



Grenzkapazitäten im Handel: Entwicklung 2018 - 2021

Bericht der ElCom

Bern, im Februar 2022

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Jahreskapazitäten	5
3	Monatskapazitäten	6
4	Tageskapazitäten.....	7
5	Preisunterschiede (Spreads).....	8
6	Optimierung Jahres-/Monatskapazität vs. Tageskapazität	9
7	Fazit.....	16

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 – Versteigerte Mengen und Preise der Jahreskapazitäten an den Schweizer Grenzen für die Lieferjahre 2018-2021	5
Abbildung 2 – Oben: versteigerte Monatskapazitäten pro Grenze, kumuliert. Mitte: versteigerte Monatskapazitäten pro Grenze. Unten: Auktionspreis der monatlichen Übertragungskapazität pro Grenze pro Grenze. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.	6
Abbildung 3 – Oben: Monatsmittelwert der versteigerten Tageskapazitäten pro Grenze, kumuliert. Mitte: Monatsmittelwert der versteigerten Tageskapazitäten pro Grenze. Unten: Monatsmittelwert der Clearing Preise der Tagesauktionen pro Grenze. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.	7
Abbildung 4 – Monatsmittelwerte der stündlichen Preisdifferenzen (Spread) zwischen der Schweiz und den Nachbarländern der Day Ahead Auktionen für Strom. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.	8
Abbildung 5 – Mittlere Monatstemperaturen in Italien, Quelle: https://www.ilmeteo.it	9
Abbildung 6 - Beispiel der Entscheidungsfindung für die Nominierung (dh. Nutzung) oder Rückgabe einer langfristigen Grenzkapazität (Monats-/Jahreskapazität)	10
Abbildung 7 – Vergleich Optimierung Jahreskapazität versus Monatskapazität für den Import aus Deutschland, bei perfekter Händler Voraussicht. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.	11
Abbildung 8 - Vergleich Optimierung Jahreskapazität versus Monatskapazität für den Export aus Deutschland, bei perfekter Händler Voraussicht. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.	12
Abbildung 9 – Vergleich Optimierung Jahreskapazität versus Monatskapazität für den Import aus Österreich, bei perfekter Händler Voraussicht. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.	12
Abbildung 10 – Vergleich Optimierung Jahreskapazität versus Monatskapazität für den Export aus Österreich, bei perfekter Händler Voraussicht. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.	13
Abbildung 11 – Vergleich Optimierung Jahreskapazität versus Monatskapazität für den Import aus Frankreich, bei perfekter Händler Voraussicht. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.	14
Abbildung 12 - Vergleich Optimierung Jahreskapazität versus Monatskapazität für den Import aus Italien, bei perfekter Händler Voraussicht. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.	15
Abbildung 13 – Vergleich Optimierung Jahreskapazität versus Monatskapazität für den Export aus Italien, bei perfekter Händler Voraussicht. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.	15

1 Einleitung

In welchem Rahmen und unter welchen Bedingungen in Zukunft Strom importiert und exportiert werden kann, ist wegen der aktuellen Diskussion über die Fortführung der bilateralen Beziehungen mit der EU mehr denn je ungewiss. Zudem zeichnet sich derzeit ab, dass die Schweiz längerfristig mindestens zeitweise auf mehr Stromimporte angewiesen sein wird, da mit der geplanten Ausserbetriebnahme der Atomkraftwerke substanzielle Stromproduktion im Inland wegfallen wird, welche möglicherweise nicht rechtzeitig mit dem Ausbau von erneuerbaren Energien kompensiert werden kann.

Vor diesem Hintergrund wurden die Entwicklungen der kommerziellen Grenzkapazitäten, welche im Stromgrosshandel benötigt werden, um Strom mit den umliegenden Ländern handeln zu können, für die Jahre 2018 – 2021 untersucht.

Wichtig ist dabei zu verstehen, dass die Kapazitäts**menge**, welche dem Grosshandel zur Verfügung gestellt wird, von physikalischen Bedingungen des Stromnetzes abhängt. Die Menge wird von den Übertragungsnetzbetreibern der beiden Länder festgelegt.

Der Kapazitäts**preis** hingegen ist ein Ausdruck für die Strompreisdifferenz zwischen den beiden Ländern, die die Stromhändler erwarten. Umso höher die erwartete Preisdifferenz, umso höher der Preis für die Kapazität. Da die Kapazitätsmengen jeweils für in der Zukunft liegende Perioden versteigert werden, sind die aus den Auktionen resultierenden Preise eine Wette auf die Preisentwicklungen, die gewonnen oder verloren werden kann.

Ein Preis für die Kapazität entsteht theoretisch immer dann, wenn die verfügbare Kapazität kleiner ist als der Bedarf (Engpass). Da mit Ausnahme der Kapazitäten im Intraday Zeitrahmen jedoch alle Kapazitäten eine Option darstellen, kann sich auch bei genügend grosser Kapazität zwischen zwei Ländern ein (in der Regel jedoch geringer) Preis bilden.

Die kommerziellen Grenzkapazitäten werden in unterschiedlichen Zeittranchen verkauft: Jahreskapazitäten, Monatskapazitäten und Tageskapazitäten. Für die Schweizer Grenzen gibt es zudem im Gegensatz zu den Grenzen zwischen den EU-Ländern noch eine explizite Vergabe von Grenzkapazitäten im Intraday Zeitrahmen. Diese ist aber nicht Teil der vorliegenden Untersuchung.

Grenzüberschreitender Stromtransport kann implizit und explizit erfolgen. Explizit bedeutet, zum Transport sind zwei Schritte nötig: Einerseits muss eine Grenzkapazität erworben werden, und andererseits muss ein Handel über eine Stromlieferung abgeschlossen werden. Diese Form des Stromtransportes wird EU-weit für Jahres- und Monatskapazitäten angewendet. An den Schweizer Grenzen kommt die explizite Form zudem auch für Tageskapazitäten zur Anwendung. Implizit bedeutet, dass der Stromtransport in einem einzigen Schritt erfolgt. Dabei berücksichtigt der zentrale Handelsalgorithmus die von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Grenzkapazitäten und optimiert unter dieser Prämisse den Handel. Steht keine Kapazität zur Verfügung, kann auch kein Handel über eine Stromlieferung abgeschlossen werden. In der EU wird impliziter grenzüberschreitender Stromtransport im Tages- und Intraday-Zeitrahmen angewendet.

2 Jahreskapazitäten

Jahreskapazitäten werden jeweils Ende November oder anfangs Dezember versteigert, die Versteigerung wird vom Joint Allocation Office (JAO)¹ durchgeführt. Ein ersteigertes Megawatt (MW) Kapazität stellt das Recht dar, zu jeder Stunde des folgenden Jahres eine Megawattstunde Strom vom einen Land in das andere Land zu transportieren. Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der Mengen und Preise seit 2018.



Abbildung 1 – Versteigerte Mengen und Preise der Jahreskapazitäten an den Schweizer Grenzen für die Lieferjahre 2018-2022

Die Importmengen von Frankreich haben sich nahezu verdoppelt, während sich die Exportmengen nach Deutschland von 1'200 MW auf 600 MW halbiert haben. Auch die Exportmengen nach Österreich haben sich deutlich reduziert. Für den Export nach Frankreich kann derzeit keine Jahreskapazität ersteigert werden, da die in den Long Term Contracts (LTCs)² vergebenen Mengen keine zusätzliche Vergabe von Exportkapazitäten für den freien Handel durch eine Auktionierung zulassen. Die Importmengen von Frankreich nahmen hingegen zu. Eine Ursache dafür ist das sukzessive Auslaufen der LTCs, womit mehr Importkapazität für den freien Handel verfügbar wird.

Die italienischen Import- und Exportkapazitäten blieben konstant bis 2021. Für 2021 reduzierte sich die Importmenge und erhöhte sich die Exportmenge, da ein neuer Algorithmus zur Berechnung der verfügbaren Kapazität eingeführt wurde.

Für die abnehmenden angebotenen Exportkapazitäten gibt es derzeit noch keine abschliessenden Erklärungen. Swissgrid verweist in der Regel auf Ausfälle bei relevanten Netzelementen.

Die Preise, um Strom von Deutschland und Österreich in die Schweiz importieren zu können, sind bis 2021 deutlich zurückgegangen. Dies reflektiert die Erwartung der Marktteilnehmer, dass die Preisunterschiede (Spreads) zwischen Deutschland/Österreich und der Schweiz kleiner werden (siehe Kapitel 5). Die ausserordentlichen Preissteigerungen im Herbst 2021 führten zu einer zumindest momentanen Wende dieses Trends. Wie nachhaltig dies ist, kann derzeit nicht abgeschätzt werden.

¹ <https://www.jao.eu/>

² Langfristigen Verträge mit Frankreich, die eine gewisse Kapazitätsmenge für Marktteilnehmer garantieren und so dem freien Handel entziehen

3 Monatskapazitäten

Monatskapazitäten werden jeweils Mitte bis Ende des Vormonats versteigert, die Versteigerung wird vom Joint Allocation Office (JAO) durchgeführt. Ein ersteigertes MW Kapazität stellt das Recht dar, zu jeder Stunde des folgenden Monats eine Megawattstunde Strom vom einen Land in das andere Land zu transportieren. Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der Mengen und Preise seit 2018.

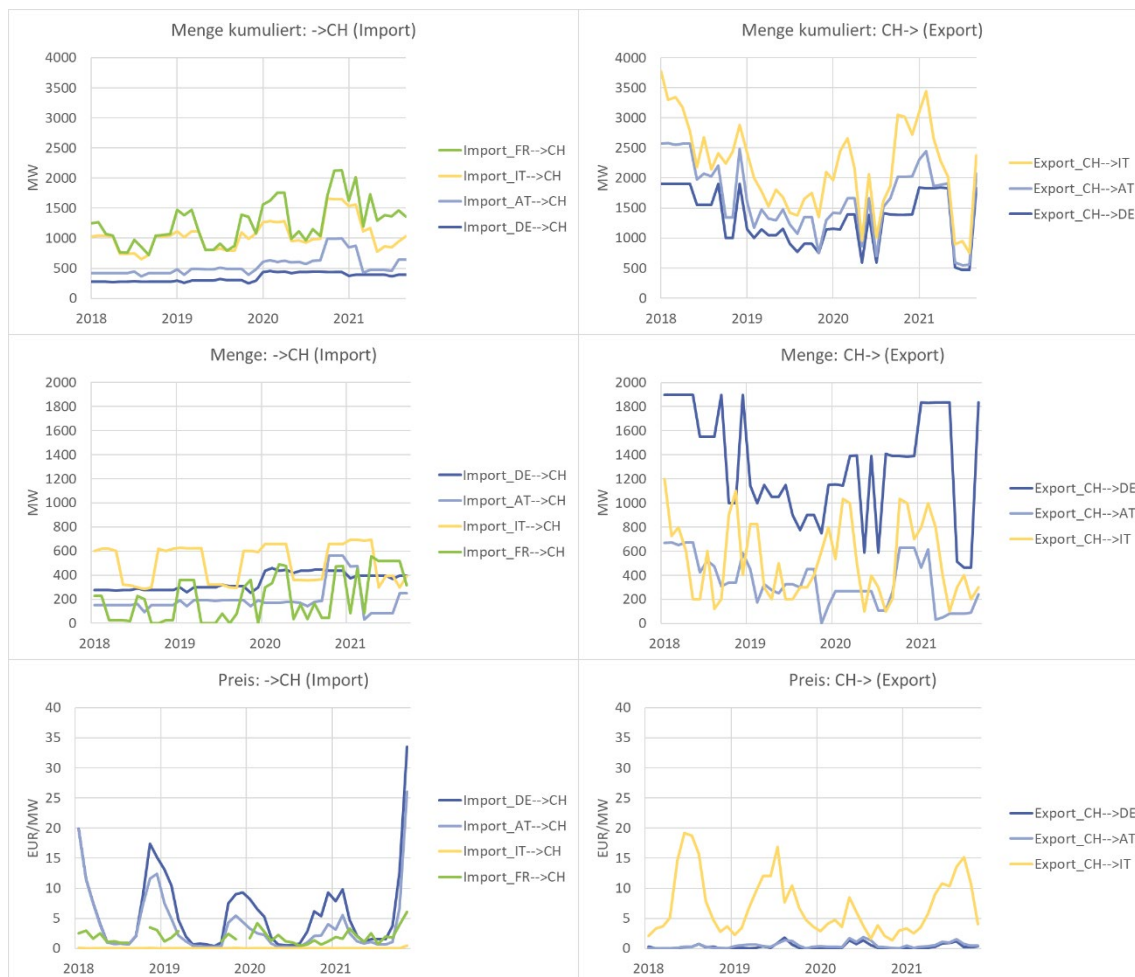


Abbildung 2 – Oben: versteigerte Monatskapazitäten pro Grenze, kumuliert. Mitte: versteigerte Monatskapazitäten pro Grenze. Unten: Auktionspreis der monatlichen Übertragungskapazität pro Grenze.³ Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.

Die in der Monatsauktion versteigerten Mengen variieren je nach Saison und Land beträchtlich. Mit ein Grund für die Schwankungen dürften kurzfristige Anpassungen der zur Verfügung gestellten Kapazitäten aufgrund veränderter Wartungspläne sein, beispielsweise gab es anfangs 2021 bei den Importleistungen von Frankreich für Februar und April Ausserbetriebnahmen von beachtlicher Grösse. Konstant sind nur die Importmengen von Deutschland. Beim Import von Italien fällt die Saisonalität auf, mehr im Winter, weniger im Sommer. Grundsätzlich kann eine Leitung im Winter wegen der tieferen Temperaturen mehr Strom transportieren. Der Import von Frankreich war bis und mit 2019 binär: wenn genügend Kapazität vorhanden war, wurden Monatsprodukte versteigert, wenn nicht, wurde keine Monatskapazität vergeben. An der deutschen und der österreichischen Grenze wird seit 2020 eine neue Methode zur Berechnung der verfügbaren Kapazitäten angewendet, es wird erwartet, dass dies zu einer leichten Erhöhung der angebotenen Kapazitäten führt.

³ Beachte: Es kann vorkommen, dass ein Marktteilnehmer die ersteigerte Jahreskapazität für eine Monatsauktion zurückgibt. Er erhält dafür den in der Auktion für die Monatskapazität resultierenden Clearing Preis. Das Total der in diesen Graphiken gezeigter Monatsauktionsmenge plus der Jahresauktionsmenge entspricht also meist nicht der letztlich effektiv vergebenen Grenzkapazität (sondern ist grösser).

Exportkapazitäten nach Frankreich wurden (analog den Jahreskapazitäten) wegen der LTCs nicht versteigert. Am meisten Kapazität wird Richtung Deutschland versteigert, mehr noch als nach Italien. In 2019 wurden weniger Monatskapazitäten zur Verfügung gestellt. Auffällig ist zudem die Reduktion im Sommer 2021 beim Export nach Deutschland: anstatt den vorgängigen 1'800 MW standen nur etwa 500 MW zur Verfügung.

Die Importpreise verteuern sich im Winter für den Import aus Deutschland und Österreich, Grund sind die grösseren Preisdifferenzen im Winter. Der starke Anstieg für Oktober/November 2021 ist auf die sehr hohen Preise und hohen Spreads zurückzuführen. Beim Export gibt es hohe Preise in der Regel im Sommer Richtung Italien, da die Schweiz im Sommer die deutlich günstigeren Preise der nördlichen Nachbarn übernimmt, während in Italien weiterhin teure Gaskraftwerke den Preis setzen. Dabei ist zu beachten, dass die Nachfrage in Italien in den heissen Sommermonaten wegen des Kühlbedarfs hoch ist.

4 Tageskapazitäten

Tageskapazitäten werden jeweils am Vortag versteigert, die Versteigerung wird vom Joint Allocation Office (JAO) durchgeführt. Für jede Stunde findet eine separate Auktion statt. Ein ersteigertes MW Kapazität für eine spezifische Stunde stellt das Recht dar, in dieser Stunde des folgenden Tages eine Megawattstunde Strom vom einen Land in das andere Land zu transportieren. Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der Mengen und Preise seit 2018.

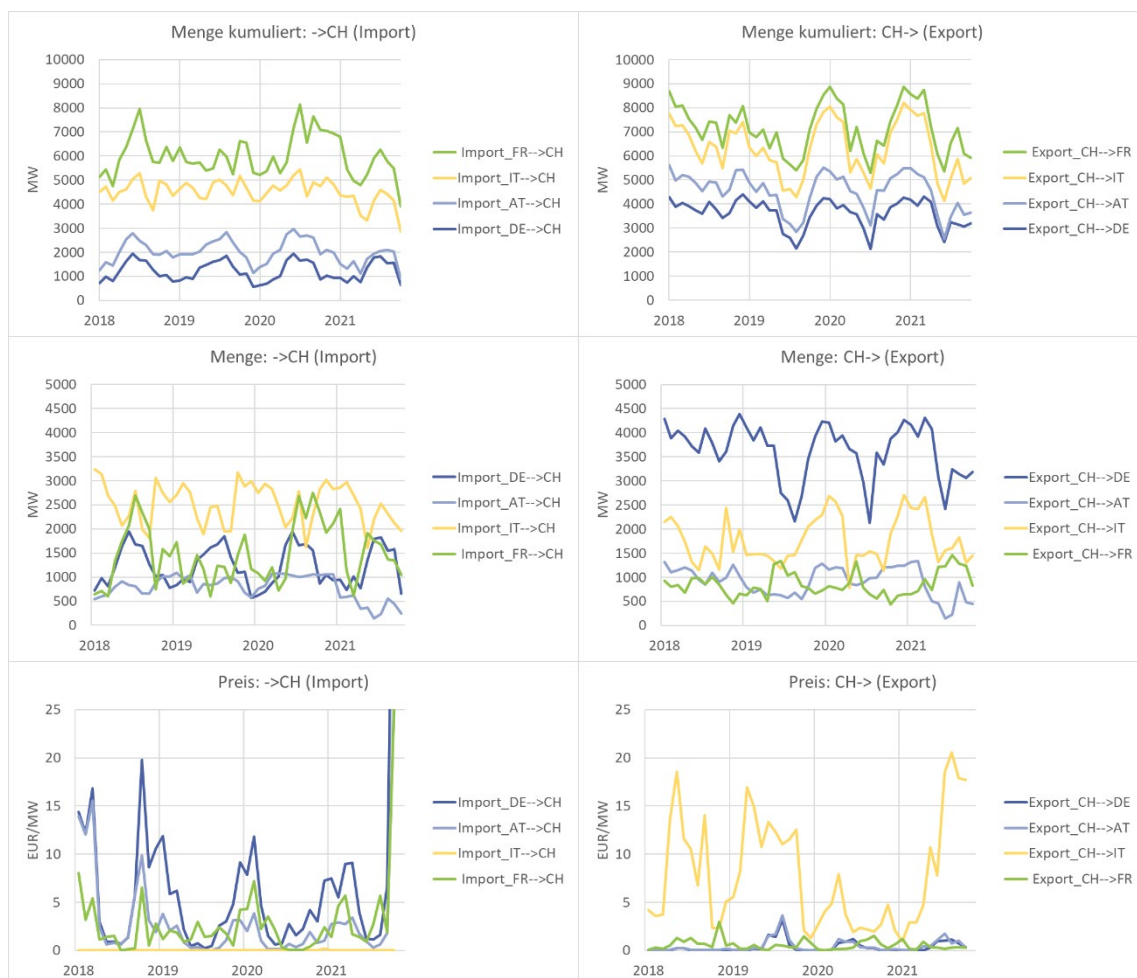


Abbildung 3 – Oben: Monatsmittelwert der versteigerten Tageskapazitäten pro Grenze, kumuliert. Mitte: Monatsmittelwert der versteigerten Tageskapazitäten pro Grenze. Unten: Monatsmittelwert der Clearing Preise der Tagesauktionen pro Grenze. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.

Bei den Tagesauktionen gibt es am meisten Importkapazität von Italien, und am meisten Exportkapazität nach Deutschland. Beim Export ist in den letzten zwei Jahren eine deutliche Saisonalität zu beobachten: im Winter steht kumuliert bis zu knapp 9'000 MW für den Export zur Verfügung, im Sommer hingegen weniger als 6'000 MW. Dies wird vor allem durch die starke Saisonalität des Exports nach Deutschland bestimmt, aber auch die italienische Saisonalität trägt zu dieser Tendenz bei.

Interessant sind die jüngsten Importkapazitäten von September/Oktober 2021. Die totale Kapazität reduzierte sich hier um 20% gegenüber dem Minimum des Beobachtungszeitraumes, es standen total durchschnittlich noch etwa 4'000 MW zur Verfügung. Der Rückgang betraf alle Grenzen, am stärksten wurde jedoch die Importkapazität von Deutschland in die Schweiz reduziert.

Ein Grund dafür dürfte bei den innerdeutschen Netzengpässen liegen: weht viel Wind, welcher vor allem im Norden Deutschlands Strom produziert, sinken die deutschen Preise. Da nicht genügend Strom vom Norden Deutschlands in den Süden transportiert werden kann, wird die deutsche Exportkapazität Richtung Schweiz reduziert, um die Schweizer Nachfrage nach deutschem Strom zu begrenzen und damit zu verhindern, dass teure Redispatchmassnahmen im süddeutschen Raum ergriffen werden müssen.

Die Reduktion an der deutschen Grenze ist jedoch nicht aussergewöhnlich, sie lässt sich in jedem Herbst im Beobachtungszeitraum erkennen. Treiber für das kumulierte Minimum ist die Grenze von Österreich, die seit Anfang 2021 von über 500 MW mitunter bis auf fast 0 MW reduziert wurde.

Die Preise für die Tageskapazitäten zeigen deutliche Jahresgänge. Der Import aus dem Norden ist im Winter teuer und im Sommer billig bis kostenlos, aus dem Süden hingegen ist der Import praktisch kostenlos. Der Export in den Süden ist im Sommer teuer und im Winter billig. Nach Norden kostet es vor allem im Sommer ein wenig.

Diese Trends reflektieren die Unterschiede in den Day Ahead Strompreisen. Diese sind im Winter in den nördlichen Ländern deutlich unter dem Schweizer Preisniveau. In Italien hingegen sind die Preise über Schweizer Preisen, deutlich vor allem im Sommer (siehe Kapitel 5).

5 Preisunterschiede (Spreads)

Als Benchmark für die Strompreisunterschiede im Grosshandel zwischen der Schweiz und den angrenzenden Ländern werden die Preise der Day Ahead Auktion verwendet. Bei der Day Ahead Auktion wird am Vortag der Stromlieferung für jede Stunde des Liefertages eine Auktion durchgeführt, bei der Anbieter und Nachfrager ihre Gebote bis zu einem definierten Zeitpunkt X bei der die Auktion durchführenden Börse EPEX Spot einreichen können. Die Börse ermittelt anschliessend aus Angebot und Nachfrage einen Clearing Preis für jede Stunde, welcher den Teilnehmern mit höheren (Kauf) und tieferen (Verkauf) Angeboten für ihre gebotenen Mengen zugeschlagen wird. Diese sogenannten Spotpreise sind wegen der grossen gehandelten Mengen und der zeitlichen Nähe zur Stromlieferung ein guter Indikator für die fundamentalen Preisunterschiede zwischen den Ländern.

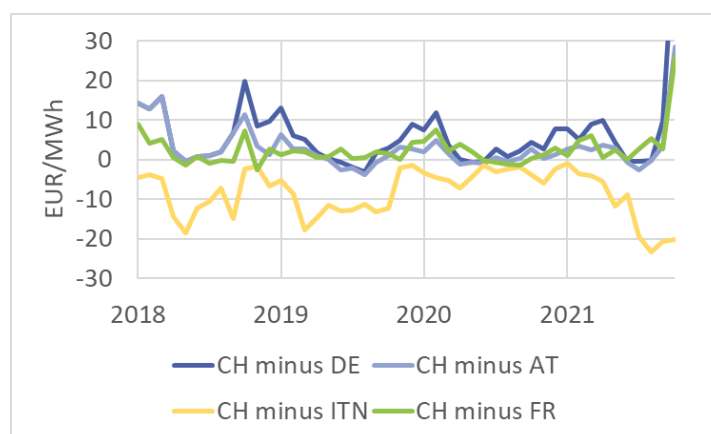


Abbildung 4 – Monatsmittelwerte der stündlichen Preisdifferenzen (Spread) zwischen der Schweiz und den Nachbarländern der Day Ahead Auktionen für Strom. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.

Der saisonale Verlauf der Unterschiede bei den Strompreisen folgt dem bekannten klassischen Muster. Im Winter steigen wegen höherer Nachfrage und begrenzter Importkapazitäten aus (vor allem) Deutschland die Preise in der Schweiz stärker an als in Deutschland und Österreich. Daraus ergeben sich die höheren Spreads im Winter. Im Sommer steht bei geringerer Nachfrage in der Schweiz auch mehr Wasserkraft zur Verfügung. Damit liegen die Schweizer Preise im Durchschnitt auf einem ähnlichen Niveau wie die deutschen Preise. Vereinzelt und in der Tendenz jedoch zunehmend, liegen die deutschen Preise über dem Schweizer Preisniveau, vor allem wenn stetig grösser werdende Solar- und Windproduktion mangels Sonne und Wind zu wenig billigen Strom einspeist. Dass diese Tendenz zunimmt, spiegelt sich in den Spreads und auch in den Preisen für die Grenzkapazität Richtung Deutschland wieder.

Beim Spread Schweiz minus Italien fällt das Jahr 2020 auf. Anders als in den anderen Jahren, war der Strom im Sommer 2020 in Italien nicht wesentlich teurer als in der Schweiz. Ein möglicher Grund dafür könnte sein, dass die italienische Wirtschaft im Jahr 2020 nach der Lockdown Phase nicht so schnell wieder anstieg wie in der Schweiz, weshalb die Nachfrage tief blieb und so keine höheren Preise zustande kamen. Ein weiterer Grund könnten klimatische Bedingungen sein. Ist der Sommer in Italien kühler als gewöhnlich, sinkt der Bedarf an Strom für Kühlaggregate, was ebenfalls zu tieferen Preisen führen kann. Zumindest für den Juni 2020 war dies der Fall, siehe Abbildung 5.

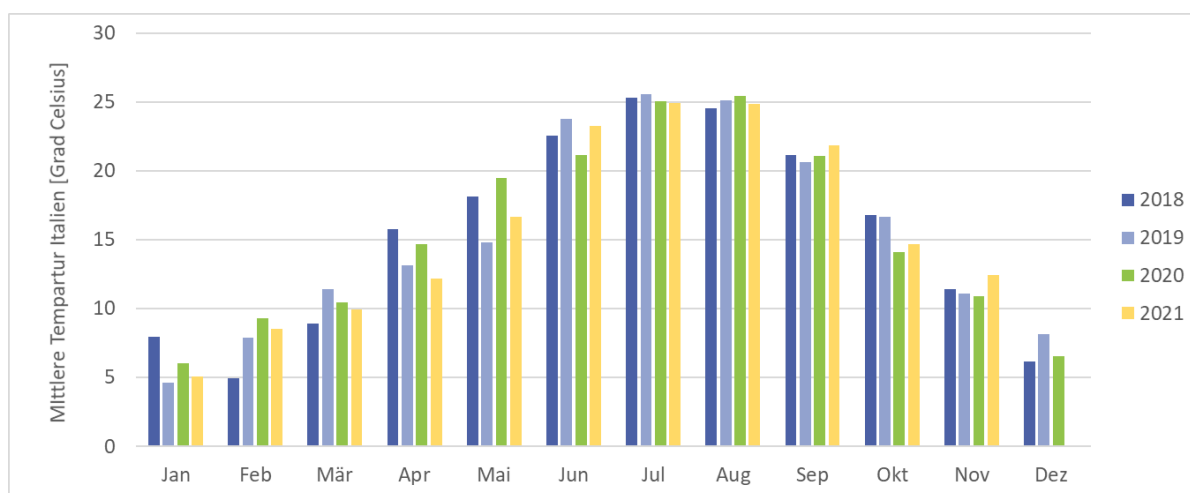


Abbildung 5 – Mittlere Monatstemperaturen in Italien, Quelle: <https://www.ilmeteo.it>

Der aussergewöhnliche und historische einmalige sehr starke Preisanstieg im Herbst 2021 führte zu stark steigenden Preisunterschieden, was sich auch in den Preisen für Monats- und Tageskapazitäten und in den Preisen der Jahreskapazitäten für 2022 widerspiegelte. Wie nachhaltig diese momentanen hohen Preise sind, kann derzeit nicht abgeschätzt werden.

6 Optimierung Jahres-/Monatskapazität vs. Tageskapazität

Kapazität, welche in einer Jahres- oder Monatsauktion ersteigert wurde, muss zwei Tage vor der Stromlieferung (also D-2) entweder nominiert oder an die Auktionsplattform von JAO zurückgegeben werden. Bei einer Rückgabe erhält der Marktteilnehmer als Entschädigung den in der Tagesauktion resultierenden Preis für die Grenzkapazität. Dies ist das Use-it or Sell-it Prinzip. In der Tagesauktion ersteigerte Kapazität kann ebenfalls zurückgegeben werden, jedoch erhält der Marktteilnehmer keine Entschädigung dafür (Use-it or Lose-it). Zurückgegebene Tageskapazität steht anschliessend im Intraday Zeitrahmen zur Verfügung.

Bei der Entscheidung zur Nominierung oder Rückgabe von Jahres- oder Monatskapazitäten zwei Tage vor Lieferung schätzt der Händler ab, wie die Preisunterschiede zwischen den zwei Ländern am Liefertag sein werden, und wie der Preis der Kapazitäts-Tagesauktion sein wird. Ist der Preisunterschied

grösser als der Preis der Kapazität, lohnt es sich, die Jahres-/Monatskapazität zu nominieren. Im umgekehrten Fall gibt er die Kapazität zurück, weil er dadurch den grösseren Gewinn erzielt. Abbildung 6 zeigt ein Beispiel der Entscheidungsfindung.

Händlerentscheidung D-2: Nominierung der Langfristkapazität und somit Nutzung zum Energietransport, oder Rückgabe der Kapazität und somit Rückerstattung in Höhe der Tagesgrenzkapazitätsauktion?

		Fall 1		Fall 2	
Bezahlt für Langfristkapazität	EUR/MW	4	4	4	4
Erwarteter Preis in Grenzkapazitätsauktion, für Stunde X	EUR/MW	7		7	
Erwarteter Spread in DayAhead Auktion zwischen Land A und Land B, für Stunde X	EUR/MW		9		6
erwarteter Gewinn	EUR/MW	3	5	3	2
		--> Nominierung		--> Rückgabe	

Abbildung 6 - Beispiel der Entscheidungsfindung für die Nominierung (dh. Nutzung) oder Rückgabe einer langfristigen Grenzkapazität (Monats-/Jahreskapazität)

Es wurde für alle an die Schweiz angrenzenden Länder untersucht, ob ein Händler mit perfekter Voraussicht (der also zwei Tage vor Lieferung immer gewusst hätte, ob der Preisunterschied zwischen den Ländern grösser oder kleiner als der Kapazitätspreis der Tagesauktion sein würde) besser gefahren wäre mit der Ersteigerung von Monatskapazitäten, oder mit der Ersteigerung von Jahreskapazitäten. Für jede Stunde wird berechnet, welcher Gewinn/Verlust mit der Nominierung oder Rückgabe der langfristigen Kapazität (Jahr oder Monat) erzielt wird, und der optimalere Wert wird aufsummiert.

Da Monatskapazitäten erst 1-2 Wochen vor Lieferung versteigert werden, widerspiegeln sie akkurater die aktuellen Preissituationen auf den Strommärkten der beiden Länder, zwischen welchen die Kapazität eine Stromübertragung ermöglichen würde. Der Preis der Monatskapazität wird sich in der Nähe des Preisunterschiedes zwischen den zwei Ländern für diesen Monat bewegen. Das bedeutet, dass sich in der Tendenz mit Monatskapazitäten weniger gewinnen lässt als mit Jahreskapazitäten, aber andererseits das Risiko von Verlusten kleiner ist.

Jahreskapazitäten werden hingegen im Dezember des Vorjahres ersteigert. Hier müssen Händler eine Abschätzung für die Preisunterschiede während des ganzen Folgejahres machen. Dies ist mit grösserer Unsicherheit behaftet, entsprechend sind Gewinn- und Verlustrisiko grösser.

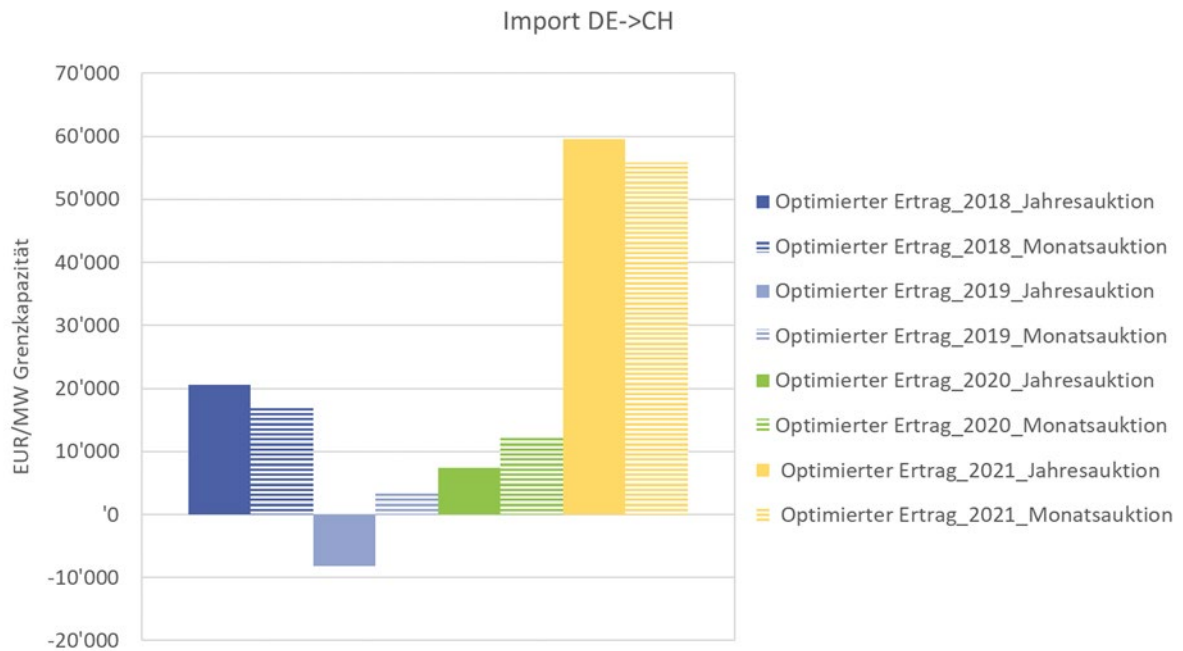


Abbildung 7 – Vergleich Optimierung Jahreskapazität versus Monatskapazität für den Import aus Deutschland, bei perfekter Händler Voraussicht. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.

Beim Import Deutschland in die Schweiz gibt es keine Indikation, dass immer die Verwendung von Monats- oder immer die Verwendung von Jahreskapazitäten optimaler wären. In 2019 war der optimierte Ertrag mit der Jahresauktion gar negativ, das heisst, die Marktteilnehmer hatten sich bei der Ersteigerung der Jahreskapazität im Dezember 2018 bezüglich der Preisunterschiede in 2019 verschätzt. Die hohen Werte in 2021 sind auf die aussergewöhnliche Hochpreissituation ab September 2021 zurückzuführen. Diese führte auch zu bisher unerreicht hohen Spreads, in einzelnen Stunden im Oktober waren Spreads von über 150 EUR/MWh zu beobachten. Entsprechend waren auch die Tageskapazitätspreise sehr hoch. Mit langfristigen Kapazitäten konnten also hohe Erträge erwirtschaftet werden, insbesondere mit der Jahreskapazität, da Ende 2020 nicht mit solch hohen Preisen im Herbst 2021 gerechnet wurden.

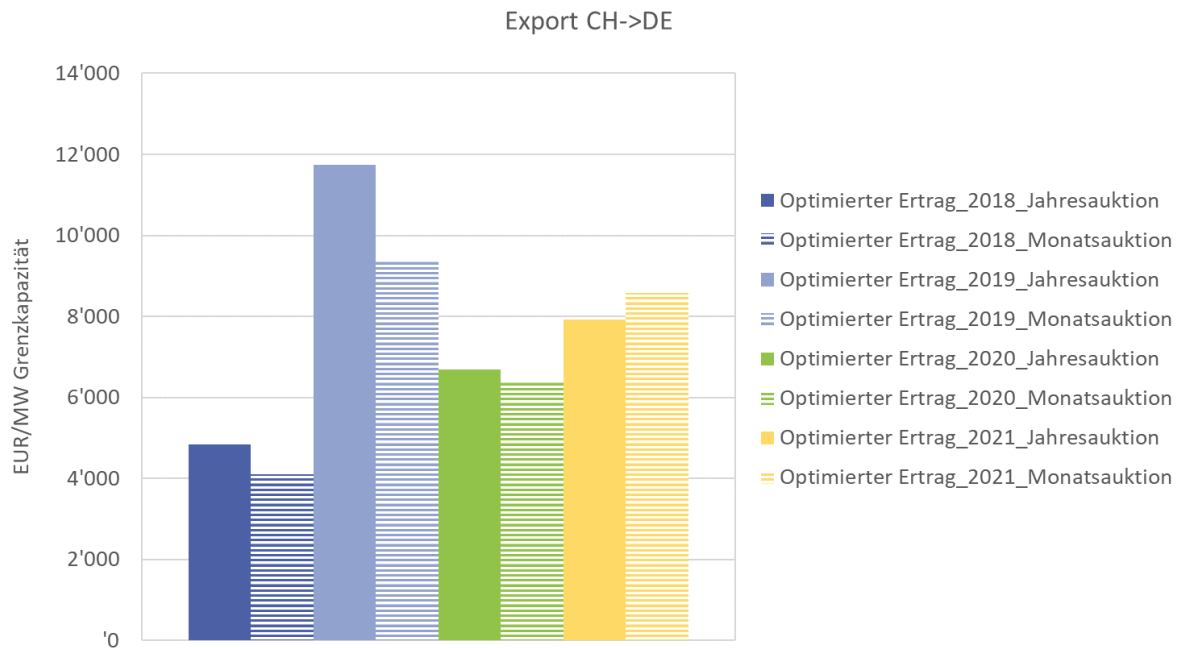


Abbildung 8 - Vergleich Optimierung Jahreskapazität versus Monatskapazität für den Export aus Deutschland, bei perfekter Händler Voraussicht. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.

Beim Export fällt auf, dass mit perfekter Voraussicht in jedem Fall ein Gewinn erzielt worden wäre. 2018-2020 waren die Gewinne aus der Optimierung mit der Jahresauktion etwas höher als bei der Optimierung mit der Monatsauktion, 2021 war es jedoch umgekehrt. Das Potenzial für totale Erträge ist höher beim Import. Dies lässt sich auf die höheren Preisunterschiede beim Import zurückführen.

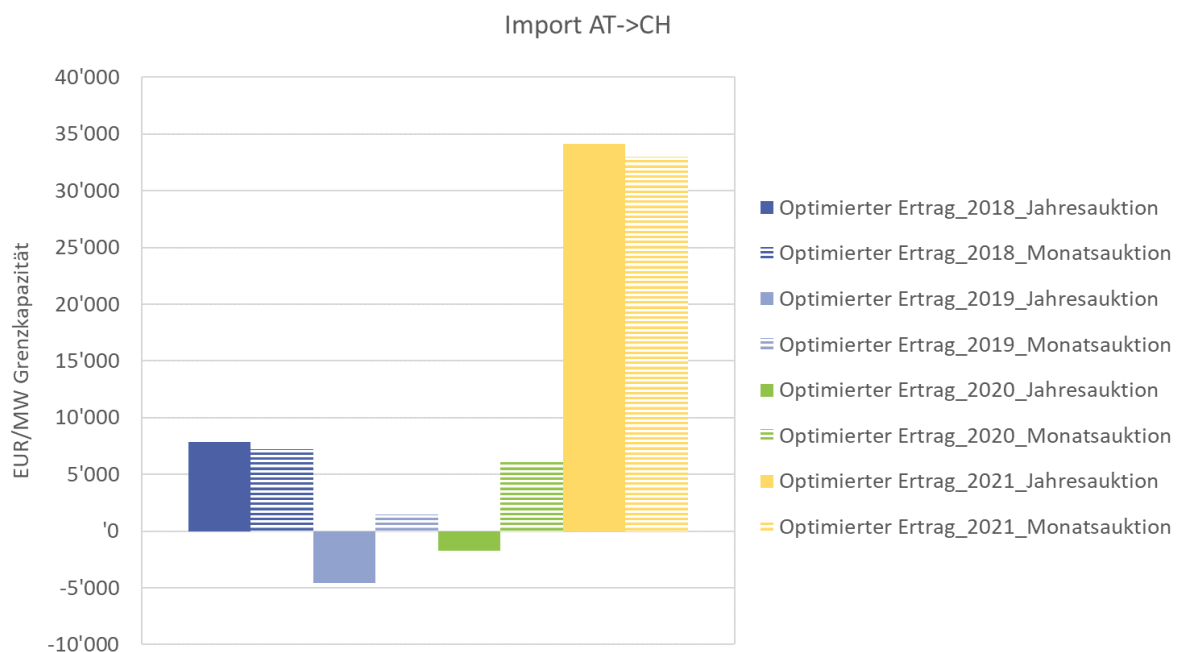


Abbildung 9 – Vergleich Optimierung Jahreskapazität versus Monatskapazität für den Import aus Österreich, bei perfekter Händler Voraussicht. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.

Sowohl im Dezember 2018 als auch im Dezember 2019 verspekulierten sich die Marktteilnehmer bei der Jahresauktion für die Importkapazitäten von Österreich. Selbst bei perfekter Voraussicht, also selbst wenn der Händler für jede Stunde im Voraus gewusst hätte, ob der Strompreisunterschied oder der Preis für die Grenzkapazität in der Tagesauktion höher ausfallen würde, wäre in Summe über das ganze Jahr ein Verlust gemacht worden, weil für die Jahreskapazität ein zu hoher Preis in der Auktion resultierte. Interessant ist, dass dies dem Markt auch für 2020 passierte, nachdem der Trend für die sinkenden Spreads zwischen Österreich und der Schweiz eigentlich hinlänglich hätte bekannt sein dürfen.

Mit Monatsauktionen hätte sich jedoch in allen Jahren bei perfekter Voraussicht ein Gewinn erwirtschaften lassen. Die Höhe der Gewinne/Verluste liegt für die Grenze Österreich→Schweiz deutlich unter denjenigen der Grenze Deutschland→Schweiz.

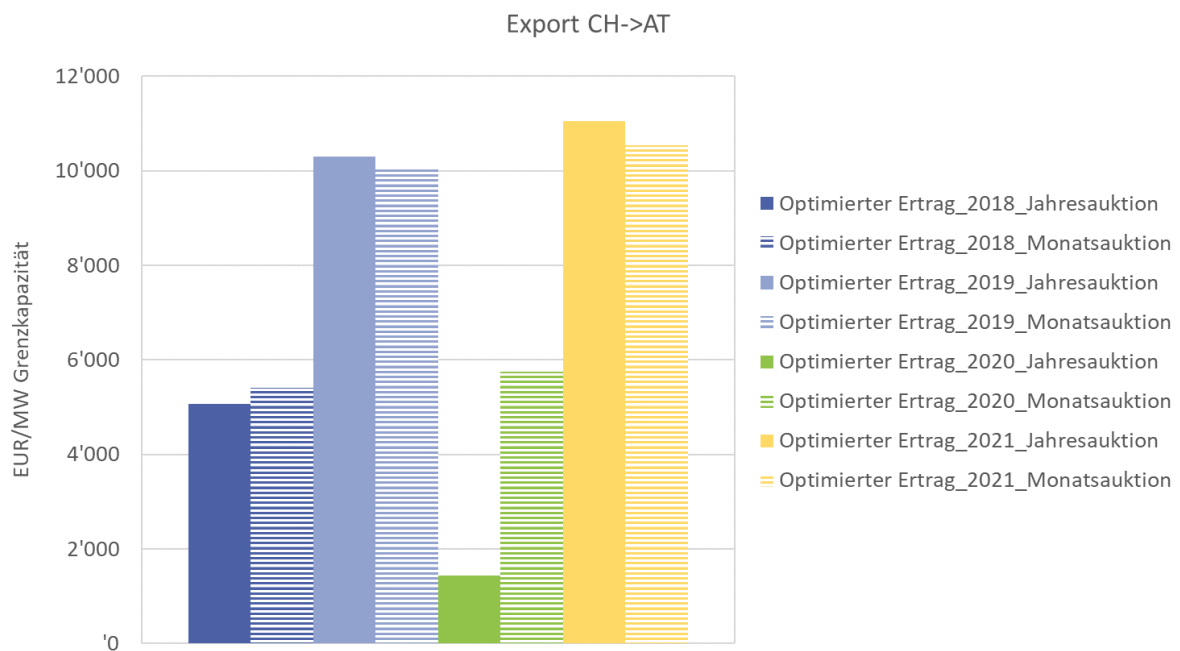


Abbildung 10 – Vergleich Optimierung Jahreskapazität versus Monatskapazität für den Export aus Österreich, bei perfekter Händler Voraussicht. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.

Der Export war (wie der Export nach Deutschland) in jedem Jahr gewinnträchtig (immer unter der Bedingung der perfekten Voraussicht). Die Grössenordnung des Ertragspotenzials ist ähnlich wie beim Import. Hier gibt es einen Unterschied zur Grenze nach Deutschland: das Ertragspotenzial für den Import aus Deutschland ist deutlich höher als für den Import aus Österreich. Das Export-Ertragspotenzial ist jedoch für beide Länder ähnlich. Dies deutet darauf hin, dass beim Export die Preisunterschiede nach Deutschland und Österreich ähnlich sind, beim Import jedoch sind die Preisunterschiede zwischen Deutschland und der Schweiz grösser als zwischen Österreich und der Schweiz. Der Grund dafür dürfte darin liegen, dass Österreich die billigen deutschen Preise nicht immer vollständig übernehmen kann.

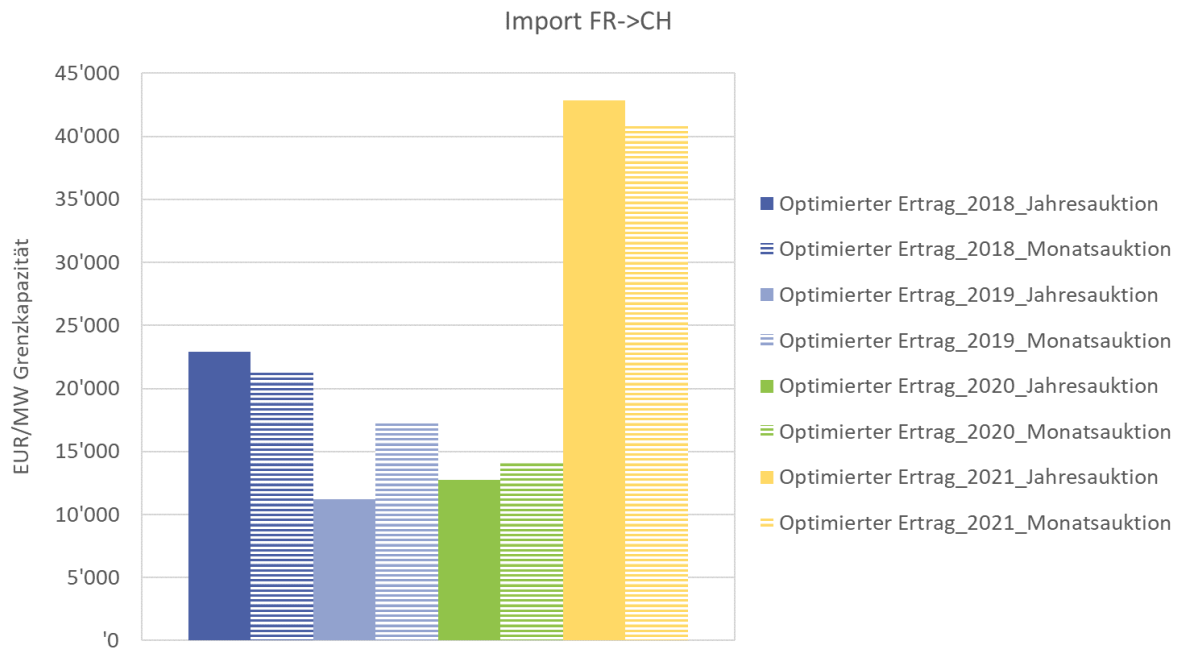


Abbildung 11 – Vergleich Optimierung Jahreskapazität versus Monatskapazität für den Import aus Frankreich, bei perfekter Händler Voraussicht. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.

Optimierung beim Import aus Frankreich hat für jedes untersuchte Jahr positive Best Cases, dh. es war in jedem Jahr möglich, bei entsprechend genug richtigen täglichen Einschätzungen der Marktsituation (Preis Grenzkapazität versus erwarteter Strompreisunterschied) mit der Optimierung Geld zu verdienen. 2018 und 2021 hatten die Jahreskapazitäten das grössere Profitpotenzial, 2019 und 2020 waren es die Monatskapazitäten.

Eine Berechnung der Optimierung für den Export entfällt, da weder Jahres- noch Monatskapazitäten in Richtung Frankreich versteigert wurden.

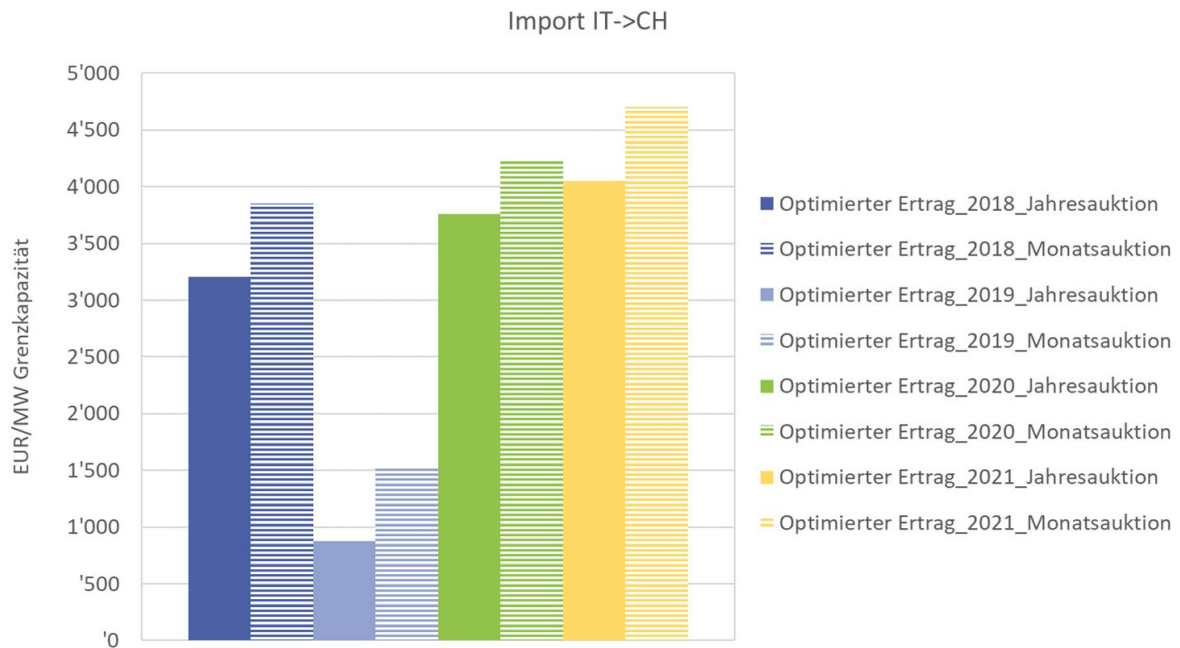


Abbildung 12 - Vergleich Optimierung Jahreskapazität versus Monatskapazität für den Import aus Italien, bei perfekter Händler Voraussicht. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.

Beim Import aus Italien in die Schweiz war das Ertragspotenzial in jedem untersuchten Jahr positiv. Höhere Erträge hätten in jedem Jahr mit Optimierung von Monatsauktionskapazitäten erzielt werden können.

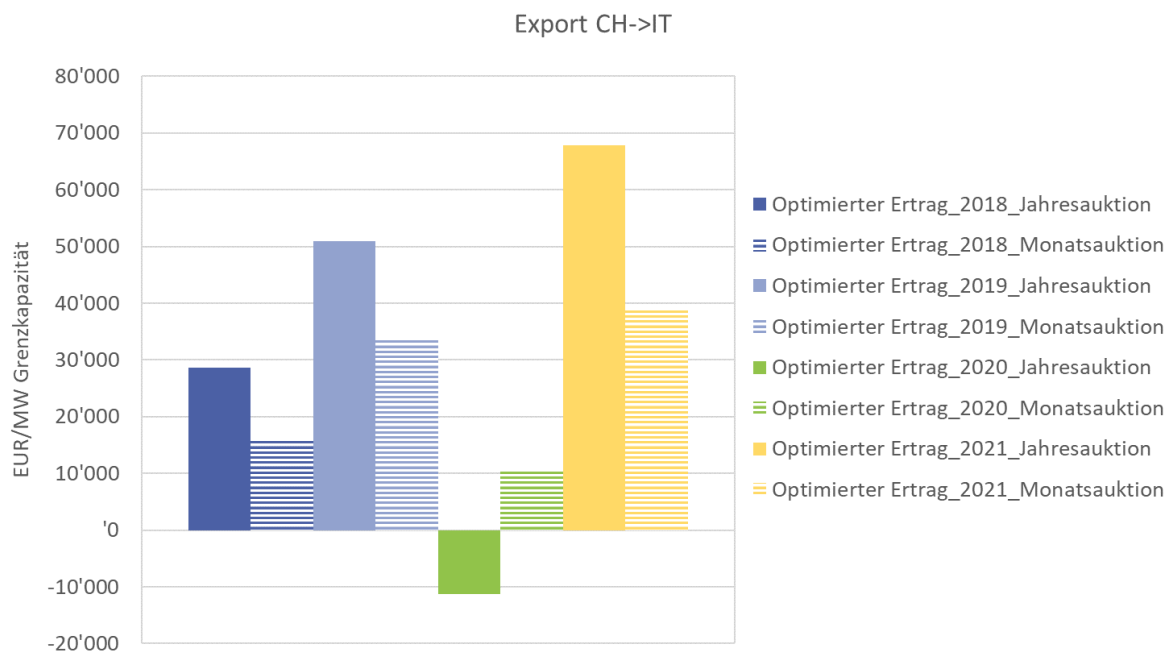


Abbildung 13 – Vergleich Optimierung Jahreskapazität versus Monatskapazität für den Export aus Italien, bei perfekter Händler Voraussicht. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.

Beim Export nach Italien ist klar ersichtlich, dass die tieferen Spreads in 2020 (siehe Kapitel 2.4) vom Markt in der Jahresauktion nicht antizipiert wurden, der Wert für die Optimierung ist negativ. In den

anderen Jahren sind die Ertragspotenziale durchgehen positiv mit Vorteilen für die Optimierung mit Monatsauktionen.

Im Vergleich zu den anderen Grenzen sind die absoluten Ertragspotenziale am höchsten, dies liegt an den grossen Preisunterschieden zwischen der Schweiz und Italien. Sie sind auch deutlich höher als die Ertragspotenziale beim Import von Deutschland in die Schweiz.

7 Fazit

Bei den Kapazitätsmengen gibt es keinen starken Trend, weder nehmen die Mengen deutlich zu noch ab. Es besteht ein latentes Risiko, dass wenn die Schweiz weiterhin kein Stromabkommen mit der EU abschliesst, die Bewirtschaftung der Grenzkapazitäten schwieriger wird und die dem Handel zur Verfügung gestellten Kapazitätsmengen reduziert werden. Diesbezüglich wird insbesondere die Umsetzung der sogenannten minRam-Regel⁴ der EU zu beobachten sein.

Ein Stromabkommen würde auch den Weg zur Teilnahme der Schweiz am sogenannten Market Coupling der EU ebnen. Dieses kommt für Tageskapazitäten zur Anwendung und würde, weil es einen impliziten Stromtransport zwischen den Ländern ermöglicht, die Bewirtschaftung der Schweizer Grenzen effizienter machen.

Die Preise für die Grenzkapazitäten haben sich tendenziell etwas verringert, im Wesentlichen weil sich auch die Strompreisdifferenzen zwischen der Schweiz und dem angrenzenden Ausland etwas verringert haben. Allerdings haben die aussergewöhnlichen Strompreisentwicklungen im Herbst 2021 zu einer Trendumkehr geführt. Ob dies nachhaltig sein wird, bleibt abzuwarten.

Es ist durchaus möglich, mit der Optimierung von Jahres- und Monatskapazitäten gegen die Tageskapazitäten Gewinn zu erwirtschaften. Dazu sind aber korrekte Einschätzungen der Marktentwicklungen nötig, und die letzten Jahre haben gezeigt, dass sich der Markt auch irren kann oder von unvorhergesehenen Ereignissen wie beispielsweise Corona oder die extremen Gaspreise im Herbst 2021 überrascht wird.

⁴ Vgl dazu auch den Bericht der ElCom «Berücksichtigung des Schweizer Netzes in der Kapazitätsberechnung der EU», <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2020/beruecksichtigungdesschweizernetzesinderkapazitaetsberechnungdereu.pdf.download.pdf>