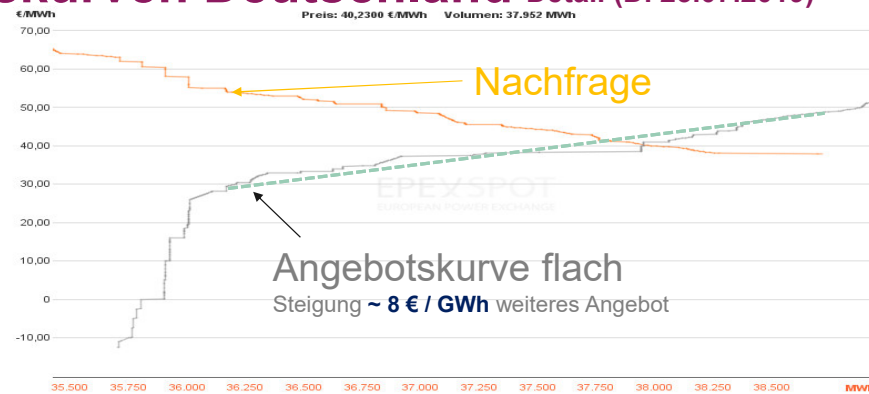


- 21-22 Uhr
59.42 € / MWh
21.4 GWh
(PV = 0 GW)

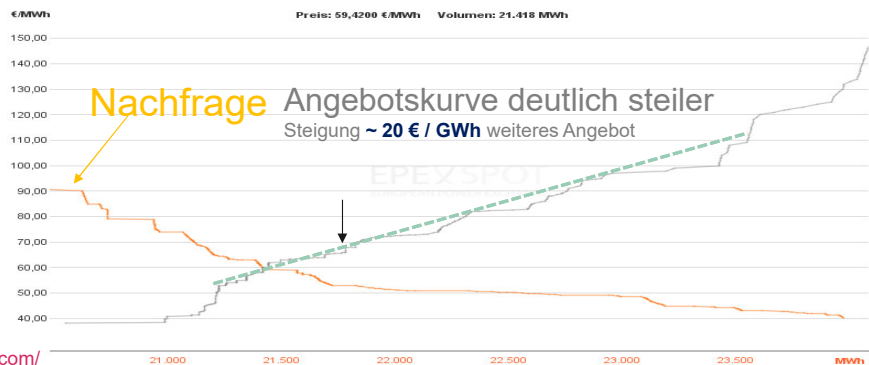


Anhang: Preiskurven Deutschland Detail (Di 23.07.2019)

- **13-14 Uhr**
40.23 € / MWh
37.9 GWh
(PV = 31 GW)



- **21-22 Uhr**
59.42 € / MWh
21.4 GWh
(PV = 0 GW)



Quelle: www.epexspot.com/



Aktuelle Situation und Preise?

Links zur (aktuellen) Produktions- und Preissituation:

- Produktion und Börsenpreise BRD, CH (Übersicht – Day-Ahead):
 - CH: <https://www.eex-transparency.com/de/power/CH/produktion/nutzung/>
 - BRD: <https://www.eex-transparency.com/de/power/DE/produktion/nutzung/>
- Börsenpreise Details und Intraday (F, DE, AT, CH, ELIX)
 - Übersicht: <https://www.epexspot.com/en/market-data>
 - Chart: https://www.epexspot.com/en/market-data?market_area=CH
- Aktuelle Situation in der Schweiz
 - Import/Export: <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/grid-data/current-data.html>
- Daten CH & BRD mit Historie (Produktion, Installierte Leistung, Börsenpreise, etc.), Fraunhofer ISE:
 - CH: <https://www.energy-charts.info/index.html?l=de&c=CH>
 - BRD: <https://www.energy-charts.info/index.html?l=de&c=DE>
 - (Unternehmen): <https://first-energy.net/energieeinkauf/report-strompreisentwicklung> (Webinare: Energiemarkt-Report, PPA, HKN – aber «Firma»)

