

# HOTSPOT BERICHT

der österreichischen Übertragungsnetzbetreiber  
gemäß Artikel 14 Absatz 7 der Verordnung (EU) 2019/943  
über den Elektrizitätsbinnenmarkt

Wien, Bregenz am 17.09.2020



VORARLBERGER  
ÜBERTRAGUNGSNETZ  
GmbH

## Inhalt

1	Einleitung .....	2
2	Methodik.....	3
3	Ergebnisse der Simulation .....	6
4	Evaluierung der Ergebnisse .....	7
5	Fazit.....	8
6	Abkürzungsverzeichnis .....	9
	Anhang: Eingangsparameter der Untersuchung.....	10

# 1 Einleitung

Gemäß Art 14 Abs 7 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt reichen die österreichischen Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid AG („APG“) und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH („VÜN“) den vorliegenden Hotspot Bericht („Bericht“) zu Untersuchungen im Hinblick auf mögliche strukturelle Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz zur Annahme durch E-Control ein.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß Art 16 Abs 8 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt („EU-VO 2019/943“) verpflichtet ab 01.01.2020 einen Mindestwert von 70% der Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung zu stellen.

Für den Zeitraum von 01.01.2020 bis 31.12.2020 hat APG gemäß Art 16 Abs 9 EU-VO 2019/943 für die Kapazitätsberechnungsregionen Core und Italy North Freistellungen von den Vorgaben zur Verfügungsstellung des Mindestwertes von 70% Übertragungskapazität gemäß Art 16 Abs 8 der EU-VO 2019/943 beantragt, welche von der Regulierungsbehörde am 17.12.2019 genehmigt wurden.

APG und VÜN legen hiermit den gegenständlichen Bericht zur Untersuchung absehbarer struktureller Engpässe gemäß Art 14 Abs 7 EU-VO 2019/943 vor. Nach Annahme des Berichts durch die Regulierungsbehörde sieht der gesetzlich definierte Prozess vor, dass der Mitgliedstaat im Falle der Feststellung von strukturellen Engpässen innerhalb von sechs Monaten nach Erhalt des Berichts und in Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern Maßnahmen zur Beseitigung dieser strukturellen Engpässe festlegt. Der Mitgliedstaat kann hierfür entweder nationale oder multinationale Aktionspläne gemäß Art 15 EU-VO 2019/943 beschließen oder eine Überprüfung und im Bedarfsfall Anpassung seiner Gebotszone anstoßen. Im Fall, dass sich der Mitgliedstaat für die Festlegung eines Aktionsplans entscheidet, müssen die Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel bis zum 31.12.2025 jährlich schrittweise, einer linearen Verlaufskurve folgend, auf den letztlich geforderten Mindestwert von 70% gemäß Art 16 Abs 8 der EU-VO 2019/943 erhöht werden. Eine unmittelbare Anwendung des Mindestwertes von 70% entfällt somit.

Der vorliegende Bericht ist wie folgt strukturiert: Im Anschluss an die einleitenden rechtlichen Hintergründe beschreibt Kapitel 2 die diesem Bericht zugrundeliegende Methodik. Kapitel 3 stellt die Ergebnisse hinsichtlich auftretender Überlastungen im österreichischen Übertragungsnetz bei unmittelbarer Anwendung des Mindestwerts von 70% der Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel dar. Kapitel 4 beleuchtet, ob die Ergebnisse den Kriterien für das Vorliegen struktureller Engpässe genügen. Das letzte Kapitel enthält ein zusammenfassendes Fazit.

## 2 Methodik

Die Identifikation von strukturellen Engpässen im vorliegenden Bericht basiert auf der folgenden Definition gemäß Art 2 Abs 6 EU-VO 2019/943:

*„struktureller Engpass“ bezeichnet einen Engpass im Übertragungsnetz, der eindeutig festgestellt werden kann, vorhersehbar ist, geografisch über längere Zeit stabil bleibt und unter normalen Bedingungen des Stromsystems häufig wiederauftritt;*

Gemäß der oben genannten Definition bedarf es zur Identifikation struktureller Engpässe unter Zugrundelegung eines Mindestwerts von 70% der Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel einer Evaluierungsmethodik, deren Ergebnis die Häufigkeit und Lokalisierung von möglichen Überlastungen im österreichischen Übertragungsnetz feststellt bzw. vorhersieht. Zu diesem Zweck hat APG die Consentec GmbH in Zusammenarbeit mit dem Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen University, der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V sowie der FGH GmbH mit der Durchführung von Markt- und Netzanalysen unter Berücksichtigung des o.g. Mindestwerts von 70% beauftragt.

Für diese Analysen wurde ein mehrstufiges Verfahren angewendet, das aus den folgenden Schritten besteht:

- Definition des energiewirtschaftlichen Szenarios und der Eingangsparameter
- Ermitteln der zonenübergreifenden Kapazitäten unter Zugrundelegung der 70% Mindestanforderung mittels eines lastflussbasierten (flow based) Kapazitätsberechnungsmodells für die Core-Region sowie von NTC-Kapazitäten für die Handelsgrenzen außerhalb der Core-Region
- Durchführen einer stundenscharfen europäischen Strommarktsimulation
- Durchführen von (n-1)-Lastflussberechnungen auf Basis der stündlichen Ergebnisse der Strommarktsimulation
- Auswertung der ermittelten (n-1)-Netzverletzungen

Die Methodik und die wesentlichen Eingangsparameter der Untersuchung wurden in Abstimmung mit E-Control und dem Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) festgelegt. Eine Übersicht der wesentlichen Eingangsparameter befindet sich im Anhang.

Für die Analysen wurde mit dem Betrachtungsjahr 2022 ein für die Belastungssituation im österreichischen Übertragungsnetz im nahen Zeitbereich möglichst stabiles und repräsentatives Szenario ausgewählt. Angesichts der zentralen Lage Österreichs in Europa, hat die Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen auch außerhalb der Landesgrenzen maßgeblichen Einfluss auf die Netzbelastung in Österreich. Insbesondere betrifft dies auch das Kapazitätsmanagement, wobei hier ab 2022 jahresdurchgängig von einer umgesetzten lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethodik in der Core Region ausgegangen werden kann, wodurch harmonisierte und definierte Rahmenbedingungen für die Simulationen zur Verfügung stehen. Kurzfristige bzw. temporäre Effekte auf das Stromsystem im Zusammenhang mit der COVID-19 Pandemie werden hier ebenfalls als abgeklungen angenommen.

Die *Definition des energiewirtschaftlichen Szenarios* umfasst insbesondere die Festlegung der folgenden Parameter, die im Sinne eines „Best-Estimate-Szenarios“, d. h. eines aus heutiger Sicht im Erwartungswert eintretenden Szenarios, definiert wurden:

- *Stromerzeugungskapazitäten (konventionelle Kraftwerke und EE-Stromerzeugung):* Die installierten Leistungen wurden anhand der Zahlen des Szenarios „National Trends“ des Mid-Term Adequacy Forecasts (MAF) 2019 der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E)<sup>1</sup> abgeleitet; Ertragsgütern / Volllaststunden dargebotsabhängiger Erzeugungstechnologien wurden anhand historischer Daten des Jahres 2018 parametrisiert. Die Annahmen für Österreich wurden anhand letzter Erkenntnisse in Abstimmung mit der E-Control und dem BMK aktualisiert.
- *Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise:* Es wurden die Forward-Preise für das Jahr 2022 mit Stand Ende Januar 2020 herangezogen.
- *Stromverbrauch:* Die Entwicklung des Stromverbrauchs wurde konsistent zu den Annahmen der Stromerzeugungskapazitäten entsprechend des Szenario „National Trends“ des MAF 2019 parametrisiert.
- *Netzentwicklung:* Netzausbauvorhaben wurden ausgehend von den im Ten-Year Network Development Plan 2018<sup>2</sup> sowie den in den Netzentwicklungsplänen der APG<sup>3</sup> und der VÜN<sup>4</sup> veröffentlichten Projekten und ergänzt um eine Experteneinschätzung seitens APG bezüglich des Umsetzungsstatus der jeweiligen Ausbauprojekte im verwendeten Netzmodell abgebildet.
- *70% Mindestkapazität für den Stromhandel:* Der in Art 16 Abs 8 EU-VO 2019/943 geforderte Mindestwert von 70% der Übertragungskapazität wurde den Simulationen für sämtliche Grenzen zwischen EU-Mitgliedsstaaten zu Grunde gelegt. Derart wird eine konsistente Analyse im Sinne der genannten gesetzlichen Anforderung und Transparenz hinsichtlich der Konsequenzen für das österreichische Übertragungsnetz gewährleistet. Abhängigkeiten von aktuellen oder allenfalls zukünftigen Aktionsplänen und Freistellungen anderer Mitgliedsstaaten (bzw. deren Übertragungsnetzbetreibern) sowie Unsicherheiten im Zusammenhang mit deren konkreter Umsetzung und daraus resultierende Risiken werden so vermieden.

Das verwendete Flow-Based-Kapazitätsberechnungsmodell folgt weitestgehend der von ACER genehmigten Methodik zur Kapazitätsberechnung im Day-Ahead und Intraday Zeitbereich für die Core-Region gemäß „Decision 02/2019 of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 21 February 2019“<sup>5</sup>. Insbesondere wurden folgende Annahmen / Festlegungen getroffen:

- *Critical Network Element and Contingencies (CNECs):* Als potenziell kritische Netzelemente (Critical Network Elements, „CNE“s) wurden alle Grenzkuppelleitungen innerhalb der Core Kapazitätsberechnungsregion ( $\geq 220$  kV) berücksichtigt; als kritische Ausfälle (Contingencies, „C“s) gelten alle Grenzkuppelleitungen und internen Netzelemente ( $\geq 220$  kV). Basierend auf der Wirksamkeit werden die kritischen Ausfälle den CNEs zugeordnet.

<sup>1</sup> [https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/wp-content/uploads/2019/12/entsoe\\_MAF\\_2019.pdf](https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/wp-content/uploads/2019/12/entsoe_MAF_2019.pdf)

<sup>2</sup> <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects>

<sup>3</sup> <https://www.apg.at/de/Stromnetz/Netzentwicklung>

<sup>4</sup> <http://www.vuen.at/de/netzentwicklung>

<sup>5</sup> [http://acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2019%20on%20CORE%20CCM.pdf](http://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2019%20on%20CORE%20CCM.pdf)

- *70% Mindestkapazität für den Stromhandel:* Der in Art 16 Abs 8 EU-VO 2019/943 geforderte Mindestwert von 70% der Übertragungskapazität wurde den Simulationen für sämtliche CNECs der Core-Region jahresdurchgängig für jede Stunde zugrunde gelegt.
- *Margin Available for Cross-Zonal Trade (MACZT):* Die 70% Mindestkapazität wurde unter Berücksichtigung der „Recommendation 01/2019 of ACER on the implementation of the minimum margin available for cross-zonal trade pursuant to Article 16(8) of Regulation (EU) 2019/943“<sup>6</sup> in den Simulationen umgesetzt.
- *Generation Shift Key (GSK):* Die getroffene Annahme folgt einer einheitlichen Methodik für die Core-Region. Die angewendeten GSKs ergeben sich aus der installierten Erzeugungsleistung abzüglich von Must-Run-Erzeugungsbedingungen der Kraftwerke.
- *Flow Reliability Margin (FRM):* Als Sicherheitsmarge wird einheitlich ein Wert von 10 % für jeden CNEC angesetzt.

Die *europäische Marktsimulation* wurde mit einem am IAEW nach dem Stand der Wissenschaft und vielfach praxiserprobten Rechenverfahren durchgeführt (statisches perfect-foresight Marktgleichgewichtsmodell). Eingangsparmeter bilden u. a. der Kraftwerkspark, Brennstoffpreise, Dargebotszeitreihen, Handelskapazitäten und die Nachfrage. Das Modell simuliert die paneuropäischen Stromgroßhandelsmärkte, sodass als Ergebnis der marktbedingte Einsatz von Kraftwerken vorliegt. Das Rechenverfahren ist in der Lage, ein lastflussbasiertes Kapazitätsmodell in der Core-Region, sowie ein NTC-basiertes Kapazitätsmodell an Grenzen die nicht der Core-Region angehören, zu berücksichtigen. Die Marktsimulation erfolgt in einem stündlichen Zeitraster für das betrachtete Jahr.

Für die sich der Marktsimulation anschließenden *(n-1)-Lastflusssimulationen* wurde ein von der FGH entwickeltes, dem Stand der Wissenschaft entsprechendes AC-Lastflussberechnungsverfahren eingesetzt. Betrachtet wird das gesamte, konsistente Simulationsjahr der obig beschriebenen Marktsimulation. Die Ergebnisse der Marktsimulation zum Kraftwerkseinsatz werden knotenscharf in das Lastflussmodell übernommen. Die *(n-1)-Lastflusssimulationen* basieren auf einem vollständigen Übertragungsnetz ohne Abschaltungen von Netzelementen. In Anlehnung an die netzbetriebliche Praxis wurden ausgewählte netztopologische Maßnahmen und die Steuerung von Phasenschiebertransformatoren zur Reduktion von Überlastungen berücksichtigt.

---

<sup>6</sup> [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2001-2019.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2001-2019.pdf)

### 3 Ergebnisse der Simulation

Dieses Kapitel stellt die Ergebnisse der Simulationen und Berechnungen gemäß der in Kapitel 2 beschriebenen Methodik dar. Die Ergebnisse resultieren aus den (n-1)-Lastflussberechnungen vor der Anwendung von Redispatch-Maßnahmen.

Die im Rahmen der Untersuchung identifizierten Überlastungen unter (n-1)-Bedingungen werden in Abbildung 1 in der Karte des österreichischen Übertragungsnetzes dargestellt. Dies erfolgt anhand der Kenngröße der relativen Häufigkeit, welche angibt in welchem Ausmaß des gesamten einjährigen Betrachtungszeitraumes (in Prozent) die jeweilige Überlastung entsprechend den Untersuchungsergebnissen auftritt. Es ist dabei zu beachten, dass nicht alle Überlastungen zur gleichen Zeit auftreten. Die Höhe der relativen Häufigkeiten der jeweils überlasteten Netzbereiche wird durch farbliche Kennzeichnung anhand einer Skala von gelb (1-5%), orange (5-15%) und rot (>15%) abgebildet. Überlastungen welche unter 1% des Betrachtungszeitraumes auftreten werden nicht ausgewiesen.

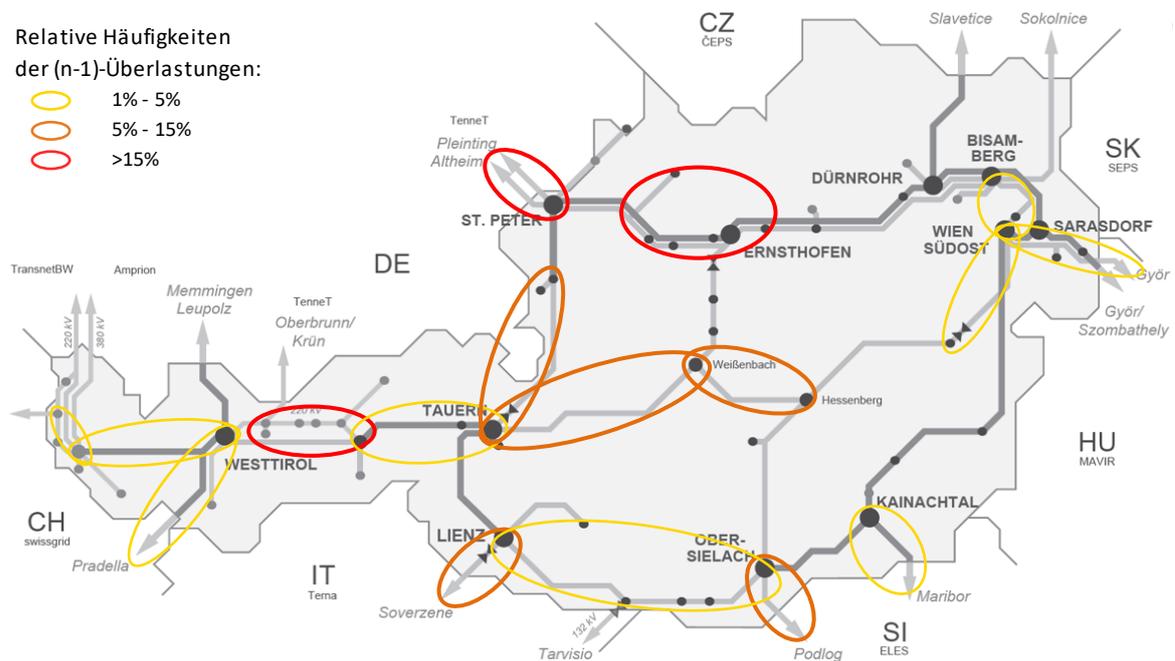


Abbildung 1 – Relative Häufigkeit der (n-1)-Netzverletzungen bei Anwendung eines Mindestwerts von 70% für die grenzüberschreitende Übertragungskapazität

Die Auswertungen ausgehend von den Simulationsergebnissen in Abbildung 1 zeigen, dass bei unmittelbarer Anwendung eines Mindestwerts von 70% der Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel gemäß Art 16 Abs 8 EU-VO 2019/943 erhebliche (n-1)-Netzverletzungen im österreichischen Übertragungsnetz auftreten würden. Einige Netzbereiche wären unter diesen Bedingungen in über 5% der Zeit überlastet, einzelne Bereiche würden sogar in über 25% der Zeit Verletzungen des (n-1)-Kriteriums aufweisen.

## 4 Evaluierung der Ergebnisse

Im Folgenden wird beleuchtet, inwiefern die in Kapitel 3 dargestellten Überlastungen als strukturelle Engpässe zu identifizieren wären. Wie in Kapitel 2 bereits ausgeführt, ist diesbezüglich auf die Definition des strukturellen Engpasses gemäß Art 2 Abs 6 EU-VO 2019/943 zu verweisen.

Demzufolge weist ein struktureller Engpass ein häufiges Auftreten unter normalen Bedingungen des Stromsystems auf und ist dabei geografisch über längere Zeit stabil sowie vorhersehbar bzw. eindeutig feststellbar. Ein konkreter Schwellwert, ab welchem ein Engpass das Kriterium der Häufigkeit erfüllt, ist in der EU-VO 2019/943 nicht quantifiziert. Diesbezüglich kann zumindest auf die im europäischen Umfeld bereits eingereichten und durch die zuständigen Regulierungsbehörden genehmigten Berichte gemäß Art 14 Abs 7 EU-VO 2019/943 der Übertragungsnetzbetreiber aus Deutschland<sup>7</sup> sowie aus den Niederlanden<sup>8</sup> referenziert werden, in welchen dieser Schwellwert in Höhe von 400 Stunden (rd. 4,5%) bzw. 5% des Betrachtungszeitraumes als maßgeblich angenommen wurde.

Die Engpässe, welche bei unmittelbarer Anwendung der 70 % Mindestkapazität gemäß Art 16 Abs 8 EU-VO 2019/943 auftreten würden, lassen sich anhand der gewählten Methodik auf Basis der oben genannten Kriterien evaluieren. Die Methodik baut auf normalen Bedingungen des Stromsystems auf, d.h. auf einem vollständigen Übertragungsnetz ohne kritische Abschaltungen. Wie in Kapitel 3 dargestellt sind die Engpässe anhand der getätigten Simulationen prognostizierbar, d.h. vorhersehbar und eindeutig feststellbar, sie sind regional stabil, vorwiegend entlang der West-Ost Achse des österreichischen Übertragungsnetzes lokalisierbar und deren Häufigkeit wurde ermittelt.

In Ermangelung einer konkreten Festlegung für den Häufigkeits-Schwellwert wird in Anlehnung an die veröffentlichten Berichte gemäß Art 14 Abs 7 EU-VO 2019/943 anderer europäischer Übertragungsnetzbetreiber, eine relative Häufigkeit von 5% des einjährigen Beobachtungszeitraumes als Beurteilungsmaßstab für das Vorliegen möglicher struktureller Engpässe herangezogen.

Wie der Abbildung 1 des Kapitel 3 entnommen werden kann, wären ausgehend von diesem Maßstab einige Überlastungen als strukturelle Engpässe zu klassifizieren. Dabei konzentrieren sich diese Überlastungen nicht auf ein spezifisches Netzelement oder eine bestimmte Region, sondern treten, weiträumig verteilt über das Gebiet des österreichischen Übertragungsnetzes, sowohl auf internen Netzelementen als auch auf grenzüberschreitenden Leitungen auf.

<sup>7</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK04/BK4\\_91>Weiteres/Engpassbericht/190704\\_4\\_UENB\\_Engpassbericht\\_final\\_BA.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK04/BK4_91>Weiteres/Engpassbericht/190704_4_UENB_Engpassbericht_final_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3)

<sup>8</sup> <https://www.acm.nl/sites/default/files/documents/goedkeuring-structurele-congestierapport-ten-net-tso-def.pdf>

## 5 Fazit

In diesem Bericht wurde das österreichische Übertragungsnetz hinsichtlich möglicher struktureller Engpässe bei unmittelbarer Anwendung eines Mindestwerts von 70% der Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel gemäß Art 16 Abs 8 EU-VO 2019/943 analysiert.

Unter Berücksichtigung der Definition des strukturellen Engpasses gemäß Art 2 Abs 6 EU-VO 2019/943, sowie der Anwendung eines Häufigkeits-Schwellwertes von 5% des Betrachtungszeitraumes (in Anlehnung an die bereits regulatorisch genehmigten Berichte gemäß Art 14 Abs 7 EU-VO 2019/943 anderer europäischer Übertragungsnetzbetreiber), würden – wie in Kapitel 3 und 4 dargestellt – strukturelle Engpässe im österreichischen Übertragungsnetz auftreten. Diese Engpässe wären weiträumig über das gesamte österreichische Übertragungsnetzgebiet verteilt und würden sowohl interne Netzelemente als auch grenzüberschreitende Kuppelleitungen betreffen.

Demgemäß reichen die österreichischen Übertragungsnetzbetreiber diesen Bericht gemäß Art 14 Abs 7 EU-VO 2019/943 zur Annahme durch E-Control ein.

## 6 Abkürzungsverzeichnis

BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
CNE	Critical Network Element
CNEC	Critical Network Element with Contingency
EE-Stromerzeugung	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EU-VO 2019/943	Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt
FGH	Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft
FRM	Flow Reliability Margin
GSK	Generation Shift Key
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft
MACZT	Margin Available for Cross-Zonal Trade
MAF	Mid-Term Adequacy Forecast
NTC	Net Transfer Capacity

## Anhang: Eingangsparameter der Untersuchung

### Erzeugungsstruktur

Die Erzeugungsstruktur im österreichischen Regelblock wurde auf Grundlage des Szenarios „National Trends“ des MAF 2019 und unter Berücksichtigung der österreichischen Klima- und Energiestrategie in Abstimmung mit dem BMK wie folgt modelliert:

Technologie	Installierte Leistung [MW]
Steinkohle	0
Erdgas	3.755
Öl	0
Wind	4.000
Solar	2.800
Biomasse und andere EE	611
Wasserkraft	11.910
davon Pumpspeicher oder Schwellwasserkraft	6.210

*Tabelle 1 - Installierte Leistungen im österreichischen Regelblock im Szenario Jahr*

## Verbrauchsentwicklung

Die Verbrauchsentwicklung wurde basierend auf historischen Daten und unter Zugrundelegung des „National Trends“ Szenarios des MAF 2019 mit einer Wachstumsrate von 1% p.a. angenommen. Der modellierte Inlandsstromverbrauch aus dem öffentlichen Netz beträgt im Szenario Jahr damit 66,4 TWh.

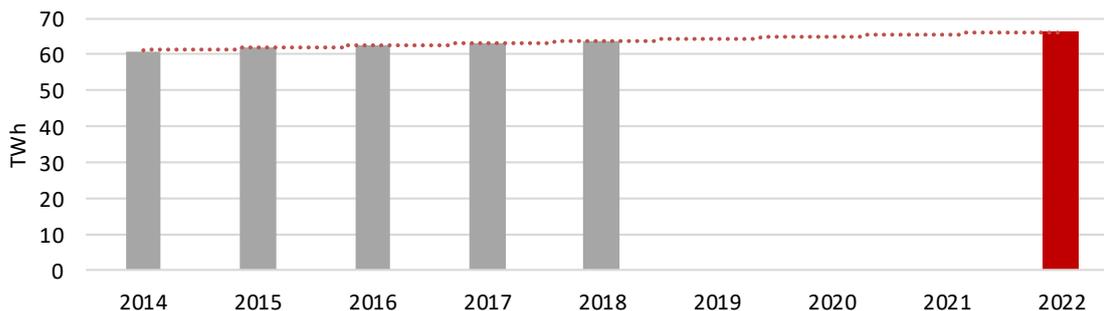


Abbildung 2 - Entwicklung Inlandsstromverbrauch im öffentlichen Netz<sup>9</sup>

## Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Preise

Für die Entwicklung der Preise von Primärenergie und Emissionszertifikaten wurden Forward-Preise für das Jahr 2022 mit Stand Ende Januar 2020 herangezogen.

	Preis	Einheit
Kernenergie	1,4	€/MWh <sub>th</sub>
Braunkohle	1,5	€/MWh <sub>th</sub>
Steinkohle	8,4	€/MWh <sub>th</sub>
Erdgas	15,9	€/MWh <sub>th</sub>
Öl	30,2	€/MWh <sub>th</sub>
CO <sub>2</sub> (EUA)	25,0	€/tCO <sub>2</sub>

Tabelle 2 – Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Preise in 2022

<sup>9</sup> Quellen: [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811609/BStOeN-JR2\\_InlandVer.xlsx/fb35d98a-491f-43ad-912a-0f59df5f17ab?t=1596116697801](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811609/BStOeN-JR2_InlandVer.xlsx/fb35d98a-491f-43ad-912a-0f59df5f17ab?t=1596116697801) abgerufen im Februar 2020, Entso-E Factsheet 2018, MAF 2019, Berechnungen APG