

Methode zur Durchführung der Systemanalyse

gemäß § 143 Abs. 3 EIWG

Anlage 3 – Modelle

[vertrauliche Beilage zur Methode]

Beilage 3 – Modelle

1.1 Wirksamkeitsbereich

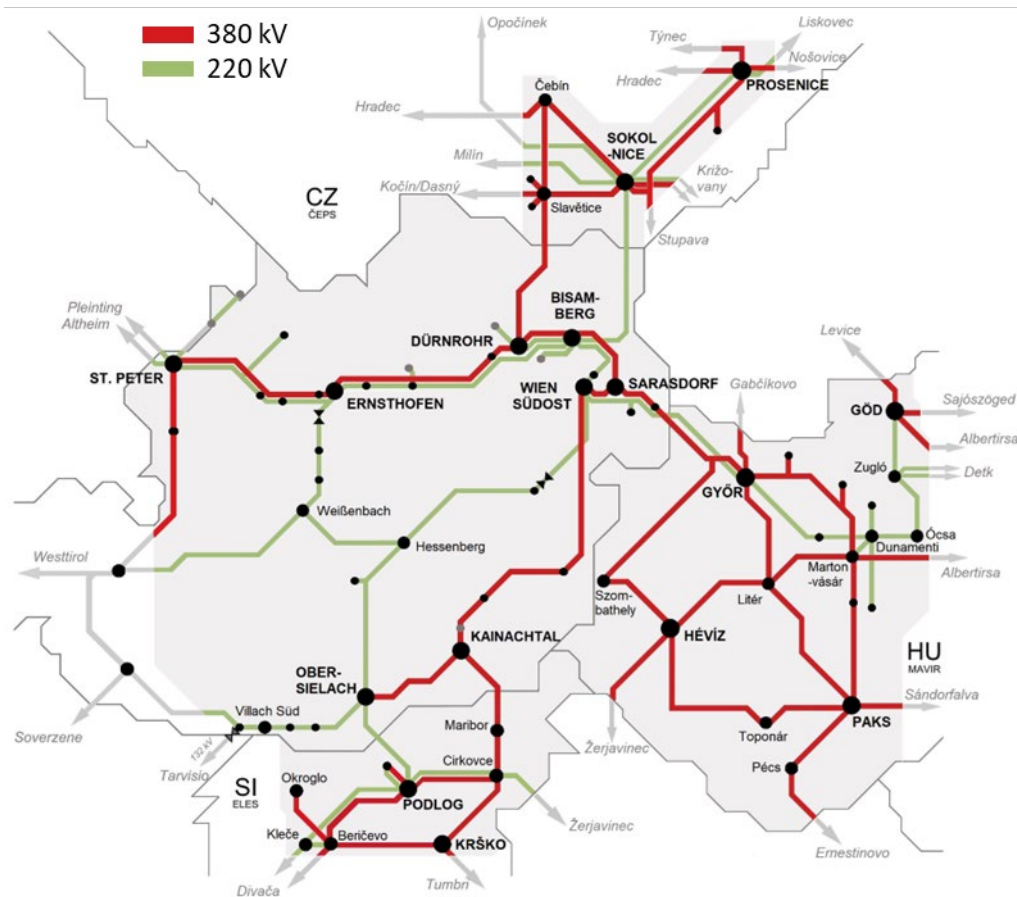


Abbildung 1: Darstellung der netztechnisch wirksamen Bereiche innerhalb Österreichs und im unmittelbar galvanisch verbundenen Ausland

1.2 Beschreibung der Modelle

1.2.1 Modellbeschreibung Marktsimulation

Das im Zuge der Bestimmung des Netzreservebedarfs verwendete Marktsimulationsverfahren beruht auf Methoden der Kraftwerkseinsatz- und Handloptimierung und wurde im Rahmen von europäischen Prozessen wie dem TYNDP und der Bidding Zone Review erfolgreich angewandt. Der grundsätzliche Ablauf des Verfahrens soll nachfolgend erläutert werden.

Die Eingangsdaten des dargestellten Verfahrens umfassen:

- Maximale Leistung, eingesetzter Primärenergieträger, Typ, Verfügbarkeit, Minimalleistung und Startkosten aller thermischen Kraftwerke
- Stündliche Zeitreihen der Erzeugung aus Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie anderer Must-Run-Erzeugung wie Laufwasser, Windkraft oder Photovoltaik

- Beckengrößen und Zuflüsse von (Pump-) Speicherkraftwerken sowie Wirkungsgrade für Pumpen und Turbinen
- Primärenergiepreise sowie Preise für CO₂-Emissionszertifikate
- Definition des Betrachtungsbereichs durch die Vorgabe von Gebotszonen
- Einschränkung der Austauschkapazitäten zwischen Marktgebieten mithilfe von NTC oder flussbasierten Restriktionen und Langfristkapazitäten (LTA)
- Stündliche Zeitreihen der Nachfrage nach elektrischer Energie
- Bereitzustellende Regelleistung für jedes Marktgebiet
- Stündliche Austauschzeitreihen mit Marktgebieten außerhalb des Simulationsbereiches

Die Marktsimulation wird als Marktgleichgewichtsmodell anhand eines linearen mathematischen Optimierungsmodells durchgeführt (siehe detaillierte Beschreibung des Verfahrens im Anhang).

Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind somit unter anderem:

- Der systemweite, blockscharfe und kostenminimale Kraftwerkseinsatz
- Die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung und Regelleistungsvorhaltung
- Grenzüberschreitende Im- und Exporte bzw. Handelsbilanzen
- Grenzkostenbasierte Marktpreise für Fahrplanenergie je Gebotszone

Kapazitätsberechnung

Im Flow-Based Market-Coupling werden Netzrestriktionen bei der Allokation von grenzüberschreitenden Handelskapazitäten in einer Kapazitätsberechnungsregion (CCR) berücksichtigt. Zu diesem Zweck wird ein linearisierter und aggregierter Einfluss von Änderungen der Nettopositionen auf die Leitungsauslastung kritischer Netzelemente berechnet und als Nebenbedingung in der Marktsimulation berücksichtigt. Eine adäquate Berücksichtigung der Vorbelastung (durch Ringflüsse und Flüsse durch Stromhandel außerhalb der CCR) erfordert eine geeignete Schätzung zur Abbildung der zugrundeliegenden Netzsituation. Aus diesem Grund wird in der Prozesskette der Systemanalyse zunächst eine initiale NTC-Marktsimulation durchgeführt, die sowohl an den inneren Grenzen als auch außerhalb der CCR Net Transfer Capacities (NTCs) berücksichtigt.

Die Bestimmung der Flow-Based Domain erfolgt unter Beachtung der „Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management“ (CACM-Verordnung)¹ und der für die Region Core ausgearbeiteten Methode zur Kapazitätskalkulation für den Day-Ahead Zeitbereich (ACER Decision 02/2019 idF E-Control V CACM 06/23/1).

Die Bestimmung der Flow-Based Domain erfolgt anhand folgender Schritte: Zunächst werden auf Basis der NTC-Marktsimulation alle potenziellen CNECs (Critical Network Element (CNE) und Critical Outage (C)) bestimmt. Der Einfluss des interzonalen Handels wird über die zonalen Power Transfer Distribution Factors (PTDFs) abgeschätzt. Zu diesem Zweck werden zunächst Generation Shift Keys (GSKs) definiert und die nodalen PTDFs

¹ Verordnung (EU) 2015/1222 vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, ABI L 197/24. Weiter wird auf die „Annex 14.30 - Pedagogical information on Extended LTA formulation und Annex 14.29: extended LTA inclusion submitted as part of the CWE Day Ahead FB MC approval package 06/05/2020“ [hier](#) verwiesen.

auf die potenziellen CNECs bestimmt. Anschließend erfolgt eine Remedial Actions Optimisation (RAO) mit den relevanten Freiheitsgraden der CCR. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der RAO werden die Remaining Available Margins (RAMs) der CNECs berechnet, und das MinMACZT Kriterium entsprechend den Vorgaben aus dem Clean Energy Packages sichergestellt. Unterschreiten die RAMs die vorgeschriebenen Minimal Remaining Available Margins (minRAM), werden diese entsprechend auf Basis der existierenden bzw. angenommenen nationalen Aktionspläne gemäß den im jeweiligen Zeithorizont erwarteten Margin Available for Cross-Zonal Trade (MACZT) angepasst. Etwaige weitere betriebliche Nebenbedingungen, die nicht über die Betrachtung von CNECs erfasst werden können, werden zuletzt als External Constraints in die Flow-Based Domain aufgenommen. Die so ermittelte Flow-Based Domain geht in die Flow-Based Marktsimulation ein.

1.2.2 Netzbezogene Modelle

Verwendetes Netzmodell

Das verwendete Netzmodell basiert im Ausgangspunkt auf einem Datensatz aus dem TYNDP. Das Netzmodell wird für den jeweils relevanten Betrachtungszeitraum aufbereitet, indem die Topologie entsprechend den Netzausbauprojekten des TYNDP für das Zieljahr angepasst wird. Im österreichischen Netzgebiet werden zusätzlich Netzprojekte entsprechend dem letztgültigen NEP eingearbeitet.

Lastfluss- und Redispatch-Simulationsverfahren

Die Netznutzung – beschrieben durch Last und Erzeugung – wird in der Marktsimulation ermittelt und in einem nächsten Schritt in das Netzmodell integriert. Netzengpasssituationen werden über (n-1)-Berechnungen auf Basis von Lastflusssimulationen ermittelt. Der Fokus dieser Studie liegt auf dem österreichischen Netzgebiet.

Die Zuordnung der österreichischen Netznutzung wird auf Basis einer umfassenden Datengrundlage sehr detailliert vorgenommen. Die thermischen Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke werden blockscharf modelliert. Last und EE-Erzeugung werden über Verteilungsschlüssel auf die Netzknoten verteilt.

Alle weiteren Netzgebiete des ENTSO-E Übertragungsnetzes werden in vereinfachter Art und Weise modelliert. Die Last, die konventionelle sowie die EE-Erzeugung werden auf Basis eines Netzmodells (z.B. aus dem TYNDP) verteilt.

Für die Ermittlung des Redispatchbedarfs für ein (n-1)-sicheres Netz kommt ein Optimierungsalgorithmus auf Basis sukzessiv-linearer Programmierung zum Einsatz (siehe detaillierte Beschreibung des Verfahrens im Anhang). Im Optimierungsalgorithmus werden auch Anpassungsmaßnahmen von leistungsflusststeuernden Betriebsmitteln (z.B. Phasenschieber-Transformatoren) berücksichtigt. Zielfunktion der Optimierung ist eine Minimierung der Redispatchmengen bzw. -kosten entsprechend der Grenz- und Strafkosten. In der Systemanalyse wird auf eine (n-1)-Sicherheit des APG-Netzes optimiert.

Wichtige Parameter für die Optimierungsfunktion sind die Grenz- und Strafkosten der flexiblen Einheiten.

- Grenzkosten sind jene Kosten, die bei einem Kraftwerk für jede weitere produzierte Megawattstunde anfallen. Es werden somit zuerst jene Kraftwerke einspeisen, die am kostengünstigsten produzieren können. Als Grundlage dienen die in der Simulation verwendeten Stromgestehungskosten. Unterschieden wird zwischen verschiedenen Primärenergieträgern. Für sämtliche Technologien werden aus historischen Werten Verhältnisse der entstandenen Kosten gebildet und daraus die Grenzkosten für die jeweilige Technologie abgeleitet.
- Strafkosten-Methoden sind mathematische Verfahren und werden zur Lösung von Optimierungsproblemen mit Beschränkungen verwendet. Jede „Verletzung“ einer Beschränkung verursacht Kosten. Der Optimierungsalgorithmus kann so die Lösung mit den geringsten Kosten ermitteln. Die Strafkosten für den von APG verwendeten Optimierungsalgorithmus müssen so gewählt sein, dass keine Veränderung des Marktergebnisses bewirkt wird und Kraftwerke nicht beliebig hoch- und runterfahren. Die Strafkosten verhindern somit eine Veränderung des Dispatch. Kraftwerke sollen nur zur Behebung von Netzengpässen hoch- bzw. runtergefahren werden.

In einer vorgelagerten Untersuchung wird der Einfluss von netztopologischen Maßnahmen untersucht. Kann z.B. durch einen Sonderschaltzustand eine Reduktion von potenziell dimensionierenden Überlastungen erreicht werden, werden zusätzliche Optimierungsläufe zur Ermittlung der jeweiligen Redispatchbedarfe unter Berücksichtigung der relevanten Sonderschaltzustände durchgeführt. Für die Dimensionierung wird jene Netztopologie herangezogen, die den geringsten Redispatchbedarf aufweist.

Abgebildete redispatchfähige Anlagen

Redispatchfähige Anlagen in Österreich

Grundsätzlich können alle im Netzdatensatz als flexible Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen modellierten Anlagen im Redispatch eingesetzt werden. Diese Anlagen werden in den Berechnungen mit ihren Betriebsgrenzen, Grenzkosten und Fahrplanwerten abgebildet. Alle modellierten Anlagen werden entsprechend den eingereichten Eingangsdaten parametrisiert und entsprechend einer kostenoptimalen Lösung für den Redispatch herangezogen.

Sowohl für die Leistungserhöhung als auch Verbrauchsreduktion ist die Wirkung grundsätzlich von der Technologie unabhängig und vorrangig vom Standort der Maßnahme und der Leistung abhängig. Netztechnisch wirkt (am gleichen Standort) die Absenkung bzw. Anhebung von Verbrauchsleistung genauso wie eine Erhöhung oder Verringerung von Erzeugungsleistung.

Um zuverlässig zur Behebung von Engpässen beizutragen, ist neben der geeigneten geographischen Lage wesentlich, dass die notwendige Leistungsänderung jederzeit gesichert mit adäquater Vorlaufzeit zur Verfügung steht und dass Kriterien hinsichtlich Mindesteinsatzdauer und wiederholtem Einsatz erfüllt sind. Flexible Verbrauchspotenziale werden von APG, sofern diese verfügbar sind, bereits heute für den Redispatch eingesetzt. Für die kommenden Jahre wird von einem weiteren Anstieg des Potentials ausgegangen, welches daher auch in der Systemanalyse abgebildet wird. Der gesetzliche Rahmen sieht eine Beteiligungsmöglichkeit von Verbrauchsanlagen an der Netzreservebereitstellung vor, um diese für die Netzsicherheit wertvollen Flexibilitätspotenziale zu erschließen. Demgemäß wird der Bedarf im Rahmen der Systemanalyse als sicher verfügbare flexible Leistungsänderung im Osten Österreichs berechnet. Anbieter mit geeignetem, flexiblem verbrauchsseitigem Potenzial können sich am Beschaffungsverfahren zur Netzreserve beteiligen und ihre Anlagen für die Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs bereitstellen.

Einen großen Anteil an flexiblen Anlagen stellen thermische Kraftwerke sowie (Pump-)Speicherkraftwerke dar. EE-Anlagen können in der Regel nur negative flexible Leistung erbringen. Zusätzlich werden auch Batteriespeicher, Elektrolyseure und Demand-Side-Response Anlagen in den Redispatchberechnungen berücksichtigt.

Einsatz ausländischer Kraftwerke im Redispatch

Bezüglich der Möglichkeiten des Zugriffs auf ausländische Kraftwerke für Redispatch durch APG werden die heute verfügbaren Prozesse und Vereinbarungen mit benachbarten ÜNB zugrunde gelegt. Zur Beseitigung der ermittelten Engpässe wird der Einsatz von deutschen und bestimmten weiteren ausländischen Kraftwerken in Tschechien, Ungarn, Slowenien, Kroatien, Italien und der Schweiz für Redispatch zugelassen. Grundlage für die Auswahl der Kraftwerke sind bestehende Verträge der APG mit den jeweiligen ÜNB im europäischen Umfeld. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass nach den derzeitigen Verträgen Abrufbegehren seitens APG von den benachbarten ÜNB bzw. den ausländischen Kraftwerken nur nach Können und Vermögen erbracht werden. Von der Verfügbarkeit dieser Kraftwerke kann – und dies belegt auch die Betriebserfahrung von APG – jedenfalls nicht in vollem Umfang sicher ausgegangen werden. Dies ist bei der Ableitung des Netzreservebedarfs zu berücksichtigen.

Bei Leistungserhöhungen im Gebiet der APG kommen je nach Engpasslage als Gegenmaßnahmen zum Bilanzausgleich oft Erzeugungsabsenkungen von deutschen Kraftwerken in Frage. Dabei wird berücksichtigt, dass eine Absenkung von Erzeugungsleistung in Süddeutschland – falls nach Markteinsatz überhaupt in relevantem Umfang vorhanden – in vielen Fällen nicht zulässig ist, da dies Netzengpässe im deutschen Übertragungsnetz verschärfen oder auslösen würde. Daher werden im Rahmen der Redispatch-Simulationen grundsätzlich nur norddeutsche Kraftwerke zur Absenkung zugelassen – dies entspricht auch der heutigen üblichen betrieblichen Praxis.

Zeitkoppelnde Randbedingungen (insb. Anfahrzeiten thermischer Kraftwerke)

Auf eine Berücksichtigung der zeitkoppelnden Randbedingungen von Redispatch-Potenzialen (zum Beispiel Anfahrzeiten thermischer Kraftwerke) wird in den Analysen verzichtet. Diese sind zwar für die Betriebsplanung und -führung von elementarer Bedeutung, im Rahmen einer Bedarfsdimensionierung kann aber davon ausgegangen werden, dass ausreichend zuverlässige Prozesse existieren, die die Annahme einer rechtzeitigen Aktivierung von Kraftwerkskapazitäten mit längeren Vorlaufzeiten erlauben bzw. dass die Bedingungen der Netzreserveausschreibung geeignete Vorlaufzeiten vorsieht.

1.3 Zielfunktion und Nebenbedingungen

1.3.1 Zielfunktion und Nebenbedingungen des APG Markt-Modells

APG Market Model

Austrian Power Grid AG

February 9, 2026

Contents

1	Sets, Indices, Parameters, and Decision Variables	1
1.1	Sets and Indices	1
1.2	Parameters	2
1.3	Decision Variables	3
2	Objective Function	4
3	Constraints	4
3.1	Market Clearing	4
3.2	Network	4
3.2.1	Non-core: NTC	4
3.2.2	Core: FBMC + LTA	5
3.3	DSR	5
3.4	Thermal Generation and Unit Commitment	5
3.5	Hydro	6
3.6	Battery	6
3.7	Power-to-Gas	6

1 Sets, Indices, Parameters, and Decision Variables

1.1 Sets and Indices

$\mathcal{M}$	Market zones (index m)
$\mathcal{T}$	MTUs (index t , where $t_{\text{start}} := \min(\mathcal{T})$ and $t_{\text{end}} := \max(\mathcal{T})$)
$\mathcal{P}$	Plants (index p)
$\mathcal{K}$	Hydro storage technologies (OL, CL, Reservoir, Pondage, index k)
$\mathcal{C}$	CNECs (index c)
$\mathcal{B}$	Explicit DSR price bands (index b)

Plant subsets used in constraints:

$$\mathcal{P}^{\text{therm}}, \mathcal{P}^{\text{MR}}, \mathcal{P}^{\text{hydro}}, \mathcal{P}^{\text{batt}}, \mathcal{P}^{\text{p2g}}, \mathcal{P}^{\text{idsr}}.$$

Define the subset of plants mapped to market m as $\mathcal{P}_m = \{p \in \mathcal{P} : p \mapsto m\}$, and the subset of hydro storage plants as $\mathcal{P}^k \subseteq \mathcal{P}^{\text{hydro}} \forall k \in \mathcal{K}$ and $\mathcal{P}_m^k := \mathcal{P}_m \cap \mathcal{P}^k$, respectively.

1.2 Parameters

Demand

$R_{m,t}$ Residual demand [MW]

Techno-economic data

$MC_{p,t}$ Marginal cost [€/MWh]
 $\bar{P}_{p,t}$ Available hourly max output [MW]
 $\underline{P}_p$ Min stable output [MW]
 RU_p, RD_p Ramp-up/down limits [MW/h]
 $Out_{p,t}$ Outage state in $[0, 1]$
 $MUSTRUN_{p,t}$ Mustrun capacity [MW]
 SUC_p, SDC_p Startup / Shutdown cost coefficients

Network (FBMC and NTC)

$PTDF_{c,m,t}$ Zone-to-hub PTDF
 $RAM_{c,t}, \bar{RAM}_{c,t}$ Remaining Available Margin [MW]
 L_{m_1,m_2} Contracted LTA [MW]
 $NTC_{m_1,m_2,t}$ NTC limit [MW]
 $\underline{NP}_{m,t}, \bar{NP}_{m,t}$ Allocation Constraints [MW]
 $\maxImport_m, \maxExport_m$ Exchange Limits [MW]

Hydro and battery

Inflow $_{p,t}$ Energetic inflow [MWh]
 $\underline{w}_p, \bar{w}_p, w_p^{\text{start}}, \underline{w}_p^{\text{bat}}, \bar{w}_p^{\text{bat}}$ Min/max/start stored energy [MWh]
 $W_m^{k,\text{start}}, W_m^{k,\text{target}}$ Aggregated start/end level
 $\underline{W}_{m,t}^k, \bar{W}_{m,t}^k$ Aggregated min/max stored energy [MWh]
 η_p Pumping/charging efficiency
 $GMAX_{p,t}^{\text{hyd}}, PMAX_{p,t}^{\text{hyd}}$ Hydro turbine/pump caps [MW]
 $MIN_GEN_{p,t}, MAX_GEN_{p,t}$ Min/max generated energy [MWh]
 $MIN_PUMP_{p,t}, MAX_PUMP_{p,t}$ Min/max pumped energy [MWh]
 $\bar{r}_{p,t}^{\text{bat}}, \bar{g}_{p,t}^{\text{bat}}$ Battery charge/discharge caps [MW]

Explicit DSR

$cap_{m,b}$ Installed explicit DSR [MW]
 $\bar{DR}_{m,b,t}$ Available explicit DSR [MW]
 $H_{m,b}^{\text{max}}$ Max activation hours per day
 $\pi_{m,b}^{\text{DR}}$ Activation price [€/MWh]

Implicit DSR

$\underline{e}_p, \bar{e}_p$	Shifted capacity min/max [MWh]
$\bar{r}_p^{\text{idsr}}, \bar{g}_p^{\text{idsr}}$	iDSR load/generation caps [MW]
target_p	iDSR target energy at anchor point t_i

Penalties

π^{ENS}	Unserved energy penalty [€/MWh]
π^{dump}	Dumped energy penalty [€/MWh]
π^{spill}	Spillage penalty [€/MWh]
ε	Wheeling charge [€/MWh]

1.3 Decision Variables

Free variables

$\mathcal{Z}$	Total variable costs [€]
$\text{NP}_{m,t}, \text{NP}_{m,t}^{\text{core}}, \text{NP}_{m,t}^{\text{core,fb}}, \text{NP}_{m,t}^{\text{core,lta}}, \text{NP}_{m,t}^{\text{noncore}}$	Net positions [MW]
$\tilde{D}_{m,t}$	Aggregated demand [MW]
$G_{m,t}$	Aggregated generation [MW]
$y_{c,t}$	CNEC flow [MW]

Positive variables

$\alpha_t^{\text{fb}}, \alpha_t^{\text{lta}}$	Linear factors for LTA inclusion
$F_{m_1,m_2,t}, F_{m_1,m_2,t}^{\text{ntc}}, F_{m_1,m_2,t}^{\text{core}}, F_{m_1,m_2,t}^{\text{core,fb}}, F_{m_1,m_2,t}^{\text{core,lta}}$	Directed flows [MW]
$I_{m,t}, E_{m,t}$	Imports/Exports [MW]
$L_{m,t}^{\text{load}}, L_{m,t}^{\text{gen}}$	Unserved / dumped energy [MWh]
$\text{DR}_{m,b,t}$	Explicit DSR activation [MW]
$g_{p,t}^{\text{idsr}}, \ell_{p,t}^{\text{idsr}}, e_{p,t}^{\text{idsr}}$	Implicit DSR gen/load/level [MW/MW/MWh]
$g_{p,t}, \text{pow}_{p,t}$	Generation and operating power above min [MW]
$\text{startcost}_{p,t}, \text{shutdowncost}_{p,t}$	Start/stop linear terms [€]
$q_{p,t}, r_{p,t}, w_{p,t}$	Hydro gen/load/level [MW/MW/MWh]
$s_{p,t}^{\text{spill}}$	Spillage [MWh]
$g_{p,t}^{\text{bat}}, r_{p,t}^{\text{bat}}, w_{p,t}^{\text{bat}}$	Battery gen/load/level [MW/MW/MWh]
$g_{p,t}^{\text{p2g}}$	Power-to-gas consumption slack [MW]

Binary variables

$u_{p,t}, s_{p,t}, d_{p,t}$	Commitment, startup, shutdown
-----------------------------	-------------------------------

2 Objective Function

$$\begin{aligned}
\min \mathcal{Z} = \sum_{t \in \mathcal{T}} & \left[\sum_{p \in \mathcal{P} \setminus \mathcal{P}^{\text{hydro}}} \text{MC}_{p,t} g_{p,t} + \sum_{p \in \mathcal{P} \setminus \mathcal{P}^{\text{hydro}}} (\text{startcost}_{p,t} + \text{shutdowncost}_{p,t}) \right. \\
& + \sum_{p \in \mathcal{P}^{\text{hydro}}} \pi^{\text{spill}} s_{p,t}^{\text{spill}} + \sum_{p \in \mathcal{P}^{\text{p2g}}} \text{MC}_{p,t} g_{p,t}^{\text{p2g}} \\
& + \sum_{m_1 \in \mathcal{M}} \left(\pi^{\text{ENS}} L_{m_1,t}^{\text{load}} + \pi^{\text{dump}} L_{m_1,t}^{\text{gen}} + \sum_{b \in \mathcal{B}} \pi_{m_1,b}^{\text{DR}} \text{DR}_{m_1,b,t} \right. \\
& \left. \left. + \varepsilon \sum_{m_2 \in \mathcal{M}} (F_{m_1,m_2,t}^{\text{core,fb}} + F_{m_1,m_2,t}^{\text{core,lta}} + F_{m_1,m_2,t}^{\text{ntc}}) \right) \right].
\end{aligned} \tag{1}$$

3 Constraints

3.1 Market Clearing

Aggregate Generation

$$G_{m,t} = \sum_{p \in \mathcal{P}^{\text{hydro}}} (q_{p,t} - r_{p,t}) + \sum_{p \in \mathcal{P}^{\text{batt}}} (g_{p,t}^{\text{bat}} - r_{p,t}^{\text{bat}}) + \sum_{p \in \mathcal{P} \setminus \mathcal{P}^{\text{hydro}}} g_{p,t} \tag{2}$$

Variable Demand

$$\tilde{D}_{m,t} = R_{m,t} - \sum_b \text{DR}_{m,b,t} - \sum_{p \in \mathcal{P}^{\text{p2g}}} g_{p,t}^{\text{p2g}} \tag{3}$$

Balance

$$G_{m,t} - L_{m,t}^{\text{gen}} = \tilde{D}_{m,t} + \text{NP}_{m,t} - L_{m,t}^{\text{load}} \tag{4}$$

3.2 Network

Net Position

$$\text{NP}_{m,t} = \text{NP}_{m,t}^{\text{noncore}} + \text{NP}_{m,t}^{\text{core}}, \quad \text{NP}_{m,t}^{\text{core}} = \text{NP}_{m,t}^{\text{core,fb}} + \text{NP}_{m,t}^{\text{core,lta}} \tag{5}$$

Transmissions

$$F_{m_1,m_2,t} = F_{m_1,m_2,t}^{\text{ntc}} + F_{m_1,m_2,t}^{\text{core,fb}} + F_{m_1,m_2,t}^{\text{core,lta}} \tag{6}$$

$$F_{m_1,m_2,t}^{\text{core}} = F_{m_1,m_2,t}^{\text{core,fb}} + F_{m_1,m_2,t}^{\text{core,lta}} \tag{7}$$

$$E_{m_1,t} = \sum_{m_2} F_{m_1,m_2,t}, \quad I_{m_1,t} = \sum_{m_2} F_{m_2,m_1,t} \tag{8}$$

3.2.1 Non-core: NTC

NTC Bounds

$$0 \leq F_{m_1,m_2,t}^{\text{ntc}} \leq \text{NTC}_{m_1,m_2,t} \tag{9}$$

Non-core Net Position

$$\text{NP}_{m_1,t}^{\text{noncore}} = \sum_{m_2} F_{m_1,m_2,t}^{\text{ntc}} - \sum_{m_2} F_{m_2,m_1,t}^{\text{ntc}} \tag{10}$$

3.2.2 Core: FBMC + LTA

Linear factors for LTA inclusion

$$\alpha_t^{\text{fb}} + \alpha_t^{\text{lta}} = 1, \quad \alpha_t^{\text{fb}}, \alpha_t^{\text{lta}} \geq 0 \quad (11)$$

Flow-based Domain

$$y_{c,t} = \sum_m \text{PTDF}_{c,m,t} \text{NP}_{m,t}^{\text{core,fb}} \quad (12)$$

$$-\alpha_t^{\text{fb}} \text{AMF}_{c,t}^- \leq y_{c,t} \leq \alpha_t^{\text{fb}} \text{AMF}_{c,t}^+ \quad (13)$$

FB Imports/Exports

$$E_{m_1,t}^{\text{fb}} = \sum_{m_2} F_{m_1,m_2,t}^{\text{core,fb}}, \quad I_{m_1,t}^{\text{fb}} = \sum_{m_2} F_{m_2,m_1,t}^{\text{core,fb}} \quad (14)$$

$$\text{NP}_{m,t}^{\text{core,fb}} = E_{m,t}^{\text{fb}} - I_{m,t}^{\text{fb}}. \quad (15)$$

LTA Domain

$$0 \leq F_{m_1,m_2,t}^{\text{core,lta}} \leq \alpha_t^{\text{lta}} L_{m_1,m_2} \quad (16)$$

$$\text{NP}_{m_1,t}^{\text{core,lta}} = \sum_{m_2} F_{m_1,m_2,t}^{\text{core,lta}} - \sum_{m_2} F_{m_2,m_1,t}^{\text{core,lta}} \quad (17)$$

Allocation Constraints

$$\underline{\text{NP}}_{m,t} \leq \text{NP}_{m,t} \leq \overline{\text{NP}}_{m,t} \quad (\text{if provided}). \quad (18)$$

Exchange Aggregate Caps (if CM_METHOD=NTC)

$$\sum_{m_2} F_{m_2,m_1,t} \leq \text{maxImport}_{m_1}, \quad \sum_{m_2} F_{m_1,m_2,t} \leq \text{maxExport}_{m_1} \quad (19)$$

3.3 DSR

Explicit DSR

$$0 \leq \text{DR}_{m,b,t} \leq \overline{\text{DR}}_{m,b,t} \quad (20)$$

$$\sum_{t \in \text{day } d} \text{DR}_{m,b,t} \leq H_{m,b}^{\text{max}} \cdot \text{cap}_{m,b} \quad (21)$$

Implicit DSR $\forall p \in \mathcal{P}^{\text{idsr}}$

$$e_{p,t}^{\text{idsr}} = \begin{cases} e_{p,t-1}^{\text{idsr}} + \ell_{p,t}^{\text{idsr}} \eta_p - g_{p,t}^{\text{idsr}}, & t \neq t_i, \\ \text{target}_p, & t = t_i \text{ (with i denoting anchor points)}, \end{cases} \quad (22)$$

$$e_p \leq e_{p,t}^{\text{idsr}} \leq \bar{e}_p, \quad 0 \leq \ell_{p,t}^{\text{idsr}} \leq \bar{r}_p^{\text{idsr}} (1 - \text{Out}_{p,t}), \quad 0 \leq g_{p,t}^{\text{idsr}} \leq \bar{g}_{p,t}^{\text{idsr}} (1 - \text{Out}_{p,t}) \quad (23)$$

3.4 Thermal Generation and Unit Commitment

Must-run $\forall p \in \mathcal{P}^{\text{MR}}$

$$g_{p,t} = \text{pow}_{p,t} (1 - \text{Out}_{p,t}), \quad (24)$$

$$\text{pow}_{p,t} \leq \bar{P}_{p,t} - \text{MUSTRUN}_{p,t} \quad (25)$$

Ramping

$$\text{pow}_{p,t} - \text{pow}_{p,t-1} \leq \text{RU}_p, \text{ pow}_{p,t} - \text{pow}_{p,t-1} \geq -\text{RD}_p \quad (26)$$

Unit commitment $\forall p \in \mathcal{P}^{\text{therm}} \setminus \mathcal{P}^{\text{MR}}$

$$u_{p,t} - u_{p,t-1} = s_{p,t} - d_{p,t} \quad (27)$$

$$\text{pow}_{p,t} \leq (\bar{P}_{p,t} - \underline{P}_p) u_{p,t} \quad (28)$$

$$g_{p,t} = (\underline{P}_p u_{p,t} + \text{pow}_{p,t})(1 - \text{Out}_{p,t}) \quad (29)$$

$$\text{startcost}_{p,t} = \text{SUC}_p s_{p,t} \bar{P}_p, \quad \text{shutdowncost}_{p,t} = \text{SDC}_p d_{p,t} \bar{P}_p. \quad (30)$$

3.5 Hydro

$$\forall p \in \mathcal{P}^{\text{hydro}}$$

Generation/pumping/storage boundaries

$$0 \leq q_{p,t} \leq \text{GMAX}_{p,t}^{\text{hyd}}, \quad 0 \leq r_{p,t} \leq \text{PMAX}_{p,t}^{\text{hyd}} \quad (31)$$

$$\underline{w}_p \leq w_{p,t} \leq \bar{w}_p \quad (32)$$

Storage Dynamics

$$w_{p,t} = \begin{cases} w_p^{\text{start}} + r_{p,t} \eta_p - q_{p,t} + \text{Inflow}_{p,t} - s_{p,t}^{\text{spill}}, & t = t_{\text{start}} \\ w_{p,t-1} + r_{p,t} \eta_p - q_{p,t} + \text{Inflow}_{p,t} - s_{p,t}^{\text{spill}}, & t > t_{\text{start}} \end{cases} \quad (33)$$

Area Storage Sums and Targets

$$W_{m,t}^k = \sum_{p \in \mathcal{P}_m^k} w_{p,t} \quad (34)$$

$$W_{m,t_{\text{start}}}^k = W_m^{k,\text{start}}, \quad \underline{W}_{m,t}^k \leq W_{m,t}^k \leq \bar{W}_{m,t}^k, \quad W_{m,t_{\text{end}}}^k = W_m^{k,\text{target}} \quad (35)$$

Sum-of-horizon Energy Constraints

$$\sum_t \text{MIN_PUMP}_{p,t} \leq \sum_t r_{p,t} \leq \sum_t \text{MAX_PUMP}_{p,t} \quad (36)$$

$$\sum_t \text{MIN_GEN}_{p,t} \leq \sum_t q_{p,t} \leq \sum_t \text{MAX_GEN}_{p,t} \quad (37)$$

3.6 Battery

$$\forall p \in \mathcal{P}^{\text{batt}}$$

$$w_{p,t}^{\text{bat}} = \begin{cases} 0.5 \bar{w}_p^{\text{bat}}, & t = 1 \\ w_{p,t-1}^{\text{bat}} + r_{p,t}^{\text{bat}} \eta_p - g_{p,t}^{\text{bat}}, & 1 < t < 8760 \\ 0.5 \bar{w}_p^{\text{bat}}, & t = 8760 \end{cases} \quad (38)$$

$$\underline{w}_p^{\text{bat}} \leq w_{p,t}^{\text{bat}} \leq \bar{w}_p^{\text{bat}} \quad (39)$$

$$0 \leq r_{p,t}^{\text{bat}} \leq \bar{r}_{p,t}^{\text{bat}} (1 - \text{Out}_{p,t}), \quad 0 \leq g_{p,t}^{\text{bat}} \leq \bar{g}_{p,t}^{\text{bat}} (1 - \text{Out}_{p,t}). \quad (40)$$

3.7 Power-to-Gas

$$\forall p \in \mathcal{P}^{\text{p2g}}$$

$$0 \leq g_{p,t}^{\text{p2g}} \leq \bar{P}_p (1 - \text{Out}_{p,t}) \quad (41)$$

1.3.2 Zielfunktion und Nebenbedingungen der Remedial Action Optimization



Optimierungsmodell der Remedial Action Optimization (RAO)

Das Optimierungsmodell der RAO führt eine Kostenminimierung unter Nebenbedingungen durch. Diese wird durch ein Problem der Linearen Programmierung (LP) beschrieben:

$$\begin{aligned} \max(\vec{c}^T \cdot \vec{x}) \\ \mathbf{A} \cdot \vec{x} &\leq \vec{b} \\ \vec{x} &\geq \vec{0} \end{aligned}$$

mit:

- $\vec{c}^T$: Zielfunktionskoeffizienten
- $\vec{x}$: Optimierungsvariablen
- $\mathbf{A}$: Sensitivitäten der Nebenbedingungen
- $\vec{b}$: Grenzwerte der Nebenbedingungen

Nachfolgend werden die Bestandteile der Zielfunktion und der Nebenbedingungen näher beschrieben.

Zielfunktion

Die Zielfunktion setzt sich aus mehreren Kostenkomponenten zusammen. Dies sind:

Redispatch-Kosten

Für jede Erzeugungsanlage werden verschiedene Kostentherme in der Zielfunktion berücksichtigt.

- Zusätzliche Erzeugungskosten für die Erhöhung der Erzeugungsleistung
- Eingesparte Erzeugungskosten für die Erniedrigung der Erzeugungsleistung
- Strafkosten für die Verschiebung des Arbeitspunkts der Erzeugungsanlage (unabhängig vom Vorzeichen der Verschiebung)

Für positive und negative Änderungen der Erzeugungsleistungen können unterschiedliche Grenzkosten- und Strafkosten-Koeffizienten definiert werden, die mit dem Volumen einer Leistungsänderung multipliziert werden. Die Kostenkoeffizienten können wahlweise global für jeden Primärenergieträger oder individuell für jede Erzeugungsanlage vorgegeben werden. Individuelle Vorgaben haben Vorrang vor den globalen Vorgaben.

Kosten für Anpassungen der Fahrweise von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ)

Für jeden HGÜ-Konverter werden Strafkosten für die Verschiebung des Arbeitspunkts des HGÜ-Konverters (unabhängig vom Vorzeichen der Verschiebung) in der Zielfunktion berücksichtigt. Die Strafkosten-Koeffizienten für die Anpassung der HGÜ-Fahrweise werden global vorgegeben.

Kosten für die Anpassung der Stufenstellung von Phase Shifting Transformatoren (PSTs)

Für jeden PST werden Strafkosten für die Änderung der Stufenstellung (unabhängig vom Vorzeichen der Änderung) in der Zielfunktion berücksichtigt. Die Strafkosten-Koeffizienten für die Anpassung der PST-Stufen werden global vorgegeben. Die Stufenstellung wird dabei als kontinuierliche Variable betrachtet (kein diskretes Schalten). Bei Übernahme des Optimierungsergebnisses in das Netzberechnungs-Modell werden die optimalen Stufenstellungen dann gerundet.

Strafkosten für die Überschreitung betrieblicher und technischer Nebenbedingungen

Betriebliche und technische Nebenbedingungen werden im Optimierungsmodell als sogenannte „weiche“ Nebenbedingungen betrachtet, bei denen Überschreitungen der Grenzwerte erlaubt sind und für diese Überschreitungen Strafkosten in der Zielfunktion berücksichtigt. Der Grund hierfür ist, dass in stark beanspruchten Netzen die Wahrscheinlichkeit hoch ist, dass die verfügbaren Steuergrößen nicht ausreichen, um sämtliche Nebenbedingen einzuhalten. In diesem Fall würde bei „harten“ Nebenbedingungen der Optimierer keine Lösung finden können. Für die Überschreitung von Nebenbedingungen werden sogenannte Slack-Variablen zum Optimierungsproblem hinzugefügt, welche dann in der Zielfunktion mit Strafkosten-Koeffizienten multipliziert werden. Um sicher zu stellen, dass die Grenzwerte der Nebenbedingungen eingehalten werden, falls dies möglich ist, sind die Strafkosten-Koeffizienten der Slack-Variablen mehrere Größenordnungen größer zu wählen als die Grenz- und Strafkosten für Redispatch, HGÜs und PSTs.

Grenzen der Optimierungsvariablen

Bei den Optimierungsvariablen für Redispatch sowie Anpassung der HGÜ-Konverter und PSTs ist der zulässige Wertebereich beschränkt. Diese Beschränkung ergibt sich einerseits durch technische Grenzen der Betriebsmittel. Andererseits können restriktivere betriebliche Grenzen zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs vorliegen. Daher können für jedes Betriebsmittel individuelle Wertebereiche für die Optimierung vorgegeben werden.

Nebenbedingungen

Die Nebenbedingung bilden linearisiert technische und betriebliche Eigenschaften des Netzes ab. Es werden nachfolgende Arten von Nebenbedingungen im Optimierungsmodell betrachtet.

Leistungskonformität

Die Leistungsbilanz eines Netzes muss jederzeit ausgeglichen sein. Dies bedeutet letzten Endes für den Redispatch, dass die Gesamtmenge an Leistungserhöhungen von Erzeugungsanlagen zu jedem Zeitpunkt gleich sein muss zur Gesamtmenge an Leistungsreduktionen. Anders ausgedrückt muss die Gesamtsumme aller Redispatch-Maßnahmen gleich Null sein. Gleiches gilt für Leistungsanpassungen von HGÜ-Konvertern einer HGÜ-Übertragungsstrecke.

Grenzen für die Auslastung von Netzzweigen

Für jede relevante Leitung und jeden relevanten Transformator werden Nebenbedingungen berücksichtigt, die gewährleisten, dass die jeweiligen Betriebsmittel innerhalb ihrer technischen Grenzen betrieben werden. Die Nebenbedingungen werden sowohl für den Normalbetrieb (N-0) als auch für den Störbetrieb (N-1) definiert. Im Falle des Störbetriebs werden zur Reduktion der Problemgröße nicht sämtlich mögliche Ausfallkombinationen berücksichtigt. Stattdessen wird für

jedes relevante Betriebsmittel separat vorgegeben, welche Ausfälle für dieses Betriebsmittel zu betrachten sind (CNEC = Critical Network Element and Contingency).

Die Wirkung der Optimierungsvariablen auf die Leistungsflüsse der relevanten Betriebsmittel wird durch Sensitivitäten abgebildet.

- PTDF (Power Transfer Distribution Factors – Wirkungen des Redispatch auf Leistungsflüsse)
- DCDF (Direct Current Distribution Factors – Wirkungen der HGÜ-Anpassungen auf Leistungsflüsse)
- PSDF (Phase Shifting Distribution Factors – Wirkungen der PST-Anpassungen auf Leistungsflüsse)

Sowohl für die Überschreitung der (N-0)- als auch der (N-1)-Auslastungsgrenzen der Betriebsmittel werden Slack-Variablen in der Zielfunktion berücksichtigt.

Betriebliche Flussbegrenzungen für Gruppen von Leitungen

Aus betrieblichen Gründen kann es erforderlich sein, die Summe der Leistungsflüsse für eine Gruppe von Leitungen zu begrenzen. Dies können beispielsweise alle Kuppelleitungen sein, die zwei Netzregionen miteinander verbinden. Analog zu den Nebenbedingungen zur Abbildung technischer Grenzen der Betriebsmittel werden die Auswirkungen der Optimierungsvariablen auf die Summe von Leistungsflüssen einer Gruppe von Leitungen durch Sensitivitäten beschrieben. Diese ergeben sich direkt aus den oben genannten PTDF, DCDF und PSDF. Für die Überschreitung der Flussgrenzen werden ebenfalls Slack-Variablen in der Zielfunktion berücksichtigt.

Zusammenfassung

Das in der RAO verwendete Optimierungsproblem minimiert Kosten mittels der Linearen Programmierung. Es besteht aus folgenden Komponenten:

- Zielfunktion:
 - Grenzkosten für Redispatch
 - Strafkosten für Redispatch
 - Strafkosten für HGÜ-Anpassungen
 - Strafkosten für PST-Anpassungen
 - Strafkosten für die Überschreitung technischer und betrieblicher Grenzen
- Nebenbedingungen
 - Leistungskonformität
 - Zweigauslastungen im (N-0)-Fall
 - Zweigauslastungen im (N-1)-Fall
 - Flussbegrenzungen für Gruppen von Leitungen