



---

# Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen

## Bericht zuhanden Bundesrat

---

Bern, 30. November 2021

## Inhaltsverzeichnis

<b>1 Einleitung .....</b>	<b>11</b>
1.1 Ausgangslage .....	11
1.2 Auftrag Bundesrat .....	12
<b>2 Konzept Spitzentlast-Gaskraftwerk .....</b>	<b>13</b>
2.1 Gesetzesrahmen .....	13
2.2 Mögliche Einsatzziele .....	19
2.3 Sicherstellung Klimaneutralität .....	22
2.4 Dimensionierung .....	23
2.5 Technische Anforderungen .....	25
2.6 Brennstoffe .....	26
2.7 Standorte .....	31
2.8 Kostenschätzungen .....	33
2.9 Finanzierung .....	37
2.10 Betreiberkonzept und Realisierung .....	38
<b>3 Alternative Lösungen .....</b>	<b>44</b>
3.1 Dezentrale WKK .....	44
3.2 Lastabwürfe und unterbrechbare Strombezüger .....	44
3.3 Notstromaggregate .....	45
3.4 Effizienzmassnahmen .....	45
3.5 Einsatz von Phasenschieber-Transformatoren .....	45
3.6 Vorsorgliche Massnahmen durch Bilanzgruppen .....	45
<b>4 Schlussfolgerungen .....</b>	<b>47</b>
4.1 Handlungsbedarf .....	47
4.2 Bemessung der Reserve .....	48
4.3 Technologie des Gaskraftwerks .....	48
4.4 Empfehlung EICOM .....	49
<b>5 Glossar .....</b>	<b>51</b>
<b>Bericht Swissgrid .....</b>	<b>52</b>
<b>Bericht AFRY .....</b>	<b>96</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einsatz verschiedener Massnahmen in Abhängigkeit der fehlenden Strommenge .....	4
Figure 2: Utilisation de recours aux différentes mesures en fonction de la quantité d'électricité manquante .....	8
Abbildung 3: Schweizer Erdgas-Transportnetz (Quelle VSG) .....	28
Abbildung 4: Zusammenspiel der Rollen bei der Variante «Energieabtausch zur Befüllung der Hydroreserve» .....	40

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netznutzungsentgeltermittlung für unterjährige Transporte .....	29
Tabelle 2: Rangfolge untersuchter, denkbarer Standorte .....	32
Tabelle 3: Vergleich Kostenschätzungen Reservegaskraftwerke nach Technologie und Brennstoff .....	34
Tabelle 4: Mögliche Rollen und Aufgaben im Betreiberkonzept zur Variante «Energieabtausch zur Befüllung der Hydroreserve» .....	39

## Zusammenfassung

Im Juni 2021 hat die ElCom den Bundesrat auf die ungünstige Entwicklung mit Blick auf die Versorgungssicherheit per 2025 aufmerksam gemacht. Hintergrund sind die steigenden Importrestriktionen aufgrund der Unsicherheiten bei den Regeln zum Verbundbetrieb im europäischen Kontext (Festlegung der Kapazitäten im grenzüberschreitenden Transportnetz) sowie die abnehmende Exportfähigkeit der Nachbarstaaten. Im Rahmen der Frontier-Studie wurden die Versorgungsrisiken analysiert und dem Bundesrat im Oktober 2021 dargelegt. Gestützt auf Artikel 22 Absatz 4 StromVG unterbreitete die ElCom dem Bundesrat den Vorschlag, Vorbereitungsarbeiten für die Ausarbeitung von konkreten Massnahmen nach Artikel 9 StromVG mit Zeithorizont ab 2025 an die Hand zu nehmen.

Mit Beschluss vom 18. Juni 2021 hat der Bundesrat die ElCom aufgefordert, ein «Konzept Spitzentlast-Gaskraftwerk» (inkl. nötige Leistung, mögliche Standorte, Kosten, Finanzierung, Gasspeicherung, Sicherstellung Klimaneutralität) zu erarbeiten und bis im November 2021 dem UVEK zu unterbreiten. Das Konzept soll auf der Grundannahme erarbeitet werden, dass solche Spitzentlast-Gaskraftwerke nur zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen eingesetzt würden.

Zwar sieht auch der Bundesrat in der Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 18. Juni 2021 Instrumente für die Stromversorgungssicherheit vor, doch sind diese v. a. längerfristig ausgerichtet. Neben einer – relativ rasch implementierbaren – strategischen Energiereserve (Hydroreserve) sollen längerfristig die Erneuerbaren-Ausbauziele sowie eine Erhöhung der Winterproduktion aus Grosswasserkraft um 2 Terrawattstunden zur Versorgungssicherheit beitragen. Sollte sich spätestens 2030 abzeichnen, dass dieses Ausbauziel mit der Grosswasserkraft bis 2040 nicht erreicht wird, besteht gemäss Botschaft die Möglichkeit von technologieoffenen Ausschreibungen, wobei Gaskraftwerke zum Zuge kommen könnten. Angesichts des Zeitbedarfs für den weiteren Gesetzgebungsprozess sowie der v. a. langfristig orientierten Instrumente werden diese aber bis 2025 noch keine Wirkung entfalten. Umso wichtiger ist die Vorbereitung mittelfristiger Massnahmen nach Artikel 9 StromVG. Die ElCom hat im Rahmen dieses Auftrags folgende Überlegungen zum Konzept angestellt:

*Rechtliche Rahmenbedingungen:* Artikel 9 StromVG ist nach Auffassung der ElCom eine geeignete Rechtsgrundlage, um rasch zusätzliche Reservekapazitäten zu schaffen. Voraussetzung für das Erreichen von Massnahmen nach Artikel 9 ist, dass die sichere und erschwingliche Versorgung im Inland mittel- oder langfristig trotz Vorkehren der Unternehmen der Wirtschaft erheblich gefährdet ist. Die Modellsimulationen für das Jahr 2025 haben gezeigt, dass es im Stressszenario mit reduzierten Importkapazitäten bei rund 200 von 1500 Simulationen mit verschiedenen Kombinationen von Klimajahren und Kraftwerksverfügbarkeiten zu Versorgungsengpässen kommt. Mit Blick auf die aktuell für 2025 absehbaren Stressfaktoren (Ausserbetriebnahmen deutscher Kernkraftwerke, bewusste Optimierung der EU zu Lasten der Schweizer Importkapazitäten, tendenziell abnehmende Verfügbarkeiten der schweizerischen und französischen Kernkraftwerke, keine substanziellen Investitionen der Energiewirtschaft in die Winterproduktion) kann eine erhebliche Gefährdung nicht ausgeschlossen werden. In diesem Sinne scheint die Fortführung der Vorbereitungsarbeiten angezeigt. Eine allfällige Umsetzung von Massnahmen nach Artikel 9 hat dabei mit der gebotenen Zurückhaltung zu erfolgen. Das heisst, die Massnahmen sollten wettbewerbsorientiert umgesetzt werden und die Funktionsweise des Marktes nicht stören. Mit Blick auf die erforderlichen Bewilligungen für fossilthermische (Reserve-) Kraftwerke, die per Definition nur in Notsituationen eingesetzt würden, sind ausserdem die einschlägigen kantonalen Erlasse vertieft abzuklären. Hierzu gehören insbesondere Vorgaben hinsichtlich einer Abwärmennutzung, die bei Reservegaskraftwerken wenig sinnvoll erscheinen.

*Adressiertes Knappheitsszenario:* Die Modellsimulationen im Rahmen der Frontier-Studie zeigen, dass das Risiko einer Stromversorgungsknappheit in der Schweiz besonders gross ist, wenn neben reduzierten Importkapazitäten die Produktionsmöglichkeiten der Wasserkraft aufgrund klimatischer Bedingungen tief sind und die Verfügbarkeit von Kernkraftwerken in der Schweiz und in Frankreich eingeschränkt ist. Dabei ist Stromknappheit in erster Linie ein Problem im Inland, während in Europa weiterhin keine generelle Energieknappheit herrschen muss. Das Konzept Spitzentlast-Gaskraftwerke adressiert daher in

erster Linie ein Schweiz-spezifisches Versorgungsrisiko. Nicht im Fokus steht dagegen eine Absicherung gegen geopolitische Risiken mit einer Gasmangellage in ganz Europa.

**Einsatz der Reservegaskraftwerke kombiniert mit einer Hydroreserve:** Die möglichen Einsatzszenarien sind zentral für die Dimensionierung der Reserven. Im Hinblick auf die Einsatzszenarien der Reserve wurden die probabilistischen Rechnungen für 2025 auf Basis der bereits vorliegenden Frontier-Studie vertieft. Dabei zeigt sich, dass im Extremfall über mehrere Wochen ein Strommangel herrschen kann, wobei die fehlende Kraftwerksleistung stark variiert und kurzzeitig bis 6000 Megawatt erreichen kann (zum Vergleich: die Leistung des Kernkraftwerks Gösgen beträgt 1010 Megawatt netto). Um eine derart hohe fehlende Leistung mittels Reservegaskraftwerken abzudecken, wäre theoretisch der Zubau von etwa einem Dutzend grösserer Gaskraftwerke nötig, was sowohl aus politischen als auch aus ökonomischen Gründen als nicht zielführend angesehen wird. Gleichzeitig zeigen Simulationen, dass in diesem Szenario eine Hydroreserve alleine (in Anlehnung an die im Mantelerlass vorgesehene Energiereserve) kaum Wirkung entfaltet, da sie keine zusätzliche Energie in das System einbringt. Als effiziente Alternative bietet sich ein kombinierter Einsatz von Reservegaskraftwerken mit einer Hydroreserve an. Aufgrund des begrenzten Speichervolumens verfügt diese zwar nur über beschränkte Energie, hingegen kann sie durch die Verteilung auf verschiedene Anlagen kurzzeitig grosse Leistungsspitzen abdecken. Durch die Kombination mit einer Gaskraftwerksreserve kann die «Durchhaltefähigkeit» der Hydroreserve wesentlich verlängert und damit optimiert werden – ohne dass die Hydroreserve unverhältnismässig gross dimensioniert wird. Umgekehrt kann die Gaskraftwerksleistung minimiert werden. Der Abruf der beiden Reserven erfolgt damit im Rahmen eines kombinierten Mechanismus. Dabei sollen die Reserven grundsätzlich nur dann eingesetzt werden, wenn der Markt nicht mehr selber einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage schafft, also wenn der «Markt nicht schliesst». Bei der Konkretisierung des Einsatzkonzeptes wird darauf geachtet, dass durch den Mechanismus bei den Marktakteuren keine Fehlanreize entstehen – etwa die Verwendung für zusätzliche Exporte oder die Zurückhaltung eigener Produktion, um sprunghafte Preissteigerungen am Markt herbeizuführen.

Durch diese Vorhaltung von Reserven kann somit ein zusätzliches Sicherheitselement eingebaut werden, das einerseits den Markt nicht beeinträchtigt und anderseits die Wahrscheinlichkeit für die Erfahrung der viel einschneidenderen Bewirtschaftungsmassnahmen nach Landesversorgungsgesetz deutlich reduziert (siehe folgende Grafik).

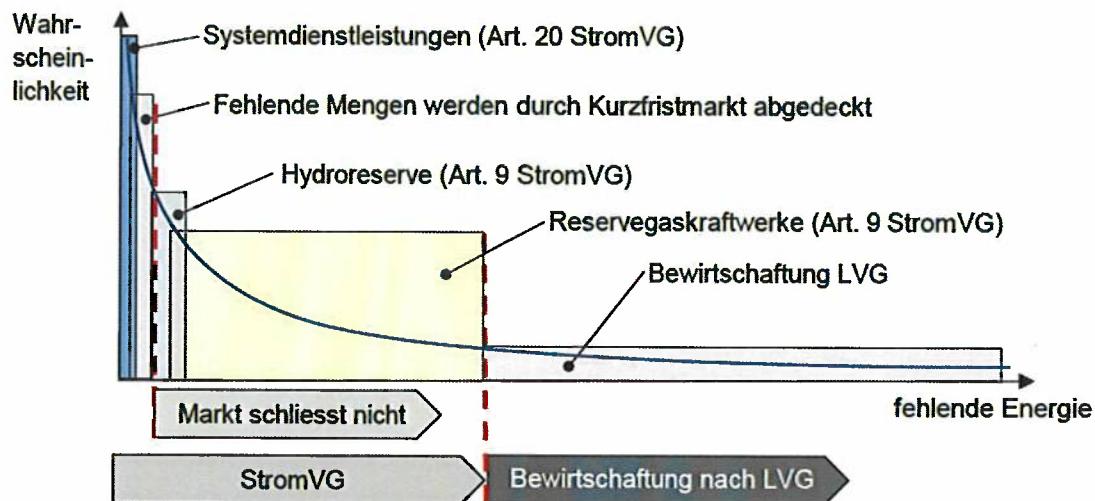


Abbildung 1: Einsatz verschiedener Massnahmen in Abhängigkeit der fehlenden Strommenge

**Technologiewahl:** Unter der Voraussetzung, dass die Reservegaskraftwerke nur in Notfällen zum Einsatz kommen, hat sich in technologischer und ökonomischer Sicht ein Gasturbinenkraftwerk als zweckmäßig herausgestellt. Ein kombiniertes Gas-und-Dampf-Kraftwerk (GUD) wäre nur bei sehr hohen Kosten für die Bereitstellung des Brennstoffes und bei steigender Einsatzdauer wirtschaftlicher. Als wenig geeignet haben sich dagegen kleinere Gasmotorenkraftwerke herausgestellt. Sie wären vor allem dann vorteilhaft, wenn sie in Kombination mit einer Wärmeauskopplung genutzt werden könnten. Doch in den adressierten Stresszenarien mit sehr unwahrscheinlichem Einsatz und allenfalls relativ kurzer Betriebszeit wäre eine Wärmenutzung für Heizzwecke praktisch ausgeschlossen.

**Dimensionierung:** Für die vollständige Elimination von ENS (Energy Not Supplied / fehlende Energielieferung) auch im Extremfall und bei Einsatz erst im Moment, in dem die Energie fehlen würde, bräuchte es additive Kapazität im Umfang von ca. 6000 Megawatt. In Kombination mit der Etablierung einer Hydroreserve lässt sich die notwendige Leistung der Reservegaskraftwerke auf ca. 1000 Megawatt begrenzen. Mit Blick auf den Gasanschluss, aber auch für die Ableitung der Elektrizität, wäre die Aufteilung auf zwei bis drei Standorte sinnvoll. Für die Realisierung der Reserven erscheint zudem ein gestaffeltes Vorgehen zweckmäßig: Neben der Hydroreserve kann an einem oder mehreren Standorten eine Absicherung mittels Gaskraftwerk mit einer Leistung von jeweils ca. 200 bis 500 Megawatt gestartet werden. Mit Nachrüstungen durch zusätzliche Gaskraftwerkskapazität oder durch die Erweiterung auf die GUD-Technologie (Nutzung der Abwärme der Gasturbine) kann, je nach Bedarf und nach Entwicklung der Risikoexposition, die Reserveleistung erhöht werden.

**Standorte:** Die möglichen Standorte wurden unter anderem nach folgenden Kriterien evaluiert und bewertet:

Anschluss an das Gasnetz (Verfügbarkeit von Kapazität), Logistik (Bahnanschluss) und Speichermöglichkeiten für einen potentiellen flüssigen Brennstoff sowie die Platzverhältnisse für einen GUD-Ausbau (> 3 Hektaren).

#### Gasspeicherung:

Da für dieses Risikoszenario nicht auch gleichzeitig von einer europaweiten Mangellage bei der Gasversorgung auszugehen ist, ergibt die Nutzung von Gasimporten für die Bereitstellung von Elektrizität im Inland einen substanzialen Zugewinn an Versorgungssicherheit. Eine zusätzliche (ohnehin nur sehr begrenzt mögliche) Speicherung von Gas in der Schweiz erscheint für dieses Szenario aus einer Risikoperspektive als wenig sinnvoll. Sollten sich die Risiken beim Gas erhöhen, wäre bei Bedarf auch die Nachrüstung der Reservegaskraftwerke auf einen alternativen Brennstoff (z. B. Heizöl) möglich. Anstelle von Gasspeichern könnten dann bestehende inländische Heizöltanklager genutzt werden.

**Kosten:** Die notwendigen Investitionen für zwei Gasturbinenkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 1000 Megawatt belaufen sich auf rund 690 Millionen Franken. Bei einer Amortisationszeit von 15 Jahren betragen die gesamten jährlichen Fixkosten für die Vorhaltung dieser Kraftwerke ca. 65 Millionen Franken. Umgelegt auf die jährlich verbrauchte Energiemenge der Schweiz ergibt dies einen Zuschlag von ca. 0.1 Rappen pro Kilowattstunde. Zum Vergleich: Der Median der Stromendkundentarife in der Grundversorgung liegt für 2022 bei rund 21 Rappen pro Kilowattstunde. Darin nicht eingerechnet sind die zusätzlichen Kosten für die Hydroreserve. Die Rechtsgrundlage für die Finanzierung ist mit Artikel 9 Absatz 4 und 5 StromVG bereits vorhanden. Bei einem gestaffelten Vorgehen wären die Kosten entsprechend tiefer.

**Klimaneutralität:** Die Resultate aus der Frontier-Studie illustrieren, dass sich ein Einsatz der Reservegaskraftwerke auf besonders angespannte Versorgungssituationen beschränkt. Es ist daher zu erwarten, dass die Kraftwerke in der Mehrheit der Jahre nur sehr kurz zu Testzwecken in Betrieb sind. Bei den dabei anfallenden Treibhausgasemissionen sind die Vorgaben des geltenden CO2-Gesetzes einzuhalten.

ten. Werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Zukauf von entsprechenden Emissionszertifikaten im europäischen Handel (EHS) gedeckt, werden andernorts im europäischen Markt die CO<sub>2</sub>-Emissionen in diesem Umfang reduziert. Darüber hinaus verlangt das CO<sub>2</sub>-Gesetz, dass in jedem Fall eine CO<sub>2</sub>-Mindestabgabe im Umfang des Mittelwerts der externen Kosten resultiert. Ein alternativer Betrieb mit Brennstoffen aus Biomasse wäre theoretisch möglich. Weil solche Brennstoffe heute aber knapp sind und nur einen relativ geringen Marktanteil haben, würde eine Reservation für die Reservegaskraftwerke lediglich dazu führen, dass dieses Gas dem Markt und damit alternativen Verwendungen entzogen würde – es entstünde kein klimapolitischer Mehrwert.

#### Schlussfolgerung und Empfehlung der EICOM:

Mit der Vorhaltung einer Energiereserve im Rahmen der bestehenden Speicherkraftwerke von rund [REDACTED] Gigawattstunden in Kombination mit additiver Energie aus Gaskraftwerken von bis zu 1000 Megawatt lassen sich die Resilienz der Stromversorgung, insbesondere mit Blick auf die per 2025 identifizierten Risiken sowie die Position der Schweiz in den Verhandlungen zu den für die internationale Zusammenarbeit notwendigen technischen Vereinbarungen (im Rahmen des Synchronous Area Framework Agreement SAFA), substanzell verbessern.

Beide Reserven entsprechen dem «Stand der Technik» und lassen sich gestützt auf das geltende Recht (Art. 9 StromVG) realisieren und finanzieren. Eine gewisse Unsicherheit besteht aufgrund der kantonalen Bestimmungen, da in diesen die Notwendigkeit von fossilen Reservekraftwerken für die Versorgungssicherheit nicht explizit geregelt ist.

Mit Blick auf die benötigte Vorlaufzeit zur Realisierung von Reservekapazitäten sollten die Vorbereitungsarbeiten mit entsprechendem Nachdruck weitergeführt werden. Die EICOM schlägt dem Bundesrat deshalb insbesondere vor, folgende Schritte zu initiieren:

1. die Klärung der standortspezifischen Detailfragen sowie die Bewilligungsverfahren mit den betroffenen Kantonen und Gemeinden für zwei bis drei Reservegaskraftwerke sowie
2. die Vorbereitung eines Vernehmllassungsentwurfs für eine Verordnung zu Artikel 9 StromVG für wettbewerbliche Ausschreibungen für die Beschaffung
  - [REDACTED]
  - von zwei bis drei Reservegaskraftwerken mit einer elektrischen Leistung von insgesamt bis zu ca. 1000 Megawatt.

## Résumé

En juin 2021, l'ElCom a attiré l'attention du Conseil fédéral sur l'évolution défavorable concernant la sécurité d'approvisionnement à partir de 2025. Cette dernière s'explique notamment par les restrictions croissantes des importations liées aux incertitudes concernant les règles prévalant dans l'exploitation des interconnexions dans le contexte européen (fixation des capacités dans le réseau de transport trans-frontalier) et par la diminution de la capacité d'exportation des pays voisins. Dans le cadre de l'étude Frontier, les risques concernant l'approvisionnement ont été analysés puis présentés au Conseil fédéral en octobre 2021. En se référant à l'art. 22, al. 4, LApEI, l'ElCom a proposé au Conseil fédéral d'entamer des travaux préparatoires en vue d'élaborer des mesures concrètes conformément à l'art. 9 LApEI en vue de 2025 et la période suivante.

Par arrêté du 18 juin 2021, le Conseil fédéral a chargé l'ElCom d'élaborer un « concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe » (y c. puissance nécessaire, sites envisageables, coûts, financement, stockage du gaz, garantie de la neutralité climatique) et de le soumettre au DETEC d'ici le mois de novembre 2021. Le concept doit être élaboré en partant de l'hypothèse que de telles centrales à gaz ne seraient utilisées que pour assurer la sécurité du réseau dans des situations d'urgence exceptionnelles.

Dans son message du 18 juin 2021 concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, le Conseil fédéral prévoit certes des instruments pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité, mais ceux-ci sont surtout axés sur le long terme. Outre une réserve d'énergie stratégique (réserve hydraulique) pouvant être mise en œuvre relativement rapidement, les objectifs de développement des énergies renouvelables ainsi qu'une augmentation de 2 térawattheures (TWh) de la production hivernale issue de la grande hydraulique doivent contribuer à la sécurité d'approvisionnement à plus long terme. S'il apparaît d'ici 2030 que cet objectif d'augmentation ne pourra pas être atteint d'ici 2040 avec la grande hydraulique, le message prévoit la possibilité de lancer des appels d'offres ouverts à toute technologie ; des centrales à gaz pourraient alors entrer en ligne de compte. Toutefois, compte tenu du temps nécessaire pour la suite du processus législatif et des instruments orientés sur le long terme, ceux-ci ne déployeront pas leurs effets avant 2025. La préparation de mesures à moyen terme conformément à l'art. 9 LApEI est donc d'autant plus importante. Dans le cadre de ce mandat, l'ElCom a mené les réflexions suivantes sur le concept :

*Cadre juridique* : L'ElCom estime que l'art. 9 LApEI constitue une base légale adéquate pour mettre en place rapidement des capacités de réserve supplémentaires. Pour que des mesures soient prises conformément à l'art. 9, il faut que la sécurité de l'approvisionnement du pays en électricité offerte à un prix abordable soit sérieusement compromise à moyen ou à long terme malgré les dispositions prises par les entreprises du secteur de l'électricité. Les simulations de modèles pour l'année 2025 ont montré que, dans le scénario de stress comprenant des capacités d'importation réduites, des pénuries d'approvisionnement se produisent dans environ 200 des 1500 simulations combinant différemment années climatiques et disponibilité des centrales. Au vu des facteurs de stress actuellement prévisibles pour 2025 (mises hors service de centrales nucléaires allemandes, optimisation délibérée de l'UE au détriment des capacités d'importation suisses, disponibilité tendanciellement décroissante des centrales nucléaires suisses et françaises, absence d'investissements substantiels du secteur de l'énergie dans la production hivernale), un risque important ne peut pas être exclu. Pour cette raison, il semble indiquer de poursuivre les travaux préparatoires. Une éventuelle mise en œuvre des mesures conformément à l'art. 9 doit alors intervenir avec la retenue qui s'impose. Cela signifie que les mesures devraient être mises en œuvre dans une optique de concurrence et ne pas perturber le fonctionnement du marché. Dans la perspective des autorisations nécessaires pour les centrales thermiques fossiles (centrales de réserve) qui, par définition, ne seraient utilisées que dans des situations d'urgence, il convient en outre d'examiner de manière approfondie les dispositions cantonales pertinentes. Il s'agit notamment de prescriptions relatives à une utilisation de la chaleur résiduelle, qui semblent peu judicieuses pour des centrales à gaz de réserve.

**Scénario de pénurie concerné :** Les simulations de modèles réalisées dans le cadre de l'étude Frontier montrent que le risque d'une pénurie d'électricité en Suisse est particulièrement élevé lorsque, outre des capacités d'importation réduites, les possibilités de production de l'énergie hydraulique sont faibles en raison des conditions climatiques et que la disponibilité des centrales nucléaires suisses et françaises est limitée. Dans ce contexte, la pénurie d'électricité est avant tout un problème à l'échelon de la Suisse, alors qu'en Europe il ne doit pas forcément avoir de pénurie d'énergie générale. Le concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe concerne donc en premier lieu un risque d'approvisionnement spécifique à la Suisse. La couverture contre les risques géopolitiques en cas de situation de pénurie de gaz dans toute l'Europe n'est donc pas un sujet traité prioritairement dans ce contexte.

**Recours à des centrales à gaz de réserve combiné à une réserve hydraulique :** Les scénarios d'intervention possibles sont essentiels pour dimensionner les réserves. En ce qui concerne les scénarios de recours à la réserve, les calculs probabilistes pour 2025 ont été approfondis sur la base de l'étude Frontier déjà disponible. Il en ressort qu'en cas extrême, la pénurie d'électricité peut durer plusieurs semaines, la puissance manquante des centrales variant fortement et pouvant brièvement atteindre 6000 mégawatt (à titre de comparaison, la puissance de la centrale nucléaire de Gösgen est de 1010 mégawatt nets). Pour couvrir une telle puissance manquante à l'aide de centrales à gaz de réserve, il faudrait théoriquement construire une douzaine de grandes centrales à gaz, ce qui est considéré comme inopportun tant pour des raisons politiques qu'économiques. Parallèlement, les simulations montrent que dans ce scénario, une réserve hydraulique seule (sur la base de la réserve d'énergie prévue dans l'acte modificateur) n'a guère d'effet, car elle n'apporte pas d'énergie supplémentaire au système. Une alternative efficace est une utilisation combinée de centrale à gaz de réserve avec une réserve hydraulique. En raison du volume de stockage limité, cette réserve hydraulique ne dispose certes que d'une énergie limitée, mais une répartition sur différentes installations lui permet en revanche de couvrir brièvement d'importants pics de puissance. La combinaison avec une réserve inhérente aux centrales à gaz permet de prolonger considérablement la « capacité à durer » de la réserve hydraulique et donc de l'optimiser - sans devoir la surdimensionner. À l'inverse, la puissance des centrales à gaz peut être minimisée. Le recours aux deux réserves intervient donc dans le cadre d'un mécanisme combiné. Dans ce contexte, les réserves ne doivent en principe être utilisées que lorsque le marché ne parvient plus à équilibrer l'offre et la demande, c'est-à-dire lorsqu'il ne ferme pas. Au moment de concrétiser le concept d'utilisation, on veillera à ce que le mécanisme ne produise de fausses incitations chez les acteurs du marché - p. ex l'utilisation pour des exportations supplémentaires ou le blocage de la production propre afin de provoquer des hausses de prix brutales sur le marché.

En maintenant ces réserves, il est ainsi possible d'intégrer un élément de sécurité supplémentaire qui, d'une part, n'affecte pas le marché et, d'autre part, réduit considérablement la probabilité de prendre les mesures de gestion beaucoup plus radicales prévues par la loi sur l'approvisionnement du pays (voir graphique ci-dessous).

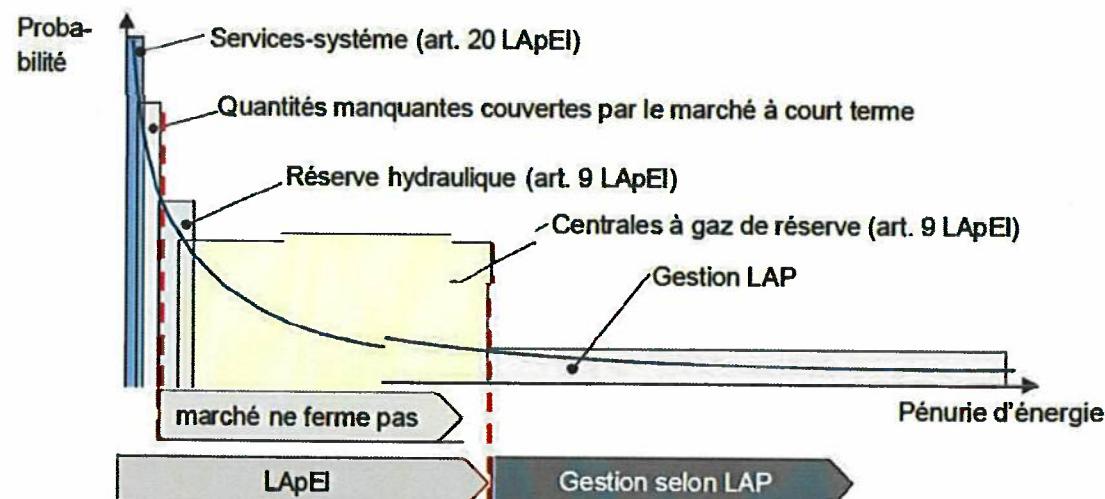


Figure 2: Utilisation de recours aux différentes mesures en fonction de la quantité d'électricité manquante

*Choix de la technologie :* En supposant que les centrales à gaz de réserve ne soient utilisées qu'en situation d'urgence, une centrale à turbine à gaz s'avère appropriée d'un point de vue technologique et économique. Une centrale à gaz à cycle combiné (CCC) ne serait davantage rentable que dans le cas de coûts de fourniture du combustible très élevés et d'une durée d'utilisation en augmentation. En revanche, des petites centrales à moteur à gaz se sont révélées peu adaptées. Elles seraient surtout intéressantes si elles pouvaient être utilisées en combinaison avec un soutirage thermique. Mais dans les scénarios de stress concernés, avec un recours très improbable et le cas échéant une durée d'exploitation relativement courte, une utilisation de la chaleur à des fins de chauffage serait pratiquement exclue.

*Dimensionnement :* Pour éliminer complètement l'ENS (Energy Not Supplied / fourniture d'énergie manquante), même dans les cas extrêmes et en cas de recours uniquement au moment où l'énergie manquerait, il faudrait une capacité additionnelle d'environ 6000 mégawatts. En combinaison avec l'instauration d'une réserve hydraulique, la puissance nécessaire des centrales à gaz de réserve peut être limitée à environ 1000 mégawatts. Une répartition sur deux ou trois sites serait judicieuse dans l'optique du raccordement au gaz, mais aussi pour distribuer l'électricité. Pour la réalisation des réserves, il semble en outre opportun de procéder de manière échelonnée : avec la réserve hydraulique, il est possible de mettre en route sur un ou plusieurs sites un renforcement de la sécurité au moyen de centrales à gaz d'une puissance d'environ 200 à [redacted] mégawatts chacune. En fonction des besoins et de l'évolution de l'exposition aux risques, il est possible d'augmenter la puissance de réserve à l'aide d'expansions augmentant la capacité des centrales à gaz ou en passant à la technologie CCC (récupération des rejets de chaleur de la turbine à gaz).

*Sites :* Les sites potentiels ont été évalués et notés, entre autres, selon les critères suivants :

[redacted]  
 raccordement au réseau de gaz (capacité à disposition), logistique (raccordement ferroviaire) et possibilités de stockage pour un combustible potentiellement liquide ainsi qu'espace à disposition pour construire une CCC (> 3 hectares).  
 [redacted]

*Stockage du gaz :*

Etant donné que pour ce scénario de risque il ne faut pas partir d'une pénurie concomitante de gaz à l'échelle européenne, le recours aux importations de gaz pour fournir l'électricité sur le territoire national représente un gain substantiel en termes de sécurité de l'approvisionnement. Dans ce scénario, un stockage supplémentaire de gaz en Suisse (possible uniquement de manière très limitée) semble peu judicieux dans une perspective de risque. Si les risques liés au gaz venaient à augmenter, il serait également possible, si nécessaire, d'équiper les centrales à gaz de réserve d'un combustible alternatif (p. ex mazout). Au lieu d'installations de stockage du gaz, des réservoirs de mazout existant en Suisse pourraient être utilisés.

*Coûts :* Les investissements nécessaires pour deux centrales à turbines à gaz d'une puissance totale de 1000 mégawatts s'élèvent à environ 690 millions de francs. Avec une durée d'amortissement de 15 ans, le total des coûts fixes annuels pour le maintien de ces centrales s'élève à environ 65 millions de francs. Rapporté à la quantité d'énergie consommée annuellement en Suisse, cela représente un supplément d'environ 0,1 centime par kilowattheure. À titre de comparaison : la médiane des tarifs pour les clients finaux dans l'approvisionnement de base est d'environ 21 centimes par kilowattheure pour 2022. Ce chiffre ne tient pas compte des coûts supplémentaires liés à la réserve hydraulique. La base juridique pour le financement existe déjà avec l'art. 9, al. 4 et 5, LApEl. En procédant de manière échelonnée, les coûts seraient proportionnellement moins élevés.

*Neutralité climatique :* Les résultats de l'étude Frontier montrent que le recours aux centrales à gaz de réserve se limite à des situations d'approvisionnement particulièrement tendues. On peut donc s'attendre

à ce que, dans la majeure partie des années, les centrales ne fonctionnent que très brièvement à des fins de test. Concernant les émissions de gaz à effet de serre qui en résultent, il y a lieu de respecter les dispositions de la loi sur le CO<sub>2</sub> en vigueur. Si les émissions de CO<sub>2</sub> sont gérées par l'achat de certificats d'émission correspondants dans le cadre du système européen d'échange de quotas d'émission (SEQE), elles sont réduites dans la même proportion ailleurs sur le marché européen. La loi sur le CO<sub>2</sub> exige en outre qu'il en résulte dans tous les cas un montant minimal pour la taxe sur le CO<sub>2</sub> correspondant à la valeur moyenne des coûts externes. Une exploitation alternative avec des combustibles issus de la biomasse serait théoriquement possible. Mais comme de tels combustibles sont aujourd'hui rares et ne représentent qu'une part de marché relativement faible, leur réservation pour les centrales à gaz de réserve aurait pour seul effet de soustraire ce type de gaz au marché et donc à des utilisations alternatives - il n'en résulterait aucune valeur ajoutée en matière de politique climatique.

Conclusion et recommandation de l'ElCom :

Le maintien d'une énergie de réserve dans le cadre des centrales à accumulation existantes d'environ █ gigawattheures, combinée à une énergie additionnelle provenant de centrales à gaz pouvant atteindre 1000 mégawatts, permet d'améliorer substantiellement la résilience de l'approvisionnement en électricité, notamment compte tenu des risques identifiés à l'horizon 2025, ainsi que la position de la Suisse dans les négociations relatives aux accords techniques nécessaires à la coopération internationale (dans le cadre du Synchronous Area Framework Agreement SAFA).

Les deux réserves sont conformes à « l'état de la technique » et peuvent être réalisées et financées sur la base du droit actuel (art. 9 LApEl). Une certaine incertitude subsiste en raison des dispositions cantonales, car celles-ci ne règlent pas explicitement la nécessité de centrales de réserve fossiles pour la sécurité d'approvisionnement.

Au vu du délai nécessaire à la mise en place de capacités de réserve, les travaux préparatoires devraient se poursuivre avec l'insistance nécessaire. L'ElCom propose donc au Conseil fédéral d'initier notamment les démarches suivantes :

1. clarifier les questions de détail spécifiques aux sites ainsi que les procédures d'autorisation avec les cantons et communes concernés pour deux à trois centrales à gaz de réserve, et
2. préparer un projet de consultation pour une ordonnance relative à l'art. 9 LApEl pour des appels d'offres publics pour l'approvisionnement
  - █
  - de deux à trois centrales à gaz de réserve d'une puissance électrique totale pouvant atteindre environ 1000 mégawatt.

## 1 Einleitung

### 1.1 Ausgangslage

Die Eidgenössische Elektrizitätskommission EICOM hat nach Artikel 22 Absatz 3 StromVG den Auftrag, die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung zu überwachen. Sollte sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit abzeichnen, hat die EICOM dem Bundesrat Vorschläge für Massnahmen nach Artikel 9 StromVG zu unterbreiten (Art. 22 Abs. 4 StromVG). Aufgrund dieser vom Gesetzgeber zugewiesenen Aufgabe hat die EICOM dem Bundesrat im Juni 2021 ihre Einschätzung zur Versorgungssicherheit wie auch zum Handlungsbedarf dargelegt. Die Risiken ergeben sich erstens aus dem zunehmenden Importbedarf im Winterhalbjahr (Kernenergieausstieg, schleppender Zubau von inländischer Produktion, Elektromobilität, Wärmepumpen). Ein weiterer Risikotreiber ergibt sich zweitens aus den zunehmenden Importrisiken. Hier ist auf die potenziellen Transportengpässe hinzuweisen, die sich durch die Ausdehnung der europäischen Marktkopplung, die internationalen Balancing-Plattformen und die Maximierung der grenzüberschreitenden Kapazitäten zwischen den EU-Mitgliedstaaten einstellen könnten. Der Abbruch der Verhandlungen zum institutionellen Abkommen hat die diesbezüglichen Risiken gerade mit Blick auf den Zeitraum ab dem Jahr 2025 weiter erhöht, wie die vom BFE, der EICOM und dem Verband Schweiz-Elektrizitätswerke (VSE) bei Frontier Economics in Auftrag gegebene Studie<sup>i</sup> zu den Auswirkungen der Zusammenarbeit CH-EU auf die Stromversorgung vom Oktober 2021 gezeigt hat. Diese Studie hat u. a. gezeigt, dass insbesondere für das Szenario, in welchem keine echte Kooperation möglich ist, erhebliche Versorgungsprobleme bis hin zu Stromengpässen im Sinne von Versorgungsunterbrechungen nicht ausgeschlossen werden können.

Aufgrund des kritischen Zeithorizonts per 2025 hat die EICOM dem Bundesrat Anfang Juni 2021 den Vorschlag unterbreitet, die Vorbereitungs- und Planungsarbeiten mit Fokus auf zwei Bereiche anzugehen:

- i. Steigerung der Effizienz im Winterhalbjahr (Ersatz von Elektroheizungen)
- ii. Vorhaltung bzw. Schaffung von zusätzlichen Erzeugungskapazitäten mit
  - a. Wasserkraft
  - b. Gaskraftwerken

Der aktuelle Vorschlag zur weiteren Vorbereitung von Massnahmen nach Art. 9 StromVG bezieht sich auf den Zeitraum ab 2025. Die EICOM sieht weitere Risiken mit längerfristigerem Zeithorizont, d. h. wenn die Schweizer Kernkraftwerke auch im Basisszenario ausser Betrieb sind. Für diesen späteren Zeithorizont wären aber Massnahmen nach Artikel 9 StromVG verfrüht, da (noch) genügend Zeit ist, um auf politischem Wege die Rahmenbedingungen anzupassen, so dass die Unternehmen der Energiewirtschaft selbst die erforderlichen Massnahmen ergreifen können. Dies kann z. B. im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien erfolgen.

Gemäss dem Bundesamt für Bevölkerungsschutz (BABS) ist eine Stommangellage noch vor einer Influenza-Pandemie das grösste Risiko für die Schweiz überhaupt in Bezug auf die Kombination der Eintrittswahrscheinlichkeit und des Schadenpotentials.<sup>ii</sup> Auch mit Blick auf die Erfahrungen aus der Covid-19-Pandemie erscheint es durchaus gerechtfertigt, vorbeugende Massnahmen im Sinne einer Versicherung gegen Stommangellagen zu treffen.

<sup>i</sup> Stromversorgungssicherheit Schweiz 2025, Zusammenfassung der Studie «Analyse Stromzusammenarbeit CH – EU», 2021, siehe <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2021/studiestromversorgungssicherheitschweiz2025.pdf.download.pdf/Studie%20Stromversorgungssicherheit%20Schweiz%202025.pdf> und <https://www.news.d.admin.ch/newsd/message/attachments/68527.pdf>

<sup>ii</sup> Bericht zur nationalen Risikoanalyse (BABS 2020)

## 1.2 Auftrag Bundesrat

Gestützt auf diese Auslegeordnung hat der Bundesrat mit Beschluss vom 18. Juni 2021 die EICOM aufgefordert, ein «Konzept Spitzentlast-Gaskraftwerk» (inkl. nötige Leistung, mögliche Standorte, Kosten, Finanzierung, Gasspeicherung, Sicherstellung Klimaneutralität) zu erarbeiten und bis im November 2021 dem UVEK zu unterbreiten. Das Konzept soll auf der Grundannahme erarbeitet werden, dass solche Spitzentlast-Gaskraftwerke nur zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen eingesetzt würden. Der vorliegende Bericht fasst die im Rahmen dieses bündesrätlichen Auftrags gewonnenen Erkenntnisse zusammen.

Der Bundesrat hat Mitte Juni weiter das UVEK beauftragt zu analysieren, welches Potenzial durch Effizienzsteigerungen bis im Jahre 2025 ausgeschöpft werden kann, und die Analyse – zusammen mit dem Konzept «Spitzentlast-Gaskraftwerk» – bis im Dezember 2021 dem Bundesrat zu unterbreiten. Dabei sind insbesondere die Massnahmen aufzuzeigen, welche es auf Bundes- und Kantonsebene dazu braucht, welcher Zeitbedarf für die Umsetzung erforderlich ist und welche finanziellen Mittel dafür eingesetzt werden müssten. Die Ergebnisse dieser Analyse sind nicht Teil dieses Berichts.

Weiter hat der Bundesrat die EICOM aufgefordert, in Zusammenarbeit mit der Swissgrid mögliche netzseitige Massnahmen zur Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit sowie Netzstabilität zu erarbeiten und bis Ende August 2021 dem UVEK zu unterbreiten. Diesen Bericht hat der Bundesrat bereits im Oktober 2021 zur Kenntnis genommen.

## 2 Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk

### 2.1 Gesetzesrahmen

#### 2.1.1 Zuständigkeiten

Gemäss Artikel 89 Absatz 1 der Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft vom 18. April 1999 (BV; SR 101) setzen sich Bund und Kantone im Rahmen ihrer Zuständigkeiten für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch ein.

Gemäss Artikel 6 Absatz 2 Satz 1 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG; SR 730.0) ist die Energieversorgung Sache der Energiewirtschaft.

Bund und Kantone sind jedoch verpflichtet, für die Rahmenbedingungen zu sorgen, die erforderlich sind damit die Energiewirtschaft diese Aufgabe im Gesamtinteresse optimal erfüllen kann (Art. 6 Abs. 2 Satz 2 EnG). Gemäss Artikel 4 Absatz 1 EnG koordinieren der Bund und die Kantone dabei ihre Energiepolitik und berücksichtigen die Anstrengungen der Wirtschaft und der Gemeinden.

Zeichnet sich ab, dass die Energieversorgung der Schweiz längerfristig nicht genügend gesichert ist, so schaffen Bund und Kantone im Rahmen ihrer Zuständigkeiten die Voraussetzungen, damit Produktions-, Netz- und Speicherkapazitäten bereitgestellt werden können (Art. 8 Abs. 1 EnG). Diese Bestimmung adressiert nicht nur die Versorgung mit Elektrizität, sondern die ganze Energieversorgung, mithin auch die Versorgung mit Energieträgern, die für die Elektrizitätsversorgung von Bedeutung sind (BBI 2013 S. 7660 f.).

Der Bundesrat beurteilt alle fünf Jahre gestützt auf das vom BFE durchgeführte Monitoring die Auswirkungen und die Wirksamkeit der Massnahmen nach dem EnG und erstattet der Bundesversammlung Bericht über die Ergebnisse sowie über den Stand der Erreichung der Richtwerte nach den Artikeln 2 (Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien) und 3 (Verbrauchsrichtwerte) EnG (Art. 55 Abs. 1 Satz 1 EnG). Zeichnet sich ab, dass die Richtwerte nicht erreicht werden können, so beantragt er bei der Bundesversammlung gleichzeitig die zusätzlich notwendigen Massnahmen (Art. 55 Abs. 1 Satz 2 EnG).

Die vorstehend beschriebenen Leitlinien sollen gewährleisten, dass der Bundesrat vorausschauend die erforderlichen politischen Entscheide in die Wege leitet, um die Rahmenbedingungen für eine (u. a.) sichere Versorgung durch die Energiewirtschaft zu erhalten und nötigenfalls zu schaffen. Entscheidend ist dabei, dass die Rahmenbedingungen so frühzeitig angepasst und wirksam ausgestaltet werden, dass die Energiewirtschaft die sichere Versorgung gewährleisten kann und tatsächlich gewährleistet. Die Grundsätze der Kooperation und der Subsidiarität (vgl. Art. 4 Absatz 2 und 3 EnG; Art. 3 StromVG) bleiben dabei grundsätzlich unangetastet.

Komplementär dazu hat die ElCom spezifisch für den Elektrizitätssektor die Aufgabe, die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen zu beobachten und zu überwachen (Art. 22 Abs. 3 StromVG). Zeichnet sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit ab, unterbreitet die ElCom dem Bundesrat Vorschläge für Massnahmen nach Artikel 9 StromVG. Ein entsprechender Vorschlag der ElCom ist mit Schreiben vom 10. Juni 2021 an den Bundesrat erfolgt.

## 2.1.2 Fragen zur Governance

Gemäss Auftrag des Bundesrates vom 18. Juni 2021 soll das vorliegende Konzept auf der Grundannahme erarbeitet werden, dass ein Spitzentlast-Gaskraftwerk nur zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen eingesetzt würde.

Aufgrund des im Stromversorgungsrecht umgesetzten Unbundlings von Netzbetrieb und Energieversorgung stellt sich dabei zwangsläufig die Frage nach der Abgrenzung netzdienlicher Systemdienstleistungen (SDL; namentlich Regelleistung und -energie) von der Einspeisung zusätzlicher Versorgungsenergie bei Versorgungsengpässen. Gemäss Artikel 18 Absatz 6 StromVG darf die Swissgrid AG weder Tätigkeiten in den Bereichen Elektrizitätserzeugung, -verteilung oder -handel ausüben noch Beteiligungen an Unternehmen besitzen, die in diesen Bereichen tätig sind. Der Bezug und die Lieferung von Elektrizität aus betriebsnotwendigen Gründen, insbesondere zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL), sind hingegen zulässig.

Wäre die Beschaffung eines Reservegaskraftwerks (oder der von diesem eingespeisten Elektrizität) und dessen Betrieb als reine Systemdienstleistung (d. h. als betriebsnotwendiger Grund i. s. v. Art. 18 Abs. 6 StromVG) zu qualifizieren, käme der Swissgrid AG als nationale Netzgesellschaft eine zentrale Rolle zu. Die Finanzierung würde in diesem Fall über die anrechenbaren Netzkosten der Netzebene 1 (Art. 15 StromVG) erfolgen, soweit die Kosten nicht als Ausgleichsenergie direkt den Bilanzgruppen in Rechnung zu stellen wären (Art. 16 StromVG i. V. m. Art. 15 Abs. 1 Bst. b StromVV). Ist ein Reservegaskraftwerk hingegen als Erzeuger zusätzlicher Versorgungsenergie bei Versorgungsengpässen zu qualifizieren, kann der Swissgrid AG bei dessen Beschaffung und Einsatz höchstens am Rande eine ihr zuzuweisende Rolle zukommen und eine Finanzierung über die anrechenbaren Netzkosten und die Abrechnung von Ausgleichsenergie ist ausgeschlossen. Die Finanzierung muss daher in diesem Fall über einen Netzzuschlag nach Artikel 9 Absatz 4 StromVG erfolgen. Bei der Definition möglicher Einsatzziele des Kraftwerks und eines geeigneten Betreiber- und Finanzierungsmodells im Rahmen des vorliegenden Konzepts ist diese Abgrenzung zentral.

Die von der Swissgrid AG gestützt auf Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b StromVG laufend beschaffte Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung und -energie dient der Netzregelung, indem jederzeit das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch hergestellt wird. In der Branche herrscht Konsens, dass damit lediglich die aufgrund von Ungenauigkeiten in der Lastprognose auftretenden Abweichungen zwischen den Lastfahrplänen und der tatsächlichen Last sowie ungeplante Kraftwerksausfälle abgesichert werden sollen. Damit ist sichergestellt, dass die Marktrisiken nicht auf die nationale Swissgrid AG übertragen werden. Regelenergie kommt mithin dann zum Einsatz, wenn zwar die Fahrpläne der Bilanzgruppen ausgeglichen sind, aber (erwartbare) Abweichungen von den Fahrplänen auftreten.

Davon abzugrenzen sind Situationen, in denen nicht genügend Versorgungsenergie verfügbar ist. Wie eingangs in Ziffer 1.1 beschrieben, basiert das vorliegende Konzept auf der Annahme, dass im schlimmsten Fall bereits ab 2025 Versorgungsengpässe auftreten könnten, in denen die Schweizer Energieversorgungsunternehmen vorübergehend nicht mehr in der Lage sind, den prognostizierten Verbrauch mittels eigener Produktionsanlagen oder Importen zu decken. Obschon ein solcher Versorgungsengpass zwangsläufig auch den sicheren Netzbetrieb gefährdet, handelt es sich dabei nach Auffassung der EICOM nicht um eine Situation, der mit Regelenergie zu begegnen ist. Denn die Überbrückung von Versorgungsengpässen mittels Regelenergie würde die Abgrenzung zwischen Netzbetrieb und Energieversorgung verwässern und damit dem Grundsatz des Unbundlings zuwiderlaufen.

Aus den vorstehend dargelegten Gründen sowie aus noch darzulegenden technischen und ökonomischen Gründen (vgl. nachfolgend Ziffer 2.4) werden daher nachfolgend in erster Linie mögliche Einsatzziele des Reservegaskraftwerks beschrieben, die nicht auf die Netzregelung, sondern auf der Bereitstellung zusätzlicher Versorgungsenergie für den Notfall ausgerichtet sind (vgl. Ziff. 2.2). Die Darstellung eines möglichen Betreiberkonzepts unter Ziffer 2.10.1 sowie die Ausführungen zur Finanzierung in Ziffer 0 erfolgen unter derselben Prämisse.

## 2.1.3 Artikel 9 StromVG

### 2.1.3.1 Einleitung

Ist die sichere und erschwingliche Versorgung mit Elektrizität im Inland trotz der Vorkehren der Unternehmen der Energiewirtschaft mittel- oder langfristig erheblich gefährdet, so kann der Bundesrat gemäss Artikel 9 Absatz 1 StromVG unter Einbezug der Kantone und Organisationen der Wirtschaft Massnahmen treffen zur:

- a) Steigerung der Effizienz der Elektrizitätsverwendung;
- b) Beschaffung von Elektrizität, insbesondere über langfristige Bezugsverträge und den Ausbau der Erzeugungskapazitäten;
- c) Verstärkung und zum Ausbau von Elektrizitätsnetzen.

Adressat von Artikel 9 StromVG ist der Bundesrat. Auslegung und Vollzug dieser Bestimmung sind daher grundsätzlich Sache des Bundesrates. Gleichwohl muss die EICOM im Rahmen eines Vorschlags für Massnahmen gemäss Artikel 22 Absatz 4 StromVG vorfrageweise zumindest summarisch klären, ob die von ihr vorgeschlagenen Massnahmen vom Bundesrat voraussichtlich gestützt auf Artikel 9 StromVG umsetzbar sein werden. Nachfolgend werden daher die Voraussetzungen für das Ergreifen von Massnahmen nach Artikel 9 StromVG sowie der Rahmen für die Ausgestaltung möglicher Massnahmen näher beleuchtet.

### 2.1.3.2 Voraussetzungen für das Ergreifen von Massnahmen nach Artikel 9 StromVG

Folgende Kriterien müssen erfüllt sein, damit der Bundesrat gestützt auf Artikel 9 StromVG Massnahmen ergreifen kann:

- Die sichere und erschwingliche Versorgung mit Elektrizität im Inland ist mittel- oder langfristig gefährdet:

Eine sichere Versorgung mit Elektrizität beinhaltet insbesondere die konstante Lieferung von elektrischer Energie und die Gewährleistung genügender Kapazitäten bei der Erzeugung, Übertragung und Verteilung (DANIELA WYSS, in: Kommentar zum Energierrecht, Band 1, Art. 22 StromVG, Rz. 28). Der Begriff der Erschwinglichkeit zielt auf eine sozial- und wirtschaftlich verträgliche Versorgung mit Elektrizität ab. Eine erschwingliche Versorgung bedeutet somit, dass die Endverbraucher sich die Elektrizität ökonomisch leisten können (DANIELA WYSS, a. a. O., Rz. 29). Ist eines der beiden Kriterien nicht gegeben, ist die Versorgung der Endverbraucher mit Elektrizität gefährdet. Für die Anwendbarkeit von Artikel 9 StromVG reicht es daher aus, dass eines dieser beiden Kriterien nicht erfüllt ist.

Das Kriterium der Mittel- oder Langfristigkeit bezieht sich nicht auf die Dauer der Gefährdung, sondern auf den Zeitpunkt des möglichen Eintreffens der Gefährdung. Dies wird insbesondere aus der Formulierung in Artikel 22 Absatz 4 StromVG deutlich, in dem für einen Vorschlag der EICOM zu Händen des Bundesrats vorausgesetzt wird, dass sich eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit mittel- oder langfristig «abzeichnet». Weder Artikel 22 Absatz 4 noch Artikel 9 StromVG definieren näher, wann ein mittel- oder langfristiger Zeithorizont vorliegt. Da die Umsetzung von Massnahmen nach Artikel 9 StromVG zwangsläufig eine gewisse Vorlaufzeit benötigt, können als mittelfristig im Sinne dieser Bestimmung nur Gefährdungen gelten, die sich so früh abzeichnen, dass das Ergreifen geeigneter Massnahmen überhaupt noch möglich ist. Tritt kurzfristig ein Versorgungsengpass auf, ist diesem mit den Instrumenten gemäss dem Landesversorgungsgesetz vom 17. Juni 2016 (LVG; SR 531) zu begegnen (vgl. Botschaft zum StromVG, BBI 2005 S. 1647). Aus dem Grundsatz der Subsidiarität (vgl. dazu so gleich die nachfolgenden Ausführungen) folgt aber auch, dass sowohl bei sich mittel- als auch bei sich langfristig abzeichnenden Gefährdungen in erster Linie auf politischem Wege die faktischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen anzupassen sind, so dass die Unternehmen der

Energiewirtschaft selbst die erforderlichen Massnahmen ergreifen (können). Einer sich abzeichnenden Gefährdung der Versorgungssicherheit ist mithin nur dann mit Massnahmen nach Artikel 9 StromVG zu begegnen, wenn sich bereits abzeichnet, dass die Versorgungssicherheit auch mit einer Anpassung der (gesetzlichen) Rahmenbedingungen nicht alleine durch die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft wird gewährleistet werden können oder dass die Rahmenbedingungen nicht oder nicht rasch genug angepasst werden können (z. B. weil die erforderliche Zeit für Änderungen auf Gesetzesstufe fehlt).

- Die Gefährdung ist erheblich: Weder Artikel 22 Absatz 4 noch Artikel 9 StromVG definieren, wann eine Gefährdung der Versorgungssicherheit als erheblich einzustufen ist. Aus der Debatte im Nationalrat lässt sich aber zumindest ableiten, dass der Gesetzgeber die Bestimmung nicht auf „schwere Versorgungsengpässe“ eingrenzen wollte (vgl. NICOLE ZELLER in: Kommentar zum Energierecht, Band 1, Art. 9 StromVG, Rz. 14). Ob eine potentielle künftige Gefährdung als erheblich einzustufen ist, hängt von der Eintrittswahrscheinlichkeit und dem möglichen Ausmass des Schadens ab und stellt letztlich einen Ermessensentscheid dar. Mit Blick auf die Beurteilung durch den Bundesrat ist dabei auch zu berücksichtigen, dass mit dem Vorliegen eines Vorschlags der ElCom für Massnahmen nach Artikel 9 StromVG von der ElCom als Fachbehörde bereits eine Risikobeurteilung vorgenommen und die Gefährdung als erheblich eingestuft wurde.
- Die Gefährdung besteht trotz der Vorkehrungen der Unternehmen der Energiewirtschaft: Diese Formulierung in Artikel 9 Absatz 1 StromVG verdeutlicht den subsidiären Charakter von Artikel 9 StromVG. Der Bundesrat soll nur dann als ultima ratio Massnahmen treffen, wenn hinreichende Anhaltspunkte dafür bestehen, dass die gemäss Artikel 6 Absatz 2 Satz 1 EnG für die Energieversorgung zuständige Energiewirtschaft die erkannte Gefährdung der Versorgungssicherheit voraussichtlich nicht rechtzeitig oder nicht vollumfänglich aus eigener Kraft wird abwenden können (vgl. Botschaft des Bundesrates zum StromVG, BBI 2005 S. 1647).

Wie vorstehend unter Ziffer 1.1 sowie unten in Ziffer 4.1 dargelegt, erachtet die ElCom aus heutiger Sicht die Voraussetzungen für das Ergreifen von Massnahmen nach Artikel 9 StromVG als gegeben: Das Risiko einer erheblichen Gefährdung der Versorgungssicherheit besteht bereits ab 2025 und ein Spaltenlast-Gaskraftwerks im Sinne des vorliegenden Konzepts kann nicht rechtzeitig im ordentlichen Gesetzgebungsverfahren (z. B. im Rahmen des Entwurfs zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 18. Juni 2021) realisiert werden.

### 2.1.3.3 Ausbau der Erzeugungskapazitäten

Artikel 9 Absatz 1 StromVG listet in den Buchstaben a bis c in einer nicht abschliessenden Aufzählung mögliche Massnahmen auf, die der Bundesrat treffen kann. Der Bundesrat hat sich dabei am Verhältnismässigkeitsprinzip zu orientieren. Er hat die zur Erreichung des angestrebten Ziels (Sicherstellung der Versorgung) mildeste Massnahme zu treffen (Botschaft des Bundesrates zum StromVG, BBI 2005 S. 1648).<sup>iii</sup> Von Relevanz ist in vorliegendem Kontext lediglich die in Buchstabe b genannte Beschaffung von Elektrizität in Form eines Ausbaus der Erzeugungskapazitäten. Die Erstellung eines oder mehrerer Reservegaskraftwerke fällt zweifelsohne unter diese Bestimmung und kann daher grundsätzlich vom Bundesrat als Massnahme angestrebt werden. Bei der konkreten Ausgestaltung der Massnahme ist das Legalitätsprinzip zu beachten. Massnahmen auf der rechtlichen Grundlage von Artikel 9 StromVG müssen somit unter Einhaltung des bestehenden regulatorischen Rahmens umgesetzt und es müssen sämtliche verfahrensrechtlichen und umweltrechtlichen Vorgaben eingehalten werden. Auf die Zulässigkeit der von der ElCom vorgeschlagenen Art und Weise der Realisierung eines Reservegaskraftwerkes im Sinne des vorliegenden Konzepts wird unten in Ziffer 2.10.2 näher eingegangen.

Zu berücksichtigen ist ferner Artikel 9 Absatz 3 StromVG, wonach bei der Elektrizitätsbeschaffung und beim Ausbau der Erzeugungskapazitäten jedenfalls bei gleichwertigen Angeboten erneuerbare Energien

<sup>iii</sup> Vgl. zur Frage der zulässigen Eingriffsintensität auch unten Fussnote xxvi.

Vorrang haben. Die Versorgungssicherheit soll durch die Priorität aber nicht gefährdet werden (vgl. NICOLE ZELLER a.a.O., Rz. 24). Wie nachfolgend unter Ziffer 2.2.1 beschrieben, schlägt die ElCom daher die Kombination eines Reservegaskraftwerks mit einer Hydroreserve vor, um die Dimensionierung und die erforderlichen Einsätze des Reservegaskraftwerks zu minimieren.

#### **2.1.3.4 Ausschreibung und Finanzierung**

Gemäss Artikel 9 Absatz 2 StromVG kann der Bundesrat wettbewerbliche Ausschreibungen für die Steigerung der Effizienz der Elektrizitätsverwendung und die Beschaffung von Elektrizität, d. h. auch für den Ausbau der Erzeugungskapazitäten, durchführen. Er legt in der Ausschreibung die Kriterien fest in Bezug auf die Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit.

Als Finanzierungsmechanismus sieht Artikel 9 Absatz 4 StromVG vor, dass die nationale Netzgesellschaft befristet einen Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze erheben kann, mit dem die Mehrkosten abgegolten werden, die aus wettbewerblichen Ausschreibungen entstehen. Das mit vorliegendem Bericht vorgeschlagene Reservegaskraftwerk kann naturgemäß nicht kostendeckend betrieben werden und ist daher auf die Finanzierung über einen Netzzuschlag angewiesen. Aufgrund der zwingenden Befristung dieses Finanzierungsinstruments ist die Finanzierung für einen vordefinierten Zeithorizont zu planen und es sind mögliche Anschlusslösungen für einen Weiterbetrieb nach dieser Phase zu diskutieren.

Allfällige Gewinne aus dem Betrieb eines mittels Netzzuschlag finanzierten Reservegaskraftwerks müssen gemäss Artikel 9 Absatz 5 StromVG der nationalen Netzgesellschaft zurückerstattet werden, welche die zurückerstatteten Gelder entweder für Tarifreduktionen oder für die Verstärkung oder den Ausbau der Hochspannungsnetze verwendet.

Auf die Ausschreibung und Finanzierung wird nachfolgend in den Ziffern 2.10.2.1 und 0 näher eingegangen.

#### **2.1.4 Bewilligungsverfahren für den Elektrizitäts- und Gasanschluss**

Sowohl für die elektrische Erschliessung eines Reservegaskraftwerks auf der Höchstspannungsebene (Netzebene 1) als auch für die Erstellung eines Gasanschlusses müssen die erforderlichen Bewilligungen eingeholt werden.

Für die elektrische Erschliessung stellt sich vorab die Frage, ob das Vorhaben in einem Sachplan gemäss Artikel 13 des Raumplanungsgesetzes vom 22. Juni 1979 (RPG; SR 700) festgesetzt werden muss. Dies ist grundsätzlich dann der Fall, wenn sich das Vorhaben erheblich auf Raum und Umwelt auswirkt (Art. 15e Abs. 1 des Elektrizitätsgesetzes vom 24. Juni 1902 [EleG; SR 734.0]). Unter bestimmten Voraussetzungen kann beim BFE eine Ausnahme von der Sachplanpflicht beantragt und in der Folge auf das Sachplanverfahren (SÜL-Verfahren) verzichtet werden. Voraussetzung dafür ist, dass die Bestimmungen der Verordnung vom 23. Dezember 1999<sup>1</sup> über den Schutz vor nitionisierender Strahlung (NISV; SR 814.710) voraussichtlich eingehalten werden können und die Möglichkeiten zur Zusammenlegung mit anderen Leitungen oder anderen Infrastruktur anlagen ausgeschöpft wurden (Art. 1b Abs. 1 der Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen [VPeA; SR 734.25]). Sind diese Voraussetzungen erfüllt, kann u. a. für folgende Vorhaben eine Ausnahme gewährt werden:

- a. die Erstellung neuer Leitungen mit einer Länge von fünf Kilometern oder weniger, sofern keine Schutzziele von Schutzgebieten nach eidgenössischem oder kantonalem Recht beeinträchtigt werden;
- b. [...]
- c. Vorhaben, bei denen Leitungen zu mindestens 80 Prozent ihrer Länge als Kabel in bestehenden oder behördlerverbindlich festgelegten Anlagen wie Strassen, Tunnels oder Stollen ausgeführt werden;

- d. Vorhaben, bei denen die Gesuchstellerin anhand von raumplanerischen, umweltrechtlichen, technischen und wirtschaftlichen Abklärungen darlegt, dass keine andere Variante zu bevorzugen ist.

Nach Abschluss des SÜL-Verfahrens oder nach gewährtem SÜL-Verzicht ist für die elektrische Anschlussleitung ein Plangenehmigungsverfahren gemäss Artikel 16 ff. EleG sowie Artikel 2 ff. VPeA durchzuführen.

Für den Gasanschluss ist ein Plangenehmigungsgesuch gemäss Artikel 2 ff. des Rohrleitungsgesetzes vom 4. Oktober 1963 (RLG; SR 746.1) und Artikel 7 ff. der Rohrleitungsverordnung vom 26. Juni 2019 (RLV; SR 746.11) erforderlich. Auch hier ist je nach Ausgestaltung des Projekts zu prüfen, ob ein vereinfachtes Plangenehmigungsverfahren i. S. v. Artikel 17 RLG in Betracht kommt. Nach Rechtskraft des Plangenehmigungsentscheids und der Genehmigung entsprechender Bauausführung ist sodann von der Betreiberin der Gasleitung eine Betriebsbewilligung gemäss Artikel 30 RLG und Artikel 23 ff. RLV einzuholen.

### **2.1.5 Baubewilligung für das Reservegaskraftwerk**

Das Baubewilligungsverfahren für ein Reservegaskraftwerk richtet sich nach der am ausgewählten Standort geltenden kantonalen und kommunalen Rechtsordnung. Bei der Auswahl denkbarer Standorte im Bericht von Afry (s. dort Kapitel 5) wurden ausschliesslich Flächen in ausgewiesenen Industriezonen betrachtet. Auf eine weitergehende Analyse der planungs- und baurechtlichen Vorgaben in einzelnen Kantonen wurde jedoch verzichtet. Eine eingehende Betrachtung dieser Aspekte wird daher bei der Evaluation möglicher Standorte erforderlich sein. Dabei wird insbesondere auch zu prüfen sein, ob die bestehenden Grundlagen in den betroffenen kantonalen Richtplänen ausreichen oder ob allenfalls mit Blick auf Artikel 8 Absatz 2 RPG Anpassungen der Richtpläne erforderlich sind.<sup>iv</sup>

Bereits an dieser Stelle wird jedoch darauf hingewiesen, dass die Energiegesetze der meisten Kantone den Bau von fossilthermischen Kraftwerken ohne Wärmenutzung gar nicht oder nur sehr restriktiv zu lassen. So bewilligen beispielsweise mehrere Kantone mit denkbaren Standorten für ein Reservegaskraftwerk (vgl. unten Ziffer 2.7) fossilthermische Kraftwerke nur unter der Bedingung, dass die Wärme «fachgerecht und vollständig genutzt wird». <sup>v</sup> Andere Kantone fordern z. B. eine «weitgehende», «mehrheitliche», «soweit mögliche» oder «dem Stand der Technik entsprechende» Nutzung der Wärme.<sup>vi</sup> Bei einer künftigen vertieften Standortevaluation werden diese Voraussetzungen in den einzelnen Kantonen vertieft zu prüfen sein. Unter Umständen kann die Bewilligungsfähigkeit auch ein Kriterium bei der finalen Festlegung des Anlagentyps sein, da ein Gaskombikraftwerk unter Umständen einfacher bewilligt werden kann als ein reines Gasturbinenkraftwerk.

### **2.1.6 Umweltrecht**

Fossilthermische Kraftwerke mit einer Leistung von mehr als 50 MW Feuerungswärmeleistung sind gemäss Artikel 10a Absatz 2 des Umweltschutzgesetzes vom 7. Oktober 1983 (USG; SR 814.01) i. V. m. Artikel 1 und Anhang Ziffer 21.2 der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung vom 19. Oktober 1988 (UVPV; SR 814.011) der Umweltverträglichkeitsprüfung unterstellt.

Die einschlägigen Vorgaben betreffend Schadstoff- und Lärmemissionen sind im Bericht von Afry dargestellt und können voraussichtlich problemlos mithilfe gängiger technischer Massnahmen eingehalten werden.

<sup>iv</sup> Vgl. dazu auch «Ergänzung des Leitfadens Richtplan» vom März 2014 des Bundesamtes für Raumentwicklung ARE, S. 29 ff. (abrufbar unter <https://www.are.admin.ch/> → Raumentwicklung & Raumplanung → Strategie und Planung → Kantonale Richtpläne → Dokumente) sowie den Bericht «Umgang mit Grossvorhaben nach Artikel 8 Absatz 2 RPG im Richtplan» vom 27. November 2020 des Verbands für Raumplanung EspaceSuisse, Ziff. 3.3.4 (abrufbar unter <https://www.bpuk.ch/> → KPK → Über KPK).

<sup>v</sup> LU, SG, ZH.

<sup>vi</sup> AG, BE, GE, NE, SO.

In Bezug auf den CO<sub>2</sub>-Ausstoss ist ein fossilthermisches Kraftwerk gemäss den einschlägigen Vorgaben im Bundesgesetz über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen vom 23. Dezember 2011 (CO<sub>2</sub>-Gesetz; SR 641.71) sowie in der Verordnung über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen vom 30. November 2012 (CO<sub>2</sub>-Verordnung; SR 641.711) grundsätzlich zur Teilnahme am Emissionshandelssystem verpflichtet. Auch diesbezüglich wird vorliegend auf den Bericht von Afry im Anhang verwiesen.

## 2.2 Mögliche Einsatzziele

Der Haupteinsatzzweck eines Reservegaskraftwerks liegt in einer Versicherung, um in Extremsituationen insbesondere Ende Winter Versorgungsausfälle zu vermeiden. Im Normalfall, d. h. solange der Markt funktioniert, soll das Gaskraftwerk nie laufen. Im Berichtsteil von Swissgrid wird aufgezeigt, dass eine strategische Hydroreserve bei einem strukturellen Engpass als Versicherung kaum eine Verbesserung bringt. Hingegen erscheint aus Sicht der EICOM eine (kleine) strategische Hydroreserve im Zusammenspiel mit einem Reservegaskraftwerk sinnvoll.

### 2.2.1 Haupteinsatzzweck

Primär soll das Reservegaskraftwerk kurativ dann einspringen, wenn die am Markt angebotene Energie die Nachfrage nicht mehr deckt. Verschiedene Ausprägungen sind dabei denkbar:

- Einsatz analog Ausgleichsenergie: das Kraftwerk fährt hoch, wenn die Schweiz im Echtzeitbetrieb eine bilanzielle Unterdeckung hat. Aufgrund der dynamischen Anforderungen ist ein solcher Einsatz je nach Technologie des Gaskraftwerks evtl. nur im Zusammenspiel mit einer Hydroreserve möglich.
- Einsatz, sobald der Day-ahead-Markt und/oder der Intraday-Markt nicht mehr schliesst: dies ergibt insbesondere im Day-ahead-Markt eine etwas längere Vorlaufzeit, so dass auch der alleinige Einsatz des Reservegaskraftwerkes ohne Hydroreserve gemäss dem zeitlichen Verlaufsprofil der fehlenden Energiemenge denkbar ist, wobei eine Hydroreserve die verfügbare Reservleistung ausweitet.

Aufgrund der meist längeren Vorlaufzeit bevorzugt die EICOM letztere Variante. Eine einfache Implementierung mit geringer Marktverzerrung könnte so aussehen, dass die Reserve sowohl im Day-ahead- als auch im Intraday-Markt zu den für die jeweiligen Märkte festgelegten technischen Maximalpreisen oder alternativ zu einem minimal höheren Angebot als das höchste Angebot im Markt angeboten wird. Die Preisfestlegung muss so gestaltet werden, dass keine Arbitrage möglich ist<sup>vii</sup>. Wenn der Day-ahead-Markt nicht schliesst, erfolgt eine zusätzliche Auktion. In dieser Zusatzauktion ist zu erwarten, dass alle Anbieter alle Möglichkeiten anbieten, da sie sehr hohe Preise lösen können. Wenn auch in dieser Zusatzauktion die Nachfrage durch die marktlichen Angebote nicht mehr gedeckt werden kann, ist der Einsatz des Reservegaskraftwerkes sicher gerechtfertigt.

Ein Einsatz analog Ausgleichsenergie wäre darüber hinaus denkbar, wenn z. B. nach einem grösseren Kraftwerksausfall die entsprechende Bilanzgruppe die fehlende Energie nicht am Markt ersetzen kann.

Wenn sich bereits im Voraus ein grösserer Versorgungsengpass deutlich abzeichnet, kommt ein solch rein kurativer Einsatz in Extremsituationen zu spät, um Versorgungsausfälle zu minimieren respektive es müsste eine sehr grosse Gaskraftwerksleistung zugebaut werden. Daher sollte in absehbaren Extremfällen auch ein präventiver Einsatz möglich sein. Die grosse Herausforderung dabei liegt in der Definition eines geeigneten Triggers zum Einsatz des Gaskraftwerkes. Je frühzeitiger die sich abzeichnende Unterdeckung hinreichend gesichert identifiziert werden kann und das Gaskraftwerk hochgefahren und

---

<sup>vii</sup> Der genaue Mechanismus zur Preisbildung muss noch weiter untersucht werden. Ein zu tiefer Preis könnte einen Fehlanreiz zur offensiven Speicherbewirtschaftung geben, z. B. bei vorhergehenden ausländischen Engpässen zu viel zu exportieren. Um den Abfluss ins Ausland zu limitieren, sollte daher der Preis jederzeit mindestens so hoch sein, wie vorgängig in allen Nachbarländern erzielbar. Andererseits könnte bei einem zu hohen Preis versucht werden, die Situation gezielt herbeizuführen, um den Preis bewusst hoch zu treiben.

über einen ausreichend langen Zeitraum betrieben werden darf, desto mehr wird das Risiko für ENS<sup>viii</sup> reduziert und desto geringer darf die zu installierende Gaskraftwerksleistung ausfallen. Andererseits ergibt sich das Risiko eines möglicherweise ungerechtfertigten Markteingriffes.

Auch für einen solchen präventiven Einsatz sind verschiedene Ausprägungen denkbar. Die beiden nachfolgenden ersten Varianten «Energieabtausch» könnten quasi als präventiver Redispatch verstanden werden, wobei das Wort «Redispatch» typischerweise verwendet wird, wenn ein Netzengpass aufgelöst wird. Um Missverständnisse zu vermeiden, wird daher in der Folge die Bezeichnung «Redispatch» in diesem Zusammenhang nicht verwendet. Bei den beiden weiteren Varianten wird direkt präventiv zusätzliche Versorgungsenergie produziert.

- «Energieabtausch» mit der Branche: Beim Erreichen des Triggers wird das Gaskraftwerk hochgefahren und ersetzt Hydrospeicherproduktion. Die Bilanzgruppe des nicht mehr produzierenden Speicherkraftwerkes bezahlt eine Entschädigung für das so gesparte Wasser. Nachteil: Da die zusätzliche Energie unmittelbar dem Markt zur Verfügung steht (ohne reales Bilanzdefizit in der Schweiz), muss die Höhe dieser Entschädigung so festgelegt werden, dass keine Fehlanreize, z. B. für zusätzliche Exporte, erzeugt werden. Als Trigger bietet sich in diesem wie auch im folgenden Modell eine kurzfristige Adequacy-Rechnung an<sup>ix</sup>.
- «Energieabtausch» zur Befüllung der strategischen Hydroreserve: Auch hier wird beim Erreichen des Triggers das Reservegaskraftwerk hochgefahren und ersetzt Hydrospeicherproduktion. Das angesparte Wasser schont oder befüllt die Hydroreserve zusätzlich. So steht bei einer späteren bilanziellen Unterdeckung dann umso mehr Energie resp. Leistung zur Verfügung. Wichtig ist dabei, dass das Wasser in verschiedenen Speichern angespart wird, damit im Falle der Unterdeckung dann auch tatsächlich Leistung verfügbar ist<sup>x</sup>.
- Reservegaskraftwerk temporär in den Markt stellen: In diesem Modell würde das Reservegaskraftwerk bei Erreichen des Triggers einfach in den Markt kommen. Dies hätte eine sehr einfache Abwicklung zur Folge, definiert werden müsste einzig der Trigger (und ein zweiter Trigger, um das Gaskraftwerk wieder aus dem Markt zu nehmen). Allerdings hätte dieses Modell eine Dämpfung der Preisspitzen und somit wohl eine grösitere Marktverzerrung zur Folge als der Energieabtausch. Als Trigger drängt sich in diesem Modell eine vordefinierte Marktpreisschwelle auf.
- Kapazitätsmarkt: der Anbieter mit dem tiefsten Angebot erstellt ein Gaskraftwerk, welches grundsätzlich im Markt ist. Um sicherzustellen, dass der Einsatz auf Notsituationen beschränkt und die Marktverzerrung tief bleibt, könnte eine Abgabe definiert werden, die vom Kraftwerk pro produzierter MWh an die Netznutzer bezahlt werden muss und welche dann am Markt eingepreist wird. Diese Abgabe ersetzt quasi den Trigger, der in den anderen Modellen definiert werden muss.

Die ElCom favorisiert den Energieabtausch zur Befüllung der Hydroreserve, da diese den Markt am wenigsten verzerrt und am besten sichergestellt wird, dass die aus dem Gaskraftwerk gewonnene Energie tatsächlich nur in einer absoluten Notsituation eingesetzt wird. Das Zusammenspiel zwischen der Hydroreserve und dem Gaskraftwerk funktioniert in dieser Variante zielführend. Der Umfang und der

<sup>viii</sup> Energy not supplied

<sup>ix</sup> Im Rahmen des Clean Energy Packages der EU sind kurzfristige Adequacy-Rechnungen angedacht (Art. 8 und 9 der EU-Verordnung 2019/941). Im ersten Schritt wurden diese laut Swissgrid auf wöchentlicher Basis implementiert, vorgesehen ist später auch eine monatliche Betrachtung bei Bedarf. Mit nur einer Woche Vorlauf besteht die Gefahr, dass der Trigger zu spät kommt, um in allen Fällen ENS zu vermeiden.

<sup>x</sup> Wenn nur bei wenigen Speicherkraftwerken so Energie vorgehalten wird, könnte es passieren, dass gerade diese Kraftwerke noch im Markt produzieren, während andere schon nicht mehr produzieren können. Dann wäre zwar noch reservierte Energie vorhanden, sie kann aber nicht eingesetzt werden, da die Leistung schon im Markt vergeben wurde. Wenn bei vielen verschiedenen Speicherkraftwerken Energie reserviert wurde, kann dies nicht geschehen: Wenn viele Speicher-KW noch im Markt produzieren, kann keine Unterdeckung auftreten (es sei denn, dass viele Speicherkraftwerke für den Export produzieren, was aber in einer Schweizer Knapheitssituation nicht zu erwarten ist, zudem wären dann Anreize da, den Export zurückzukaufen).

Trigger der Befüllung sollte basierend auf kurzfristigen Adequacy-Rechnungen definiert werden. Der genaue Ablauf wäre noch festzulegen<sup>xii</sup>. Denkbar wäre, dass ein solcher Energieabtausch mittels Auktionsverfahren erfolgt, um allfällige ökonomische Nachteile in der Hydrospeicherbewirtschaftung marktorientiert zu kompensieren.

Die Hürde für den präventiven Einsatz muss hoch angesetzt werden, damit nicht ein wiederholter vor schneller Einsatz den Markt häufiger als nötig verzerrt und das Gaskraftwerk auch mit Blick auf die CO<sub>2</sub>-Thematik nicht unnötig eingesetzt wird. Die EiCom empfiehlt, dass als Hürde für den präventiven Einsatz nicht nur der Trigger erreicht werden muss, sondern vorgängig auch formell (Ausrufung Bereitschaftsgrad 2 durch Ostral) oder informell (durch eine für den Krisenfall gebildete Koordinationsgruppe mit Vertretern relevanter Ämter sowie der Branche) vorgesehene Gefässe genutzt werden könnten. Zu prüfen wäre, ob sogar der Bundesrat den präventiven Einsatz auf Antrag der EiCom kurzfristig genehmigen müsste.

Ohne eine solche Hürde sollte hingegen das Wiederbefüllen der Hydroreserve auf die ursprünglich kontrahierte Menge nach einem erfolgten kurativen Abruf möglich sein. Nach einem kurativen Abruf ist definitiv eine kritische Situation vorhanden. Bei einem Abruf bereits am Jahresanfang sollte eine solche Wiederbefüllung auf jeden Fall erfolgen. Wenn ein Abruf erst gegen Ende des Winters erfolgt, kann basierend auf den kurzfristigen Adequacy-Rechnungen gegebenenfalls darauf verzichtet werden.

## 2.2.2 Nebenaspekte

Zusätzlich zum Haupteinsatzzweck gibt es einige weitere Möglichkeiten, wie ein Reservegaskraftwerk ebenfalls eingesetzt werden könnte:

- Nutzung zur NTC-Erhöhung: in Situationen, [REDACTED] kann durch den Einsatz des Reservegaskraftwerks eine gewisse NTC-Erhöhung erreicht werden. Dies sollte dann ausgenutzt werden, wenn das Reservegaskraftwerk aufgrund des Hauptzweckes sowieso läuft und ist dementsprechend keine Auslegungsanforderung.
- Redispatch-Vorhaltung zur NTC-Erhöhung: es wurde evaluiert, ob es denkbar ist, die NTC-Berechnung offensiver zu gestalten, falls das Reservegaskraftwerk an einem geeigneten Standort für einen kurativen Redispatch-Einsatz vorgehalten werden könnte. Aufgrund der damit einhergehenden dynamischen Anforderungen wurde dies aber ausgeschlossen.
- [REDACTED]

<sup>xii</sup> Ohne Markteintritt könnte der Energieabtausch erst stattfinden, wenn die finalen Fahrpläne der Speicherkraftwerke feststehen. Dies wäre operativ sehr schwierig. Wenn der Energieabtausch bereits basierend auf den Day-ahead-Fahrplänen geschieht, büßen die Speicherkraftwerke Flexibilität ein und müssten dafür entschädigt werden. Insbesondere bei Pumpspeicherkraftwerken würde ein solcher Energieabtausch auch die weitere Bewirtschaftung beeinträchtigen. Mit diesen Überlegungen erscheint es sinnvoll, den Energieabtausch auch marktisiert mittels Auktionen durchzuführen: das Speicherkraftwerk mit dem kleinsten Gebot übergibt die mit dem Gaskraftwerk produzierte Energimenge an die Hydroreserve. Dabei müssen Speicherkraftwerke, die einen bestimmten Anteil an der gesamten kontrahierten Hydroreserve überschreiten, ausgeschlossen werden können, um die notwendige Verteilung der Hydroreserve auf verschiedene Speicher zu garantieren. Weiter wäre ebenfalls zu klären, was mit dem Wasser im Frühling geschieht, falls zu viel angespart wurde.

<sup>xiii</sup> Dabei gilt es allerdings zu beachten, dass gemäss den Netzsimulationen, welche für die Fronier-Studie gemacht wurden, die limitierenden Netzelemente im Szenario 1 mehrheitlich nicht in oder nahe der Schweiz liegen. Daher ist der Nutzen eines Gaskraftwerkes auf den NTC sowohl beim Einsatz als auch bei einer allfälligen Redispatch-Vorhaltung limitiert.

<sup>xiv</sup> Laut Art. 16(8) der EU-Verordnung 2019/943 müssen die EU-TSOs mindestens 70% ihrer Netzkapazität für grenzüberschreitenden Austausch zur Verfügung stehen.

- Regelleistungsvorhaltung: aufgrund der damit verbundenen hohen dynamischen Anforderungen wird diese Möglichkeit ausgeschlossen. Zudem gäbe dies eine nicht zu rechtfertigende Marktverzerrung des Regelleistungsmarktes.
- Spannungshaltung: mit wenigen Zusatzinvestitionen könnte der Generator bei nicht laufendem Reservegaskraftwerk als Phasenschieber eingesetzt werden. Da Spannungshaltung ein lokales Phänomen ist und sie zunehmend herausfordernd wird, wäre der Einsatz zur Spannungshaltung je nach Standort sehr sinnvoll.
- Schwarzstart: grundsätzlich wäre es möglich, ein Reservegaskraftwerk schwarzstartfähig zu bauen. Aufgrund der verschiedenen bestehenden schwarzstartfähigen Kraftwerken in der Schweiz erscheint dies aber nicht vordringlich.
- 

### 2.3 Sicherstellung Klimaneutralität

Der Betrieb eines Gaskraftwerks ist dann klimaneutral, wenn die Emissionen von Treibhausgasen, in diesem Fall CO<sub>2</sub> und Methan, zunächst durch sinnvolle Massnahmen auf ein Minimum reduziert und die nicht vermeidbaren Treibhausgasemissionen am Emissionshandelssystem (EHS) gedeckt werden.

Die nicht vermeidbaren CO<sub>2</sub> Emissionen eines reinen Reservegaskraftwerks entstehen grundsätzlich durch den jährlich notwendigen Testbetrieb. Beim Einsatz in Notsituationen kämen die individuellen betriebsnotwendige Emissionen hinzu. Dabei kann für ein Gasturbinenkraftwerk von spezifischen CO<sub>2</sub> Emissionen von 564 g /kWh (Gasbetrieb) und von 738 g/kWh (Heizölbetrieb<sup>xiv</sup>) ausgegangen werden. Für ein Gaskombikraftwerk mit gleicher Gasturbine wären die spezifischen Werte rund ein Drittel (Gasbetrieb und Heizölbetrieb) tiefer.

Bei Betrieb eines Gaskraftwerks mit Erdgas wird zudem äusserst selten und in geringen Mengen (höchstens bei Störungen oder Spülvorgängen) Methan freigesetzt, ein Bestandteil des Erdgases und ebenfalls klimaschädlich.

Für den Ausgleich dieser nicht vermeidbaren Treibhausgasemissionen sind aus heutiger Sicht die Vorgaben des Bundesgesetzes über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen vom 23. Dezember 2011 (CO<sub>2</sub>-Gesetz; SR 641.71) einzuhalten. Abhängig vom Umfang der jährlich ausgestossenen CO<sub>2</sub>-Emissionen (unter Berücksichtigung allfälliger Methanfreisetzung in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten) ist ein Reservegaskraftwerk grundsätzlich verpflichtet, am EHS teilzunehmen. Eine kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten an fossilthermische Kraftwerke ist nicht vorgesehen. Durch den Erwerb von Emissionsrechten in Auktionen oder auf dem Sekundärmarkt werden daher andernorts im europäischen Markt die CO<sub>2</sub>-Emissionen in diesem Umfang reduziert. Unter Annahme eines optimal funktionierenden EHS sind folglich von einem Reservegaskraftwerk, welches die Vorgaben gemäss CO<sub>2</sub>-Gesetz einhält, keine Zusatzemissionen zu erwarten.<sup>xv</sup> Darüber hinaus verlangt das CO<sub>2</sub>-Gesetz, dass in jedem Fall eine CO<sub>2</sub>-Mindestabgabe auf den Brennstoffen im Umfang des Mittelwerts der (vom BAFU definierten) externen Kosten resultiert.

Theoretisch könnte auch die Technologie der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Sequestrierung (CCS) zum Einsatz kommen. Dabei wird Kohlendioxid aus Verbrennungs-Abgasen abgetrennt und anschliessend in tiefen unterirdischen Gesteinsschichten auf unbegrenzte Zeit behälterlos gelagert. Die Technologie befindet sich zurzeit aber noch im Entwicklungsstadium<sup>xvi</sup>. Mit Blick auf das Einsatzziel des Reservegaskraftwerks und der minimalen Betriebszeit macht es wenig Sinn, CCS für die Problemstellung ab 2025 näher

<sup>xiv</sup> Als möglicher Ersatzbrennstoff, siehe auch 2.6.2.2

<sup>xv</sup> Vgl. Botschaft zur Genehmigung des Abkommens zwischen der Schweiz und der Europäischen Union zur Verknüpfung der Emissionshandelssysteme und über seine Umsetzung (Änderung des CO<sub>2</sub>-Gesetzes) vom 1. Dezember 2017, Ziff. 4.5; BBI 2018 S. 453.

<sup>xvi</sup> Vgl. [CO2-Sequestrierung.geologieportal.ch](http://CO2-Sequestrierung.geologieportal.ch), abgerufen im November 2021

in Betracht zu ziehen. Bei Einsatzbereitschaft der Technologie könnte die Nachrüstung von CCS zu einem späteren Zeitpunkt geprüft werden.

Die betrachteten Technologien können grundsätzlich so ausgewählt werden, dass sie zur Reduktion der Emissionen zukünftig auch mit Ersatzbrennstoffen aus biogenen Rohstoffen betrieben werden können. Dazu ist z. B. auch eine anteilige Beimischung von möglichst CO<sub>2</sub>-neutralem Wasserstoff möglich. Aufgrund der technischen Hürden, der benötigten Mengen und der noch nicht ausreichenden Liquidität von z. B. Biogas, Biodiesel sowie grünem oder gelbem Wasserstoff, muss aber davon ausgegangen werden, dass der Betrieb eines Reservegaskraftwerks ab 2025 noch ohne nennenswerte Ersatzbrennstoffe auskommen müsste. Außerdem würde eine Vorhaltung biogener Ersatzbrennstoffe mittels Lager dazu führen, dass die CO<sub>2</sub>-neutralen Brennstoffe dem Einsatz im Markt für eine Reservehaltung entzogen würden. Dies hätte bei Nichtgebrauch des Reservegaskraftwerks gar einen schädlichen Effekt für die Klimabilanz, sofern nicht für die Reservehaltung zusätzliche dedizierte Infrastrukturen zur Herstellung von biogenen Brennstoffen bereitgestellt würden.

## 2.4 Dimensionierung

Zur Auslegung der benötigten Kraftwerksleistung sind die Auftragsstellung durch den Bundesrat<sup>xvii</sup>, detaillierte Analysen der Problemstellung (d. h. Adequacy-Rechnungen zu S1mod) in Verbindung mit Überlegungen zum Einsatzregime sowie Abwägungen zu Kosten/Nutzen, Risiken für Marktverzerrungen und Umsetzbarkeit zu beachten.

Wie in den Fragen zur Governance (siehe 0) ausgeführt, wird die Auftragsstellung des Bundesrates durch die EICOM so interpretiert, dass der Einsatz der Reservegaskraftwerke nicht als Massnahme im eigentlichen Netzbetrieb, sondern zur Bereitstellung zusätzlicher Versorgungsenergie für den Notfall erfolgt.

### Exkurs: Das Stressszenario «S1mod» zum Szenario 1 der Frontier-Studie

Das Szenario 1 beschreibt ein Szenario ohne Einigung auf eine angemessene gegenseitige Berücksichtigung in der Kapazitätsberechnung zwischen der Schweiz und den angrenzenden Kapazitätsberechnungsregionen der EU, wobei davon ausgegangen wird, dass Italien ebenfalls in das Flow-based Market Coupling aufgenommen wurde. In diesem Szenario 1 resultieren für die Schweiz sehr tiefe Importkapazitäten. Im Stressszenario «S1mod» wurde zudem festgelegt, dass beide Blöcke des Kernkraftwerkes Beznau sowie 1/3 der französischen Kernkraftwerke ausser Betrieb sind. Ein solches Stressszenario ist zwar nicht sehr wahrscheinlich, aber sicherlich nicht auszuschliessen: die technischen Verhandlungen mit den Kapazitätsberechnungsregionen laufen sehr schleppend und die Kernkraftwerksverfügbarkeit war im Winter 2016/2017 recht ähnlich (Beznau I ausser Betrieb, Leibstadt bis Mitte Februar ausser Betrieb, Ausserbetriebnahme eines relevanten Anteils KKW in Frankreich bis Mitte Winter).

Detaillierte Analysen der Problemstellung in Verbindung mit Überlegungen zum Einsatzregime sind im Berichtsteil der Swissgrid zu finden. Dabei wurde deutlich, dass mit einem zunehmend kurzfristigen Einsatz die benötigte Gaskraftwerksleistung zur Vermeidung der Versorgungsunterbrüche im Extremfall auf gut 6000 MW ansteigt, während bei einem zunehmend längerfristigen Einsatz die benötigte Gaskraftwerksleistung sinkt. So konnte festgestellt werden, dass ein preisgetriebener marktlicher Einsatz im S1mod bereits mit 400 MW Gaskraftwerksleistung die Versorgungsprobleme signifikant reduziert, wobei das Gaskraftwerk dann durchschnittlich auch 1'477 GWh Energie produziert. Andererseits ermöglicht

<sup>xvii</sup> Bundesratsbeschluss vom 18. Juni 2021 zur «Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien», Dispositivziffer 5

ein Reservegaskraftwerk mittels präventivem Einsatz mit einem Betriebsstart bis zu 7 Wochen vor prognostizierten Versorgungsproblemen und einer Betriebszeit von rund 3 Monaten auch im Worst-case eine vollständige Vermeidung von ENS mit «nur» rund 1000 MW Gasturbinenkraftwerksleistung.

Ein rein kurativer Einsatz würde bedingen, dass gut 6000 MW Gaskraftwerksleistung benötigt werden, um in allen Fällen Versorgungsunterbrüche zu verhindern. Die Installation einer solchen Leistung wäre energie- und volkswirtschaftlich nicht sinnvoll und schwerlich durchsetzbar. Zudem kommt hinzu, dass die dafür notwendige Brennstoffversorgung mit Gas oder Heizöl aufgrund der schieren Mengen, die im Einsatzfall dann fliessen müssten, in der Schweiz und an den einzelnen Standorten nur begrenzt möglich ist.

Eine viel effizientere Lösung ergibt sich aus einem frühzeitigen (präventiven) Einsatz von additiver Gaskraftwerksleistung. Mit der Symbiose der bestehenden Wasserkraft mit additiver Energie kann die Resilienz auch für die per 2025 identifizierten Risiken versorgungstechnisch, energie- und volkswirtschaftlich erhöht werden. Mit klaren Vorgaben zum Einsatz des Reservegaskraftwerks lassen sich Marktverzerrungen wie auch Fehlanreize – z. B. für zusätzliche Exporte – praktisch ausschliessen.

Die für einen präventiven Einsatz notwendigen Trigger könnten mit einer kurzfristigen Adequacy Studie beobachtet werden. Bereits durch Entso-e etabliert und im operativen Einsatz befindet sich eine rollierende Kurzfrist-Adequacy-Analyse für den Zeitraum der jeweils nächsten 7 Tage. Ebenso ist eine Kurzfrist-Adequacy-Analyse für den Zeitraum des nächsten Monats durch Entso-e (bei Bedarf ausgelöst durch die Regional Coordination Center RCC oder Transmission System Operators TSO) in Planung, welche z. B. grundlegende Veränderungen von Annahmen des Seasonal Outlooks wie markante Verschiebungen der Wartungsplanung aufzeigen soll. Ob jedoch auch die Schweiz über Swissgrid jetzt und zukünftig derartige Analysen auslösen kann, ist heute noch unklar.

Basierend auf S1mod müssten etwa 1000 MW Gaskraftwerksleistung installiert werden. Damit und unter Inkaufnahme von präventivem Einsatz in Extremsituationen könnten die meisten Szenarien ohne ENS abgedeckt werden. Eine vollständige Garantie ist dies allerdings auch noch nicht. Bei einem plötzlichen und länger andauernden Ausfall eines grossen Schweizer Kernkraftwerks in einer auch sonst schon sehr angespannten Situation könnten Versorgungsengpässe trotz des zusätzlichen Reservegaskraftwerks nicht in jedem Fall vollständig verhindert werden. Für die Auslegung der Anlagen hat die EiCom bzgl. Einsatzfähigkeit folgende Vorgaben gemacht: das Gaskraftwerk mit 1'000 MW muss in einer Notsituation im Worst-case über rund 3 Monaten laufen<sup>xviii</sup>.

Aufgrund einer Grenznutzenbetrachtung ist klar, dass die Effizienz der Massnahme mit zunehmender Kapazität abnimmt. Aus diesem Grund erscheint ein gestaffelter Zubau sinnvoll. Eine oder zwei Einheiten mit jeweils einigen hundert Megawatt erhöhen die Resilienz bereits beträchtlich. Je nach Entwicklung der Situation könnten die Kapazitäten weiter hochskaliert werden.

<sup>xviii</sup> Entspricht der Laufzeit des Extremfalles von S1mod ohne SR

### Exkurs: Nutzen einer strategischen Hydroreserve

In der Botschaft vom 18. Juni 2021 zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (BBI 2021 1666) schlägt der Bundesrat die Einführung einer strategischen Energiereserve vor, welche auch durch Vorhaltung von Wasser als Hydroreserve umgesetzt werden kann. Dabei sollen Speicherkraftwerke entschädigt werden, wenn sie Energie für das Ende des Winters vorhalten. In den Adequacy-Berechnungen zu S1mod wurde der Nutzen einer solchen Hydroreserve untersucht. Eine Reserve von immerhin 1.1 TWh zeigt dabei so gut wie keine Wirkung. Wenn wie in S1mod das Schweizer Stromsystem über längere Zeit am Limit betrieben wird, muss in Fällen mit ENS diese schon sehr früh anstelle von Speicherproduktion vom Markt eingesetzt werden. Es hat auf die Adequacy praktisch keinen Einfluss, ob dieses Wasser via Markt oder als Reserve eingesetzt wird. Für eine wesentliche Verbesserung der Adequacy muss zusätzliche Energie ins System gebracht werden, was mittels eines Reservegaskraftwerkes möglich wird, hingegen nicht mit einer Hydroreserve.

Hilfreich kann eine strategische Hydroreserve allenfalls für ein kurzfristiges Ereignis sein (z. B. Ausfall eines für den Import wichtigen Netzelements während einiger Tage).

Ebenfalls hilft eine Hydroreserve im Zusammenspiel mit dem Reservegaskraftwerk, indem sie zusätzliche schnelle Flexibilität bringt und die Ausweitung der Reserve-Leistung sowie die Speicherung der Energie des präventiven Einsatzes des Gasturbinenkraftwerks ermöglicht. Aufgrund des begrenzten Speichervolumens verfügt die Hydroreserve zwar nur über beschränkte Energie, hingenommen kann sie durch die Verteilung auf verschiedene Anlagen kurzzeitig grosse Leistungsspitzen abdecken. Durch die Kombination mit Reservegaskraftwerken kann die «Durchhaltefähigkeit» der Hydroreserve wesentlich verlängert und damit optimiert werden – ohne dass die Hydrorreserve unverhältnismässig gross dimensioniert wird. Die Reservegaskraftwerke können umgekehrt bezüglich der vorgehaltenen Leistung minimiert werden, da sie nicht zur Abdeckung von Leistungsspitzen dimensioniert werden müssen. Für diese Zwecke erscheint die Vorhaltung einer Hydrorreserve von [REDACTED] GWh ausreichend, die bei Bedarf darüber hinaus mit dem Betrieb des Gasturbinenkraftwerks ausgebaut werden kann.

## 2.5 Technische Anforderungen

Neben der Dimensionierung der Gaskraftwerke sind v. a. auch die Einsatzziele der Gaskraftwerke entscheidend für die Festlegung der technischen Anforderungen. Das Konzept wurde auf der Grundannahme erarbeitet, dass ein Gaskraftwerk meist nicht in Betrieb sein und nur in ausserordentlichen Notsituationen eingesetzt wird. Da ein Gaskraftwerk im vorgeschlagenen Szenario in Kombination mit einer Hydroreserve eingesetzt werden kann, können die technischen Anforderungen in Bezug auf die Verfügbarkeit und die Dynamik relativ tief angesetzt werden. Anfahrzeiten von weniger als einer Stunde oder höhere Gradienten für den Lastwechsel wären zwar technisch möglich, sind aber für die hier unterstellten Einsatzziele nicht nötig.

Im Rahmen der Technologieauswahl wurden stationäre Verbrennungsmotoren, aeroderivative Gasturbinen sowie schwere Gasturbinen näher betrachtet. Dies entspricht auch dem international weit verbreiteten Ansatz für Spitzenlast- oder Notreserve-Kraftwerke. All diese Kraftmaschinen sind in Modellreihen standardisiert, können mit Gas wie auch mit Heizöl betrieben werden, und haben spezifische Vor- und Nachteile mit Blick auf spezifische Kosten, Wirkungsgrad, Dynamik oder Eignung für eine Erweiterung zur Kombianlage.

Die möglichen Technologien für feste Brennstoffe (Kohle, Holz, etc.) wurden mit Blick auf die Einsatzszenarien und die höheren CO<sub>2</sub>-Emission bei Kohle nicht weiter vertieft.

Aufgrund der technischen Anforderungen wurde festgestellt, dass eine geeignete Anzahl von Maschinen der Technologiekategorie schwere Gasturbinen der E-Klasse (140 bis 210 MW je Maschine) den Kriterien «spez. Anlagekosten», «Redundanz», «Emissionen» und der «Eignung für den Umbau zur Kombianlage» am besten entsprechen dürfte.

Die Einhaltung der aktuellen Umweltgesetzgebung (CO<sub>2</sub>, Luft, Gewässer, Lärm, etc.) ist durch das vorgeschlagene Konzept für das Kraftwerk sichergestellt.

## 2.6 Brennstoffe

### 2.6.1 Physische Verfügbarkeit

Mit der Etablierung von Reserven auf Basis von fossilthermischen Kraftwerken ist auch die Frage verbunden, wie sicher die Verfügbarkeit des eingesetzten Brennstoffs wäre. Im Folgenden wird daher die Frage erläutert, inwiefern eine Speicherung bzw. Lagerhaltung machbar, nötig und zweckmäßig wäre.

Wichtig bei der Diskussion der Verfügbarkeiten ist die Feststellung, dass das per 2025 adressierte Versorgungsproblem im Wesentlichen aufgrund massiv eingeschränkten Transportkapazitäten bei der Elektrizität sowie reduzierten Produktionsmöglichkeiten mit Wasserkraft und Kernenergie zu erwarten ist. Dabei ist die Stromknappheit in erster Linie ein Schweiz-spezifisches Problem und basiert nicht auf der Annahme einer gesamteuropäischen Gasknappheit. Das Konzept Spitzentlast-Gaskraftwerk kann daher in erster Linie als eine Absicherung gegen dieses Schweiz-spezifische Bedrohungsszenario angesehen werden. Dabei wird ein – für 2025 nicht besonders wahrscheinliches – Szenario mit einer parallelen Gasversorgungskrise nicht explizit adressiert. Eine Absicherung gegen Gasknappheit drängt sich aus dieser Optik gar nicht auf.

Dennoch wäre es denkbar, dass mit zusätzlichen Massnahmen auch die physische Versorgung der Gaskraftwerke mit Brennstoff abgesichert wird. Da die Schweiz aufgrund der mangelnden institutionellen Integration im Gasbinnenmarkt auch nicht in die europäischen Krisenvorsorgemechanismen bei der Gasversorgung eingebunden ist, wäre ein Zugriff auf vertraglich vereinbarte Gaslieferungen sowie Speicher- und Netzkapazitäten im Ausland bei europaweiten Gasmangellage unsicher. Konsequenterweise bräuchte es physische Brennstofflager im Inland. Zwei Optionen kämen grundsätzlich in Frage:

- Bau und Betrieb von Gasspeichern in der Schweiz:

Die Schweiz verfügt aktuell über keine grösseren Gasspeicherkapazitäten. Die Tagesspeicherkapazität setzt sich aus Röhren und Kugelspeicher zusammen. Sie werden vor allem zur Netzstabilisierung eingesetzt – für eine saisonale oder gar strategische Speicherung eignen sie sich wegen des sehr beschränkten Speichervolumens dagegen nicht. Ob allenfalls längerfristig beispielsweise grössere unterirdische Speicher im Inland realisiert werden können, ist aufgrund der geologischen Gegebenheiten fraglich. Bis auf weiteres kann daher nicht von einer Verfügbarkeit strategischer Gasspeicher in der Schweiz ausgegangen werden.

- Lagerung von Ersatzbrennstoff in der Schweiz:

Im Rahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung wird Heizöl teilweise als Substitut für Erdgas als Pflichtlager gehalten. Industrieunternehmen, die im Besitz sog. Zweistoffanlagen sind, können im Falle einer Gasmangellage dazu verpflichtet werden, ihren Energiebezug auf Heizöl umzustellen. Analog könnten auch Gaskraftwerke als «dual fuel» Anlagen konzipiert werden. Aufgrund der Möglichkeit einer Umstellung auf leichtes Heizöl könnte als Absicherung gegen eine Gasknappheit leichtes Heizöl eingelagert werden. Da mit dem kontinuierlich sinkenden Heizölbedarf Pflichtlagerkapazitäten frei werden, könnten diese alternativ für den Gaskraftwerksbedarf genutzt werden. Alternativ könnten auch Ersatzbrennstoffe aus biogenen Rohstoffen bzw. CO<sub>2</sub>-neutraler Wasserstoff eingelagert werden, die beim Betrieb von Gaskraftwerken eingesetzt werden können. Weil solche Brennstoffe heute aber knapp sind und nur einen relativ geringen

Marktanteil haben, würde eine Reservation bzw. vorsorgliche Einlagerung für die Reservegaskraftwerke lediglich dazu führen, dass dieses Gas dem Markt und damit alternativen Verwendungen entzogen würde – es entstünde kein klimapolitischer Mehrwert.

Soll ergänzend das Risiko einer Gasknappheit in Europa adressiert werden, dann läge kurz- und mittelfristig der Fokus in erster Linie auf der Einlagerung<sup>xix</sup> von Heizöl als alternativer Brennstoff. Da eine Strom- und/oder Gasknappheit nicht zwingend mit einer Knappheit bei der Versorgung mit Heizöl einhergehen muss, wäre es denkbar, dass neben den bestehenden (kommerziellen und Pflicht-) Lagern kein oder nur ein marginaler Aufbau zusätzlicher Heizöllager nötig würde.

Unabhängig davon müsste der Nutzen eines solchen Lagers in der Praxis relativiert werden. Solange es in Europa ausreichend Gas gibt, ist auch das Versorgungsrisiko für die Schweiz gering und beschränkt sich auf Risiken im Zusammenhang mit dem Betrieb der Gasnetzinfrastrukturen. Ein zeitliches Zusammenfallen eines Unterbruchs in der Gasnetzinfrastruktur mit einer Stromknappheit im Inland kann als sehr unwahrscheinlich angesehen werden. Weit kritischer wäre auch für die Schweizer Stromversorgungssicherheit eine europaweite Gasknappheit. Weil die Schweiz im Winter in allen – auch von der Frontier-Studie untersuchten – Szenarien auf Importe angewiesen ist, wäre in jedem Fall auch die Schweizer Versorgungssicherheit davon tangiert. In einem solchen Szenario aber relativiert sich der Nutzen eines inländischen Brennstofflagers, das auf den Betrieb der Reservegaskraftwerke ausgelegt ist. Denn für ein solches Szenario müsste nicht nur das Brennstofflager, sondern auch die Gaskraftwerksreserve weit grösser dimensioniert werden.

Basierend darauf lässt sich schlussfolgern, dass für das adressierte Risikoszenario gemäss dem Frontier-Bericht ein inländisches Brennstofflager nicht nötig ist. Sollte dennoch eine Absicherung des Primärbrennstoffs mit Lager im Inland angestrebt werden, dann empfiehlt die EICOM dies auf Basis von flüssigem Brennstoff umzusetzen (Heizöl).

## 2.6.2 Lieferketten

Um den Brennstoff physisch in der Schweiz nutzen zu können, muss dieser zunächst importiert werden. Die dabei gebräuchlichen Lieferketten weisen einige Aspekte auf, welche beim Betrieb eines Reservegaskraftwerks berücksichtigt werden sollten.

### 2.6.2.1 Gas

Die Beschaffung des für Testzwecke und den Betrieb der Reservegaskraftwerke erforderlichen Erdgases könnte über einen liquiden Gashandelsplatz im benachbarten Ausland erfolgen. In Frage käme zum Beispiel der Handelsplatz Trading Hub Europe (THE) in Deutschland, Points d'Échange de Gaz (PEG) in Frankreich sowie Punto di Scambio Virtuale (PSV) in Italien. Eine Erdgasbeschaffung am Central European Gas Hub (CEGH) in Österreich würde bei hohen benötigten Gaskapazitäten einen Transport über Deutschland oder Italien bedingen. Als Alternative zum direkten Erwerb des Brennstoffes am Gashandelsplatz ist auch eine Beschaffung auf Vertragsbasis (OTC) bei einem Gaslieferanten oder Produzenten denkbar.

Zusätzlich zu den Kosten für die Beschaffung der benötigten Energiemenge am Gashandelsplatz fällt ein Netzentgelt für die Lieferung bis zur Schweizer Grenze sowie ein Netznutzungsentgelt für den inner-schweizerischen Transport an. Es besteht auch die Möglichkeit, die am Handelsplatz erworbene Gasmenge nicht direkt zum Standort des Reservegaskraftwerks zu transportieren, sondern in einem Speicher vorzuhalten, wodurch Kosten aus zusätzlichen Netznutzungsentgelten anfallen könnten. Im benachbarten Ausland, unter anderem in Deutschland und Frankreich<sup>xx</sup>, bestehen marktbasierter Gasspei-

<sup>xix</sup> Die Kosten von neu erstellten Tanklagern für Heizöl liegen gemäss Auskunft Carbura grob geschätzt bei rund 17 Millionen CHF für 20'000 m<sup>3</sup>, 27 MCHF für 50'000 m<sup>3</sup> und 51 MCHF für 150'000 m<sup>3</sup>

<sup>xx</sup> In diesem Kontext sei verwiesen auf den «accord inter-états en la Suisse et la France garantissant pour la suisse-occidentale d'être reconnue comme une distribution française».

cherangebote. Für das Netznutzungsentgelt existiert häufig ein differenziertes Tarifsystem, das eine unterjährige Kapazitätsbuchung ermöglicht. Erworbane, aber nicht benötigte Kapazitäten können teilweise auf Handelsplattformen oder allenfalls OTC weiterveräußert werden, um die Leistungskosten zu optimieren. Im Rahmen der Beschaffungsstrategie kann festgelegt werden, wie die Kapazitätsbuchungen risikobasiert optimiert werden können.

Nachfolgend wird beispielhaft angenommen, dass die Beschaffung über den Handelsplatz THE in Deutschland erfolgt (für Frankreich oder Italien ist das Prinzip gleich). Für dieses Beispiel wird eine benötigte Primärenergieleistung<sup>xxi</sup> in der Höhe von 2.74 GWh/h angenommen, und es werden die gegenwärtig verfügbaren Preisinformationen verwendet. Gasprodukte für den virtuellen Handelsplatz THE im Spot- und Terminmarkt können über die European Energy Exchange (EEX) erworben werden. Die Befristung der gehandelten Gasprodukte reicht von Intraday bis zu Jahresprodukten mit einer Vorlaufzeit von vier Jahren.

- **Netznutzung Deutschland:**

Gegen Zahlung eines Ausspeiseentgelts kann am THE gekauftes Erdgas an jeden Ausspeisepunkt in Deutschland geliefert werden. Das Netzentgelt für die Lieferung an den Ausspeisepunkt Wallbach (DE) an der nordschweizerischen Grenze würde bei Buchung von zwei Monaten etwa **2 Mio. EUR/a**<sup>xxii</sup> betragen. Kapazitätsbuchungen für ein ganzes Jahr, für Quartale, Monate, oder einzelne Tage sind möglich. Durch Nutzung spezieller Kapazitätsprodukte könnte allenfalls das Netzentgelt noch reduziert werden. Nicht benötigte Gastransportkapazitäten könnten eventuell über eine bestehende Handelsplattform oder OTC weiterverkauft werden.

- **Netznutzung Schweiz:**

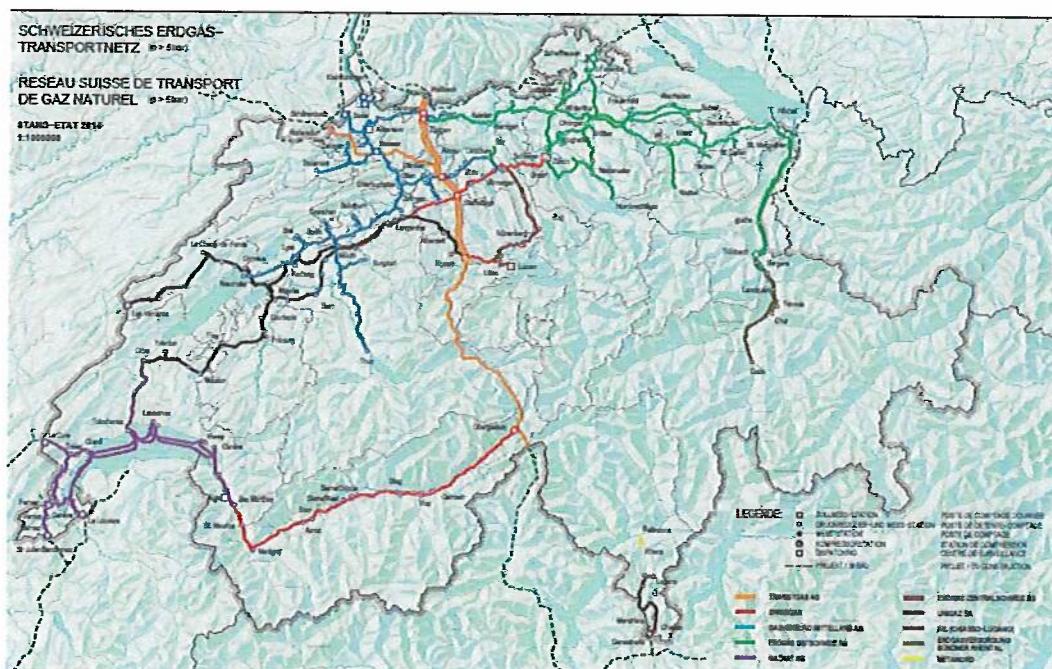


Abbildung 3: Schweizer Erdgas-Transportnetz (Quelle VSG)

Für den Transport des Gases von der Schweizer Grenze bis zum Verwendungsort ist ein Netznutzungsentgelt zu entrichten, das je nach möglichem Standort des Gaskraftwerks 10 - 14 CHF/kW/a beträgt. In Abhängigkeit des Startzeitpunkts und der Dauer der Buchung reduziert

<sup>xxi</sup> Die Primärenergieleistung von 2.74 GWh/h ist auf das worst-case Szenario ausgelegt.

<sup>xxii</sup> Dieser Betrag basiert auf einem Netzentgelt von 3.51 EUR/kW/a. Unterjährige Buchungen werden mit einem Multiplikator gewichtet, für einen monatlichen Zeitraum beträgt der Multiplikator 1.25. Das Netzentgelt Deutschland berechnet sich für dieses Beispiel daher wie folgt: 3.51 EUR/kW/a \* 2.74 Mio. kW / 12 Mt. \* 2 Mt. \* 1.25 = 2.00 Mio. EUR/a.

sich das Netznutzungsentgelt. Die nachfolgende Tabelle illustriert die Ermittlung für ein unterjähriges Netznutzungsentgelt: wird eine Vertragslaufzeit von 2 Monaten ab Beginn Februar gebucht, so beträgt das Netznutzungsentgelt 37.5% des Jahresbetrages, was einem Diskont von 62.5% entspricht.

Vertragslaufzeit (Monate)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Transportbeginn												
Januar	21.7	42.5	59.2	73.3	83.3	91.7	97.5	100	100	100	100	100
Februar	20.8	37.5	51.7	61.7	70	75.8	81.7	89.2	100	100	100	100
März	16.7	30.8	40.8	49.2	55	60.8	68.3	80.8	97.5	100	100	100
April	14.2	24.2	32.5	38.3	44.2	51.7	64.2	80.8	100	100	100	100
Mai	10	18.3	24.2	30	37.5	50	66.7	86.7	100	100	100	100
Juni	8.3	14.2	20	27.5	40	56.7	76.7	98.3	100	100	100	100
Juli	5.8	11.7	19.2	31.7	48.3	68.3	90	100	100	100	100	100
August	5.8	13.3	25.8	42.5	62.5	84.2	100	100	100	100	100	100
September	7.5	20	36.7	56.7	78.3	99.2	100	100	100	100	100	100
Oktober	12.5	29.2	49.2	70.8	91.7	100	100	100	100	100	100	100
November	16.7	36.7	58.3	79.2	95.8	100	100	100	100	100	100	100
Dezember	20	41.7	62.5	79.2	93.3	100	100	100	100	100	100	100

Tabelle 1: Netznutzungsentgeltermittlung für unterjährige Transporte<sup>xxiii</sup>.

Für die Buchung Februar bis März beträgt das Netznutzungsentgelt etwa 12.3 Mio. CHF/a<sup>xxiv</sup> unter Berücksichtigung eines Diskonts gegenüber einer Jahresbuchung von knapp 63% auf Basis der heutigen unterjährigen Netznutzungsentgelte.

- **Netznutzung Deutschland, Speicherung, Netznutzung Schweiz:**

Wird basierend auf Risikoüberlegungen<sup>xxv</sup> eine Gasvorhaltung in einem Speicher beansprucht, ist ein Ausspeiseentgelt für den Transport aus dem Netz in den Speicher sowie ein Einspeiseentgelt für den umgekehrten Vorgang zu bezahlen. Das Entgelt berechnet sich auf dem gleichen Tarif wie die Netznutzung zu einem Grenzausspeisepunkt, jedoch wird beim Aus- und Einspeiseentgelt bei Nutzung eines Speichers gegenwärtig ein pauschaler Rabatt von 75% gewährt. Die Rabattgewährung ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass Speicher eine systemdienliche «Pufferfunktion» einnehmen und daher Anreize zur Speichernutzung gewährt werden. Der Transport vom Handelsplatz zum Speicher erfolgt üblicherweise mit einer eher geringen Transportkapazität, weil die Befüllung des Speichers über einen längeren Zeitpunkt erfolgen kann. Würde eine kürzere Dauer für die Befüllung gewählt, dann wäre die zu erwartende Einsparung durch den geringeren Zeitraum (erheblich) kleiner als die Zusatzkosten infolge der notwendigen erhöhten Leistung. Die Ausspeicherung, d. h. der Transport vom Speicher bis zum Grenzausspeisepunkt Wallbach erfolgt in der Regel mit einer deutlich höheren Kapazität. Für die Befüllung während zwei Quartalen wird eine reduzierte Leistung von 1.25 GWh/h angenommen, die Entleerung erfolgt im worst-case Szenario während insgesamt zwei Monaten mit 2.74 GWh/h. Mit diesen Parametern beträgt das Ausspeiseentgelt 0.6 Mio. EUR und das Einspeiseentgelt 0.5 Mio. EUR. Die eigentliche Speicherung kann über standardisierte Bündelprodukte gebucht werden. Eine Speicherlösung mit einer Ausspeicherleistung von 2.74 GWh/h würde

<sup>xxiii</sup> Quelle: <https://www.ksdl-erdgas.ch/downloads> (Allgemeine Netznutzungsbedingungen, Anhang 5)

<sup>xxiv</sup> Basierend auf den angenommenen Parametern und unter Verwendung des Mittelwertes (12 CHF/kW/a) von der Spannbreite des Netzentgelttarifs (10 - 14 CHF/kW/a) berechnet sich das Netznutzungsentgelt Schweiz vorliegend wie folgt: 12 CHF/kW/a \* 2.74 Mio. kW \* 0.375 = 12.33 Mio. CHF/a.

<sup>xxv</sup> Aufgrund der Ausführungen in Kapitel 2.6.1 «Physische Verfügbarkeit» ginge es vorliegend um die Absicherung von geopolitischen Risiken, nicht aber um eine europaweite Mangellage.

rund 28.5 Mio. EUR<sup>xxvi</sup> kosten. Diese dargestellte Erdgasbeschaffung mit Nutzung des Speichers würde gesamthaft 44.5 Mio. CHF kosten, davon entfallen 1.2 Mio. CHF auf das deutsche Netzentgelt, 31 Mio. CHF für die Speicherung sowie 12.3 Mio. CHF auf das Schweizer Netznutzungsentgelt. In diesen Kosten sind die eigentlichen Energiekosten nicht berücksichtigt.

Eine frühzeitige Gasbeschaffung im Terminmarkt sowie eine längerfristige Reservation von Transport- und Speicherkapazitäten im Ausland stellen weniger eine Krisenvorsorge, sondern vor allem eine Absicherung gegen Preisrisiken im Gasmarkt dar. Eine Stromknappheit in der Schweiz muss aber nicht zwangsläufig mit hohen Gaspreisen einhergehen. Darüber hinaus kann auch bei hohen Gaspreisen der Gasmarkt weiterhin funktionieren und den Ausgleich zwischen Gasangebot und -nachfrage sicherstellen. Die Vorhaltung eines Reservegaskraftwerks sollte diesen funktionierenden Marktmechanismus auf keinen Fall verzerren. Konsequenterweise sollten die Marktteure auch nicht gegen hohe Gas- und Strompreise abgesichert werden, sondern einzig gegen Versorgungsausfälle. Dies relativiert generell die Notwendigkeit einer Absicherungsstrategie bei der Gasbeschaffung: solange der Markt- und der Preismechanismus beim Gas funktionieren, kann Gas auch kurzfristig am Markt beschafft werden.

Wie oben erläutert, kann aus einer Risikoüberlegung heraus auf die Kapazitätsreservation grundsätzlich verzichtet werden, bzw. diese kann im Rahmen der Beschaffungsstrategie optimiert werden.

### 2.6.2.2 Heizöl extraleicht

Als möglicher Ersatzbrennstoff wurde Heizöl extraleicht (HEL) ebenfalls näher betrachtet für den Fall, dass an einzelnen Standorten eine hinreichende Gas-Ausspeiseleistung nicht möglich wäre. Technisch wäre es möglich, Brennstoff für die Reservegaskraftwerke in Form von Heizöl im Inland als Lager vorzuhalten. Dabei wären aber die Mehrkosten mit dem (beschränkten) Nutzen für die Versorgungssicherheit abzuwegen.

Aufgrund der potenziell grossen benötigten Mengen (für ein Gasturbinenkraftwerk mit 500 MW werden rund 3'600 m<sup>3</sup>/Tag Heizöl benötigt) wäre dabei primär von einer kontinuierlichen Heizölversorgung per Zug auszugehen. Dabei könnten Blockzüge mit 20 Kesselwagen à rund 80 m<sup>3</sup> eingesetzt werden. In Summe müssten rund 2 bis 3 Blockzüge pro Tag und Anlage abgeladen werden.

Damit die Anlage zunächst autark laufen kann, bis die Bahn-Logistik zur kontinuierlichen Anlieferung in Betrieb genommen werden konnte, wären zwei Pufferlager in der Größenordnung von je 30'000 m<sup>3</sup> vorzusehen. Diese beiden Lager würden somit einen Betrieb der Anlage von gut 14 Tagen ermöglichen.

Die Beschaffung von Heizöl erfolgt an Börsen oder direkt beim Hersteller im Ausland oder in der Schweiz.

Eine mögliche Transportkette wäre der Import von HEL von Norden ab Nordseehafen in die Schweiz über die Binnenschifffahrt über den Rhein bis Basel, und anschliessend über die Bahnlogistik mittels Tankwaggons. Alternativ kann der Bahntransport direkt ab Nordseehafen erfolgen.

Der Bahntransport ab Nordseehafen wurde detaillierter analysiert. Als relevante Elemente für das Funktionieren der Lieferkette wurden die Trassenreservation (d. h. die Möglichkeit der Nutzung der Schieneninfrastruktur für die Durchfahrt je Zug), Lok und Lokführer, die Gefahrengutzulage und die Miete der Kesselwagen identifiziert. Ein entsprechender Abladebahnhof mit geschultem Personal und Infrastruktur am Standort ist Voraussetzung.

<sup>xxvi</sup> Die Kosten für die Speicherung in der Höhe von 28.5 Mio. EUR resultieren aus der Buchung von Speicherbündelpaketen. Ein Speicherbündel für einen bestimmten deutschen Speicher beträgt beispielweise 103'965 EUR und deckt u.a. eine Ausspeicherleistung von 10 MWh/h, eine Befüllleistung von 4.55 MWh/h sowie ein Arbeitsgasvolumen von 15 GWh ab. Um den Speicher derart zu nutzen, dass eine Ausspeicherleistung von 2.74 GWh/h reserviert werden kann, sind 274 Speicherbündel zum Preis von insgesamt 28.5 Mio. EUR zu buchen. Die nutzbare Befüllleistung würde 1'247 MWh/h betragen und es stünde ein Arbeitsgasvolumen von 4.1 TWh zur Verfügung.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass der Brennstoffbedarf der Kraftwerke über die Mechanismen eines funktionierenden HEL-Marktes gedeckt werden kann. Ein Zugriff auf die strategische Pflichtlagerhaltung der Wirtschaftlichen Landesversorgung der Schweiz wäre grundsätzlich nur dann möglich (und überhaupt nötig), wenn gleichzeitig bei der Erdölversorgung eine schwere Mangellage vorliegt. Ein solches Zusammenfallen einer Erdölmangellage mit einer Stromknappheit kann allerdings als relativ unwahrscheinlich eingestuft werden. Unabhängig davon würde der erwartete HEL-Verbrauch der Kraftwerke bei der Dimensionierung der Pflichtlagermengen berücksichtigt, da die Kraftwerke als Verbraucher gelten. Da sie erwartungsgemäss aber kaum oder nur sehr kurz in Betrieb sind und damit auch ihr Verbrauch gering ist und weil ein Zusammenfallen von Stromversorgungsknappheit und Erdölmangellage unwahrscheinlich ist, wären die zusätzlichen HEL-Pflichtlagermengen voraussichtlich vernachlässigbar.

Nötig wären hingegen Pufferlager zur Absicherung der Transportlogistik. Auch Afry erachtet ein Pufferlager für die Bahnlogistik als notwendig und hat ein solches berücksichtigt (siehe Berichtsteil Afry).

Der Rheintransport per Schiff kann bei Hoch- oder Niedrigwasserständen eingeschränkt werden oder ganz zum Erliegen kommen. Auch sind beim Warentransport mit der Bahn Ausfälle oder Verspätungen einzuplanen.

#### Exkurs: Betrieb mit erneuerbaren Brennstoffen

Die teilweise Beimischung von Wasserstoff wird von allen betrachteten Technologien unterstützt, wobei der mögliche Anteil Wasserstoff schwankt. Einzelne Technologien sind bereits heute schon zum ausschliesslichen Betrieb mit 100% Wasserstoff in der Lage. Bei der näher analysierten Technologie ist heute für den Betrieb z. B. eine Beimischung von 25 Volumenprozent Wasserstoff möglich.

Einzelne Gasturbinen in Kombination mit speziellen Brennsystemen sind z. T. auch in der Lage, andere synthetisch hergestellte biogene Brennstoffe (z. B. Methanol, Ethanol) zu verwenden.

## 2.7 Standorte

Zur Auswahl der Standorte wurde zunächst eine Netzsicht mit folgender Fragestellung eingenommen:

[REDACTED] um bei ihrem Einsatz erstens bestehende Netzprobleme im Übertragungsnetz nicht zu verstärken, sondern möglichst zu reduzieren und zweitens wenn möglich die Versorgungssicherheit mit höheren NTC Importwerten, bedingt durch spezifische Netzentlastungen im Übertragungsnetz durch den Kraftwerkseinsatz, zu unterstützen

Obige Überlegungen sind detailliert im Berichtsteil von Swissgrid beschrieben, während die nachfolgenden Schritte im Berichtsteil von Afry dokumentiert sind.

Im Umkreis von [REDACTED] km um [REDACTED] wurden anschliessend geeignete Flächen (d. h. vorhandene unbebaute Flächen > 3 ha in einem ausgewiesenen Industriegebiet, nicht hochalpines Klima, möglichst weit von Wohnbebauungen entfernt) gesucht. Diese Flächen wurden in einem weiteren Schritt dahingehend überprüft, ob im Umkreis von [REDACTED] km eine Gasleitung und ob in gleicher Distanz das SBB Schienennetz vorbeiführt (Eignung des Standorts für Verwendung von Heizöl als Alternativbrennstoff). [REDACTED]



Zur Standortanalyse wurden zu verschiedenen Aspekten weitere Eignungskriterien festgelegt, deren Erfüllung dann je Fläche beurteilt wurde. Den Eignungskriterien wurde weiter eine Gewichtung zugeordnet, womit sich die folgende Rangfolge der Eignung der beurteilten denkbaren Standorte ergibt<sup>xxvii</sup>.

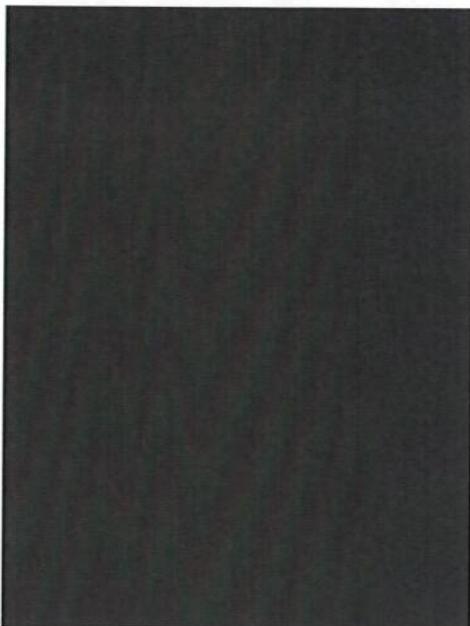


Tabelle 2: Rangfolge untersuchter, denkbarer Standorte

Diese Liste ist nicht als abschliessend anzusehen. Es ist gut möglich, dass es weitere Flächen/Standorte in der Schweiz gibt, die sich bei einer entsprechenden Beurteilung ebenfalls als geeignet erweisen würden. Mit dem gewählten Ansatz [REDACTED] sollte aber gewährleistet sein, dass eine hinreichend grosse Anzahl grundsätzlich geeigneter Standorte im Konzept evaluiert wurde.

Je nach Gewichtung der einzelnen Kriterien ändert sich die Reihenfolge. Bisher eher tief gewichtet wurden die kantonale Gesetzgebung sowie die lokale Akzeptanz, da diese Themen vorerst nur grob abgeschätzt werden konnten und sich erst mit genauerer Betrachtung und im Kontakt mit den lokalen Behörden zeigen wird, ob die tiefe Gewichtung plausibel bleibt.

In einem nächsten Schritt wäre es angezeigt, einzelne Standorte vertieft abzuklären, auch unter Einbezug der betroffenen Kantone und Gemeinden.

Als Arbeitshypothese wurden die Standorte prioritär für 500 MW elektrischer Leistung als Gasturbinenkraftwerk untersucht. Erste Abklärungen zeigen, dass an einzelnen Standorten das Gasnetz dazu nicht mit absoluter Sicherheit ausreicht. In diesem Fall müsste an einem solchen Standort entweder ein kleineres Kraftwerk<sup>xxviii</sup> oder ein Gaskombikraftwerk gebaut resp. der Brennstoff Heizöl eingesetzt werden. Zudem ist auch die mögliche Gasnetz-Kapazität pro Gasnetzregion beschränkt. Mit obiger Rangfolge ist es insofern naheliegend, [REDACTED] zu realisieren.

<sup>xxvii</sup> Es ist anzumerken, dass je nach Auswahl der Eignungskriterien und deren Gewichtung auch eine Fülle anderer Rangfolgen denkbar ist.

<sup>xxviii</sup> Im Berichtsteil von Afry wurden die 1000 MW auf zwei Standorte zu je 500 MW aufgeteilt. Eine Aufteilung auf z. B. drei Standorte wäre bei leicht höheren Gesamtkosten natürlich ebenso denkbar.

## 2.8 Kostenschätzungen

### 2.8.1 Vorbemerkungen

Die erforderlichen Investitionen für die Errichtung der Reservegaskraftwerke sind im Wesentlichen determiniert durch die Dimensionierung (MW) der Reservekapazität, Technologieentscheid, Anzahl und Lage der Standorte sowie durch die Brennstoffwahl. Die Betriebskosten der Reservegaskraftwerke ergeben sich im Bereitschaftsmodus hauptsächlich durch die Fixkosten. Bei Aktivierung der Reserveleistung entstehen in Abhängigkeit zur produzierten Energiemenge zusätzlich variable Betriebskosten, welche je nach Technologie (Gasturbinenkraftwerk oder Gaskombikraftwerk) und eingesetztem Brennstoff (Erdgas oder Heizöl extraleicht) erheblich variieren. Gasturbinenkraftwerke weisen im Vergleich zu Gas-kombikraftwerke geringere jährliche Fixkosten im Bereitschaftsmodus auf, da sie weniger Kapital binden. Hingegen bringen Gasturbinenkraftwerke deutlich höhere variable Betriebskosten mit sich, da sie im Vergleich zu Gaskombikraftwerken einen markant geringeren Wirkungsgrad erzielen.

Wie in Kapitel «2.4 Dimensionierung» erläutert, ist in einem – sehr unwahrscheinlichen, aber nicht auszuschliessenden – worst-case Szenario ein Einsatz der vollständig vorgehaltenen Reserveleistung während 2'232 Vollaststunden denkbar. Die in diesem Fall erzeugten rund 2.2 TWh Elektrizität würde variable Betriebskosten in einem dreistelligen Millionenbereich verursachen. Vor diesem Hintergrund gilt es jedoch zu beachten, dass falls die Reserve aktiviert wird, die ins System eingespiesene Elektrizität zu einem «sehr hohen» Preis (z. B. minimaler preislicher Zuschlag zum letzten kommerziellen Angebot an der Börse, technisches Day-Ahead-Maximum von 3'000 EUR/MWh oder technisches Intraday-Maximum von 9'999 EUR/MWh)<sup>xxix</sup> den unausgeglichenen Bilanzgruppen verrechnet oder in den Markt gestellt wird. Der Vergütungspreis (absolut oder relativ zu einem Referenzindex) für vom Reservekraftwerk bei dessen Aktivierung produzierten Strom, ex ante bekannt bei allen Akteuren, soll sicherstellen, dass die Reservekraftwerke nur zum vorgesehenen Zweck eingesetzt werden und keine Anreize zur Ausnutzung von potenziellen Arbitragemöglichkeiten durch den Einsatz der Reservekraftwerke entstehen.

Für die Schätzungen der Kosten sind verschiedene relevante Parameter zu bestimmen und Annahmen zu treffen, wobei insbesondere die Annahmen über zukünftige Preisentwicklungen mit – teils erheblicher – Unsicherheit verbunden sind. Verallgemeinerungen sowie teilweise generische Annahmen (z. B. bezüglich elektrischer Anbindung an das Netz sowie Brennstoffbeschaffung) sind zudem erforderlich, da die Kosten nicht für zwei konkrete Kraftwerksstandorte, sondern vor dem Hintergrund mehrerer denkbarerer Standorte abgeschätzt werden. Ein weiterer Umstand, welcher die Schätzung der Kosten zusätzlich erschwert, ist die Tatsache, dass bei einem Gaskraftwerk wesentliche Kostenbestandteile das Ergebnis von der Marktentwicklung, vom Ausgang der wettbewerblichen Ausschreibungen bzw. von Vertragsverhandlungen sind. Dies trifft sowohl für das Reservegaskraftwerk selbst, als auch für die Beschaffung des Brennstoffes und Kapazitätsvorhaltung zu. Insbesondere die Brennstoffpreise (Erdgas, HEL) sowie die Notierung für Emissionszertifikate können in einer kurz- bis mittelfristigen Perspektive erhebliche Volatilitäten aufweisen. Die in diesem Kapitel dargestellten Kostenschätzungen basieren in weiten Teilen auf im Bericht von Afry ausgewiesene abgeschätzte Kostenbestandteile zur Errichtung, Bereitschaft und Betrieb von Reservegaskraftwerken.

---

<sup>xxix</sup> Diese Überlegungen werden gemeinsam mit der Branche weiter vertieft.

## 2.8.2 Übersicht Kostenschätzung

	GTK		GKK	
	Gas	HEL	Gas	HEL
<b>Investitionskosten (Mio. CHF)</b>	<b>690</b>	<b>878</b>	<b>896</b>	<b>1'084</b>
Anlage	480	533	652	705
Inbetriebnahme	56	114	72	136
Netzanbindung elektrisch	59	59	59	59
Netzanbindung Gas	37	-	37	-
Projekt, Erstinventar, Mobilisierung	36	142	43	143
Grundstück	22	30	33	41
<hr/>				
<b>Betriebskosten</b>				
<b>Fix (Mio. CHF)</b>	<b>65</b>	<b>81</b>	<b>83</b>	<b>99</b>
Kapitalkosten (Abschreibung, Verzinsung)	59	75	77	93
Personal, Instandhaltung, Diverses	6	6	6	6
<b>Variabel (TCHF/GWh)</b>	<b>138</b>	<b>243</b>	<b>85</b>	<b>151</b>
Brennstoff	69	154	43	95
Abgaben, Emissionskosten	68	89	42	55
Instandhaltung, Ammoniak	0.43	0.92	0.43	0.73

Tabelle 3: Vergleich Kostenschätzungen Reservegaskraftwerke nach Technologie und Brennstoff.

### Allgemeine Bemerkungen:

- GTK steht für Gasturbinenkraftwerke, GKK für Gaskombikraftwerke.
- Die Investitionskosten und die fixen Betriebskosten sind für die Errichtung und den Betrieb von zwei Reservegaskraftwerken an verschiedenen Standorten abgeschätzt. Bei GTK, ausgelegt auf den Brennstoff Gas, wird von einer Nennleistung in der Höhe von je 559<sup>xxx</sup> MW ausgegangen (Reserveleistung gesamt: 1'118 MW), bei GTK HEL von 547 MW (1'094 MW), bei GKK Gas von 510 MW (1'020 MW) und bei GKK HEL von 498 MW (996 MW).
- Bei GTK wurde ein Wirkungsgrad von 36.5% angenommen, bei GKK von 59%.
- Die externen CO<sub>2</sub>-Kosten sind indirekt bei der Kostenposition «Abgaben, Emissionskosten» berücksichtigt, mittels Verwendung der im Bericht von Afry unter Kapitel 2.4.2 angegebenen Formel.
- Ein Leistungspreis für den Brennstoff Erdgas ist bewusst nicht berücksichtigt. Die Überlegung dazu ist, dass die Fixkosten für ein Reservegaskraftwerk minimiert werden sollten. Da die Reservation der Erdgaskapazität auch kurzfristig und bedarfsgerecht erfolgen kann, erscheint eine systematisch langfristige Reservation von Kapazitäten als nicht sachgerecht. Die anfallenden Netzentgelte hängen sehr stark von der erforderlichen Leistung über einen zu bestimmenden Zeitraum (z. B. zwei Monate, ein Quartal, etc.) ab. Folglich wird die Kostenposition «Leistungspreis Erdgas» wesentlich durch den Betriebseinsatz der Reservegaskraftwerke bestimmt. Unter Ziffer 2.6.2.1 wird auf die Beschaffung von Erdgas und die in diesem Zusammenhang zusätzlich zu erwartenden Kosten näher eingegangen.
- Bei Gaskombikraftwerken wird angenommen, dass eine Kühlung durch Nasskühlzellen erfolgen wird. Aufwendungen infolge Wasserentnahme für die Kühlung sind bei den Betriebskosten GKK nicht berücksichtigt, dürften jedoch vernachlässigbar sein.

<sup>xxx</sup> Gemäss konkret möglichen Baugrössen

- Investitions- und Betriebskosten für eine auf «dual fuel» (Erdgas und HEL) ausgelegte Anlage wurde im Rahmen dieses Konzepts nicht ermittelt, weil zur Adressierung des vorliegend betrachteten Knappeitsszenarios<sup>xxx</sup> ein Brennstofftyp als ausreichend betrachtet wird.

Die Übersicht in Tabelle 3 zeigt, dass als Reservekraftwerk, bei dem primär die Fixkosten relevant sind, ein Gasturbinenkraftwerk betrieben mit Brennstoff Gas als die aus volkswirtschaftlichen Erwägungen effizienteste Lösung hervorgeht.

### **2.8.3 Reservegaskraftwerke mit Brennstoff Erdgas**

#### **2.8.3.1 Gasturbinenkraftwerke**

Die gesamten Investitionskosten für zwei Gasturbinenkraftwerke, ausgelegt auf den Betrieb mit Erdgas und verteilt auf unterschiedliche Standorte, betragen geschätzte 690 Mio. CHF. Etwa 70% dieser Kosten entfallen auf die schlüsselfertige Anlage. Die Kosten für die Inbetriebnahme der Gasturbinenkraftwerke werden auf 56 Mio. CHF geschätzt. Der Anschluss an das Gasnetz erfordert geschätzte Investitionen in der Höhe von 37 Mio. CHF, die elektrische Anbindung an das jeweils nächstgelegene Unterwerk wird mit gesamthaften 59 Mio. CHF in der Investitionskostenschätzung berücksichtigt.

Bei den Betriebskosten erfolgt eine Unterteilung der Kostenschätzung in einen jährlich fixen Bestandteil, welcher unabhängig vom Einsatz des Gasturbinenkraftwerks anfällt, sowie in einen variablen Anteil funktional abhängig von der zu produzierenden Elektrizität. Die jährlichen Fixkosten werden auf 65 Mio. CHF geschätzt. Davon entfallen geschätzte 59 Mio. CHF auf Kapitalkosten, welche sich aus linearer Abschreibung über 15 Jahre und Verzinsung des gebundenen Kapitals ergeben. In den abgeschätzten Fixkosten sind des Weiteren ein Instandhaltungsaufwand von rund 5 Mio. CHF sowie Personalkosten mit 1.1 Mio. CHF berücksichtigt. Die variablen Betriebskosten, geschätzt auf 138 TCHF/GWh, ergeben sich hauptsächlich durch Aufwendungen für den Brennstoff Erdgas (69 TCHF/GWh) sowie durch CO<sub>2</sub>-Abgaben und Emissionszertifikatskosten (68 TCHF/GWh). Für die Schätzung der Brennstoffkosten wurde der DEC24 TTF<sup>xxxii</sup> Gas Future in der Höhe von rund 23 EUR/MWh verwendet. Zudem sind für Ammoniakwasser und Instandhaltungsaufwand, welche in Abhängigkeit zur produzierten Elektrizität anfallen, rund 430 CHF/GWh in den variablen Betriebskosten enthalten.

#### **2.8.3.2 Gaskombikraftwerke**

Basieren die Reservegaskraftwerke hingegen auf einer Gaskombikrafttechnologie, dann steigen die notwendigen Investitionen um etwa 30% bzw. 206 Mio. CHF auf insgesamt 896 Mio. CHF. Die schlüsselfertigen Anlagen wären dann etwa 172 Mio. CHF teurer im Vergleich zu den Anlagen der Gasturbinenkraftwerke. Der Aufwand für die Inbetriebnahme würde um etwa 16 Mio. CHF ansteigen, die Kosten für Projektierung, Personal- und Partnermobilisierung sowie für das Erstinventar wären etwa 7 Mio. CHF höher. Die Zunahme der jährlichen Fixkosten um rund 18 Mio. CHF ist praktisch volumnfähig auf höhere Kapitalkosten, resultierend aus der grösseren Investitionssumme, zurückzuführen. Die Abnahme bei der Kostenposition Instandhaltung/Diverses (- 0.2 Mio. CHF) wird in etwa durch die Zunahme des Personalaufwands (+ 0.3 Mio. CHF) kompensiert. Infolge des höheren Wirkungsgrades bei Gaskombikraftwerken reduzieren sich die variablen Betriebskosten um rund 38% auf etwa 85 TCHF/GWh.

### **2.8.4 Reservegaskraftwerke mit Brennstoff Heizöl extraleicht**

#### **2.8.4.1 Gasturbinenkraftwerke**

Für die Erstellung von Gasturbinenkraftwerke mit einer gesamthaften Leistung von 1'094 MW, verteilt auf zwei Standorte und ausgelegt auf den Betrieb mit Heizöl extraleicht (HEL), sind geschätzte Investitionen in der Höhe von 878 Mio. CHF notwendig. Dies bedeutet eine Zunahme von rund 188 Mio. CHF gegenüber den mit Erdgas betriebenen Gasturbinenkraftwerken und erklärt sich im Wesentlichen durch

<sup>xxx</sup> In diesem Kontext sei auf die Ausführungen in Kapitel 4.3 «Technologie des Gaskraftwerks» verwiesen.

<sup>xxxii</sup> Title Transfer Facility (TTF) ist ein virtueller Handelspunkt für Erdgas in den Niederlanden und gehört wegen des hohen Handelsvolumens zu den bedeutendsten Handelspunkten für Erdgas in Europa.

höhere geschätzte Anlagekosten (+ 53 Mio. CHF), höheren Kosten für die Inbetriebnahme (+ 58 Mio. CHF), Kostensteigerungen beim Erstinventar (+ 106 Mio. CHF) und beim erforderlichen Grundstück (+ 8 Mio. CHF) sowie Kostenminderung (- 37 Mio. CHF) weil kein Gasanschluss erforderlich ist. Die Zunahme bei den Anlagekosten ergibt sich durch die beim Brennstoff HEL zusätzlich erforderliche Infrastruktur zur Bahnentladung sowie durch Berücksichtigung eines Tanklagers (Lagervolumen von 2 x 30'000 m<sup>3</sup>) pro Standort. Die Kostensteigerung bei der Inbetriebnahme erklärt sich durch gestiegene Aufwendungen für den Brennstoff (und darauf zu entrichtende Abgaben), welcher für Testzwecke benötigt wird. Die Befüllung des Tanklagers mit HEL (Brennstoffpreis und CO<sub>2</sub>-Abgabe) erklärt die Kostenzunahme beim Erstinventar.

Die jährlich fixen Betriebskosten, auf etwa 81 Mio. CHF geschätzt, bestehen im Wesentlichen aus den Kapitalkosten (75 Mio. CHF), Instandhaltung inklusive verschiedener kleinerer Kostenpositionen (5 Mio. CHF) und Personalaufwand (1.1 Mio. CHF). Im Vergleich zu Erdgas-betriebenen Gasturbinenkraftwerken steigen die variablen Betriebskosten von der auf HEL ausgelegten Variante um beinahe 77% auf 243 TCHF/GWh. Dieser Betrag setzt sich zusammen aus geschätzten Brennstoffkosten von 154 TCHF/GWh, Abgaben und Emissionskosten in der Höhe von rund 89 TCHF/GWh sowie variablem Instandhaltungsaufwand und Ammoniakwasser (etwa 1 TCHF/GWh). Für die Abschätzung der Brennstoffkosten wurde der DEC23 Low Sulphur Gasoil Futures<sup>xxdii</sup> verwendet, da dieser Kontrakt zum gegenwärtigen Zeitpunkt derjenige von den verfügbaren Futures ist, der am nächsten beim in diesem Konzept adressierten kritischen Zeithorizont ab 2025 liegt. Des Weiteren beinhalten die ausgewiesenen Brennstoffkosten einen Kostenanteil für Transportaufwendungen in der Höhe von generisch angenommenen 50 USD pro Tonne HEL. Denkbare Beschaffungsvarianten für den alternativen Brennstoff HEL und damit einhergehende Kostenimplikationen werden unter Ziffer 2.6.2.2 beleuchtet.

#### 2.8.4.2 Gaskombikraftwerke

Gaskombikraftwerke mit einer installierten Leistung von je 498 MW an zwei Standorten, ausgelegt für den Betrieb mit HEL, bedingen geschätzte Investitionen von rund 1.1 Mrd. CHF. Die Anlagenkosten steigen – verglichen mit auf HEL ausgelegte Gasturbinenkraftwerke – um etwa 172 Mio. CHF. Zudem würden Inbetriebnahme (+ 22 Mio. CHF), Projekt-, Erstinventar- und Mobilisierungsaufwände (+ 1 Mio. CHF) sowie die nötigen Grundstücke (+ 11 Mio. CHF) höhere Investitionen erfordern. Verglichen mit für den Brennstoff HEL konzipierte Gasturbinenkraftwerke erhöht sich folglich der gesamte Investitionsbedarf um rund 206 Mio. CHF. Die jährlich fixen Betriebskosten in der Höhe von etwa 99 Mio. CHF, bestehend aus geschätzten Kapitalkosten (93 Mio. CHF), Instandhaltung/Diverses (4.8 Mio. CHF) und Personalaufwand (1.4 Mio. CHF), steigen um etwa 22% im Vergleich zu dem für die Gasturbinenkraftwerke geschätzten Betrag. Aufgrund des höheren Wirkungsgrades bei Gaskombikraftwerken reduzieren sich die abgeschätzten variablen Betriebskosten um etwa 38% auf 151 TCHF/GWh.

#### 2.8.5 Hydroreserve

Eine Kostenschätzung der (strategischen) Hydroreserve ist nicht explizit Gegenstand des vorliegenden Berichts. Aber die Umsetzung einer solchen Reserve wurde im Rahmen des Berichts vom 18. Mai 2018 «Ausgestaltung einer strategischen Reserve für den Strommarkt Schweiz» ausführlich betrachtet. In diesem Bericht von Frontier Economics und Consentec kam man zum Schluss, dass eine (strategische) Energiereserve im Umfang von ca. 750 GWh jährlich rund 25 Mio. Euro kosten würde.

---

<sup>xxdii</sup> Der DEC23 Low Sulphur Futures notiert Mitte November 2021 bei rund 622 USD/Metrischer Tonne.

## 2.9 Finanzierung

Schreibt der Bundesrat oder eine Entität in seinem Auftrag die Reservegaskraftwerke als Massnahme gemäss Artikel 9 Absatz 1 StromVG aus, dann erfolgt die Finanzierung allfälliger Mehrkosten (die bei einer nicht kostendeckend umsetzbaren Massnahme entstehen) gestützt auf Artikel 9 Absatz 4 StromVG mit einem befristeten, von der nationalen Netzgesellschaft erhobenen Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze. Artikel 9 Absatz 4 StromVG regelt nicht, wie der Netzzuschlag zu erheben ist. Aufgrund der vom Gesetzgeber gewählten Formulierung «Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze», welcher derjenigen in Artikel 7 Absatz 7 der zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des StromVG geltenden Fassung des EnG entspricht, ist davon auszugehen, dass der Gesetzgeber von einer Ausgestaltung analog derjenigen im Energiegesetz ausging. Nach Auffassung der EICOM sollte die Wälzung des Zuschlags auf die Endverbraucher daher durch den Bundesrat auf Verordnungsebene grundsätzlich analog dem heutigen Artikel 35 Absatz 1 EnG geregelt werden (zusammen mit weiteren Aspekten, insbesondere der Höhe; vgl. zur Zulässigkeit von Verordnungsbestimmungen Kapitel 2.10.2.1).

Weil die Versorgungssicherheit allen Endverbrauchern dient, wird eine Ausnahmeregelung in Form einer Rückerstattungsmöglichkeit des erforderlichen Zuschlags auf dem Übertragungsnetz für stromintensive Unternehmen – im Gegensatz zur Situation nach Artikel 39 EnG – im Konzept der EICOM nicht vorgesehen. Die Frage der Notwendigkeit und des Umfangs einer Zwischenfinanzierung für die Reservegaskraftwerke ist im Rahmen der Ausarbeitung eines konkreten Betreibermodells beziehungsweise allenfalls als Bestandteil der Ausschreibungsmodalitäten zu adressieren. Daraus sich ergebende Implikationen können in einem flexiblen Tarifierungssystem berücksichtigt werden.

Es wird davon ausgegangen, dass wenn die Ausschreibung durch den Bundesrat oder durch eine Entität in seinem Auftrag erfolgt, die Reservegaskraftwerke dann in eine bestehende oder noch zu gründende Gesellschaft eingebbracht werden (Eigentümerin; vgl. Ziffer 2.10.1). Die in der Ausschreibung unterstellte Abschreibungsdauer der Anlage wird auf 15 Jahre festgelegt – für diesen Zeitraum erhält die Gesellschaft feste Vergütungen auf Basis ihres Gebotes im Ausschreibungsprozess. Diese über den Ausschreibungsprozess definierte Vergütungen kompensieren die Gesellschaft für ihre erwarteten Kosten im Zusammenhang mit dem Bau und der Bereitschaft der Anlage (Kapital- und fixe Betriebskosten). Für die in der Ausschreibung festgelegten, zu erfüllenden Zielkriterien sind unterschiedliche Anreiz- und Vergütungssysteme denkbar. Zudem sind grundsätzliche Überlegungen zur Kapitalstruktur erforderlich, das heißt es ist zu klären, inwiefern Vorgaben zur Finanzierungsstruktur gemacht werden sollen. Weil ex ante festgelegt ist, dass die Kosten letztendlich mittels eines Umlagemechanismus durch die Endverbraucher der Schweiz getragen werden, und weil unter anderem aufgrund dessen sowie bedingt durch den unternehmerischen Zweck der Betreibergesellschaft das Risikoexposure als extrem tief eingeschätzt werden kann, wäre eine hohe Fremdfinanzierung beziehungsweise die damit einhergehende Kapitalbeschaffung und -verzinsung als unkritisch zu betrachten.

Für eine Abschätzung der Höhe des erforderlichen Zuschlags auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze (gemäss Artikel 9 StromVG) werden die jährlichen Kosten, verursacht durch die Investition sowie den Bereitschaftsmodus der Reservegaskraftwerke, berücksichtigt. Variable Betriebskosten, welche durch eine Aktivierung der Reserve entstehen, dürften in der Regel durch die Erlöse gedeckt werden können. Die Abrechnung der zusätzlichen Aufwendungen durch den Betrieb würde kostenbasiert reguliert erfolgen. Allfällige Mehrerlöse würden zugunsten der Endverbraucher an die nationale Netzgesellschaft zurückerstattet werden.

Bei der Betrachtung des Netzzuschlags wird angenommen, dass die Reservegaskraftwerke während der Abschreibungsdauer von 15 Jahren als Reservekapazität zur Verfügung stehen. Folglich müssen während dieser Dauer die Betriebskosten des Bereitschaftsmodus – zusätzlich zu den Kapitalkosten – auch durch den Netzzuschlag gedeckt werden. Die Betriebskosten werden inflationsadjustiert berücksichtigt, um den während der Abschreibungs- und Reservevorhaltungsdauer erforderlichen durchschnitt-

lichen Netzzuschlag zu berechnen. Wären die Gaskraftwerke nach Ende der Abschreibungsdauer weiterhin noch als Reserve vorzuhalten, dann wären nur noch die Betriebskosten via Netzzuschlag zu finanzieren und folglich würde der notwendige Netzzuschlag aufgrund Wegfallen der Kapitalkosten substantiell sinken.

Unter der Annahme einer Abschreibungsdauer von 15 Jahren ist zur Finanzierung der auf den Betrieb mit Brennstoff Erdgas ausgelegten Gasturbinenkraftwerke sowie deren Betriebskosten ein Netzzuschlag während 15 Jahren von durchschnittlich 0.11 Rp./kWh erforderlich. Zu Beginn wäre dieser bei etwa 0.14 Rp./kWh festzusetzen, gegen Ende der Abschreibungsperiode bei 0.09 Rp./kWh. Sind die Gasturbinenkraftwerke hingegen auf den Betrieb mit HEL ausgelegt, dann wäre ein Netzzuschlag von durchschnittlich 0.14 Rp./kWh bei Abschreibungs- und Reservevorhaltezeitraum von 15 Jahren erforderlich.

Für die Errichtung und den Betrieb von Gaskombikraftwerken, ausgelegt auf Erdgas, ist unter der Annahme einer Abschreibungs- und Reservevorhaltungsdauer von 15 Jahren ein Netzzuschlag von durchschnittlich 0.14 Rp./kWh notwendig. Der Grund für diesen höheren Netzzuschlag (+ 0.03 Rp./kWh) im Vergleich zur Variante mit den Gasturbinenkraftwerken liegt darin, dass die höheren Kapitalkosten die geringeren Betriebskosten im Bereitschaftsmodus überwiegen. Sind die Gaskombikraftwerke hingegen auf den alternativen Brennstoff HEL ausgelegt, dann würde dies über den Abschreibungs- und Reservevorhaltungszeitraum von 15 Jahren ein Netzzuschlag von durchschnittlich 0.17 Rp./kWh erfordern.

## 2.10 Betreiberkonzept und Realisierung

### 2.10.1 Betreiberkonzept

Die Ausgestaltung eines geeigneten Betreiberkonzepts hängt wesentlich davon ab, mit welchem Einsatzziel das Reservegaskraftwerk letztlich erstellt und betrieben werden soll (vgl. dazu oben Ziff. 2.2). Da die EICOM oben in Ziffer 2.2 als Einsatzziel die Variante «Energieabtausch zur Befüllung der Hydroreserve» empfohlen hat, soll nachfolgend ein mögliches Betreibermodell skizziert werden, welches die Umsetzung dieser Variante ermöglicht.

Dafür sind zunächst verschiedene Rollen und deren Aufgaben zu definieren:

Rolle	Aufgabe / Beschreibung	Rechtsgrundlagen
Eigentümerin	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sie erhält in einer wettbewerblichen Ausschreibung gemäss Artikel 9 Absatz 2 StromVG den Zuschlag für die Erstellung (Planung, Bau) und den Betrieb des Reservegaskraftwerks über eine vorgegebene Dauer von 15 Jahren.</li> <li>- Sie stellt im vertraglich und im durch eine Verordnung vorgegebenen regulatorischen Rahmen die Finanzierung des Projekts über eine Abschreibungsdauer von 15 Jahren sicher.</li> <li>- Sie ist rechtlich die Eigentümerin des Reservegaskraftwerks.</li> <li>- Sofern sie den Betrieb des Reservegaskraftwerks nicht selbst besorgen kann, beauftragt sie damit eine Betreiberin.</li> <li>- Sie stellt den im Ausschreibungsverfahren festgelegten jährlichen Beitrag der Swissgrid AG in Rechnung. Allfällige die variablen Kosten übersteigende Erlöse des Reservegaskraftwerks überweist sie gestützt auf Artikel 9 Absatz 5 StromVG der Swissgrid AG</li> </ul>	Ausschreibung, Vertrag, Verordnung, Artikel 9 Absätze 4 und 5 StromVG

Betreiberin	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sie stellt die Bereitschaft und den Betrieb des Reservegaskraftwerks gemäss den regulatorischen Vorgaben und den von der verantwortlichen Stelle für die Abwicklung des präventiven Einsatzes des Reservegaskraftwerks vorgegebenen Fahrplänen sicher.</li> <li>- Sie kann, muss aber nicht mit der Eigentümerin identisch sein.</li> </ul>	Vertrag mit der Eigentümerin, Verordnung
Verantwortliche Behörde	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sie legt – allenfalls in Absprache mit weiteren Behörden, Gremien und/oder Konsultation der Branche – jährlich die zu beschaffende Hydroreserve fest.</li> <li>- Sie ordnet bei Vorliegen geeigneter Indikatoren einen präventiven Einsatz des Reservegaskraftwerks und damit einen «Energieabtausch» zur Befüllung der Hydroreserve an.</li> <li>- Sie definiert (bei Bedarf dynamisch) den zeitlichen Verlauf der minimalen Hydroreserve als Indikator, wann bei einem Abruf ein Einsatz des Gaskraftwerks erfolgen soll und wann die Hydroreserve direkt eingesetzt wird.</li> <li>- Sie stellt eine kostenbasierte Abrechnung der variablen Betriebskosten sicher.</li> </ul>	Verordnung
Verantwortliche Stelle für die Abwicklung des präventiven Einsatzes des Reservegaskraftwerks	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sie setzt gemäss einer allfälligen Anordnung der verantwortlichen Behörde einen Energieabtausch zwischen dem Reservegaskraftwerk und geeigneten Speicherkraftwerken um (allenfalls mittels Auktion) und sorgt dabei für die erforderliche Aufteilung auf mehrere Speicher.</li> <li>- Sie ist unabhängig von den involvierten Energieversorgungsunternehmen und selbst nicht in den Bereichen Elektrizitätserzeugung, -verteilung oder -handel tätig.<sup>xxiv</sup></li> <li>- Sie wird entweder unmittelbar durch eine auf Artikel 9 StromVG abgestützte Verordnung zur Aufgabenerfüllung verpflichtet oder bewirbt sich im Rahmen einer wettbewerblichen Ausschreibung gemäss Artikel 9 Absatz 2 StromVG.</li> </ul>	Verordnung, evtl. Ausschreibung, Vertrag
Swissgrid AG	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sie erhebt gestützt auf Artikel 9 Absatz 4 StromVG einen Zuschlag auf den Kosten des Übertragungsnetzes und erstattet der Eigentümerin die in der Ausschreibung festgelegten Fixkosten sowie allfällige ungedeckte variable Kosten.</li> </ul>	Artikel 9 Absätze 4 und 5 StromVG

Tabelle 4: Mögliche Rollen und Aufgaben im Betreiberkonzept zur Variante «Energieabtausch zur Befüllung der Hydroreserve»

Die nachfolgende Grafik stellt am Beispiel des in Ziffer 2.2 beschriebenen und von der EICOM empfohlenen Einsatzziels «Energieabtausch zur Befüllung der Hydroreserve» das Zusammenspiel der vorstehend genannten Rollen dar:

<sup>xxiv</sup> Die Swissgrid AG wäre grundsätzlich gut für diese Rolle geeignet. Da diese Tätigkeit jedoch nicht als betriebsnotwendiger Grund i. S. v. Artikel 18 Absatz 6 StromVG eingestuft werden kann (vgl. oben Ziff. 0), dürfte die Finanzierung nicht über die anrechenbaren Netzkosten erfolgen sondern müsste über den gestützt auf Artikel 9 Absatz 4 StromVG erhobenen Netzzuschlag sichergestellt werden. Dafür müsste die von der Swissgrid zu erbringende Leistung als eine flankierende Dienstleistung zur wettbewerblichen Ausschreibung verstanden werden, so dass es sich beim entstehenden Aufwand um «Mehrkosten aus einer Ausschreibung gemäss Artikel 9 Absatz 2 StromVG» handelt. Alternativ könnte diese Rolle auch direkt in einer wettbewerblichen Ausschreibung gemäss Artikel 9 Absatz 2 StromVG ausgeschrieben werden, wobei eine Bewerbung der Swissgrid AG nur noch eine von vielen Optionen wäre.

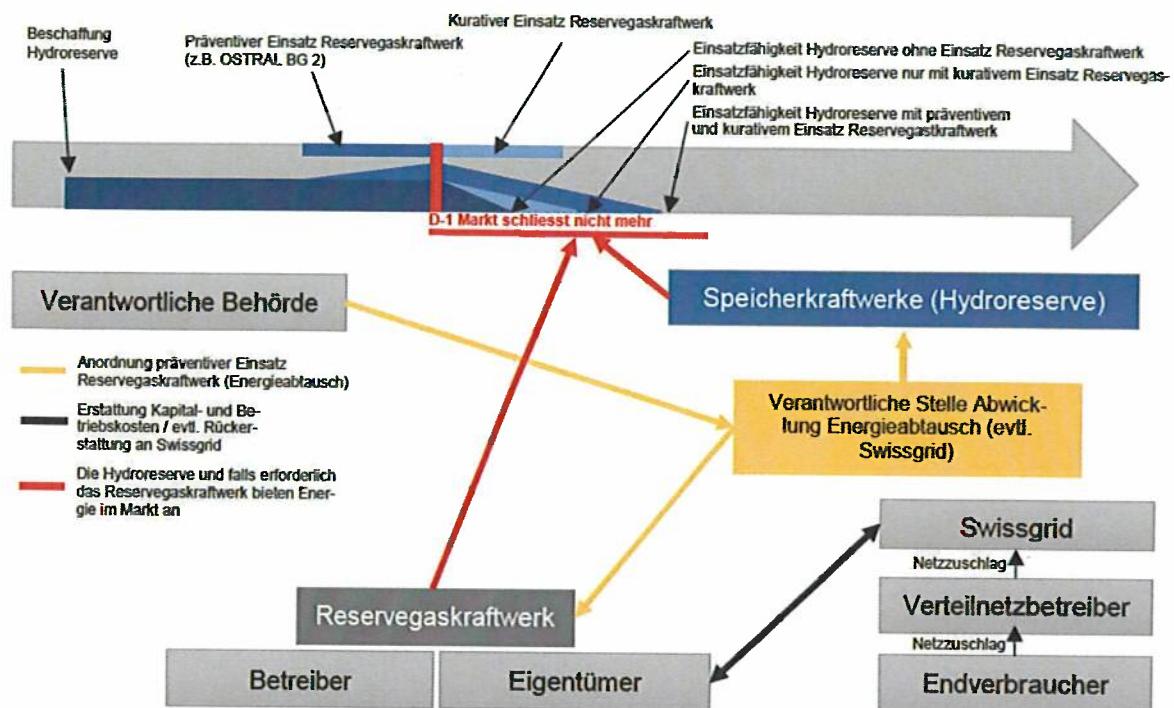


Abbildung 4: Zusammenspiel der Rollen bei der Variante «Energieabtausch zur Befüllung der Hydroreserve»

Im Rahmen des Betreiberkonzepts wird auch zu definieren sein, was mit dem Reservekraftwerk nach der mit der Eigentümerin vertraglich vereinbarten Einsatz- und Abschreibungsdauer geschieht. In Be tracht käme z. B. eine Heimfallregelung, mit der das Reservegaskraftwerk nach Ablauf der vereinbarten Laufzeit in das Eigentum der Schweizerischen Eidgenossenschaft zurückfällt. Ein solcher Mechanismus ermöglicht es dem Bund, mit Blick auf die voraussichtliche Versorgungssituation nach diesem Zeitpunkt zu entscheiden, ob und unter welchen Voraussetzungen das Reservegaskraftwerk weiterbetrieben werden soll (Rückbau, Beibehaltung als Reservekraftwerk, Überführung in den Markt, Ausbau zu einem Gaskombikraftwerk, etc.) und den Weiterbetrieb gegebenenfalls erneut auszuschreiben. Aufgrund des aus heutiger Sicht langfristigen Zeithorizonts käme dabei indes nicht eine erneute Anwendung von Artikel 9 StromVG in Betracht. Vielmehr müsste die Basis für einen Weiterbetrieb je nach Ausgestaltung rechtzeitig auf Gesetzesstufe verankert werden, es sei denn das Kraftwerk würde ohne weitere Auflagen, Subventionen o. Ä. an ein Energieversorgungsunternehmen übertragen und künftig im Markt eingesetzt.

## 2.10.2 Realisierung

### 2.10.2.1 Ausschreibung

Gemäss Artikel 9 Absatz 2 StromVG kann der Bundesrat für den Ausbau der Erzeugungskapazitäten wettbewerbliche Ausschreibungen durchführen. Er legt dabei bereits in der Ausschreibung die Kriterien fest in Bezug auf die Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit. Das Verfahren der wettbewerblichen Ausschreibungen ist im Stromversorgungsrecht nicht näher definiert. Das Energiegesetz kennt das Instrument wettbewerblicher Ausschreibungen jedoch für die Förderung von Effizienzmassnahmen (Artikel 32 EnG). Ob ein Verfahren analog Artikel 32 EnG im Kontext von Artikel 9 StromVG in Betracht kommt oder ob vielmehr eine öffentliche Ausschreibung im Sinne des Bundesgesetzes über das öffentliche Beschaffungswesen vom 21. Juni 2019 (BÖB; SR 172.056.1) erfolgen müsste, ist nicht ohne Weiteres ersichtlich.

Die EICOM geht vorliegend davon aus, dass mit Artikel 9 Absatz 2 StromVG keine lex specialis zum Submissionsrecht geschaffen werden sollte, zumal dieses auf dem internationalen Übereinkommen über

das öffentliche Beschaffungswesen (GATT/WTO-Übereinkommen; SR 0.632.231.422) basiert. Sofern die Ausschreibung eines Reservegaskraftwerks unter den Geltungsbereich des BöB fällt, besteht daher kein Raum für anderweitig gestaltete Ausschreibungsverfahren.

In subjektiver Hinsicht gelangt das BöB u. a. zur Anwendung, wenn die Auftraggeberin eine Verwaltungseinheit der zentralen und der dezentralen Bundesverwaltung ist (Art. 4 Abs. 1 Bst. a BöB). Im vorliegenden Kontext ist davon auszugeben, dass der Bundesrat die Durchführung einer Ausschreibung gemäss Artikel 9 Absatz 2 StromVG dem zuständigen Departement übertragen würde. In subjektiver Hinsicht dürfte die Auftraggeberin somit dem BöB unterliegen.

In objektiver Hinsicht gelangt das BöB zur Anwendung, wenn ein öffentlicher Auftrag vergeben wird (Art. 1 BöB) und kein Ausnahmetatbestand nach Artikel 10 BöB vorliegt. Ein öffentlicher Auftrag ist gemäss Artikel 8 Absatz 1 BöB ein Vertrag, der zwischen Auftraggeberin und Anbieterin abgeschlossen wird und der Erfüllung einer öffentlichen Aufgabe dient. Er ist gekennzeichnet durch seine Entgeltlichkeit sowie den Austausch von Leistung und Gegenleistung, wobei die charakteristische Leistung durch die Anbieterin erbracht wird. Gemäss der Botschaft zum BöB ist es nicht erforderlich, dass die Gegenleistung regelmässig in Form von Geld erfolgt. Auch geldwerte Vorteile (wie die Möglichkeit, ein ausschliessliches Recht zu nutzen) fallen unter die Legaldefinition. Immer muss indessen ein Austauschverhältnis (Synallagma) vorliegen, in welchem die Auftraggeberin als Abnehmerin der Leistung auftritt. Nicht erforderlich ist hingegen, dass Leistung und Gegenleistung direkt zwischen den gleichen Parteien ausgetauscht werden. Denkbar ist es sowohl, dass Dritte (und nicht die Auftraggeberin) Empfänger der Leistung sind, als auch der umgekehrte Fall, dass das Entgelt der Anbieterin nicht von der Auftraggeberin, sondern von Dritten bezahlt wird (BBI 2017 S. 1896).

Der Zuschlag in einer wie auch immer gearteten Ausschreibung eines Reservegaskraftwerks durch den Bundesrat bzw. das zuständige Departement mündet zweifellos im Abschluss eines (sei es privat- oder öffentlich-rechtlichen) Vertrags zwischen der Schweizerischen Eidgenossenschaft und der Anbieterin. Zwar kommt im vorliegenden Kontext die zu erbringende Leistung (Erstellung und Betrieb eines Kraftwerks) nicht direkt der Schweizerischen Eidgenossenschaft zu Gute. Ebenso wenig kommt die Eidgenossenschaft mit öffentlichen Geldern unmittelbar für die Finanzierung auf (vgl. Art. 9 Abs. 4 StromVG und oben Ziff. 0). Empfänger der Leistung sind vielmehr die Energiewirtschaft und bei weiterer Betrachtung sämtliche Endverbraucher in der Schweiz und die Finanzierung wird letztlich mittelbar von den Endverbrauchern getragen. Wie sich aus den vorstehend wiedergegebenen Ausführungen aus der Botschaft zum BöB ergibt, ist aber dennoch von einem Vertrag i. S. v. Artikel 8 Absatz 1 BöB auszugehen.

Vorliegend stellt sich somit nur noch die Frage, ob dieser Vertrag einer öffentlichen Aufgabe dient. Öffentliche Aufgaben sind all jene Aufgaben, die der Staat aufgrund eines Rechtssatzes wahrzunehmen hat (BBI 2017 S. 1895). Zwar ist die Energieversorgung gemäss Artikel 6 Absatz 2 Satz 1 EnG Sache der Energiewirtschaft. Angesichts der in Artikel 6 Absatz 2 und Artikel 8 Absatz 1 EnG verankerten Verpflichtungen des Bundes und der Kantone, u. a. die Rahmenbedingungen und Voraussetzungen für die Bereitstellung von Produktionskapazitäten zu schaffen, muss das Ergreifen von Massnahmen gemäss Artikel 9 StromVG nach Auffassung der EICOM trotz der Kann-Formulierung in Artikel 9 Absatz 1 StromVG als öffentliche Aufgabe angesehen werden.

Zu klären bleibt, ob die Ausschreibung im vorliegenden Kontext unter eine der Ausnahmen gemäss Artikel 10 BöB fällt. Prüfenswert erscheint dabei einzige Artikel 10 Absatz 1 Buchstabe c BöB, wonach das BöB auf die Ausrichtung von Finanzhilfen gemäss dem Subventionsgesetz vom 5. Oktober 1990 (SuG; SR 616.1) keine Anwendung findet. Finanzhilfen sind geldwerte Vorteile, die Empfängern ausserhalb der Bundesverwaltung gewährt werden, um die Erfüllung einer vom Empfänger gewählten Aufgabe zu fördern oder zu erhalten. Geldwerte Vorteile sind insbesondere nichtrückzahlbare Geldleistungen, Vorzugsbedingungen bei Darlehen, Bürgschaften sowie unentgeltliche oder verbilligte Dienst- und Sachleistungen (Art. 3 Abs. 1 SuG). Nach Auffassung der EICOM geht die Ausschreibung eines Reservegaskraftwerks im Sinne des vorliegenden Konzepts weit über die Gewährung von Finanzhilfen hinaus. Denn

vorliegend geht es nicht um die Förderung oder den Erhalt einer Aufgabe sondern um die Bestellung von seitens der Auftraggeberin definierten Leistungen, die vollständig entschädigt werden.

Die vorstehenden Ausführungen deuten darauf hin, dass eine Ausschreibung gemäss Artikel 9 Absatz 2 StromVG – mindestens im vorliegenden Kontext – unter das Beschaffungsrecht fällt. Mit Blick auf eine konkrete Ausschreibung wäre diese Frage jedoch noch zu vertiefen und gegebenenfalls insbesondere zu prüfen, ob eine wettbewerbliche Ausschreibung im Sinne von Artikel 9 Absatz 2 StromVG als Gesamtleistungswettbewerb eingestuft werden kann, in dessen Folge gemäss Artikel 21 Absatz 2 Buchstabe i BöB die Planer- oder Konzeptionierungsleistungen und die Realisierung der Lösung freihändig an die Gewinnerin des Gesamtleistungswettbewerbs vergeben werden kann (vgl. auch Botschaft zum BöB; BBI 2017 S. 1928).

Ungeachtet der konkreten Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens müssen die Rahmenbedingungen für ein Reservegaskraftwerk bereits in der Ausschreibung möglichst exakt definiert und nach dem Zuschlag vertraglich verankert werden. Dabei geht es nicht nur um die technischen Parameter wie Technologie, Leistung, Standorte etc., sondern auch um regulatorische Rahmenbedingungen. Zusätzlich zu regeln sind beispielsweise:

- Die Definition des gewählten Einsatzziels inkl. aller erforderlichen Prozesse und damit einhergehenden Verpflichtungen
- Das Verbot, das Kraftwerk ausserhalb des definierten Einsatzziels im Markt einzusetzen
- Vorgaben zur Einsatz- und Abschreibungsdauer sowie zur Abwicklung der Finanzierung gemäss Artikel 9 Absätze 4 und 5 StromVG
- Regelungen für die Zeit nach der vertraglich vereinbarten Einsatz- und Abschreibungsdauer (z. B. Heimfall an die Schweizerische Eidgenossenschaft).

#### **2.10.2.2 Verordnung**

Je nach gewähltem Einsatzziel des Reservegaskraftwerks reichen vertragliche Regelungen mit dem Eigentümer des Kraftwerks nicht aus, sondern es bedarf hoheitlicher Regelungen durch eine Verordnung des Bundesrates zu Artikel 9 StromVG. Dies ist namentlich dann der Fall, wenn ein Einsatzziel gewählt wird, welches nicht nur Pflichten des Eigentümers/Betreibers des Reservegaskraftwerks, sondern weiterer Akteure bedarf, wie dies auch bei der von der EICOM favorisierten Variante «Energieabtausch zur Befüllung der Hydroreserve» der Fall ist. In diesem Fall wären auf Verordnungsebene beispielsweise zu regeln:

- Die Bezeichnung der verantwortlichen Behörde
- Die Rechte und Pflichten der verantwortlichen Behörde
- Die vorläufige Implementierung einer Hydroreserve inkl. Rechte und Pflichten der Beteiligten<sup>xxx</sup>
- Die Bezeichnung/Konstituierung, Aufgaben und Entschädigung der verantwortlichen Stelle für die Abwicklung des präventiven Einsatzes des Reservegaskraftwerks
- Anpassung des Netzzuschlags
- Wälzung des Netzzuschlags gemäss Artikel 9 Absatz 4 StromVG analog Artikel 35 Absatz 1 EnG.

Es wird mithin erforderlich sein, dass der Bundesrat auf Verordnungsebene die Rechte und Pflichten aller Involvierten definiert, soweit sie nicht aus dem bestehenden Recht abgeleitet werden können. Min-

---

<sup>xxx</sup> Auf die Darstellung eines diesbezüglichen Konzepts wurde im vorliegenden Bericht verzichtet.

destens für gewisse Teile der zu treffenden Regelungen ist dabei von einem gesetzesvertretenden Charakter auszugehen, welcher eine hinreichende Delegationsnorm im Gesetz voraussetzt. Gemäss Artikel 164 Absatz 1 Buchstabe c BV sind die grundlegenden Bestimmungen über die Rechte und Pflichten von Personen in der Form des Bundesgesetzes zu erlassen. Gemäss Artikel 164 Absatz 2 BV können Rechtssetzungsbefugnisse durch Bundesgesetz übertragen werden, soweit dies nicht durch die Bundesverfassung ausgeschlossen wird. Gemäss Rechtsprechung gilt eine Gesetzesdelegation als zulässig, wenn sie nicht durch die Verfassung ausgeschlossen ist, in einem Gesetz im formellen Sinn enthalten ist, sich auf ein bestimmtes, genau umschriebenes Sachgebiet beschränkt und die Grundzüge der delegierten Materie, das heisst die wichtigen Regelungen, im delegierenden Gesetz selbst enthalten sind (BVGer, Urteil A-5627/2014 vom 12. Januar 2015).

Da Massnahmen gemäss Artikel 9 Absatz 1 StromVG – wie sich vorliegend zeigt – u. U. nicht ausschliesslich im Rahmen einer wettbewerblichen Ausschreibung gemäss Artikel 9 Absatz 2 StromVG auf vertraglicher Basis ergriffen werden können, kann die in Artikel 9 Absatz 1 StromVG verankerte Kompetenz des Bundesrates zur Ergreifung von Massnahmen nach Auffassung der EICom als Delegationsnorm verstanden werden, die es dem Bundesrat grundsätzlich erlaubt, die erforderlichen flankierenden Regelungen zu einer wettbewerblichen Ausschreibung auf Verordnungsebene zu erlassen. Dabei geht es nicht um die Umsetzung eigenständiger Massnahmen auf Verordnungsebene, sondern lediglich um ergänzende Regelungen möglichst geringer Eingriffsintensität zu einer mittels wettbewerblicher Ausschreibung umgesetzten Massnahme in einer der in Artikel 9 Absatz 1 Buchstaben a bis c StromVG ausdrücklich genannten Stossrichtungen.<sup>xxxvi</sup>

---

<sup>xxxvi</sup> In einer zu Händen des BFE verfassten Stellungnahme vom 18. November 2021 betreffend Massnahmen nach Artikel 9 StromVG gelangte das Bundesamt für Justiz (BJ) u. a. zum Ergebnis, dass die in Artikel 9 Absatz 2 StromVG explizit vorgesehenen wettbewerblichen Ausschreibungen am äussersten Rand des zulässigen Spektrums von Massnahmen lägen, was die Eingriffe in den Elektrizitätsmarkt und die Grundrechte der Marktteilnehmer angehe. [...] Nicht auszuschliessen sei, dass im Gesetz nicht angesprochene, ähnlich einschneidende Massnahmen wie die Ausschreibungen sich nach detaillierter Prüfung als gesetzes- und verfassungskonform erweisen würden; dafür müssten sie aber zuerst fachlich entwickelt werden. Als ähnlich einschneidend würde das BJ Massnahmen betrachten, die keine Grundrechtseingriffe mit sich bringen und insbesondere keine Marktteilnehmer zwangsverpflichten, ein bestimmtes Verhalten am Markt an den Tag zu legen oder zu unterlassen. Sie dürften aber durchaus eine Abweichung vom Grundsatz mit sich bringen, dass «der Markt es richten» soll – denn sie seien ja nur subsidiär zu den Marktmechanismen überhaupt anwendbar.

### 3 Alternative Lösungen

#### 3.1 Dezentrale WKK

Ein Schweizer Fachverband hat vorgeschlagen, das Problem der Winterstromlücke mit einem Versicherungsmodell zu lösen, das auf dezentralen Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK-Anlagen) basiert. Demnach sollen je nach Bedarf WKK zugebaut werden. Diese sollen aus Erdgas, Biogas, Klärgas, Abfall oder Holz gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen, wobei der Betrieb mit Erdgas nur vorübergehend angedacht sei. Die Kosten für ein solches WKK-Versicherungsmodell betragen gemäss dem Verband ca. 112 Mio. CHF pro Jahr während 30 Jahren, sofern die benötigte Winterstromproduktion komplett ausgebaut wird, also insgesamt etwa 3.5 Mrd. CHF für eine maximal installierte Leistung von 4'500 MW.

Vorgeschlagen wird ein jährlicher Zubau von 150 MW, was gemäss Fachverband Investitionen von 112 Mio. CHF pro Jahr bedinge. Sobald eine Vereinbarung mit den Nachbarländern bezüglich einer Zusammenarbeit vorliege, oder wenn es andere verlässliche Lösungen zur Energieproduktion im Winter gäbe, könnte der weitere Ausbau gestoppt werden. Die Vorteile von kleinen dezentralen Einheiten seien, dass schrittweise investiert werden kann, aber auch schneller Auf- und Rückbau, die Modularität sowie die Nutzung von Strom und potenzieller Wärme.

Einschätzung ECom: Diese Technologie zeichnet sich mit einem hohen Wirkungs- bzw. Wärmenutzungsgrad aus. Diese Technologie wäre deshalb prädestiniert, um als Brückentechnologie bis zu einem ausreichenden Ausbau von erneuerbarer Produktion zumindest Importe aus Kohleproduktion zu substituieren. Die relativ hohen Fixkosten erweisen sich jedoch für eine Anwendung als Versicherungsmodell als zu nachteilig. Zudem dürfte es schwierig sein, Abnehmer für die Wärmenutzung zu finden, wenn die Anlagen als Versicherung der Versorgungssicherheit in den meisten Jahren (Normalfall) gar nicht laufen sollen.

#### 3.2 Lastabwürfe und unterbrechbare Strombezüger

Anstelle von zusätzlicher Produktion kann die Versorgungssicherheit auch über die Reduktion der Nachfrage adressiert werden. Allerdings wird ein bereits relevanter Anteil dieses Potentials über den Markt adressiert, etwa über entsprechende (vergünstigte) flexible Verträge bei der Energiebeschaffung oder über die mögliche Teilnahme am Markt für Systemdienstleistungen. Darüber hinaus sind automatische Lastabwürfe bei grösseren Frequenzabweichungen seit gut zehn Jahren implementiert. Die Umsetzung von manuellen Lastabwürfen (im Sinne einer last-resort-Massnahme zur Stabilisierung des Netzes) befindet sich außerdem in Vorbereitung.

Erfahrungen aus dem britischen Kapazitätsmarkt illustrieren, dass Lastabwürfe bzw. nachfrageseitige Massnahmen auch in dem für die längerfristige Versorgungssicherheit konzipierten Kapazitätsmarkt geboten wurden. Ob und in welchem Ausmass das auch für die Schweiz gelten würde, ist allerdings schwer einzuschätzen.<sup>xxxvii</sup> Generell dürfte der Schweizer Industriestandort stärker durch Unternehmen im High-Tech-Bereich charakterisiert sein, bei denen die Hürden bzw. Kosten für einen Lastabwurf resp. Versorgungsunterbruch ungleich höher sind als bei anderen energieintensiven Unternehmen. Darüber hinaus können die Unternehmen solche Lastreduktionen auf mittlere und längere Sicht schwer garantieren. So könnten strukturelle Veränderung in der Industrieproduktion auch die Höhe und Struktur des Stromverbrauchs verändern – eine Verbrauchsreduktion durch Abschaltung von unterbrechbaren Strombezügern wäre dadurch nicht gesichert.

Einschätzung ECom: Aufgrund des am Markt bereits ausgeschöpften Volumens sowie der besonderen Industriestruktur dürften zusätzliche vertraglich festgelegte Unterbrechungen von Stromlieferungen beschränktes Potenzial aufweisen.

---

<sup>xxxvii</sup> Die vom Bundesrat am 18. Juni 2021 verabschiedete Vorlage für das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sieht eine Energiereserve für krische Versorgungssituationen vor, an deren Bildung nebst Betreibern von Speicher-Kraftwerken und Speichern auch Verbraucher teilnehmen können, die über ein Potential für Lastreduktion verfügen.

### 3.3 Notstromaggregate

Inhaltlich eng verwandt mit Lastabwürfen ist der Einsatz von Notstromaggregaten. Zusätzliche Leistung könnte allenfalls auch auf Basis der in der Schweiz installierten Notstromaggregate abgerufen werden. Dies wurde 2019 im Rahmen der Studie «Demand Side Management in der Schweiz» mit diskutiert<sup>xxxviii</sup>. Im Jahr 2014 waren demnach rund 3000 Anlagen ohne Abwärmenutzung in der Schweiz installiert<sup>xxxix</sup>. Notstromaggregate können mobil oder fest installiert sein. Aus Gründen der Verfügbarkeit für die Anwendungszwecke wurden nur fest installierte Einheiten qualitativ beurteilt. Diese befinden sich z. B. in Data-Centern, Kühlanlagen, oder in kritischer Infrastruktur wie z. B. in Flughäfen oder Zivilschutzanlagen. Gemäss diesem Bericht kann theoretisches Potential zur Verfügung stehen. Auch wenn die unklare Datenlage derzeit kein abschliessendes Bild hinsichtlich verfügbares / geeignetes Potential erlaubt, erscheint die Umsetzung grundsätzlich machbar. So werden in Deutschland Notstromanlagen für den zentralen Abruf von Regelenergie bereits eingesetzt. Das technische Potential ist aber dadurch begrenzt, dass die Brennstoffbevorratung und Brennstoffbewirtschaftung nicht auf hohe Benutzungsstunden ausgelegt ist. Zudem ist die Luftreinhalteverordnung gültig, nach der solche Anlagen in der Regel maximal 50 Stunden pro Jahr betrieben werden dürfen<sup>xl</sup>.

Einschätzung EiCom: Der Vorteil dieser Variante wäre, dass diese additive Leistung bereits installiert ist. Als Nachteile sind die vielen Schnittstellen, die begrenzte Laufzeit sowie die Nicht-Einhaltung der Luftreinhalteverordnung bei längeren Laufzeiten zu erwähnen. Ausserdem werden Notstromaggregate teilweise bereits heute aggregiert für die Erbringung von Sekundär- und Tertiärregelleistung eingesetzt. Notstromgruppen werden meist für kritische Infrastrukturen wie Spitäler, Kommunikationsanlagen, Kühltürme usw. gebaut. Der überwiegend lokal gelagerte Brennstoffvorrat muss zwingend für den spezifischen Einsatz bei Versorgungsausfall vorgehalten werden.

### 3.4 Effizienzmassnahmen

Der Bundesrat hat im Juni 2021 das UVEK beauftragt, zu analysieren, welches Potenzial durch Effizienzsteigerungen bis im Jahre 2025 ausgeschöpft werden kann. Diese Analyse wird zusammen mit dem Konzept in dieser Studie bis im Dezember 2021 dem Bundesrat unterbreitet. Dabei werden insbesondere die Massnahmen aufgezeigt, welche es auf Bundes- und Kantonsebene braucht, welcher Zeitbedarf für die Umsetzung erforderlich ist und welche finanziellen Mittel dafür eingesetzt werden müssten. Inwiefern die dabei identifizierten Massnahmen geeignet sind, um per 2025 einen substanzuellen Zugewinn an Resilienz zu erreichen, ist Teil dieser Analyse.

### 3.5 Einsatz von Phasenschieber-Transformatoren

Der Einsatz von Phasenschieber-Transformatoren wird im Hinblick auf die kritischen Lastflussverhältnisse per 2025 ebenfalls geprüft. Damit könnten in Stunden kritischer Lastflüsse einzelne Netzelemente geschützt werden.

### 3.6 Vorsorgliche Massnahmen durch Bilanzgruppen

Mit Blick auf die aktuelle Investitionstätigkeit kann nicht davon ausgegangen werden, dass die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft besondere Vorkehrungen treffen, um die identifizierten Risiken per 2025 zu mitigieren. Kurzfristig fokussieren sich Marktakteure vor allem auf die Ausgeglichenheit der Bilanzgruppen. Dabei sehen sich die Bilanzgruppen primär als Abrechnungsstelle und nicht als Unternehmer oder Investoren. In der mittleren und vor allem längeren Frist sollten hingegen Marktpreissignale den

<sup>xxxviii</sup> Studie vom 10. Oktober 2019 von BET im Auftrag BFE

<sup>xxxix</sup> Notter, Benedikt; Graf, Cornelia (2016): „Emissionsinventar stationäre Motoren und Gasturbinen. Standbericht 2014“. Bern, S. 8

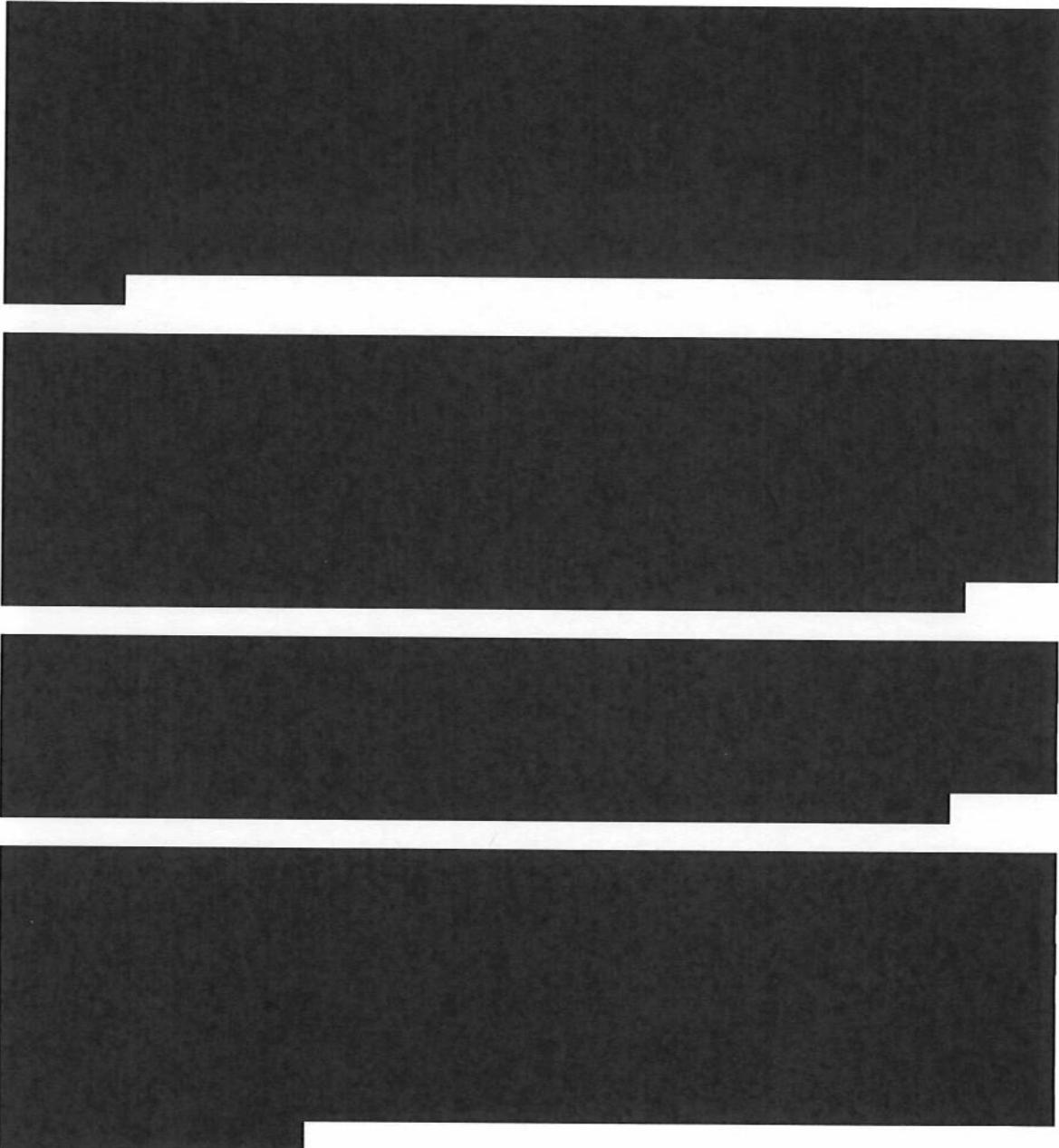
<sup>xl</sup> Luftreinhalteverordnung (LRV) vom 16.12.1985 in der Fassung vom 01.04.2020

Unternehmen die nötigen Investitionsanreize vermitteln. Marktpreise sind jedoch nur liquide für den Zeithorizont von drei Jahren, darüber hinaus werden Preisprognosen erstellt. Diese wiederum sind von sehr unsicheren Einflussfaktoren abhängig (globale Entwicklungen hinsichtlich Wirtschaftswachstum sowie Entwicklung der Preise von Primärenergieträgern, energie- und klimapolitischen Interventionen im In- und Ausland, technologische Entwicklungen wie E-Mobilität etc.). Im schweizerischen Kontext spielen aufgrund der engen Vernetzung mit Europa die ausländischen Entwicklungen eine besonders relevante Rolle. Zudem konnte bislang aufgrund des gut ausgebauten Übertragungsnetzes fehlende inländische Produktion einfach durch Importe ausgeglichen werden. Eine derart massive Beschneidung der Importkapazitäten, wie im Szenario 1 bereits für die mittlere Frist unterstellt wird, konnte von den Marktakteuren nicht antizipiert werden. Generell fehlen in einer derart unsicheren Situation Markt- bzw. Preissignale für spezifische Investitionen in die Versorgungssicherheit. Diese kann als eine Art kollektives Gut angesehen werden. Für die Unternehmen ist es aus einer betriebswirtschaftlichen Perspektive rational, darauf zu spekulieren, dass andere Akteure ausreichend inländische Produktion und / oder Importmöglichkeiten bereitstellen bzw. dass die erforderlichen Massnahmen auf politischer Ebene getroffen werden.

Einschätzung ElCom: die für 2025 identifizierten Risiken werden nicht durch die Unternehmen der Elektroindustrie und/oder die Bilanzgruppen mitigiert. Wenn die Resilienz per 2025 erhöht werden soll, braucht es dazu Massnahmen nach Artikel 9 StromVG.

## 4 Schlussfolgerungen

### 4.1 Handlungsbedarf



Gemäss der nationalen Risikoanalyse des BABS ist eine Strommangellage das grösste Risiko für die Schweiz überhaupt. Das BABS beziffert die Eintrittswahrscheinlichkeit mit ca. einmal in 30 Jahren sowie das aggregierte Schadenpotential mit deutlich mehr als 100 Mrd. CHF. Im Vergleich zu dieser Risikoeinschätzung weist die vorgeschlagene Lösung ein hervorragendes Kosten/Nutzen-Verhältnis auf. Die vorgeschlagene Lösung kann zu verhältnismässig geringen Kosten zwar eine Strommangellage nicht unter allen Umständen (insbesondere nicht bei einer europaweiten Gasmangellage) ausschliessen, aber die Eintrittswahrscheinlichkeit doch deutlich verringern sowie das Schadenpotential verkleinern.

---

<sup>xd</sup> CH/FR, CH/DE, CH/AT im Zusammenspiel mit der Kapazitätsberechnungsregion Core (die Südgrenze CH/IT funktioniert im Zusammenspiel mit der Kapazitätsberechnungsregion Italy North)

## 4.2 Bemessung der Reserve

Im Kapitel 2.4 wurden 1000 MW als Zielgröße für das Reservegaskraftwerk hergeleitet. Gemäss dem Auftrag des Bundesrats untersucht das UVEK die mögliche Steigerung der Effizienz im Winterhalbjahr (Ersatz von Elektroheizungen). Sollte sich bei dieser Untersuchung ein erhebliches Potential zeigen, das auch gesichert bis 2025 realisierbar ist, wäre dieses Potential bei der Bemessung der Gaskraftwerksleistung angemessen zu berücksichtigen.

Mit der Aufteilung auf mehrere Standorte ist ein schrittweiser Zubau denkbar. Das Kosten/Nutzen-Verhältnis zur Risikoabsicherung der Versorgungssicherheit ist bei der ersten gebauten Anlage am grössten.

Gemäss Kapitel 2.2 erscheint eine kombinierte Reserve mit einem Gaskraftwerk für länger dauernde Probleme und einer Hydroreserve für kurzzeitige Probleme zielführend. Da eine Hydroreserve gegen einen länger dauernden grösseren Versorgungsengpass praktisch nutzlos ist, braucht diese im Normalfall nicht allzu gross zu sein. In kritischen Situationen kann sie dann via Gaskraftwerk zusätzlich (wieder-)befüllt oder geschont werden. Für kurzzeitige Probleme von einigen Tagen erscheint die initiale Vorhaltung weniger Hundert GWh Hydroreserve ausreichend<sup>xii</sup>.

## 4.3 Technologie des Gaskraftwerks

Da das Gaskraftwerk im Sinne einer Versicherung im Normalfall selten läuft, sondern nur bei einer sich abzeichnenden Notlage, stehen für die Technologieauswahl die Fixkosten im Vordergrund. Hingegen sind die Emissionen weniger wichtig, da sie in den meisten Jahren nahezu Null sind. Wie in den Kapiteln 2.6 und 2.8 beschrieben, hängen die Betriebskosten des Gaskraftwerks stark davon ab, welcher Grad der Absicherung der physischen Brennstoffverfügbarkeit (frühzeitige Buchung Gasnetzkapazität, Speicherung) gewählt wird. Ohne oder mit kleiner Absicherung ist ein Gasturbinenkraftwerk am kostengünstigsten. Bei einem hohen Absicherungsgrad wird ein Gaskombikraftwerk günstiger.

Um einzuschätzen, inwiefern eine solche Absicherung notwendig ist, werden drei Fälle unterschieden:

- Stromknappheit in der Schweiz, aber nicht in Europa (und damit auch keine Gasknappheit):  
Diese Situation kann beispielsweise aufgrund der tiefen Importkapazitäten im Szenario 1 gemäss Frontier-Studie bei gleichzeitig ungünstigen Produktionsbedingungen in der Schweiz auftreten. In einer solchen Situation ist die Beschaffung des Brennstoffes z. B. an den Gas-Spotmärkten kaum problematisch. Eine Absicherung ist nicht nötig.
- Stromknappheit in der Schweiz und in Europa:  
Dies ist etwa vorstellbar bei einer Kältewelle in Frankreich und gleichzeitiger Dunkelflaute in Deutschland. In einer solchen Situation würden alle verfügbaren fossilen Kraftwerke in Kontinentaleuropa produzieren. Die Nachfrage nach Gas und damit die Preise würden dadurch erhöht. Hohe Gaspreise sind aber nicht automatisch ein Indikator für eine Mangellage, wie die aktuell hohen Gaspreise für 2021 demonstrieren. In einer solchen Situation wird die Nachfrage nach Gas vollständig abgedeckt. Eine Absicherung ist nicht nötig oder höchstens für die Transportkapazität während weniger Monate. Das Gaskraftwerk ist keine Versicherung gegen hohe Strompreise, sondern gegen Versorgungsausfälle.
- Generelle Energiemangellage in Europa:  
In diesem Szenario besteht nicht nur ein Stommangel, sondern ein genereller Energiemangel. Somit ist auch Gas knapp und eine vorgängige Absicherung wäre vorteilhaft. Allerdings ist es in einer Gasmangellage basierend auf der EU-Richtlinie 2004/67/EG und deren nationalen Umsetzungen so, dass auch eine Absicherung keine Garantie bietet, dass das Gas wirklich physisch

<sup>xii</sup> Zum Vergleich: die wöchentliche Produktion des grössten Kemkraftwerkes Leibstadt beträgt ca. 205 GWh.

in der Schweiz genutzt werden kann. In einer Mangellage spielt zudem die Realpolitik eine wichtige Rolle, wie es sich auch in der Covid-19-Pandemie bestätigt hat, wo teilweise medizinisches Material von den Nachbarländern zurückbehalten wurde. Somit wäre eine physische Absicherung zwar eigentlich nötig, aber bringt doch keine Garantie und ist daher nicht von grossem Nutzen.

In allen drei Fällen ist aber davon auszugehen, dass ein frühzeitiger vorsorglicher Einsatz des Gaskraftwerks sinnvoll ist. Insbesondere wenn Europa auf eine generelle Energiemangellage zusteurt, könnte die Speicherreserve in einer ersten Phase noch geschont resp. aufgestockt werden.

In sämtlichen drei Fällen bringt also eine Absicherung keinen grossen physischen Nutzen. Somit ist ein Gasturbinenkraftwerk am kostengünstigsten. Falls doch eine Absicherung gewünscht sein sollte, kann die gewünschte Sicherheit nur erreicht werden, wenn eine gewisse Absicherung innerhalb der Schweiz vorhanden wäre. Eine mögliche Variante dazu wäre eine Gasturbine, die als «dual fuel» Anlage ebenfalls mit Öl betrieben werden könnte, ergänzt um ein Heizöltanklager.

Sollte sich in Zukunft abzeichnen, dass das Gaskraftwerk doch häufiger laufen sollte, liesse sich ein Gasturbinenkraftwerk relativ einfach zu einem Gaskombikraftwerk ausbauen. Ein solches Szenario könnte denkbar sein, falls sich zum Beispiel der Zubau von neuer erneuerbarer Energie bis zur Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke doch nicht wie erhofft entwickelt oder falls sich langfristig eine CO<sub>2</sub>-neutrale Power-to-Gas-Technologie etablieren sollte, mit welcher der Sommerüberschuss in den Winter verschoben werden kann.

#### 4.4 Empfehlung EICOM

Wie im Bericht dargelegt, kann eine erhebliche Gefährdung der Versorgungssicherheit per 2025 nicht ausgeschlossen werden, so dass die Vorbereitungsarbeiten für Massnahmen nach Artikel 9 StromVG fortzusetzen sind. Mit der Vorhaltung von zusätzlichen Reserven kann die Resilienz der Schweizer Stromversorgung effektiv und volkswirtschaftlich effizient verbessert werden. Darüber hinaus werden auch das politische Ziel gemäss Energiestrategie sowie die weitere Dekarbonisierung mit effektiven Massnahmen zur Verbesserung der Resilienz flankiert, was sich positiv auf die Umsetzbarkeit und Akzeptanz der Energiestrategie auswirken dürfte. Die Reserven können so eingerichtet werden, dass sie nur in absoluten Notfällen eingesetzt werden und Marktverzerrungen möglichst vermieden werden.

Die EICOM empfiehlt deshalb, die Vorbereitungsarbeiten für die Etablierung von Reserven mit hoher Priorität fortzusetzen. Vor der konkreten Beschaffung der Reserven sind die Kantone und die Organisationen der Wirtschaft im Rahmen einer Vernehmlassung einzubeziehen.

Die Eckwerte der vorzubereitenden Massnahmen sind:

- Das Konzept Spitzentlast-Gaskraftwerk stellt in erster Linie eine Absicherung gegen ein Szenario mit eingeschränkten Importkapazitäten und reduzierten Produktionsmöglichkeiten mit Wasserkraft und Kernenergie dar. Ein Szenario mit einer parallelen Gasversorgungskrise wird dagegen explizit nicht adressiert.
- Die Reserven dienen ausschliesslich zur (regulierten) Überbrückung von Knappeitssituationen von einigen Tagen bis Wochen gegen Ende des Winters. Dabei sollen die Reserven grundsätzlich nur dann eingesetzt werden, wenn der Markt nicht mehr selber einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage schafft, also wenn der «Markt nicht schliesst».
- Die Hydroreserven im Umfang von einigen Hundert GWh ermöglichen den Zugang zu hochflexibler Leistung (von einigen tausend Megawatt), was die Resilienz bei kurzfristigen und unerwarteten Problemen (kurzzeitiger Ausfall eines CH-KKW oder Importbeschränkungen im Winter) erhöht.

- Zusätzliche Energie aus thermischen Reserve-Kapazitäten im Umfang von maximal 1000 MW erhöht die Flexibilität der Hydroreserve und adressiert die Risiken bei länger andauernden (Tagen bis Wochen) Versorgungsproblemen.
- Als Brennstoff wird aus Effizienzgründen Gas empfohlen. Ein Gaskombikraftwerk würde sich nur bei sehr hohen Kosten für die Bereitstellung des Brennstoffes oder absehbar längerer Einsatzdauer als wirtschaftlich effizienter erweisen.
- Reserven werden gemäss der VO geschaffen, vorgehalten, finanziert und abgerufen – hoheitliche operative Leitplanken werden durch die zuständige Behörde vorgegeben – die operative Abwicklung erfolgt durch die zuständige Entität.

Beide Reserven entsprechen dem «Stand der Technik» und lassen sich gestützt auf das geltende Recht (Art. 9 StromVG) realisieren und finanzieren. Eine gewisse Unsicherheit besteht aufgrund der kantonalen Bestimmungen, da in diesen die Notwendigkeit von fossilen Reservekraftwerken für die Versorgungssicherheit nicht explizit geregelt ist.

Mit Blick auf die benötigte Vorlaufzeit zur Realisierung von Reservekapazitäten sollten die Vorbereitungsarbeiten mit entsprechendem Nachdruck weitergeführt werden. Die EiCom schlägt dem Bundesrat deshalb insbesondere vor, folgende Schritte zu initiieren:

1. die Klärung der standortspezifischen Bewilligungsverfahren mit den betroffenen Kantonen und Gemeinden für 2-3 Gasreservekraftwerke sowie
2. die Vorbereitung eines Vernehmlassungsentwurfs für eine Verordnung zu Artikel 9 StromVG für wettbewerbliche Ausschreibungen für die Beschaffung
  - [REDACTED]
  - von 2-3 Reservekraftwerken mit einer elektrischen Leistung von insgesamt bis zu ca. 1000 MW.

## 5 Glossar

Abkürzung	Bedeutung
BFE	Bundesamt für Energie
Carbura	Pflichtlagerorganisation der schweizerischen Mineralölwirtschaft
CCS	CO <sub>2</sub> -Abscheidung und Sequestrierung, engl. «carbon capture and storage»,
EHS	Emissionshandelssystem
EnG	Energiegesetz, SR 730
Entso-e	Organisation der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (Strom)
ENS	Zur Versorgung fehlende Strommenge, Engl. «Energy Not Supplied»
GKK	Gaskombikraftwerk, d. h. Gasturbinenkraftwerk mit Nutzung der Abwärme der Gasturbine zur Stromerzeugung mit einem zweiten (Dampf)kreislauf
GTK	Gasturbinenkraftwerk, d. h. ohne weitere Nutzung der Abwärme der Gasturbine
GW	Gigawatt, d. h. 1000 MW
GWh	Gigawattstunde(n), d. h. 1000 MWh
HEL	Heizöl extraleicht
Hydroreserve	Vorhaltung von Speicherwasser ausserhalb des Marktes in Anlehnung an die im Mantelerlass vorgeschlagene Energiereserve
KKW	Kernkraftwerk(e)
Mantelerlass	Die geplanten Revisionen des EnG und des StromVG wurden 2021 in einem Mantelerlass unter dem Namen «Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien» zusammengefasst
MW	Megawatt, d. h. 1000 Kilowatt
MWh	Megawattstunde(n), d. h. 1000 Kilowattstunden
NTC	kommerziell nutzbare Grenzkapazität, engl. «Net Transfer Capacity»
OTC	Bilaterale Handelsgeschäfte, engl. «over the counter»
StromVG	Stromversorgungsgesetz, SR 734.7
TCHF	Tausend Schweizer Franken
TSO	Übertragungsnetzbetreiber, engl. «transmission system operator»
TWh	Terrawattstunde(n), d. h. 1000 GWh
VO	Verordnung
70% Regel	Laut Art. 16(8) der EU-Verordnung 2019/943 müssen die EU-TSOs bis spätestens 2025 mindestens 70% ihrer Netzkapazität für grenzüberschreitenden Austausch zur Verfügung stehen.

**Datum:** 30. November 2021

**Ort:** Bern

**Auftraggeber:**

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom  
Christoffelgasse 5  
CH-3003 Bern  
[www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch)

**Auftragnehmer:**

Swissgrid AG  
Bleichemattstrasse 31  
Postfach  
CH-5001 Aarau

**Autor:**

Swissgrid

Swissgrid AG  
Bleichemattstrasse 31  
Postfach  
5001 Aarau  
Schweiz

T +41 58 580 21 11  
[info@swissgrid.ch](mailto:info@swissgrid.ch)  
[www.swissgrid.ch](http://www.swissgrid.ch)

## Spitzenlast-Gaskraftwerke zur Stärkung der Versorgungssicherheit in der Schweiz

Datum 30. November 2021

Swissgrid

### Inhalt

<b>1</b>	<b>Executive Summary</b>	<b>55</b>
1.1	Methodik und Szenarien	55
1.2	Ergebnisse	57
1.3	Weitere wichtige Aspekte zur Einordnung der Ergebnisse	58
1.4	Aufbau des technischen Berichts	58
<b>2</b>	<b>Allgemeines Vorgehen</b>	<b>58</b>
2.1	Hintergrund und Motivation des technischen Berichts	58
2.2	Methodik	60
2.3	Klimaabhängige Eingangsgrößen	62
2.3.1	Stromnachfrage	62
2.3.2	Einspeisung aus Photovoltaik und Windkraft	64
2.3.3	Wasserverfügbarkeit	65
2.3.4	Geplante Nichtverfügbarkeiten (Kraftwerksrevisionen)	65
2.4	Klimaunabhängige Eingangsgrößen	66
2.4.1	Probabilistische Eingangsgrößen	66
2.4.2	Konstante Eingangsgrößen	67
2.5	Simulation	67
2.6	Adequacy-Indikatoren	69
2.7	Abschätzung der Konvergenz und Anzahl der nötigen Iterationen	70
<b>3</b>	<b>Szenariorahmen «S1 mod»</b>	<b>70</b>
3.1	Verbrauch und Kraftwerkspark im Jahr 2025	71
3.2	Annahmen zu Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preisen	72
3.3	Annahmen zu Grenzkapazitäten (NTC)	73
3.4	Regelreserven	74
3.5	Redispatch	74

Alle Rechte, insbesondere das Vervielfältigen und andere Eigentumsrechte, sind vorbehalten.  
Dieses Dokument darf in keiner Weise gänzlich oder teilweise vervielfältigt oder Dritten zugänglich gemacht werden ohne eine ausdrückliche schriftliche Genehmigung seitens Swissgrid AG.  
Swissgrid AG übernimmt keine Haftung für Fehler in diesem Dokument.

3.6	Annahmen in den untersuchten Fällen für Spitzenlast-Gaskraftwerke	75
4	<b>Ergebnisse und technische Interpretation</b>	76
5	<b>Schlussfolgerungen und Ausblick</b>	84
6	<b>Mögliche Standorte für den Anschluss eines Gaskraftwerks</b>	85
6.1	Grundsätzliche Fragestellung und Ausgangslage	85
6.2	Betrachtete und nicht betrachtete [REDACTED]	85
6.3	Kriterien für betrachtete [REDACTED]	85
6.4	Liste potentieller [REDACTED] aus elektrischer Sicht	90
7	<b>PSTs an den Grenzleitungen [REDACTED]</b>	91
	<b>Abkürzungen und Definitionen</b>	94
	<b>Literaturverzeichnis</b>	95

#### Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht über Aspekte der Adequacy .....	59
Abbildung 2: Governance der vorliegenden Studie .....	60
Abbildung 3: Die Analyse-Methodik im Überblick. Die Ziffern bezeichnen den Abschnitt, der den jeweiligen Schritt näher beschreibt .....	61
Abbildung 4: Expliziter Zusammenhang zwischen klimaabhängigen und klimaunabhängigen Eingangsgrößen .....	62
Abbildung 5: Schematische Darstellung der aktuellen ENTSO-E Prognosemethode .....	63
Abbildung 6: Beispielhaftes Produktionsprofil Photovoltaik .....	64
Abbildung 7: Beispielhaftes Produktionsprofil Windkraft .....	65
Abbildung 8: ENTSO-E (dunkelgrau) und angrenzende Zonen (hellgrau) .....	67
Abbildung 9: Eingangsgrößen und Optimierungsablauf von PowrSym .....	69
Abbildung 10: Konvergenz der jährlichen ENS im System im Szenario «S1 mod» .....	70
Abbildung 11: Übertragungskapazitäten in Import- und Exportrichtung an den Schweizer Grenzen .....	74
Abbildung 12: Energy Not Supplied (ENS) und Loss of Load Expectation (LOLE) für den Referenzfall und 6 Varianten .....	76
Abbildung 13: Häufigkeit der Klimajahre 1982 bis 2016 in den Simulationen mit ENS .....	77
Abbildung 14: Loss of Load Probability (LOLP) für den Referenzfall und 6 Varianten .....	78
Abbildung 15: Durchschnittliche stündliche ENS im Referenzfall und in 6 Varianten .....	79
Abbildung 16: Maximale stündliche ENS im Referenzfall und in 6 Varianten .....	80
Abbildung 17: Situation in «S1 mod ohne SR Worst Case» .....	80
Abbildung 18: Verbleibende ENS im Worst Case bei variierender Anzahl Wochen an Vorlauf .....	82
Abbildung 19: Vergleich «S1 mod Worst Case» mit und ohne Spitzenlast-Gaskraftwerke .....	82
Abbildung 20: Vergleich des totalen Importes der Schweiz mit dem NTC .....	84
Abbildung 21: Gas- und elektrisches Netz .....	88
Abbildung 22: [REDACTED] .....	89
Abbildung 23: [REDACTED] .....	92
Abbildung 24: [REDACTED] .....	93
Abbildung 25: [REDACTED] .....	94

## 1 Executive Summary

Frontier Economics, die TU Graz und Swissgrid fertigten in 2020 / 2021 im Auftrag des BFE und der ElCom die «Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU» für den Zeithorizont 2025 an<sup>1</sup>. Diese Studie, im Folgenden «Frontier-Studie» genannt, nimmt verschiedene mögliche Grade der Kooperation zwischen der Schweiz und der EU im Strombereich an und leitet die damit verbundenen Auswirkungen auf die Schweiz ab, im Hinblick auf ökonomische Aspekte und auf die Netz- und Versorgungssicherheit.

Das «Szenario 1 – Keine Kooperation» («S1») ist dabei das ungünstigste Szenario. Es ist mit dem Beenden der Verhandlungen zum institutionellen Rahmenabkommen durch den Bundesrat wahrscheinlicher als vorher.

S1 wurde im Rahmen der *Frontier-Studie* im Sinne eines Stresstests für die Versorgungssicherheit weiter verschärft, in Anlehnung an Stressszenarien, die die ElCom in früheren Versorgungssicherheitsanalysen definiert hat. Diese Verschärfungen und weitere netztechnische Einschränkungen seitens Swissgrid führten zum *Modifizierten Szenario 1 – Keine Kooperation* (im Weiteren «S1 mod» genannt). Im Ergebnis geht «S1 mod» von sehr wenig Importkapazität und im Winter von einer um ein Drittel reduzierten KKW-Leistung in Frankreich aus. Außerdem wurde in diesem Szenario die Annahme getroffen, dass die Kernkraftwerke Beznau 1 und 2 im Jahr 2025 endgültig ausser Betrieb genommen wurden und daher nicht mehr zur Verfügung stehen.

Die bereits durchgeführte Adequacy Analyse der Swissgrid im Rahmen der *Frontier-Studie* ergab, dass die Versorgungssicherheit der Schweiz in S1 mod geschwächt ist. Aus diesem Grund gab die ElCom bei der Swissgrid die vorliegende [REDACTED] Analyse in Auftrag.

Die Fragestellung der vorliegenden Analyse ist, ob ein oder mehrere Spitzenlast-Gaskraftwerke die Versorgungssicherheit der Schweiz im betrachteten Szenario S1 mod gewährleisten können und wenn ja, ab welcher Grösse (Dimensionierung) und unter welchem Betriebsmodus.

Zusätzlich hat Swissgrid noch eine Analyse durchgeführt, um zu beurteilen, ob die netzseitige Versorgungssicherheit auch mit rein netztechnischen Massnahmen im Szenario «S1 mod» gewährleistet werden könnte. Aus dieser Analyse ergibt sich, dass aus reiner Netzsicht die Installation von Phasenschiebertransformatoren im Genfersee-Gebiet eine wirksame Massnahme wäre.

### 1.1 Methodik und Szenarien

#### Methodik

Die Methodik ist im Wesentlichen dieselbe wie für die vorangegangene Adequacy Analyse aus dem Jahr 2020 für den Zeithorizont 2030, welche Swissgrid ebenfalls im Auftrag der ElCom durchgeführt hat [1]. Sie baut auf der Methodik des Mid-term Adequacy Forecast (MAF) 2019 des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) auf [6]. Die Annahmen zum Kraftwerkspark und zum Verbrauch sind dieselben wie in der *Frontier-Studie* «Stromzusammenarbeit CH-EU», welche sich auf das Szenario «National Trends 2025» der Pan European Market Modelling Database (PEMMDB) der ENTSO-E stützt.

Die *Frontier-Studie* analysiert die Versorgungssituation im Jahr 2025. Die Annahmen für den Verbrauch in der Schweiz im Jahr 2025 als Input für «National Trends 2025» orientieren sich an den Annahmen der Energiestrategie 2050 (Szenario «Neue Energiepolitik» [NEP], Ausgabe 2013). Die Adequacy Analyse für die *Frontier-Studie* sowie die nachfolgende Analyse verwenden klimaabhängige Eingangsgrössen (Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen, Wasserverfügbarkeit und die Last) sowie klimaunabhängige Eingangsgrössen (ungeplante Kraftwerksausfälle). Sie kombiniert diese nach dem Zufallsprinzip so oft miteinander, bis ein statistisch belastbares Ergebnis vorliegt. Jede Simulation besteht jeweils aus einem von 35 verfügbaren Klimajahren für die klimaabhängigen Eingangsgrössen und einer Ausfallkombination für die ungeplanten Kraftwerksausfälle. Jedes Klimajahr wird nach dem Zufallsprinzip so oft mit einer aus 10'000

<sup>1</sup> <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/68518.pdf>

möglichen Ausfallkombinationen verknüpft, bis die Ergebnisse statistisch konvergieren. Das wichtigste Ergebnis einer solchen Analyse ist der erwartete Lastabwurf aufgrund nicht ausreichend verfügbarer Energie in einer betrachteten Periode. Dies wird als ENS (Energy not served) bezeichnet.

Dieser Simulationsrahmen wird benutzt, um die Frage zu beantworten, ob Spitzenlast-Gaskraftwerke einen Beitrag zur Stärkung der Versorgungssicherheit leisten können und wie sie dimensioniert sein müssten - unter der Annahme verschiedener Betriebsweisen. Die untersuchten Betriebsweisen heißen im Dokument durchgängig *Strategische Reserve («SR»)* und *Marktbetrieb («MARKT»)*:

- «SR»: Betrieb des Spitzenlast-Gaskraftwerkes jeweils ab derjenigen Woche, in der im *Referenzfall*, also ohne zusätzliche Kraftwerke, ENS resultiert
- »MARKT»: Normaler Marktbetrieb, d.h. das Kraftwerk produziert zu jedem Zeitpunkt, zu dem die Produktionskosten des Kraftwerks unter dem aktuellen Marktpreis liegen. Diese Betriebsweise führt zu deutlich mehr Betriebsstunden als die Betriebsweise «SR».

#### Annahmen

Die Basisannahmen stammen aus dem «*Szenario 1 - Keine Kooperation*» der *Frontier-Studie («S1»)*. Dieses Szenario wurde vom Projektgruppen weiter verschärft, um ein Stressszenario zu erhalten, angelehnt an die von der EICOM definierten Stressszenarien in bereits erfolgten Adequacy Analysen für die EICOM. Dieses Stressszenario «S1 mod» ist die Basis der vorliegenden Analyse. Es enthält im Wesentlichen folgende Annahmen:

- **Reduktion der Net Transfer Capacities (NTC)<sup>2</sup> an den Schweizer Grenzen:** Netzseitig unterstellt die Analyse ein Netz, das bis 2025 nach heutigem Kenntnisstand voraussichtlich operativ ist.  
*S1 mod* geht aber wie S1 davon aus, dass die Schweiz im Jahr 2025 kein Stromabkommen mit der EU haben wird und dementsprechend an der impliziten flussbasierten Kapazitätsvergabe und -allokation nicht teilnehmen kann. Des Weiteren nimmt *S1 mod* an, dass keinerlei bilaterale staatliche oder privat-rechtliche Kooperationen bestehen bzw. abgeschlossen werden. Das führt zu der Annahme, dass die Nachbarländer der Schweiz ihre regulatorischen Verpflichtungen zur 70%-Regel nur dann erfüllen können, wenn sie den Stromhandel mit der Schweiz entsprechend einschränken. Die resultierenden NTCs der Schweiz mit ihren Nachbarländern sind sehr niedrig und sind im Abschnitt 3.3 detailliert beschrieben. Gesamthaft stehen in *S1 mod* statt der ca. 8.3 GW Importkapazität nur 1.6 GW zur Verfügung, wobei anzumerken ist, dass in allen Szenarien von den theoretisch möglichen 8.3 GW aufgrund Schweiz-interner Netzengpässe höchstens ca. 6 GW gleichzeitig importiert werden könnten («Simultankapazität»).
- **Installierte Leistung:** In der Schweiz sind nur die Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen (gesamthaft 2200 MW) in Betrieb, Beznau 1 und 2 gelten als stillgelegt. Ein Drittel der französischen Kernkraftwerksleistung fällt gemäss Annahme im untersuchten Winter 2025 aus. Alle anderen Angaben aus der *Frontier-Studie* stützen sich im Wesentlichen auf das Szenario «*National Trends 2025*» der Pan European Market Modelling Database (PEMMDB) der ENTSO-E.
- **Modellierung der Regelreserven:** Die durchschnittlich vorgehaltene Regelleistung in Höhe von 869 MW in der Schweiz gilt als nicht verfügbare Produktionskapazität. Zusätzlich folgt die Dimensionierung der Regelenergie in der Schweiz den historischen Aktivierungen, und die durchschnittliche historisch abgerufene positive Regelenergie in Höhe von 400 GWh/a wird von der verfügbaren Speicherproduktion abgezogen.
- **Berücksichtigung von Energie für Redispatch:** In der *Frontier-Studie* schliesst sich an die in der Marktsimulation erfolgten Durchführung des FBMC-Verfahrens eine Netzanalyse an. Diese identifiziert den internationalen Redispatch-Bedarf zwischen der Schweiz und den Nachbarn. Der Energiebedarf für Leistungserhöhung in der Schweiz wird wöchentlich ausgewiesen. Diese wird zu 100% von der verfügbaren Speicherproduktion abgezogen. Im Szenario «*S1 mod*» führt dieses Vorgehen zu insgesamt 4.2

<sup>2</sup> Dies ist die zwischen den TSOs koordinierte grenzüberschreitende Übertragungskapazität.

TWh Redispatch-Volumen, verteilt über das ganze Jahr. Auf die kritische Periode gegen Ende Winter entfällt ca. 1 TWh.

## 1.2 Ergebnisse

Im Referenzfall «S1 mod ohne SR» ohne Spitzenlast-Gaskraftwerke ergibt sich:

- In 199 von 1575 simulierten Fällen kommt es zu ENS, und in allen anderen Fällen resultiert keine ENS.
- Es resultieren im Durchschnitt über alle Simulationen 69 GWh ENS pro Jahr. Diese 69 GWh ENS fallen im Winter an. Der durchschnittliche Tagesverbrauch im Winter liegt bei ca. 170 GWh. Im P95-Fall resultieren 775 GWh ENS pro Jahr. Das bedeutet, dass in 5% aller Simulationen die ENS 775 GWh oder mehr beträgt.
- Im schlimmsten der 1575 simulierten Fälle, dem Worst Case, beträgt die ENS 1'605 GWh, und das maximale Leistungsdefizit beträgt über 6 GW, verursacht durch leere Speicherseen, unzureichende Importkapazität und den in diesem Fall simulierten Simultanausfall der beiden verbleibenden Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen<sup>3</sup>. Wollte man das enorme Leistungsdefizit im Worst Case absichern, indem man Spitzenlast-Gaskraftwerke nach dem Modell «kurative Ausgleichsenergie» betreibt, wären Gaskraftwerke mit einer installierten Leistung in etwa derselben Größenordnung von ca. 6 GW nötig, da sie erst unmittelbar vor Auftreten der Knappheit eingesetzt werden dürften.
- Das angenommene Redispatch-Volumen von 4.2 TWh, das zu 100% nicht zur Deckung der Last verwendet wird, kann vor dem Hintergrund fehlender Kooperations-Verträge hoch erscheinen. Eine Sensitivität mit dem halben Redispatch-Volumen (2.1 TWh) führt zum Ergebnis, dass die ENS für diesen Fall 1'144 GWh pro Jahr beträgt (1'605 GWh für den Fall mit 4.2 TWh Redispatch-Volumen). Der geringere Redispatch-Bedarf von 500 GWh in den ersten kritischen 15 Wochen des Jahres, führt fast zu einer 1:1 Reduktion der ENS um 500 GWh im selben Zeitraum. Das heisst, jede Reduktion des Redispatch-Bedarfs führt direkt zu einer Reduktion von ENS im kritischen Zeitraum. Die Sensitivität zeigt somit, wie sehr das Schweizer Stromsystem im Stressszenario «S1 mod» am Limit ist.
- Die strategische Speicherreserve bringt keine zusätzliche Energie in das System. Sie ist somit kein geeignetes Instrument, um ein strukturelles Energie-Defizit, wie es im betrachteten Stressszenario unterstellt wird, zu beseitigen.

Hinsichtlich des Beitrags von Spitzenlast-Gaskraftwerken zur Stärkung der Versorgungssicherheit in der Schweiz ergibt sich:

- Die Effektivität von Spitzenlast-Gaskraftwerken bei der Vermeidung von ENS hängt in hohem Mass von der Betriebsweise ab. Präventive Use Cases, die einen Einsatz bereits mehrere Wochen im Voraus zu lassen, zeigen eine deutlich höhere Effektivität bei der Vermeidung von ENS als eher kurative Use Cases, die die Spitzenlast-Gaskraftwerke erst wenige Stunden oder Tage vor einem sich abzeichnenden Versorgungsgap einsetzen:
  - 400 MW in der Betriebsweise «MARKT» reduzieren den Durchschnitt der jährlichen ENS signifikant von 69 GWh auf 14 GWh.
  - Dagegen bleibt der ENS-Jahreswert auf 48 GWh, wenn dieselben 400 MW in der Betriebsweise «SR» eingesetzt werden.
- Eine Detailstudie zeigt, dass Spitzenlast-Gaskraftwerke mit einer installierten Leistung von 1 GW die ENS im Worst Case (1'609 GWh) vollständig vermeiden, wenn sie im Hinblick auf eine sich abzeichnende, länger anhaltende Energieknappheit präventiv eingesetzt werden. In diesem Fall produzieren die

<sup>3</sup> Die Eintrittswahrscheinlichkeit dieses Ereignisses mag niedrig sein, sie ist aber nicht Null.

Spitzenlast-Gaskraftwerke sieben Wochen im Voraus und kommen insgesamt auf etwas mehr als 2'200 Betriebsstunden, was ca. 25% des gesamten Jahres ausmacht.

- Dieselbe Detailstudie zeigt auch, dass der frühzeitige Einsatz von Spitzenlastkraftwerken zur Schonung der Speicherfüllstände führen kann. Die höheren Füllstände machen dann den Einsatz von genügend Leistung aus Wasserkraft möglich, um plötzlich eintretende Extremereignisse wie z.B. den simultanen unvorhergesehenen Ausfall der beiden verbleibenden Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen zusammen mit den Spitzenlast-Gaskraftwerken zu kompensieren.

### **1.3 Weitere wichtige Aspekte zur Einordnung der Ergebnisse**

Die vorliegende Einschätzung des Versorgungssicherheitsrisikos nimmt an, dass Regelreserven der TSOs und, im Fall der Schweiz, die für Redispatch benötigte Energie nicht zur Lastdeckung eingesetzt werden. Diese Annahme ist insbesondere angesichts der in «S1 mod» teilweise sehr hohen Redispatch-Mengen bedeutsam.

Die hier vorgestellten Analysen decken «nur» Situationen ab, die historische Klimadaten zu Temperatur, Wind und Wasserverfügbarkeit abbilden. Nicht abgedeckt sind grossflächige Dürren, Katastrophenfälle/Terror, eine Jahrhunderthitze/-kälte (sofern nicht bereits in den Klimadaten 1982-2016 enthalten<sup>4</sup>) oder bisher nicht beobachtete Kombinationen besonderer Wetterphänomene.

Nicht enthalten in den Analysen sind Versorgungsunterbrechungen aus anderen Gründen als einem (langfristigen) Kapazitäts- oder Energiemangel, z.B. Netzversagen auf Übertragungs- oder Verteilnetzebene (Lawine, Frequenzprobleme aufgrund von Prognosefehlern für Produktion oder Last, etc.).

Wichtig für die Interpretation der Resultate ist, dass das verwendete Modell die ENS minimiert. Die pro Jahr ausgewiesene LOLE (Loss of Load Expectation) ist ein sekundäres Ergebnis.

### **1.4 Aufbau des technischen Berichts**

Der technische Bericht ist wie folgt strukturiert:

- **Methodik zur Analyse der Versorgungssicherheit:** In Abschnitt 2 werden das Vorgehen sowie die verwendeten Werkzeuge und Kennzahlen der Analyse skizziert. Wichtigste Kennzahl ist die «Energy Not Served» (ENS) in GWh/a, d.h. diejenige jährliche Energiemenge, die zur Deckung der Last fehlt.
- **Annahmen für die Analyse (Abschnitt 3):** Die getroffenen Annahmen zum europäischen Stromsystem 2030 betreffen u.a. Annahmen zu Kraftwerken, zur Stromnachfrage, zu internationalem Netzausbau und Brennstoff- sowie CO<sub>2</sub>-Preisen.
- **Ergebnisse der Analyse und technische Interpretation (Abschnitt 4):** Die Interpretation zur zukünftigen Versorgungssicherheitssituation beinhaltet sowohl die Schweiz als auch die regionale Perspektive (Schweiz als Teil des europäischen Stromsystems).

## **2 Allgemeines Vorgehen**

### **2.1 Hintergrund und Motivation des technischen Berichts**

Swissgrid kommt als Systemverantwortliche für den Ausbau und den Betrieb des Schweizer Stromübertragungsnetzes eine wichtige Rolle bei der Versorgungssicherheit zu. Sie ist kurzfristig für die gesamte Systemsicherheit («System Security») sowie mittel- und langfristig für die Verfügbarkeit des Übertragungsnetzes

---

<sup>4</sup> Wie beispielsweise die Hitzeperiode im Jahr 2003.

(«Transmission Adequacy») verantwortlich (siehe Abbildung 1). Auch wenn Swissgrid weder für die Energieversorgung der Endkunden noch für den Bau und den Betrieb von Kraftwerken («Generation Adequacy») zuständig ist, spielen die Verfügbarkeit und die Ausbaupläne von Kraftwerken eine wichtige Rolle, damit auch zukünftig ein sicherer Stromnetzbetrieb gewährleistet werden kann. Swissgrid verfügt dank ihrer Aufgaben im Rahmen der strategischen Netzplanung und ihrer Anbindung an die relevanten Gremien innerhalb ENTSO-E über die methodischen Kenntnisse und über die Daten, um Versorgungssicherheitsanalysen durchzuführen.

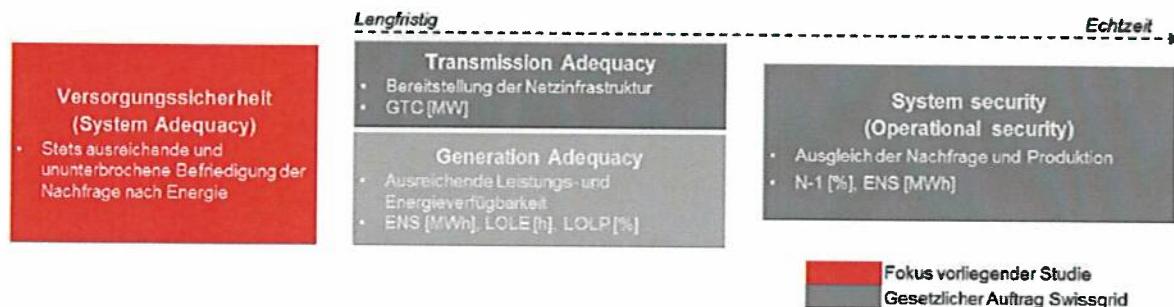


Abbildung 1: Übersicht über Aspekte der Adequacy

Die von Frontier Economics durchgeführte Studie «Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU» (BFE und ElCom, 13. Oktober 2021) untersucht vier mögliche Szenarien der Zusammenarbeit zwischen der Schweiz und den Nachbarländern im Strombereich. Die vier Szenarien unterscheiden sich im Wesentlichen in der Art, Weise und in welchem Umfang der Schweiz der Austausch mit den Nachbarländern ermöglicht wird, als Folge verstärkter oder verminderter Zusammenarbeit und Koordination im Strombereich. Das für diese Analyse relevante Szenario 1 «Keine Kooperation» unterstellt, dass es zwischen der Schweiz und der EU zu einem Abbruch bestehender staatlicher und privatrechtlicher Kooperationen sowie zu keinen neuen Vereinbarungen kommt. Das führt zu der Annahme, dass die Nachbarländer der Schweiz ihre regulatorischen Verpflichtungen zur 70%-Regel<sup>5</sup> nur dann erfüllen können, wenn sie die Übertragungskapazitäten mit der Schweiz reduzieren.

Da eine Reduktion der Importkapazitäten im Winter einen Effekt auf die Versorgungssicherheit der Schweiz hat, hat ElCom vor diesem Hintergrund Swissgrid beauftragt, dieses Szenario vertieft zu untersuchen. Im Rahmen der *Frontier-Studie* wurde auf Basis des Szenarios 1 «Keine Kooperation» (»S1«) ein Stressszenario «S1mod» für das Jahr 2025 definiert (siehe Abschnitt 3). Die konkrete Fragestellung in der

<sup>5</sup> Bis Ende des Jahres 2025 müssen in der Europäischen Union 70% der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten für den Stromhandel zur Verfügung stehen.

vorliegenden Analyse lautet, ob zusätzliche Spitzenlast-Gaskraftwerke die Versorgungssicherheit in «S1mod» gewährleisten können. Dabei sind die Verantwortlichkeiten wie folgt verteilt:

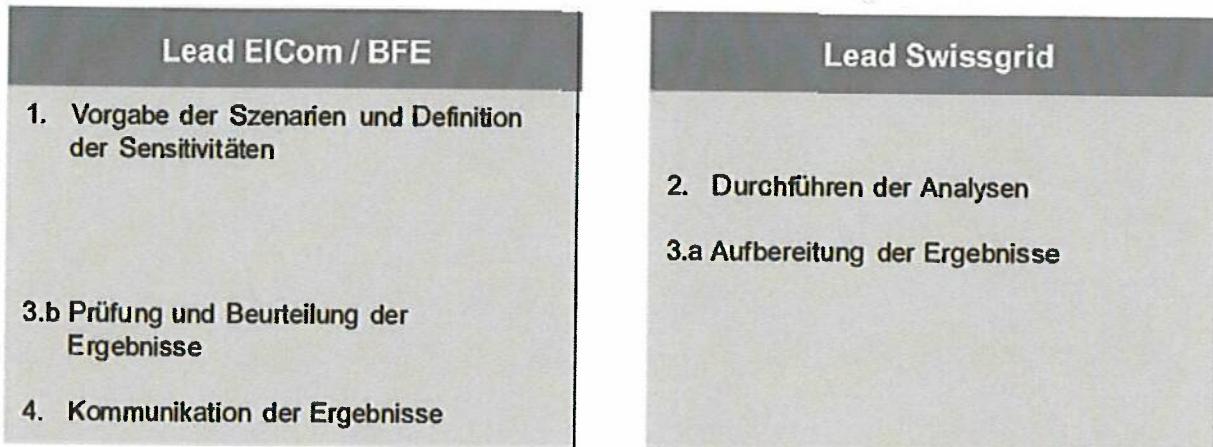


Abbildung 2: Governance der vorliegenden Studie

Methodisch orientiert sich die Analyse am Mid-term Adequacy Forecast (MAF) 2019 des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E). Über die *Pan European Market Modelling Databank* (PEMMDB) hinaus, aus welcher ein Grossteil der Daten in den vorliegenden Berechnungen stammt, werden zusätzliche aktuelle Entwicklungen berücksichtigt. Dabei handelt es sich um politische Entscheidungen, um Erfahrungen aus der operativen Praxis oder um eine Aktualisierung von Daten:

- Änderung der installierten KW-Kapazitäten (siehe Abschnitt 3)
- Anpassung der Modellierung der Regelreserven in der Schweiz (siehe Abschnitt 3.4)

Ein breites Spektrum an Klimabedingungen, Kraftwerksausfällen und Importverfügbarkeiten ist Teil dieser Berechnungen. Dennoch sind hinsichtlich der Aussagekraft und Belastbarkeit der Ergebnisse die folgenden Einschränkungen zu machen:

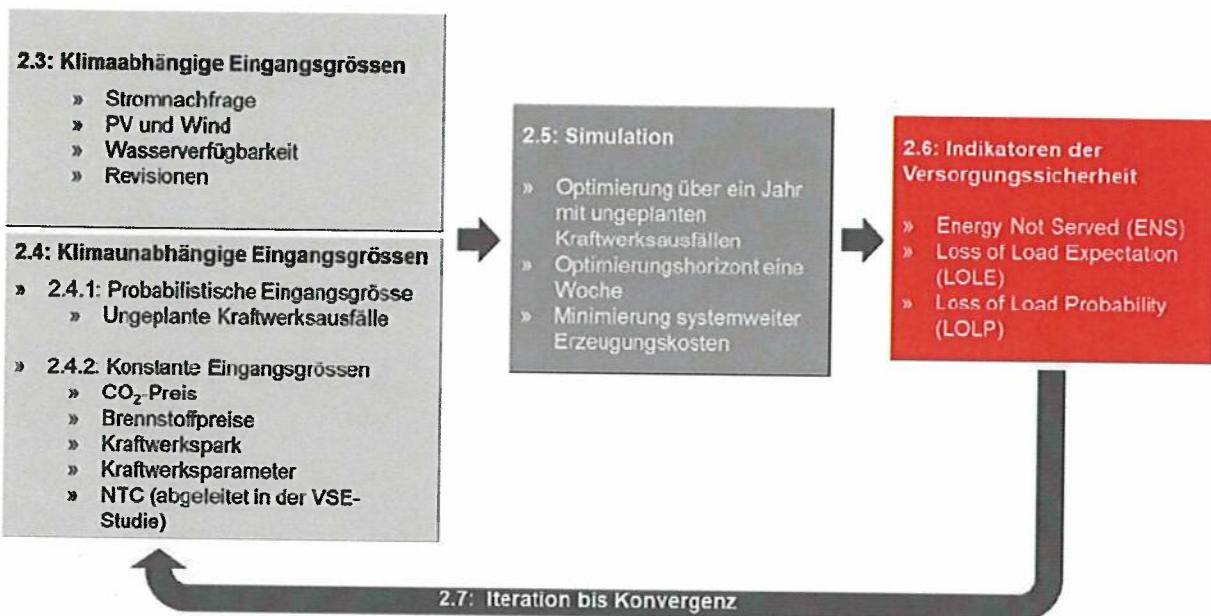
- Die hier vorgestellten Analysen decken «nur» Situationen ab, die durch Annahmen zu Klimajahren sowie zu Wind-/Wasserjahren abgebildet werden. Nicht abgedeckt sind grossflächige Dürren, Katastrophenfälle/Terror, eine Jahrhunderthitze/-kälte (sofern nicht bereits in den Klimadaten 1982-2016 enthalten) oder bisher nicht beobachtete Kombinationen besonderer Wetterphänomene. Ein entsprechender Aufbau von zusätzlichen Erzeugungskapazitäten, um diese Ereignisse abzudecken, wäre allerdings sehr teuer und ein vollständiger Schutz trotzdem nicht zu erreichen.
- Die Analysen enthalten keine Versorgungsunterbrechungen aus anderen Gründen als einem (langfristigen) Kapazitäts- oder Energiemangel wie bspw. Netzversagen auf Übertragungs- und/oder Verteilnetz-ebene (Lawine, Frequenzprobleme aufgrund von Prognosefehlern für Produktion oder Last, dauernder Ausfall von grossen Kraftwerken, die in den Stressszenarien nicht explizit berücksichtigt sind).
- Die Analysen basieren auf Net Transfer Capacities (NTC). Diese NTCs wurden in der ursprünglichen *Frontier-Studie* hergeleitet. Die *Frontier-Studie* wendet die flussbasierte Marktkopplung an (*Flow-based Market Coupling, FBMC*) und leitet daraus entsprechende NTC an den Schweizer Grenzen ab. Bei diesem Verfahren werden [REDACTED] landesinterne und grenzüberschreitende Engpässe direkt im Market Clearing berücksichtigt.

## 2.2 Methodik

Ziel der Analyse ist die Abschätzung des Beitrags von Spitzenlast-Gaskraftwerken zur Versorgungssicherheit in der Schweiz für das Jahr 2025. Die Analyse umfasst einen Vergleich von Angebot und Nachfrage,

die auch ungünstige Kombinationen aus hoher Nachfrage (z.B. Stunde an einem kalten Wintertag) und geringem Angebot (geringe Einspeisung aus Photovoltaik und/oder Wind bei zeitgleichem Kraftwerksausfall) beinhaltet. Sie basiert auf einem Stresszenario, allerdings nicht im Sinne extremer Schocks (z.B. Terroranschlag oder Jahrhunderthitzewelle, die bspw. zum Ausfall von Kraftwerken mit Durchlaufkühlung führen könnten).

Die Analyse verwendet sowohl klimabhangige als auch klimaunabhangige Eingangsgrössen, wobei letztere teilweise Zufallsvariablen sind. Abbildung 3 zeigt das Vorgehen im Überblick. Die folgenden Abschnitte beschreiben die Eingangsgrössen, die Simulationen und die Art der Ergebnisse näher. Die Ziffern bezeichnen die jeweiligen Abschnitte.



**Abbildung 3:** Die Analyse-Methodik im Überblick. Die Ziffern bezeichnen den Abschnitt, der den jeweiligen Schritt näher beschreibt. Abbildung 4 zeigt den expliziten Zusammenhang zwischen den vom Klima abhängigen bzw. unabhängigen Eingangsgrößen. Klimaabhängige Eingangsgrößen liegen für 35 verschiedene Klimajahre vor. Jede Iteration simuliert eine Kombination aus Klimajahr und ungeplanten Kraftwerksausfällen. Jede der 10'000 möglichen ungeplanten Ausfallkombinationen ist gleich wahrscheinlich (Gleichverteilung) und kann auch mehrmals auftreten. Wie oft jedes der 35 Klimajahre simuliert wird, hängt von der Konvergenz ab (siehe Abschnitt 2.7), die nach  $N$  Iterationen erreicht wird. Ist  $N$  beispielsweise 700, wird jedes Klimajahr 20-mal simuliert ( $700/35 = 20$ ).

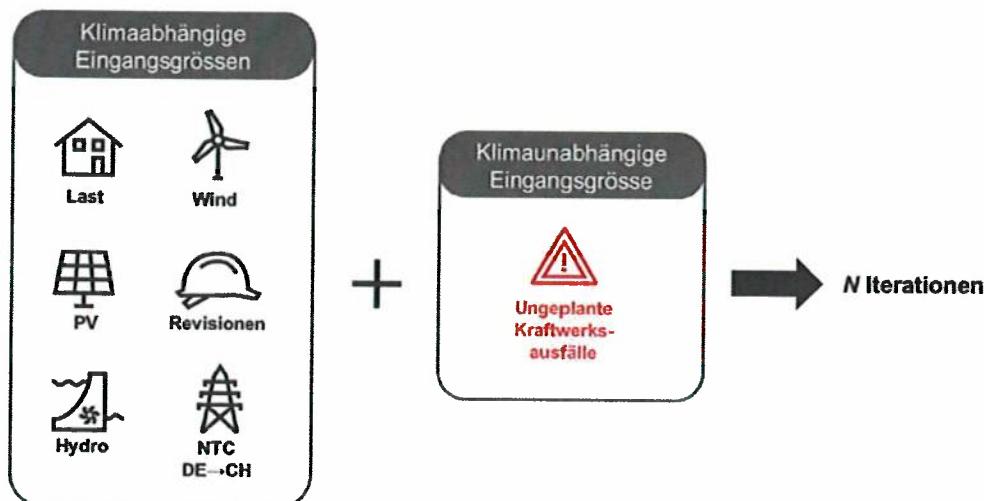


Abbildung 4: Expliziter Zusammenhang zwischen klimaabhängigen und klimaunabhängigen Eingangsgrößen

Das gewählte Klimajahr definiert für die jeweilige Iteration die Einspeisung aus Photovoltaik und Wind, die Last und die Wasserverfügbarkeit in jeder Marktzone. Das Lastprofil beeinflusst zudem die Revisionsplanung, weil Revisionen jeweils zu Schwachlastzeiten stattfinden.

### 2.3 Klimaabhängige Eingangsgrößen

Die Temperatur beeinflusst die Stromnachfrage in Europa (z.B. Stromverbrauch für Heizung und Kühlung). Zudem spielt insbesondere in Deutschland und anderen Nachbarländern das Angebot aus Wind und Photovoltaik eine grosse Rolle für die Versorgungssicherheit. Eine kritische Versorgungssituation kann sich beispielsweise ergeben, wenn bei hoher Stromnachfrage (z.B. kalter Wintertag) zeitgleich die nationale oder europaweite Einspeisung aus Wind und Photovoltaik sehr gering ist.

Datenquelle für alle klimaabhängigen Eingangsgrößen ist die Pan European Climate Database 3.0 (PECD 3.0). Diese enthält für die Klimajahre 1982 bis 2016 stündliche Zeitreihen für die Einspeisung aus Photovoltaik und Wind, die Wasserverfügbarkeit sowie für die Last. Die Zeitreihen basieren auf historischen Klimadaten wie Temperatur, Globalstrahlung, Niederschlag und Windgeschwindigkeiten.

#### 2.3.1 Stromnachfrage

Datenquelle für die erwartete Verbrauchsentwicklung ist die Pan European Market Modelling Database (PEMMDB). Grundlage für die Verbrauchsprognose ist das «Bottom-up»-Szenario National Trends 2025. Es berücksichtigt die wahrscheinlichste Entwicklung des europäischen Stromsystems bis zum Jahr 2025. Die stündlichen Lastprofile entstammen einer Prognosemethode der ENTSO-E (Abbildung 5). Diese erstellt zukünftige Lastprofile auf der Grundlage historischer Daten (u.a. historische Lastprofile, Temperatur, Anzahl Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge) und unter Berücksichtigung erwarteter Marktentwicklungen.<sup>6</sup> Ziel der Methode ist es, durch die Berücksichtigung des Klimas und der Entwicklung neuer Technologien zu fundierten Prognosen für zukünftige Lastkurven zu kommen. Quelle für die historischen Klimadaten ist die PECD 3.0.

<sup>6</sup> Anhang 2 des MAF 2019 beschreibt detailliert die Methode des neuen Prognosemodells.

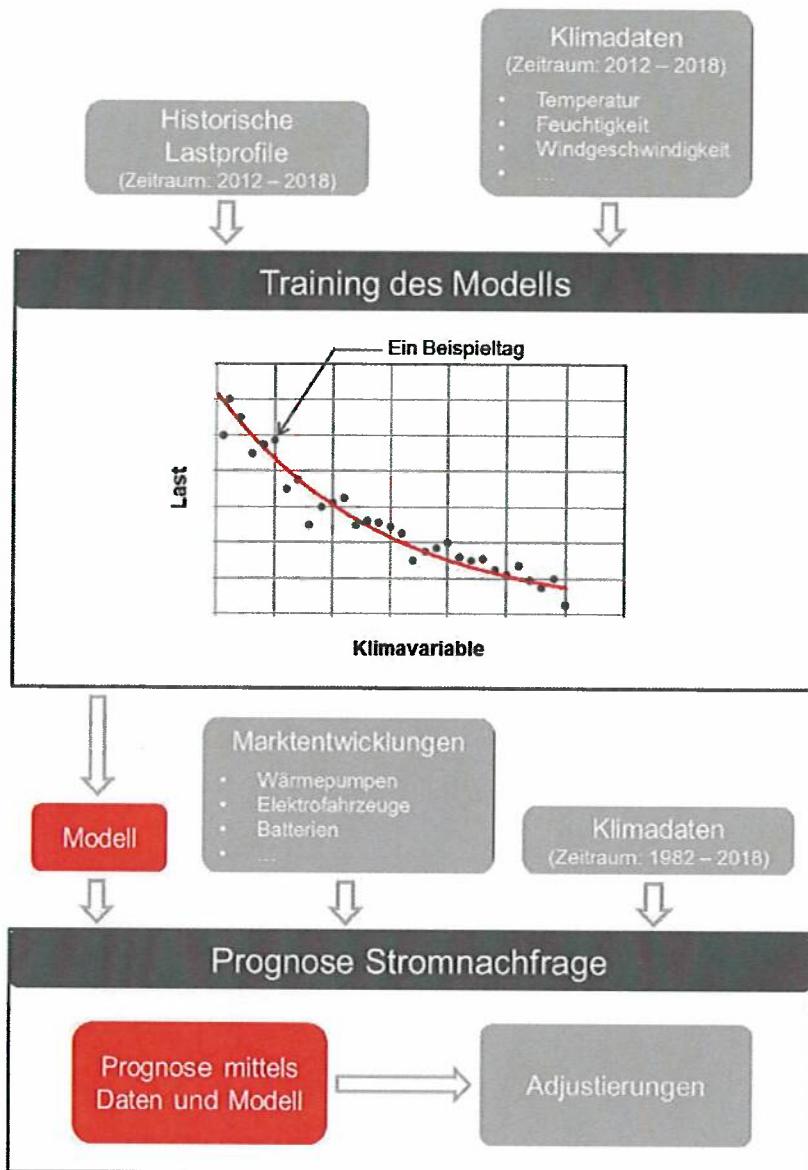


Abbildung 5: Schematische Darstellung der aktuellen ENTSO-E Prognosemethode

Im ersten Schritt erfolgt mittels eines reduzierten Datensatzes aus historischen Lastprofilen und Klimadaten das Training des Prognosemodells. Ziel ist es dabei, jenes Modell zu finden, welches den Zusammenhang zwischen beobachtetem Verbrauch und Klima bestmöglich beschreibt und somit die beste Replikation der historischen Lastkurven erzeugt.

Im zweiten Schritt erfolgt die Prognose der mehrjährigen stündlichen Lastprofile unter der Berücksichtigung zukünftiger Marktentwicklungen. Das trainierte Modell verwendet für die Prognose neben dem vollständigen Klimadatensatz der PECD 3.0 auch Angaben zum voraussichtlichen Zuwachs z.B. an Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen aus dem «Bottom-up»-Szenario National Trends 2030. Letztere fließen als Ladekurven für Elektrofahrzeuge bzw. als Lastprofile für Wärmepumpen in die Prognose ein. Abschliessend lassen sich weitere Auswirkungen auf die Stromnachfrage mittels Adjustierung berücksichtigen. Ein verbrauchssteigernder Effekt ist z.B. der Bevölkerungszuwachs. Effizienzgewinne hingegen wirken

verbrauchsmindernd. Aus dem Prognosemodell resultieren klimaspezifische Lastprofile in stündlicher Auflösung für alle 35 Klimajahre.

Die Versorgungssicherheitsanalyse berücksichtigt auch den Einfluss von Demand-Side-Management (DSM). Die entsprechenden Annahmen zu den gebotenen Mengen und Preisen entstammen der PEMMDB. Die Umsetzung im Modell findet mittels zusätzlicher Erzeugungseinheiten statt, die im Falle eines Einsatzes (wenn der Marktpreis den Auslösepreis erreicht) die Last reduzieren.<sup>7</sup> Für die Schweiz existiert im Modell keine Nachfrageflexibilität.

### 2.3.2 Einspeisung aus Photovoltaik und Windkraft

Aus den historischen Globalstrahlungsdaten und technischen Parametern wie z.B. Ausrichtung und Neigungswinkel approximiert die PECD 3.0 die Einspeisung aus Photovoltaik. Aus den historischen Windgeschwindigkeitsdaten ergibt sich die Einspeisung aus der Windkraft. Eine detaillierte Beschreibung der Daten und der Methodologie der PECD 3.0 findet sich im MAF 2020, Appendix 3, Abschnitt 2.3<sup>8</sup>

Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen beispielhaft die Produktion aus Windkraft und Photovoltaik pro MW installierter Leistung für das Klimajahr 2016, jeweils im Jahresverlauf und für einen einzelnen Tag. Da die Modellierung einen durchschnittlichen Kapazitätsfaktor für die gesamte Schweiz vorsieht, schwankt dieser weniger als bei einer regionalen Betrachtung. So liegt der PV-Kapazitätsfaktor, das heisst der produzierende Anteil der installierten Leistung, selten über 50%.

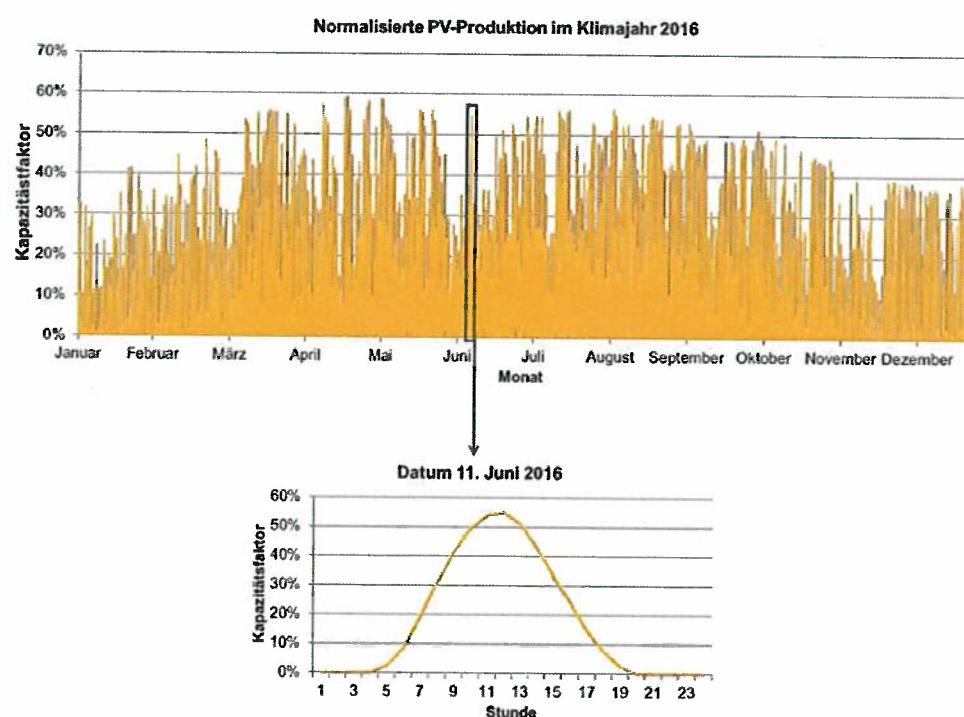


Abbildung 6: Beispielhaftes Produktionsprofil Photovoltaik

Darstellung für die normalisierte tägliche Photovoltaik-Produktion im Jahresverlauf 2016 und am 11. Juni 2016.

<sup>7</sup> Details zur Modellierung der Nachfrageflexibilität finden sich im Appendix 2, Abschnitt 1.4.3 des MAF 2020.

<sup>8</sup> [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF\\_2020\\_Appendix\\_2\\_Methodology.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Appendix_2_Methodology.pdf).

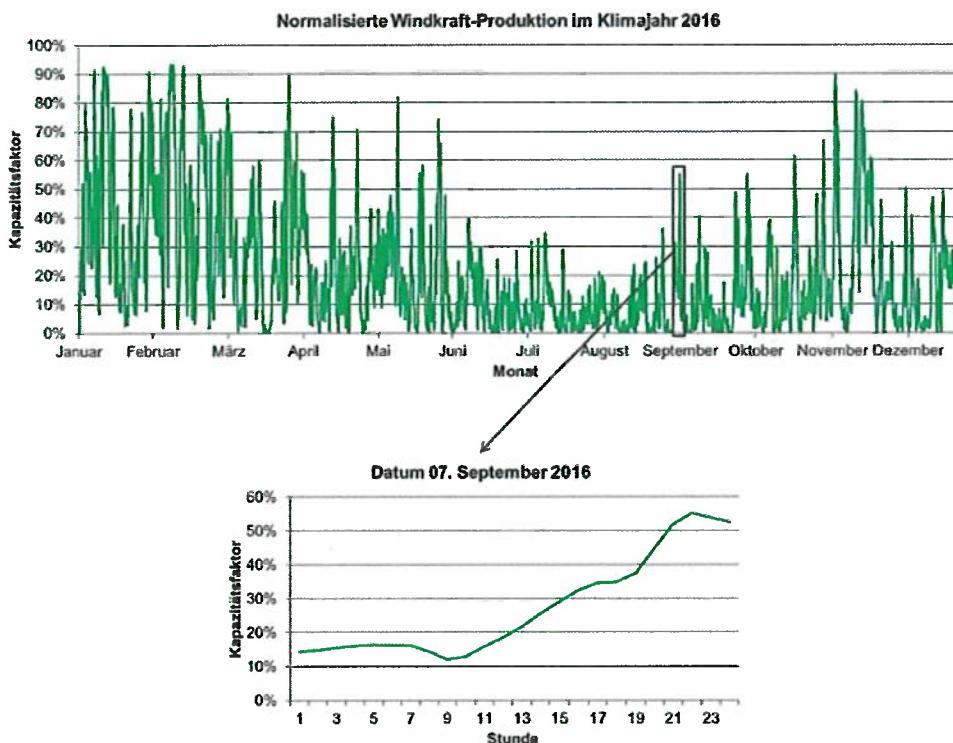


Abbildung 7: Beispielhaftes Produktionsprofil Windkraft

Darstellung für die normalisierte tägliche Windkraft-Produktion im Jahresverlauf 2016 und am 07. September 2016.

### 2.3.3 Wasserverfügbarkeit

Neben der Stromnachfrage sowie der Windkraft- und Photovoltaik-Produktion beeinflusst das Klima auch die Wasserverfügbarkeit, welche für die Versorgungssicherheit insbesondere in der Schweiz eine wichtige Rolle spielt. Die installierte Leistung von Wasserkraftwerken, die deutlich über der Schweizer Spitzenlast liegt, erscheint zwar auskömmlich. Trotzdem ist nicht notwendigerweise gesichert, dass die Kraftwerke in Zeiten hoher Stromnachfrage über einen ausreichend langen Zeitraum hinweg produzieren können, denn es muss genügend Wasser zum Betrieb der Anlagen zur Verfügung stehen.

Seit der Version 3.0 enthält die PECD auch die Wasserverfügbarkeiten. Die Laufwasserproduktion liegt als Summe der Produktion pro Tag für jedes Klimajahr vor. Für die (Pump-)Speicherproduktion enthält die PECD 3.0 wöchentliche Zuflüsse sowie die historischen Pegelstände zu Beginn jeder Woche. Somit ist die während einer Woche resultierende Produktion vorgegeben. Demgegenüber sind die Verteilung der Produktion innerhalb der Woche sowie die Pumpenergie ein Ergebnis der Marktsimulation, die einen wöchentlichen Optimierungshorizont verwendet (siehe Abschnitt 2.5). Die mittlere Produktionserwartung über die Klimajahre 1982 bis 2016 liegt bei 36.5 TWh und ist konsistent mit den Angaben des Bundesamtes für Energie (BFE) zum Wasserkraftpotenzial der Schweiz [2]. Die in [2] erwähnte zusätzliche Produktionserwartung von 700 GWh/a aus zusätzlichen Gletscherseen ist darin nicht enthalten. Die erwartete Produktion pro Klimajahr schwankt zwischen -15% und +18% um die mittlere Produktionserwartung.

### 2.3.4 Geplante Nichtverfügbarkeiten (Kraftwerksrevisionen)

Das für die Analyse verwendete Simulationstool erstellt für jedes Jahr unter Berücksichtigung der Residuallast in einer Region einen Revisionsplan, um geplante Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken zu berücksichtigen. Das bedeutet, dass während Perioden mit hohem Stromverbrauch keine oder wenige Revisionen geplant werden. Es resultieren somit in der Regel keine Revisionen bei grossen Kraftwerken während

der Wintermonate. Dies entspricht der aktuellen Praxis in der Schweiz, keine Revisionen von Kernkraftwerken im Winter zu planen.

Bezüglich der Nichtverfügbarkeiten wird zwischen Wasserkraftwerken und thermischen Kraftwerken unterschieden:

- Wasserkraftwerke sind im Modell zu grösseren Einheiten aggregiert, deshalb werden ihre geplanten Ausserbetriebnahmen nicht explizit modelliert. Die Revisionen werden implizit jedoch berücksichtigt, indem man die historischen Produktionswerte als Basis für die Wasserverfügbarkeit annimmt. Darin sind die historischen Ausserbetriebnahmen enthalten. Außerdem ist nicht die Leistung der Wasserkraftwerke, sondern die für sie verfügbare Wasser- und damit Energiemenge ein limitierender Faktor für die mögliche Produktion. Dies gilt sowohl für Laufwasser- als auch für Speicherkraftwerke.
- Die thermischen Kraftwerke werden getrennt nach Brennstoffart modelliert, weshalb ihre geplanten Ausserbetriebnahmen präziser modelliert werden können. Die Revisionen einzelner Blöcke werden auf Basis des Lastprofils und der eingegebenen Nichtverfügbarkeitsrate optimiert. Letztere stammen aus den Nichtverfügbarkeitsmeldungen der Kraftwerksbetreiber<sup>9</sup>. Auf Basis der Daten für die Jahre 2016 bis 2019 beträgt sie für die Schweizer Kernkraftwerke ca. 20% der Zeit im Sommer (April bis September).

## 2.4 Klimaunabhängige Eingangsgrössen

### 2.4.1 Probabilistische Eingangsgrössen

Der in der Analyse verwendete Ansatz der Monte-Carlo-Simulationen<sup>10</sup> basiert auf probabilistischen Eingangsgrössen, die in einer gewissen Verteilung vorliegen. Die Eingangsgrössen werden so oft zufällig «gezogen», bis man davon ausgehen kann, dass genügend Konstellationen vorliegen, um ein Phänomen belastbar beschreiben zu können. Ist das der Fall, spricht man von Konvergenz (siehe Abschnitt 2.7). Die probabilistischen Eingangsgrössen für die Analyse der Versorgungssicherheit sind die vom Klima unabhängigen ungeplanten Kraftwerksausfälle.

Die Analyse berücksichtigt ausschliesslich ungeplante Ausfälle der thermischen Kraftwerke. Ausfälle sind unabhängig vom Klima und erfolgen zufällig auf Basis der eingegebenen Raten für ungeplante Ausfälle (5% bis 10% für thermische Kraftwerke). Eine Rate von 5% bezogen auf ein Jahr bedeutet, dass das Kraftwerk in diesem Jahr in 5% der Zeit ungeplant ausfällt. Die zeitliche Verteilung der Ausfälle auf die einzelnen Kraftwerke wird aus einer Gleichverteilung von 10'000 möglichen Kraftwerksausfallkombinationen zufällig ausgewählt, welche die vorgegebenen Raten für alle modellierten Kraftwerke erfüllen. Ungeplante Ausfälle sind unabhängig von der Revisionsplanung, vom Verbrauch und von den jeweils angenommenen Reduktionen des Kraftwerksparks in den einzelnen Szenarien. Daher sind, wie in der Realität, Ausfälle grosser Kraftwerke auch zu Hochlastzeiten, während der geplanten Revision anderer Kraftwerke und auch in Stressszenarien mit anderweitig bereits reduziertem Kraftwerkspark möglich.

Die ungeplanten Ausserbetriebnahmen der Wasserkraftwerke werden nicht probabilistisch modelliert, da sie in den historischen Produktionswerten enthalten sind.

Aus Gründen der Vergleichbarkeit entsprechen die probabilistischen Eingangsgrössen in der vorliegenden Analyse jenen aus dem Szenario «S1 mod» der *Frontier-Studie*.

<sup>9</sup> Die Kraftwerksbetreiber senden diese Daten der European Power Exchange (EEX), welche sie an das Transparenz-Portal der ENTSO-E weiterleitet: <https://transparency.entsoe.eu/>

<sup>10</sup> Die Monte-Carlo-Simulation ist ein Verfahren aus der Stochastik. Es versucht, Fragestellungen mit Hilfe der Wahrscheinlichkeitstheorie zu lösen und bedient sich dazu einer grossen Zahl an gleichartigen Zufallsexperimenten. Grundlage der Monte-Carlo-Simulation ist das Gesetz der grossen Zahlen, siehe dazu auch Abschnitt 2.7.

## 2.4.2 Konstante Eingangsgrössen

Die folgenden Eingangsgrössen definieren den Szenariorahmen und bleiben für alle Iterationen konstant:

- Installierte Kraftwerksleistung und technische Parameter
- Annahmen zu den Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen
- Die NTC-Annahmen aus der *Frontier-Studie*

Die angenommenen Parameter für diese konstanten Eingangsgrössen finden sich in Abschnitt 3.

## 2.5 Simulation

Neben der Versorgungssituation hierzulande (Stromnachfrage und Erzeugungskapazitäten) spielt für die Versorgungssicherheit der Schweiz auch die Situation im gesamteuropäischen Stromsystem eine sehr wichtige Rolle. Im Modell wird deshalb die gesamte ENTSO-E-Region modelliert (siehe Abbildung 8).



Abbildung 8: ENTSO-E (dunkelgrau) und angrenzende Zonen (hellgrau)

Die Simulationen erfolgen nach der Konsolidierung und Aufbereitung der Daten mit dem kommerziellen Marktsimulationstool «PowrSym»<sup>11</sup> in einer Cloud-Umgebung für High Performance Computing<sup>12</sup>. PowrSym

<sup>11</sup> <http://www.powsym.com/>

<sup>12</sup> <https://azure.microsoft.com/de-de/services/batch/>

wird in Europa von den Übertragungsnetzbetreibern Tennet (Niederlande), Ceps (Tschechien), Trans-electrica (Rumänien) und Swissgrid verwendet.

Jede Simulation kombiniert ein Klimajahr mit einer zufällig ausgewählten Kraftwerksausfallsituation. Das gewählte Jahr definiert für jede Marktzone die Einspeisung aus Photovoltaik und Wind, die Last sowie die Wasserverfügbarkeit für die jeweilige Simulation. Das Lastprofil beeinflusst zudem die Revisionsplanung, weil Revisionen jeweils für Schwachlastzeiten geplant werden.

Das verwendete Marktmodell ermittelt für jede Kombination aus Klima-, Wasser- und Ausfallsituation den kostenoptimalen stündlichen Kraftwerksabruft im betrachteten Gesamtsystem sowie die stündlichen Handelsflüsse zwischen den Marktzentren. Dabei gelten die technischen und ökonomischen Randbedingungen<sup>13</sup> für Kraftwerke, Speicher und den internationalen Stromhandel (Netze). Um Aspekte einer langfristigen Speicherbewirtschaftung Rechnung zu tragen, sind auch Füllstände ausserhalb der historisch beobachteten Spannweite möglich. Das verwendete Simulationstool PowrSym funktioniert wie folgt:

- » **Zielfunktion und Optimierungslogik** – Zielfunktion der Berechnungen ist die Minimierung der Systemkosten. Das angewendete Fundamentalmarktmodell unterstellt somit einen perfekten Markt, d.h. das Vorhandensein von Informationssymmetrie bei gleichzeitiger Abwesenheit von Missbrauch oder Marktmacht sowie anderen marktverzerrenden Faktoren. Das Optimierungsmodell entspricht somit am ehesten einer ATC<sup>14</sup>-basierten impliziten Intraday-Auktion ohne Vorlaufzeit. Im Rahmen der Adequacy-Analyse minimiert das Modell die ENS-Summe pro Woche.
- » **Optimierungshorizont** – Das Modell simuliert jeweils ein Klimajahr in stündlicher Auflösung, wobei der Optimierungshorizont eine Woche umfasst. Das Modell schaut somit bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes maximal eine Woche in die Zukunft. Ungeplante Kraftwerksausfälle, Einspeisung der erneuerbaren Energien sowie die Lastprofile innerhalb dieser Woche sind beim Start der Optimierung für die jeweilige Woche bekannt. Weiter in der Zukunft liegende Ereignisse sind jedoch nicht bekannt. Vor der wöchentlichen Optimierung erfolgt eine Revisionsplanung (geplante Nichtverfügbarkeiten) basierend auf dem Lastprofil und den angenommenen Raten für geplante Kraftwerksrevisionen.
- » **Optimierungsablauf** – Abbildung 9 zeigt den Schritt «Simulation» aus Abbildung 3 im Detail. Die Optimierung erfolgt auf Basis der Grenzkosten der Erzeugung:
  1. **Optimierung und Berechnung der Revisionsplanung** – Das Modell verteilt die angenommenen Raten für geplante Revisionen optimal auf den zur Verfügung stehenden Zeitraum. Das führt dazu, dass die Revisionen hauptsächlich zu Schwachlastzeiten stattfinden, was die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs minimiert. Da Revisionen länger als eine Woche dauern können, betrachtet das Modell in diesem Schritt das gesamte Jahr.
  2. **Ermittlung der Residuallast** – In jeder Woche resultiert die stündliche Residuallast als Differenz der Produktionsprofile der erneuerbaren Energien (inkl. Laufwasser) und des Stromverbrauchs.
  3. **Einsatz der thermischen Erzeugungseinheiten** – Dieser folgt dem Prinzip der Minimierung der systemweiten Erzeugungskosten und resultiert in Grenzkosten für jede Marktzone.
  4. **Einsatz der (Pump-)Speicherkraftwerke** – Auf Basis des Ergebnisses aus Schritt 3 wird der Einsatz der (Pump-)Speicherkraftwerke optimiert. Grundlage für die Entscheidung zum Pumpen oder Turbinieren sind die in Schritt 3 ermittelten zonalen Grenzkosten. Pumpspeicher pumpen also zu Zeiten niedrigerer Grenzkosten und turbinieren zu Zeiten höherer Grenzkosten. Das Tool sucht weiterhin die kostenoptimale Deckung der systemweiten Last. Beim Einbezug der Pumpspeicher berücksichtigt es die Übertragungskapazität. Ebenfalls Eingang in die Pumpspeicheroptimierung finden die

<sup>13</sup> Wirkungsgrad, Anfahrsrampen, minimale Stillstands- und Laufzeiten, Ausfallraten, Revisionsraten und Einschränkungen von Revisionen, Emissionsraten, Leistungsbeschränkungen, Must-run-Bedingungen, Starikkosten, Zufluss und Pegestände der Seen.

<sup>14</sup> Available Transfer Capacity

hydrologischen Randbedingungen wie Zufluss und Pegelstände, wobei letztere den historischen Rahmen verlassen können. Nach Schritt 4 resultiert der Marktpreis für jede Zone.

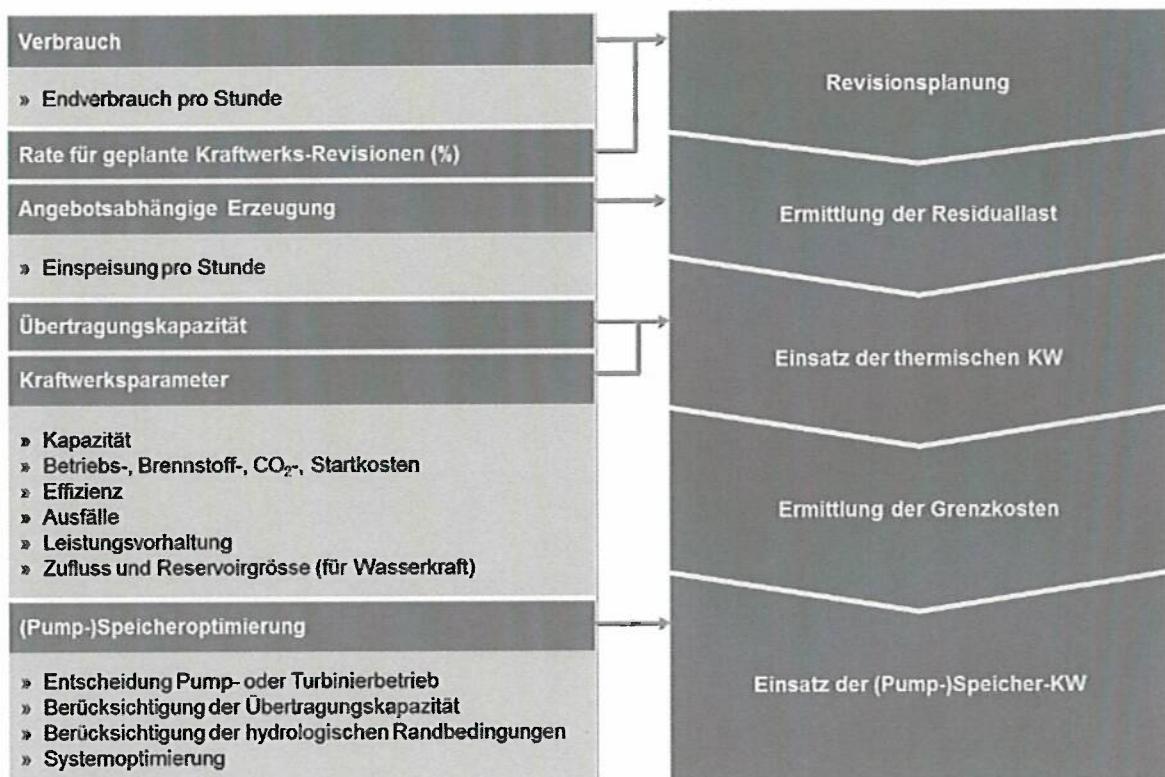


Abbildung 9: Eingangsgrössen und Optimierungsablauf von PowrSym

Die angebotsabhängige Erzeugung umfasst Laufwasser, Photovoltaik, Windkraft, andere erneuerbare Erzeugung (Biomasse etc.) sowie andere nicht erneuerbare Erzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung etc.).

## 2.6 Adequacy-Indikatoren

Die Ergebnisse der Simulationen werden mit folgenden Indikatoren für die Versorgungssicherheit zusammengefasst:

- » **Energy Not Served (ENS)**, auch **Energy Not Supplied** genannt, ist der absolute Wert des erwarteten Lastabwurfs in der betrachteten Periode. Alle Ergebnisse basieren auf der Gesamtbetrachtung aller Iterationen. Für jede Stunde resultieren ein Minimum, ein Maximum und ein Mittelwert sowie für die Jahreswerte folgende Kennzahlen:
  - Mittelwert: Durchschnitt über alle Iterationen
  - Median: In 50% aller Iterationen ist die ENS-Summe kleiner oder grösser als der Median.
  - P95-Wert: In 95% aller Iterationen ist die ENS-Summe kleiner, und in 5% ist sie grösser als der P95-Wert.
- » **Loss of Load Expectation (LOLE)** bezeichnet die erwartete Anzahl Stunden pro Jahr, in welchen nicht die gesamte Last bedient werden kann (unabhängig von ihrer Menge). Das heisst, LOLE quantifiziert die Häufigkeit eines Lastabwurfs, nicht dessen Umfang. Der Logik der Monte-Carlo-Simulationen folgend, resultieren für die Jahreswerte ein Median, ein P95-Wert und ein Durchschnittswert.

» **Loss of Load Probability (LOLP)** in Prozent ist ein Mass für die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs, ohne dessen Umfang zu berücksichtigen. Es zeigt die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs in einer gewissen Stunde basierend auf den Ergebnissen aller Iterationen.

Das verwendete Modell minimiert die ENS pro Jahr. Die pro Jahr ausgewiesene LOLE ist ein sekundäres Ergebnis. Dies muss bei der Interpretation der Resultate berücksichtigt werden.

Die Verwendung der drei Indikatoren erlaubt eine Abschätzung der Versorgungssicherheit.

## 2.7 Abschätzung der Konvergenz und Anzahl der nötigen Iterationen

Eine zentrale Frage bei Monte-Carlo-Simulationen ist die Anzahl an Iterationen, die nötig sind, um eine ausreichende statistische Belastbarkeit zu erreichen. Abbildung 10 zeigt die jährliche ENS im System pro Simulation. Der Durchschnitt liegt mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% innerhalb des hellroten Vertrauensintervalls. Der gleitende Mittelwert der ENS (rote Linie) ist ab einer hinreichend grossen Anzahl Iterationen auch gegen Ausreisser genügend stabil, so dass man von Konvergenz sprechen kann.

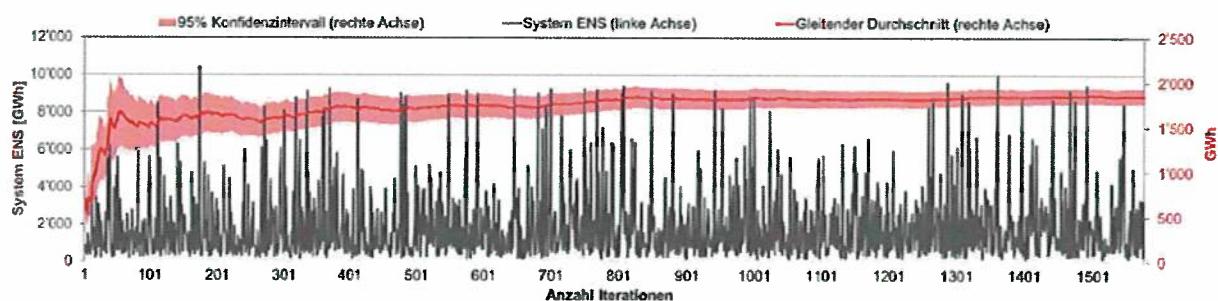


Abbildung 10: Konvergenz der jährlichen ENS im System im Szenario «S1 mod»

Die statistischen Annahmen zum Vertrauensintervall von 95% beruhen auf dem **Starken Gesetz der grossen Zahlen** und auf dem **Zentralen Grenzwertsatz**. Sind beide erfüllt, gilt der Fehler zwischen dem beobachteten Mittelwert der systemweiten ENS und ihrem Erwartungswert als normalverteilt. In diesem Fall ist der Fehler  $\varepsilon_N$  mit der Standardabweichung  $\sigma_N$  in der Iteration  $N$

$$|\varepsilon_N| \leq 1.96 \frac{\sigma_N}{\sqrt{N}} .$$

Das Vertrauensintervall mit  $\mu_N$  als gleitender Mittelwert nach  $N$  Iterationen ist

$$\left[ \mu_N - 1.96 \frac{\sigma_N}{\sqrt{N}}, \mu_N + 1.96 \frac{\sigma_N}{\sqrt{N}} \right].$$

In dem Szenario «S1 mod» liegt der normierte einseitige Fehler bezogen auf die ENS im System nach 1575 Simulationen bei 5.3%. Jedes der 35 Klimajahre wurde 45-mal simuliert.

## 3 Szenariorahmen «S1 mod»

Im Sinne eines Stresstests für die Versorgungssicherheit wurde im Rahmen der *Frontier-Studie* das Szenario «S1» in Anlehnung an Stressszenarien, die die ElCom in früheren Versorgungssicherheitsanalysen

definiert hat, weiter verschärft. Diese Verschärfungen und die Abbildung weiterer netztechnischer Einschränkungen führten zum Szenario «S1 mod» (Modifizierten Szenario 1 – Keine Kooperation). Im Ergebnis geht «S1 mod» von weniger Importkapazitäten und im Winter von einer um ein Drittel reduzierten Kernkraftwerksleistung in Frankreich aus. Außerdem gelten die Schweizer Kernkraftwerke Beznau 1 und 2 im Jahr 2025 als endgültig ausser Betrieb genommen. Diese verschärften Annahmen erlauben es, den Einfluss einer eingeschränkten Importverfügbarkeit auf die Schweizer Versorgungssicherheit zu untersuchen. Diese Annahmen spiegeln in Teilen die Situation des Winters 2016/17 wider, in dem die Kernkraftwerke Beznau 1 und Leibstadt ausser Betrieb waren und es in Frankreich zu einer Reihe von ungeplanten Kraftwerksaufällen kam.

### 3.1 Verbrauch und Kraftwerkspark im Jahr 2025

Datengrundlage ist das «Bottom-up»-Szenario *National Trends 2025* der PEMMDB. Es berücksichtigt die wahrscheinlichste Entwicklung des europäischen Stromsystems bis zum Jahr 2025. Tabelle 1 zeigt für das Szenario «S1 mod» und für ausgewählte Länder die wesentlichen Eckdaten.

Land	Verbrauch [TWh]	Spitzenlast [GW]	Installierte Leistung [GW]	Davon angebots-abhängig [GW]
Schweiz	62	10	24 (ohne Beznau)	13
Deutschland	549	85	236	159
Frankreich	494	90	Sommer: 156 Winter: 135	64
Italien	328	57	111	48
Österreich	77	13	28	17
Niederlande	115	19	42	22
Belgien	87	13	28	17

Tabelle 1: Wesentliche Eckdaten des Szenariorahmens «S1 mod» aus der *Frontier-Studie*

Der Verbrauch fällt je nach Jahr unterschiedlich hoch aus, da er vom jährlichen Temperaturverlauf abhängt. Für die Schweiz beträgt der mittlere Jahresverbrauch inklusive Verbrauchseffekten aufgrund von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen 62 TWh. Für ein kaltes Klimajahr (z.B. 1985) beträgt der Stromverbrauch aufgrund des temperaturbedingten Lastanstiegs 63 TWh, während für ein deutlich wärmeres Klimajahr (z.B. 2014) ein Verbrauch von nur 61 TWh resultiert. Die Pumpenergie ist dabei noch nicht enthalten, da sie ein Modellergebnis ist. Die Werte aus diesen beiden Jahren stellen den minimalen und maximalen Verbrauch über alle Klimajahre dar. Sie definieren somit die Verbrauchsspanne im Jahr 2025. Für die Schweiz beträgt sie ca. 2 TWh bzw. etwas mehr als 3% bezogen auf den Minimalwert. Die relativen Verbrauchsschwankungen sind für andere Länder wie bspw. Frankreich aufgrund der weiten Verbreitung von elektrischen Heizungen grösser.

Die erwartete installierte Erzeugungskapazität in der Schweiz beträgt im Jahr 2025 ca. 24 GW und setzt sich für das Szenario «S1 mod» wie folgt zusammen:

- Kernkraftwerke: 2.2 GW installierter Kapazität (ohne Beznau 1 und 2)
- Wasserkraft: 16.3 GW installierte Kapazität (Laufwasser und (Pump-)Speicherkraftwerke)
- Photovoltaik: 4 GW installierte Kapazität für eine Jahresproduktion von ca. 4 TWh Energie

- Wind: 180 MW installierte Kapazität für eine Jahresproduktion von ca. 0.3 TWh Energie
- Andere Erneuerbare: 907 MW installierte Kapazität für die Jahresproduktion von 3.7 TWh Energie
- Andere Nicht-Erneuerbare: 830 MW installierte Kapazität für die Jahresproduktion von 3.4 TWh Energie

Der beschlossene Kohle- und Kernkraftausstieg in Deutschland ist berücksichtigt. Die Kernkraftwerksleistung in Frankreich wird in «S1 mod» in den Wintermonaten von Oktober bis einschliesslich März gemäss den Vorgaben des Steuergremiums der *Frontier-Studie* um 1/3 (rund 21 GW) reduziert (siehe Tabelle 1). Die Annahmen zur installierten Erzeugungskapazität sowie zu den Ausserbetriebnahmen der Kraftwerke im Ausland sind gegenüber *TYNPD 2020 National Trends / MAF 2019* ausser für die Schweiz und Frankreich unverändert.

### 3.2 Annahmen zu Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen

Eine wichtige Rolle für die Marktpreisbildung und die daraus resultierenden internationalen Stromflüsse spielen die kurzfristigen Grenzkosten der installierten Kraftwerke. Diese wiederum basieren auf den Annahmen zu Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen. Letztere dienen als Grundlage für die Marktsimulation und entsprechen den Annahmen in der *Frontier-Studie* und sind in (Tabelle 2) dargestellt.

Kategorie	Wert	Quelle
<b>Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise</b>		
Preis für Gas	16,86 €/MWh (HHV)	Basierend auf dem Trend der TTF Forwards Trend 2021 bis 2023
Preis für Kohle	10,15 €/MWh (LHV)	Basierend auf dem Trend der Kohle API2 Forwards 2021 bis 2023
Preis für Light Fuel Oil	38,24 €/MWh (LHV)	Basierend auf dem Trend der ICE Brent Forwards 2021 bis 2023 und historisch beobachtetem Verhältnis zu Ölpreisen
Preis für Heavy Fuel Oil	30,29 €/MWh (LHV)	
Preis für EUA	21,34 €/tCO <sub>2</sub>	Basierend auf dem Trend der EU CO <sub>2</sub> Allowance Forwards 2020 bis 2022
Wechselkurs CHF/EUR	1.05 CHF/EUR	

Tabelle 2: Annahmen zu Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen

Quelle: «Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU», Frontier Economics

Diese Annahmen führen zur folgenden Abrufreihenfolge: Zuerst kommt die angebotsabhängige Einspeisung aus Windkraft, Photovoltaik, Laufwasser sowie aus anderen erneuerbaren Energien und anderen nicht erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung) zum Einsatz. Diese werden vereinfacht mit Grenzkosten von 0 €/MWh modelliert<sup>15</sup>. Der im Vergleich zu anderen Energieszenarien

<sup>15</sup> Grenzkosten sind jene Kosten, die durch die Produktion einer zusätzlichen Einheit, z.B. Energie, entstehen. Nicht alle Arten angebotsabhängiger Erzeugung weisen tatsächlich kurzfristige Grenzkosten von 0 €/MWh auf. Da sie aber angebotsabhängig einspeisen und nicht marktbasiert, erscheint die Annahme im Rahmen eines Fundamentalmarktmodells gerechtfertigt.

niedrige CO<sub>2</sub>-Preis von 21.34 € pro Tonne sorgt dafür, dass nach der Kernkraft erst die Braun- und Steinkohlekraftwerke und anschliessend die Gaskraftwerke abgerufen werden, gefolgt von ölbasierten Technologien. Für eine Versorgungssicherheitsanalyse steht die tatsächliche Höhe der Produktionskosten einer Technologie nicht im Fokus. Doch die daraus resultierende Abrufreihenfolge ist eine energiewirtschaftliche Rahmenbedingung, die nicht zuletzt für die resultierenden Stromflüsse eine wichtige Rolle spielt.

### 3.3 Annahmen zu Grenzkapazitäten (NTC)

Die *Frontier-Studie* verwendet für die Annahmen zum internationalen Netzausbau den TYNDP 2018 der ENTSO-E für das Zieljahr 2025.

Entsprechend der Annahmen werden die NTCs der Schweiz im Szenario «S1 mod» (keine Kooperationen) so berechnet, dass die benachbarten Regionen die 70 %-Regel umsetzen können. Ausgehend von einer Netzkapazität von 100% (F\_max), einer Sicherheitsmarge von 10% (FRM) und der Bereitstellung von 70% (MCCC+MNCC) für den grenzüberschreitenden europäischen Handel, ergibt sich eine verbleibende Netzkapazität von 100% - 70% - 10% = 20%. Für die Schweizer NTC verbleiben damit maximal 20% der Netzkapazität, wenn nicht interne Flüsse oder Loop Flows zu erwarten sind.

Die Annahme, dass Beznau 1 und 2 ausser Betrieb sind, verringert den NTC an den Nordgrenzen ebenfalls, da auf der 220kV-Netzebene deutlich weniger Gegendruck vorhanden ist. Infolgedessen werden die NTC an den Grenzen zu Deutschland, Frankreich und Österreich jeweils um 100 MW reduziert.

Des Weiteren wird für die Analyse der Versorgungssicherheit die Transmission Reliability Margin (TRM) in Abzug gebracht. Die TRM ist eine Sicherheitsmarge in der Kapazitätsberechnung, die auf historisch beobachteten Abweichungen der in den Netzmodellen errechneten Kapazität von der tatsächlich zur Verfügung stehenden Kapazität beruht. Die Reduktion für die TRM beträgt an der Grenze zu Italien 250 MW, und an den drei Nordgrenzen in Summe 500 MW.

Abbildung 11 zeigt die in «S1 mod» resultierende Übertragungskapazität an den Schweizer Grenzen in Rot und stellt sie der Übertragungskapazität für 2021 in Grün gegenüber. Die resultierenden niedrigen NTCs beschränken den Handel mit der Schweiz drastisch.

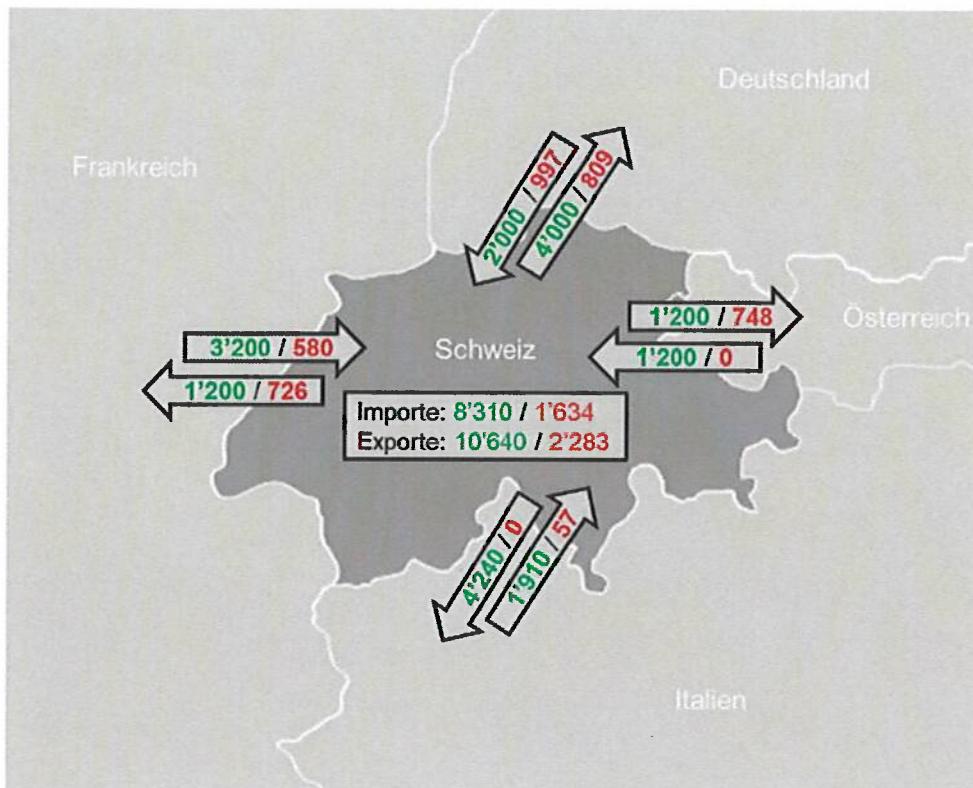


Abbildung 11: Übertragungskapazitäten in Import- und Exportrichtung an den Schweizer Grenzen.

Grün: Gegenwärtige Maximalwerte für Winter. Rot: Werte gemäss Szenario «S1 mod». Die Maximalwerte werden nicht immer erreicht, wie man an den NTC-Veröffentlichungen sehen kann: <https://www.swissgrid.ch/de/home/customers/topics/congestion-mgmt/ntc.html>

### 3.4 Regelreserven

Der primäre Zweck von Regelreserven ist der Ausgleich der unvermeidbaren Schwankungen zwischen Produktion und Last. Im Sinne eines konservativen Ansatzes nimmt die Modellierung an, dass positive Regelleistung (durch den TSO reserviert zum Ausgleich kurzfristiger Frequenzschwankungen) in der Methodik der Adequacy-Analyse nicht zur Deckung der Last zur Verfügung steht.

Die ENTSO-E Datenbasis enthält Angaben der TSOs, wie die Regelreserve modelliert werden soll, damit sie am ehesten der Realität entspricht. Primär- und Sekundärregelleistung vermindern in der Regel direkt die installierte Kapazität, die für die Deckung der Last zu Verfügung steht.

Tertiärregelleistung wird entweder als Band zur Last addiert oder von der installierten Leistung der jeweiligen Erzeugungskategorie subtrahiert, ja nach TSO-Angabe.

Für die Schweiz wird die Regelleistung von der verfügbaren Turbinerkapazität der Speicherkraftwerke abgezogen. Die Regelleistungsreserve beträgt 869 MW. Zusätzlich wird die verfügbare Speicherproduktion um die durchschnittliche abgerufene positive Regelernergie in der Höhe von 400 GWh pro Jahr reduziert. Auf diese Weise lässt sich auch der Energiebedarf für die Regelreserven realistisch abbilden.

### 3.5 Redispatch

Energiemengen für internationale Redispatch, für deren Bereitstellung Kraftwerke in der Schweiz ihre Leistung erhöhen müssen, wird in dieser Studie zu 100% von der Energiemenge, die zur Deckung der Last zur Verfügung steht, abgezogen. Im Rahmen der *Frontier-Studie* wurden im Anschluss an eine MarktSimulation im Netzmodell die anfallenden Redispatchmengen identifiziert und als Energiemengen pro Woche

ausgewiesen. Für «*S1 mod*» resultieren in der Schweiz für das ganze Jahr 4.2 TWh für Redispatch. Diese Menge wird in den Simulationen von der in den Speicherseen zur Verfügung stehenden Energie wochen-genau in Abzug gebracht.

### 3.6 Annahmen in den untersuchten Fällen für Spitzenlast-Gaskraftwerke

Die vorliegende Analyse betrachtet einen Referenzfall und acht Varianten desselben Stressszenarios «*S1 mod*». Verantwortlich für die Definition der Varianten war die EICOM.

Das Stressszenario ohne Strategische Reserve und ohne zusätzliche Spitzenlast-Gaskraftwerke wird Varianten mit Strategischer Reserve und solchen mit unterschiedlichen Dimensionierungen und Betriebsweisen von Spitzenlast-Gaskraftwerken gegenübergestellt.

Das Vorgehen führte zu folgenden Varianten:

- **«*S1 mod ohne SR*»:** Dies ist der Referenzfall. Er enthält weder eine strategische Reserve noch zusätzliche Spitzenlast-Gaskraftwerke. Der Referenzfall dient dazu, die Versorgungsengpässe zu identifizieren, die ohne zusätzliche Massnahmen auftreten.
- **«*S1 mod Worst Case ½ RD*»:** Sensitivität für «*S1 mod Worst Case ohne SR*» mit dem halben Redispatchvolumen Redispatch (2.1 TWh statt 4.2 TWh, siehe Abschnitt 3.5)
- **«*S1 mod Hydro SR*»:** Das ist der Referenzfall zzgl. einer strategischen Speicherreserve und entspricht der Modellierung von «*S1 mod*» in der *Frontier-Studie*. Letztere reserviert Wasser (1.1 TWh) in den Speicherbecken der (Pump-)Speicherkraftwerke, bringt aber keine zusätzliche Energie ins System.
- **Spitzenlast-Gaskraftwerke mit Betriebsweise «SR»**  
Die folgenden vier Varianten unterstellen den Spitzenlast-Gaskraftwerken eine Betriebsweise als Strategische Reserve «SR». Der Abruf ist möglich ab Beginn einer Woche, in der im Referenzfall ENS auftritt. Diese Betriebsweise führt zu weniger Betriebsstunden als die unten beschriebene Betriebsweise «MARKT».
  - «*S1 mod 200 MW Gas SR*»
  - «*S1 mod 400 MW Gas SR*»
  - «*S1 mod 600 MW Gas SR*»
  - «*S1 mod 800 MW Gas SR*»
- **Spitzenlast-Gaskraftwerke mit Betriebsweise «MARKT»**  
Die folgenden beiden Varianten unterstellen den Spitzenlast-Gaskraftwerken eine Betriebsweise im üblichen Marktgeschehen. Diese Betriebsweise führt zu deutlich mehr Betriebsstunden als die Betriebsweise «SR».
  - «*S1 mod 400 MW Gas MARKT*»
  - Vertiefte Analyse jener Simulation mit der höchsten ENS in der Schweiz («*S1 mod Worst Case MARKT*») hinsichtlich folgender Fragestellungen:
    1. Welche Dimensionierung der Spitzenlast-Gaskraftwerke beseitigt die ENS im Worst Case vollständig, wenn die Kraftwerke am Markt betrieben werden?
    2. Ab wann müssten diese Spitzenlast-Gaskraftwerke laufen, um die ENS vollständig zu eliminieren (minimal erforderliche Betriebsstunden)?
    3. Wie viele Betriebsstunden resultieren für diesen Fall?

Abschnitt 4 zeigt die Ergebnisse und die technische Interpretation für alle untersuchten Varianten und Sensitivitäten.

## 4 Ergebnisse und technische Interpretation

Dieser Abschnitt beschreibt zuerst die Ergebnisse für den Referenzfall «S1 mod ohne SR» und die sechs Varianten, für die Ergebnisse aus kompletten Monte-Carlo-Simulationen vorliegen. Daran schliesst die Befprechung für die beiden Varianten «S1 mod Worst Case MARKT» und «S1 mod Worst Case  $\frac{1}{2}$  RD». Letztere basieren jeweils auf einer einzelnen Monte Carlo-Ziehung (Worst Case) und sind somit nicht direkt vergleichbar mit den P95-, Median- und Durchschnittswerten für die anderen sechs Varianten.

Abbildung 12 zeigt die Jahressummen der beiden Adequacy-Indikatoren Energy Not Supplied (ENS) und Loss of Load Expectation (LOLE) für die Schweiz. Für den Referenzfall und die sechs hier dargestellten Varianten resultieren aus allen Simulationen jeweils ein Mittelwert, ein Median und ein P95-Wert (siehe Abschnitt 2.6). Wichtig für die Interpretation der Resultate ist, dass das verwendete Modell die ENS minimiert. Die pro Jahr ausgewiesene LOLE ist ein sekundäres Ergebnis.

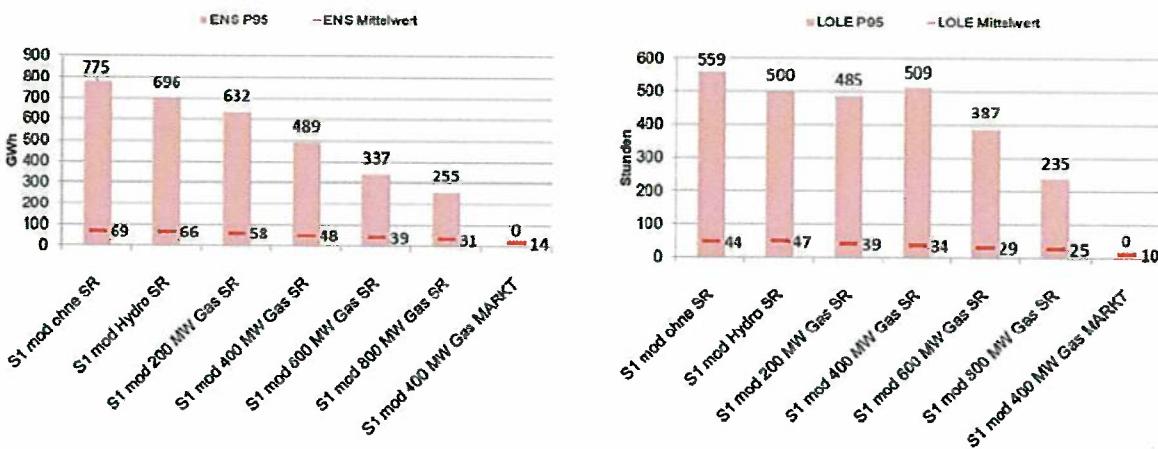


Abbildung 12: Energy Not Supplied (ENS) und Loss of Load Expectation (LOLE) für den Referenzfall und 6 Varianten.

Zur Definition von P95-Werten siehe Abschnitt 2.6. Zur Beschreibung der untersuchten Fälle («S1 mod ohne SR» usw.) siehe Abschnitt 3.6.

Der Median-Wert für die ENS und die LOLE pro Jahr beträgt in allen Varianten 0 (in Abbildung 12 nicht explizit dargestellt). Ein stabiler Durchschnitt über einen Grossteil der Varianten sowie ein hoher P95-Wert deuten darauf hin, dass mindestens in der Hälfte der Fälle keine ENS resultiert. Eine detailliertere Auswertung des Referenzfalls sowie der sechs Varianten ergibt, dass je nach Variante in 66 («S1 mod 400 MW Gas MARKT») bis 201 («S1 mod Hydro SR») von 1'575 Simulationen ENS auftritt (vgl. Tabelle 3). Dies entspricht einem relativen Anteil zwischen 4.2 Prozent und 12.8 Prozent.

Simulation	Anzahl Simulationen mit ENS	Relativer Anteil an insgesamt 1'575 Simulationen
S1 mod ohne SR	199	12.6%
S1 mod Hydro SR	201	12.8%
S1 mod 200 MW Gas SR	179	11.4%
S1 mod 400 MW Gas SR	168	10.7%
S1 mod 600 MW Gas SR	158	10.0%
S1 mod 800 MW Gas SR	145	9.2%
S1 mod 400 MW Gas MARKT	66	4.2%

Tabelle 3: Anzahl Simulationen mit ENS im Referenzfall und in den 6 Varianten

Abbildung 13 macht deutlich, dass insbesondere in den Simulationen mit den Klimajahren 1985, 1996 und 2006 ENS auftritt. 1996 und 2006 weisen eine im langjährigen Vergleich sehr niedrige Wasserverfügbarkeit auf, und 1985 ist ein aussergewöhnlich kaltes Klimajahr. Die drei Klimajahre sind durch eine niedrigere Wasserverfügbarkeit gekennzeichnet. Dies erhöht die Wahrscheinlichkeit des Eintritts von ENS.

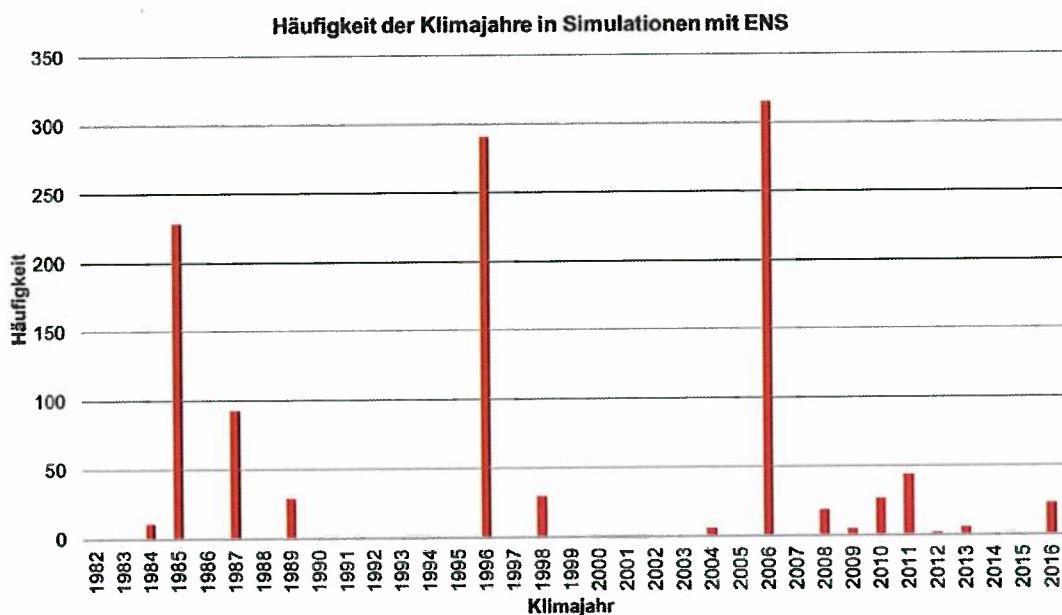


Abbildung 13: Häufigkeit der Klimajahre 1982 bis 2016 in den Simulationen mit ENS.

#### Zu den Varianten im Einzelnen:

- Der Durchschnitt und der Median-Wert verändern sich durch die Einführung einer strategischen Speicherreserve («S1 mod Hydro SR») nur unwesentlich gegenüber dem Referenzfall («S1 mod ohne SR»). Die strategische Speicherreserve bringt keine zusätzliche Energie in das System. Sie ist somit kein geeignetes Instrument, um ein strukturelles Energie-Defizit, wie es im betrachteten Stressszenario unterstellt wird, zu beseitigen. Siehe dazu auch die Erklärung am Ende dieses Kapitels.

- Spitzenlast-Gaskraftwerke mit Betriebsweise «SR», die als strategische Reserve betrieben werden, senken sowohl den Durchschnitt als auch den P95-Wert der ENS sukzessive mit steigender Leistung. Sie eliminieren aber die ENS bis hin zu einer Leistung von 800 MW nicht vollständig. Mit der kurzen «Vorlaufzeit» von einer Woche reicht die Zeit somit nicht aus, um genügend Wasser in den Stauseen zu sparen, um damit unvorhergesehnen zusätzlichen Stress, wie z.B. den Simultanausfall der beiden Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen, zu kompensieren.
- Eine zusätzliche am Markt betriebene Leistung von 400 MW reduziert die ENS signifikant. Dies ist dadurch zu erklären, dass die Preise bei Knappheit hinreichend hoch sind, so dass die Leistung regelmäßig abgerufen und im Jahresverlauf durchschnittlich knapp 1.5 TWh produziert werden. Dadurch werden die Füllstände in den Speichern geschont. Tritt dann zusätzlicher Stress auf, z.B. der Simultanausfall der beiden Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen, kann die hohe installierte Leistung der Speicherkraftwerke diesen zum Teil kompensieren, da in den Stauseen noch mehr Wasser vorhanden ist. Der Durchschnitt der ENS für «S1 mod 400 MW Gas MARKT» beträgt 14 GWh, die LOLE 10 Stunden. Dies und die Tatsache, dass der Median und auch der P95-Wert jeweils Null sind, deuten darauf hin, dass nur in wenigen Extremfällen ENS auftritt.

Als Ergänzung zu den Jahressummen zeigen Abbildung 14 bis Abbildung 16 stündliche Ergebnisse für die Schweiz zur Loss of Load Probability (LOLP) und zur durchschnittlichen sowie maximalen ENS aus allen Simulationen. Aus Gründen der Lesbarkeit besteht eine Abbildung jeweils aus zwei Bildern.

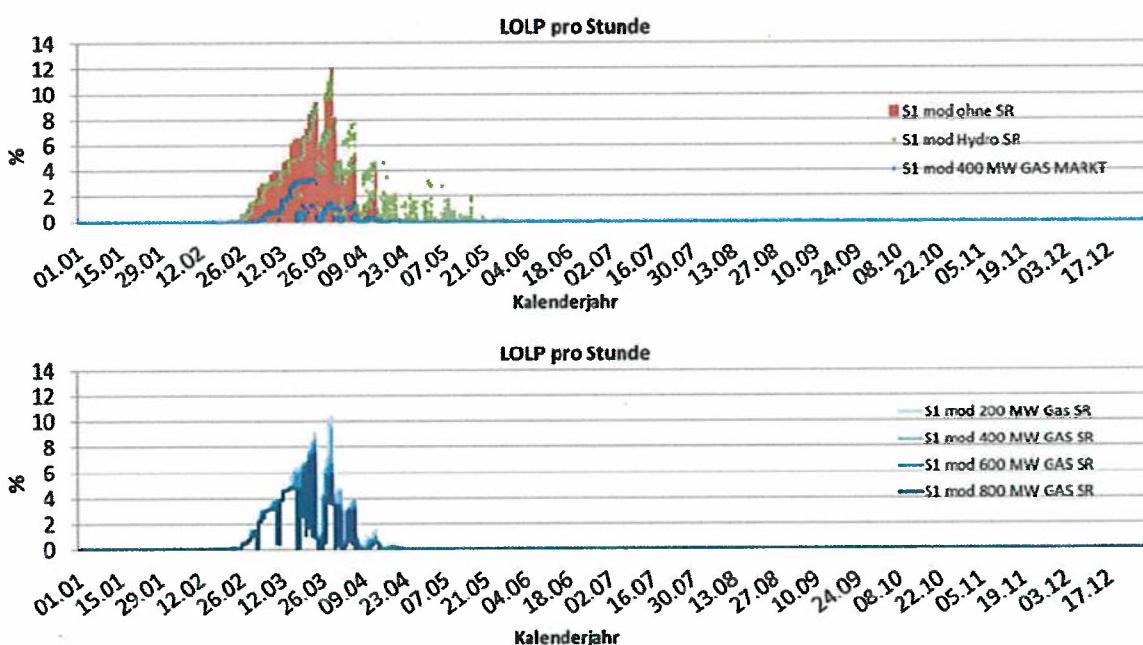


Abbildung 14: Loss of Load Probability (LOLP) für den Referenzfall und 6 Varianten

- In allen Fällen steigt die LOLP ab Mitte / Ende Februar an, erreicht ihren Höhepunkt Ende März und sinkt dann wieder.
- Die Fälle «S1 mod 200 MW GAS SR» bis und mit «S1 mod 800 MW GAS SR» senken die LOLP gegenüber dem Referenzfall «S1 mod ohne SR», allerdings bleibt der Effekt überschaubar. Während im Referenzfall bis zu 12% resultieren, erreicht die LOLP im Fall für 800 MW maximal 8%.
- Die LOLP sinkt für den Fall «S1 400 MW GAS MARKT» am deutlichsten gegenüber dem Referenzfall «S1 mod ohne SR».

- Der Fall «S1 mod Hydro SR» weist eine sehr ähnliche LOLP auf wie «S1 mod ohne SR». Vor ca. dem 26.03. ist sie etwas niedriger, und nach dem 26.03. ist sie etwas höher.

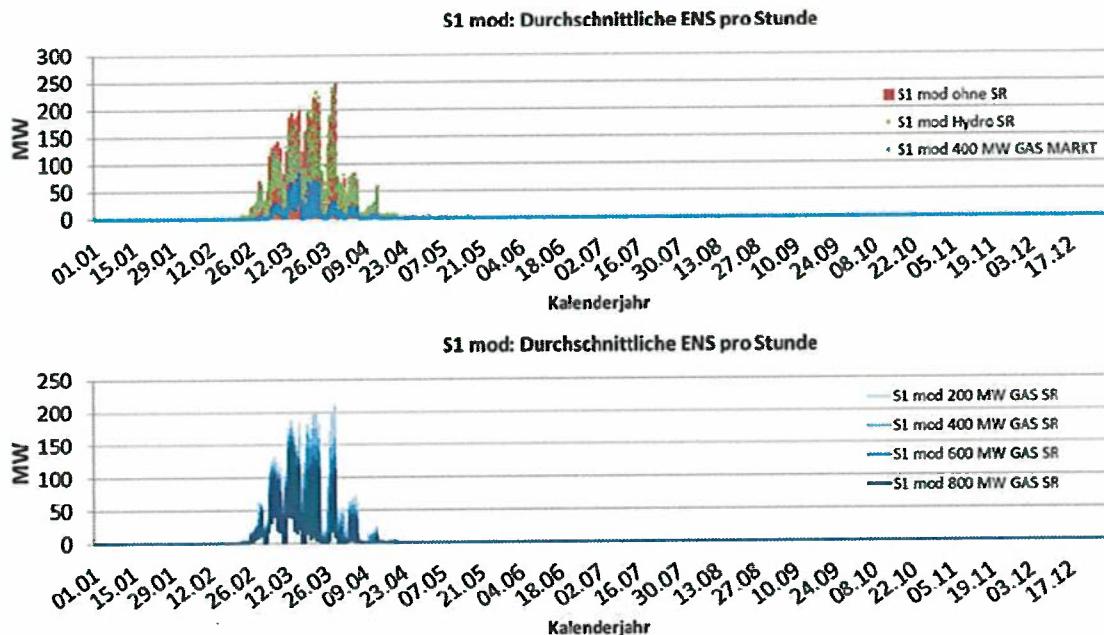


Abbildung 15: Durchschnittliche stündliche ENS im Referenzfall und in 6 Varianten.

- Die durchschnittliche ENS pro Stunde steigt ab Mitte / Ende Februar an bis Ende März, wo sie mit 250 MW ihr Maximum erreicht. Danach sinkt sie, wie auch die LOLP, relativ rapide. Der Grund ist, dass ab April alle französischen Kernkraftwerke, von denen gemäss Szenariodefinition ein Drittel im Winterhalbjahr (Oktober bis und mit März) ausser Betrieb ist, wieder zur Verfügung stehen.
- Die durchschnittliche ENS sinkt nur für den Fall «S1 mod 400 MW GAS MARKT» signifikant gegenüber dem Referenzfall «S1 mod ohne SR».
- Die Fälle «S1 mod 200 MW GAS SR» bis und mit «S1 mod 800 MW GAS SR» senken die durchschnittliche ENS gegenüber dem Referenzfall «S1 mod ohne SR», aber nicht sehr stark.
- Der Fall «S1 mod Hydro SR» weist eine sehr ähnliche durchschnittliche ENS auf wie «S1 mod ohne SR». Vor ca. dem 26.03. ist sie etwas niedriger, und nach dem 26.03. ist sie, auf niedrigem Niveau, zum Teil etwas höher.

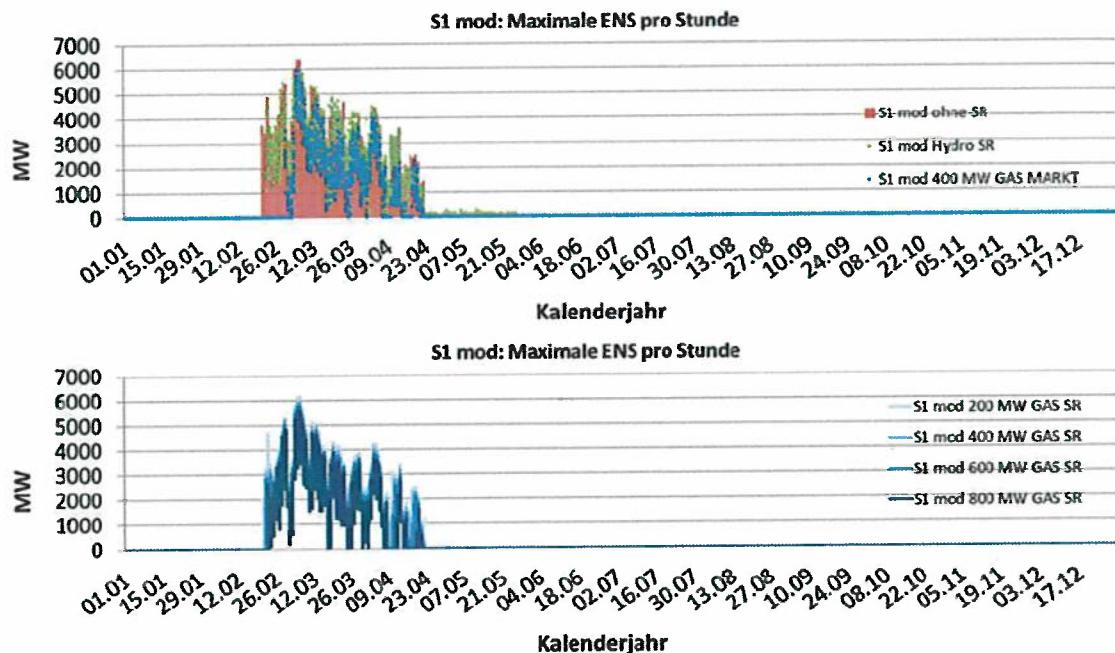


Abbildung 16: Maximale stündliche ENS im Referenzfall und in 6 Varianten.

Die maximale ENS pro Stunde ist diejenige Grösse, die sich in den Varianten am wenigstens ändert: Die Maximalwerte resultieren oft aus Extremereignissen, wie z.B. dem Simultanausfall der beiden Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt während eines ohnehin schon eklatanten Versorgungsengpasses. Abbildung 17 zeigt die Situation im «S1 mod Worst Case»:

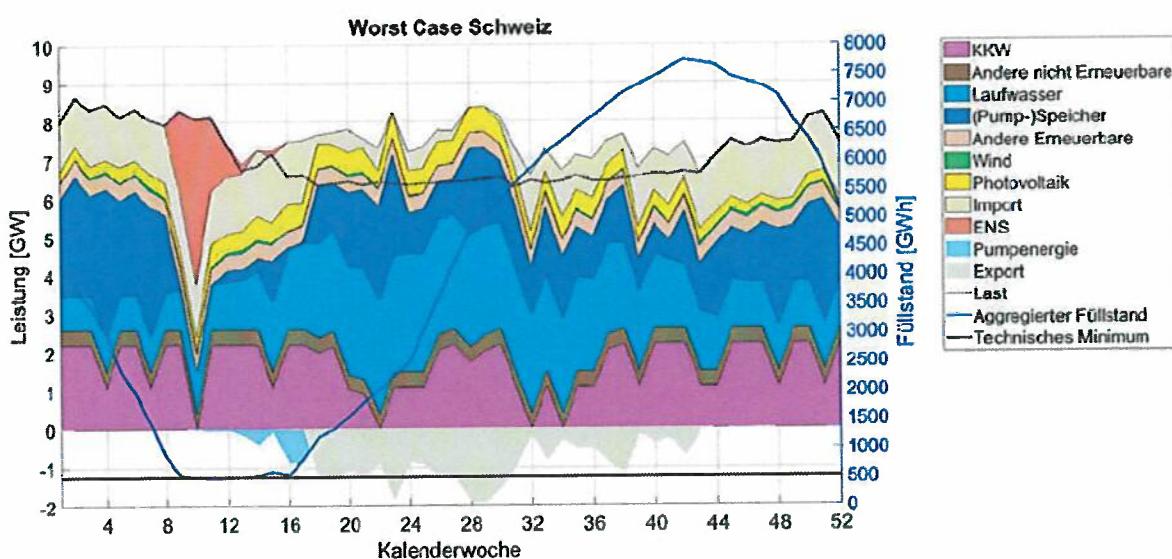


Abbildung 17: Situation in «S1 mod ohne SR Worst Case»

Aufgrund der im Szenario angenommenen extrem niedrigen verfügbaren Importkapazität aus Italien und Österreich (in Summe nahe Null), der niedrigen verfügbaren Importkapazität aus Deutschland und Frankreich (in Summe maximal 1.7 GW), des hohen Redispatch-Einsatzes und der unzureichend ausgebauten PV-Leistung leeren sich die Speicher rasch. Bereits Ende Februar erreicht der Füllstand das technische Minimum bei 500 GWh, und kurz vor Anfang März tritt ENS auf in der Größenordnung von ca. 4 GW, weil die Speicher nicht mehr produzieren können. Wenn in einer derart angespannten Situation im Worst Case die beiden Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen Anfang März (Kalenderwoche 9) zusätzlich ausfallen, verschärft sich die Situation deutlich. In dieser Woche werden die maximalen ENS-Werte von bis zu über 6 GW in Abbildung 6 beobachtet. Die Lage bessert sich etwas, sobald die beiden Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen wieder verfügbar sind, bleibt aber kritisch bis Mitte April, wenn Zufluss in die Becken strömt und wieder Energie zur Verfügung steht.

#### Sensitivität «S1 mod Worst Case ½ RD»:

Das angenommene Redispatch-Volumen von 4.2 TWh, das zu 100% nicht zur Deckung der Last verwendet wird, kann vor dem Hintergrund fehlender Kooperations-Verträge hoch erscheinen. Eine Sensitivität mit dem halben Redispatch-Volumen (2.1 TWh) führt zum Ergebnis, dass die ENS für diesen Fall 1'144 GWh pro Jahr beträgt, gegenüber 1'605 GWh für den Fall mit 4.2 TWh Redispatch-Volumen. Dies ist zwar signifikant tiefer, aber immer noch hoch. Auf den kritischen Zeitraum in den ersten 15 Wochen des Jahres entfallen ca. 1 TWh der 4.2 TWh an Redispatch-Volumen. In der Sensitivität fallen in diesen Wochen somit ca. 500 GWh weniger Redispatch an.

Somit zeigt diese Sensitivität, wie sehr das Schweizer Stromsystem im Stressszenario «S1 mod» am Limit ist: Die zusätzlichen 500 GWh, die somit zur Deckung der Last zusätzlich zur Verfügung stehen, entsprechen in etwa der Reduktion an ENS.

Eine Detailstudie anhand des «S1 mod Worst Case» ergibt, dass eine Leistung von 1000 MW nötig ist, um die ENS im Worst Case komplett zu vermeiden. Im Worst Case ohne zusätzliche Kraftwerke tritt, wie oben beschrieben, zum ersten Mal kurz vor Anfang März ENS auf. Abbildung 18 zeigt die verbleibende ENS und die resultierenden Betriebsstunden der Spitzenlast-Gaskraftwerke in Abhängigkeit von der Anzahl Wochen, die die Kraftwerke in Betrieb sind, bevor im Worst Case ohne zusätzliche Kraftwerke ENS auftritt. Dazu zwei Lesebeispiele:

Lesebeispiel 1: Die Woche 0 auf der Abszisse entspricht derjenigen Woche, in der im Worst Case zum ersten Mal ENS auftritt (Kalenderwoche 9). Laufen die Kraftwerke erst ab dieser Woche 0, verbleiben trotz der zusätzlichen Kraftwerksleistung von 1000 MW immer noch 960 GWh ENS im Worst Case, und die Kraftwerke absolvieren 1'081 Betriebsstunden.

Lesebeispiel 2: Sind die Kraftwerke bereits 4 Wochen vor der Woche, in der ohne die Kraftwerke ENS auftritt, in Betrieb (also ab Kalenderwoche 5), verbleiben mit den Kraftwerken 389 GWh ENS, und die Kraftwerke leisten 1'728 Betriebsstunden.

Die ENS wird komplett vermieden, wenn die Kraftwerke mit 1000 MW bereits ab 7 Wochen vor Eintreten der ENS, also ab Kalenderwoche 2, für 2'232 Stunden in Betrieb sind.

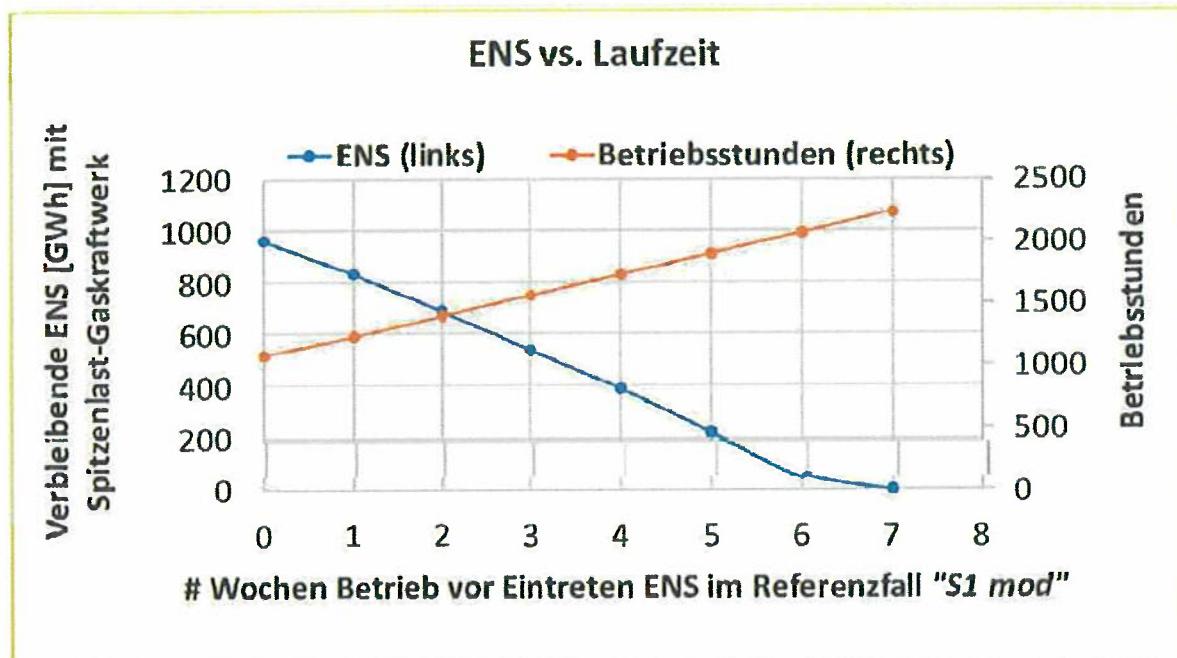


Abbildung 18: Verbleibende ENS im Worst Case bei varierender Anzahl Wochen an Vorlauf. Lesebeispiele und Erläuterungen siehe Text

Die Detailstudie liefert auch Erkenntnisse zum Wechselspiel zwischen den Spitzenlast-Gaskraftwerken und den Speicherseen, Abbildung 1 zeigt in den ersten beiden Bildern, dass die Gaskraftwerke ab Kalenderwoche 2 produzieren, zusätzliche Energie ins System bringen und dadurch Produktion aus den Speicherseen ersetzen.

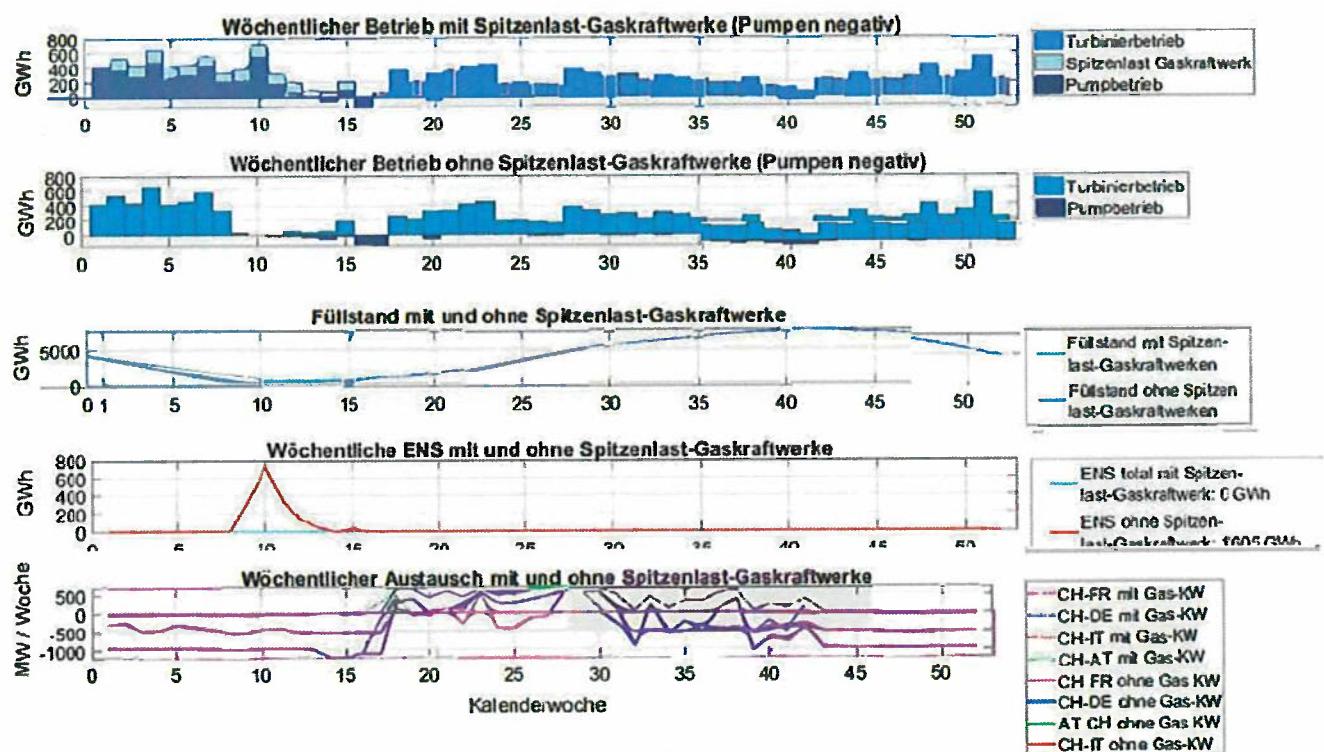


Abbildung 19: Vergleich "S1 mod Worst Case" mit und ohne Spitzenlast-Gaskraftwerke.

Bild 3 zeigt, dass sich durch den Ersatz von Energie aus Speicherseen durch Energie aus Spitzenlast-Gaskraftwerken der Füllstand langsamer senkt. Das führt dazu, dass in Kalenderwoche 10, wenn die beiden Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen unvorhergesehen ausfallen, die Pumpspeicher zusammen mit den Spitzenlast-Gaskraftwerken diese Leistung ersetzen können (Bild 1) und so die ENS komplett vermieden wird (Bild 4). Bild 5 zeigt, dass sich die Austausche mit den Nachbarn in einem derart gestressten System in den kritischen Kalenderwochen 9 bis 15 nicht verändern, weil die Schweiz bereits am Anschlag der geringen zur Verfügung stehenden Grenzkapazität importiert.

#### Warum hilft die strategische Speicherreserve in diesem Szenario kaum?

Die strategische Speicherreserve im Umfang von immerhin 1.1 TWh zeigt in den Adequacy-Berechnungen zu «S1 mod» so gut wie keine Wirkung. In keiner Ziehung verhindert die Speicherreserve die ENS vollständig. Im Durchschnitt geht die ENS lediglich von 69 auf 66 GWh/a zurück (P95 von 775 auf 696 GWh/a). Warum ist dies so?

In den Fällen mit ENS ist das System in der Schweiz typischerweise komplett am Limit. Der Import ist dann während längerer Zeit praktisch kontinuierlich am Maximum. Dieses Maximum ist aufgrund der Annahmen im Szenario «S1 mod» sehr niedrig (ca. 1.6 GW, siehe Abschnitt 3.3). Auch wenn der Import also länger auf diesem sehr niedrigen Maximum verharrt, werden die Speicherseen entleert, unabhängig davon, ob ein Teil davon eine strategische Speicherreserve ist. Es gilt immer: Die Produktion der Schweizer Speicher-kraftwerke entspricht dem Verbrauch der Schweiz abzüglich sonstiger Produktion in der Schweiz und abzüglich Importe. Dadurch entwickelt sich die Füllstandskurve mit und ohne strategische Speicherreserve praktisch identisch. Ohne strategische Speicherreserve funktioniert der Markt länger, mit dem nicht reservierten Wasser kann der Markt ENS länger verhindern. Wenn das für die Speicherreserve reservierte Wasser dem Markt entzogen wurde, schliesst der Markt schon früher nicht mehr.

Das verwendete Adequacy-Modell versucht, der historischen Füllstandskurve (korrigiert um die Speicherreserve) zu folgen. In den Fällen mit Knappheit gelingt dies typischerweise nicht, da der Import nicht erhöht werden kann.

Zur Illustration zeigt die folgende Abbildung den totalen Import in die Schweiz und den totalen NTC für die Worst-Case-Ziehung:

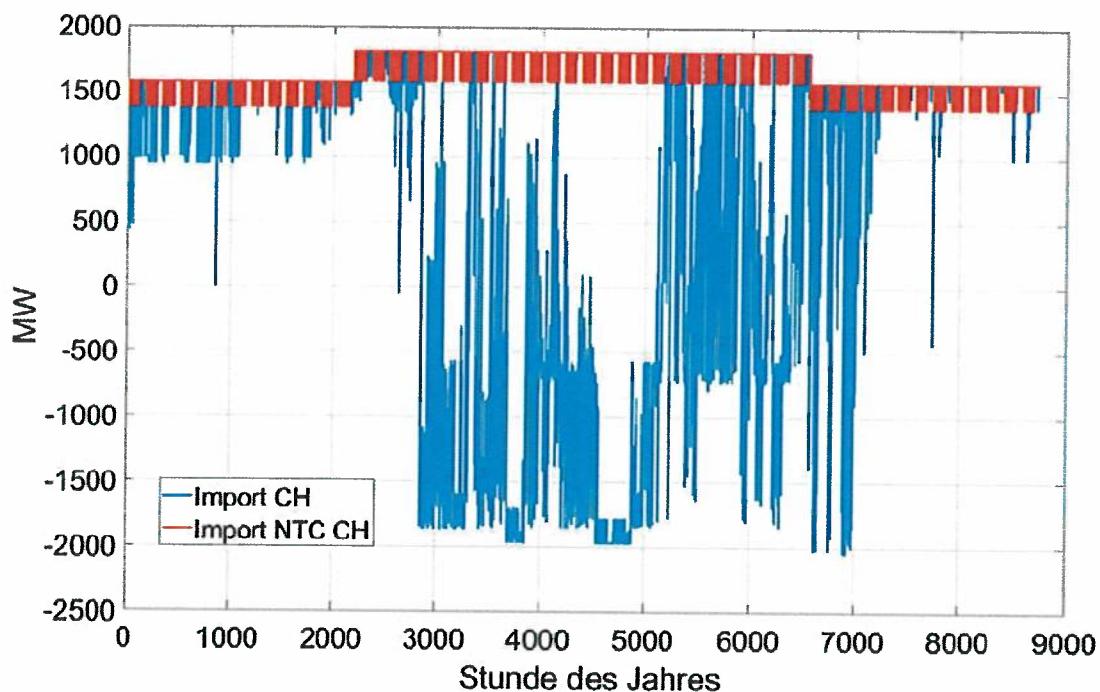


Abbildung 20: Vergleich des totalen Importes der Schweiz mit dem NTC

Abbildung 20 zeigt: Der Import in Q4 nutzt den zur Verfügung stehenden NTC meist aus. In Q1 ist dies nicht immer der Fall, weil der NTC aus FR nicht immer ausgenutzt wird. Dies kommt daher, dass FR gleichzeitig ENS hat und daher nicht liefern kann.

Vereinfachend kann gesagt werden:

- Wenn das Schweizer System über längere Zeit am Limit ist, wenn also eine strukturelle Energieknappheit herrscht, bringt eine strategische Speicherreserve keinen relevanten Zusatznutzen.
- Wenn das Schweizer System über längere Zeit nicht am Limit ist, ist die strategische Speicherreserve nicht notwendig.

Es bleibt möglich, dass in einem Grenzfall die strategische Speicherreserve ein kurzfristiges Problem (z.B. Ausfall eines für den Import wichtigen Netzelements während einiger Tage) überbrücken könnte. Ebenfalls bleibt es denkbar, dass ein radikaler Ansatz wie z.B. das explizite Vorschreiben von datumsabhängigen Mindestfüllständen andere Ergebnisse zeigen würde. Wenn so die Speicherproduktion radikal verschoben werden könnte, bleibt es denkbar, dass ein Nutzen entstünde. Dies würde aber eine völlige Umstellung des Marktdesigns bedeuten, von einem «Markt» könnte kaum noch gesprochen werden.

## 5 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die vorliegende Analyse für das Jahr 2025 ist eine Auftragsstudie für die ElCom. Sie basiert auf den in der *Frontier-Studie* getroffenen Annahmen. Die Analyse führt zu folgenden Schlüssen:

- Die strategische Speicherreserve bringt keine zusätzliche Energie in das System. Sie ist somit kein geeignetes Instrument, um ein strukturelles Energie-Defizit, wie es im betrachteten Stressszenario unterstellt wird, zu beseitigen.

- Spitzenlast-Gaskraftwerke können einen substanzialen Beitrag zur Stärkung der Versorgungssicherheit im definierten Stressszenario leisten. Allerdings hängt dieser Beitrag sehr von der Betriebsweise ab. Nur eine genügend lange Vorlaufzeit erlaubt es Spitzenlast-Gaskraftwerken mit moderaten zusätzlichen Produktionskapazitäten, einen substanzialen Beitrag zu leisten.
- Eine Detailstudie zeigt, dass Spitzenlast-Gaskraftwerke mit einer Leistung von 1000 MW die im untersuchten Worst Case auftretende ENS von 1'605 GWh komplett vermeiden können. Dazu benötigen sie eine Vorlaufzeit von 7 Wochen und produzieren etwas mehr als 2'200 Stunden pro Jahr, meist unter Vollast (Produktion: 1'925 GWh).

## 6 Mögliche Standorte für den Anschluss eines Gaskraftwerks

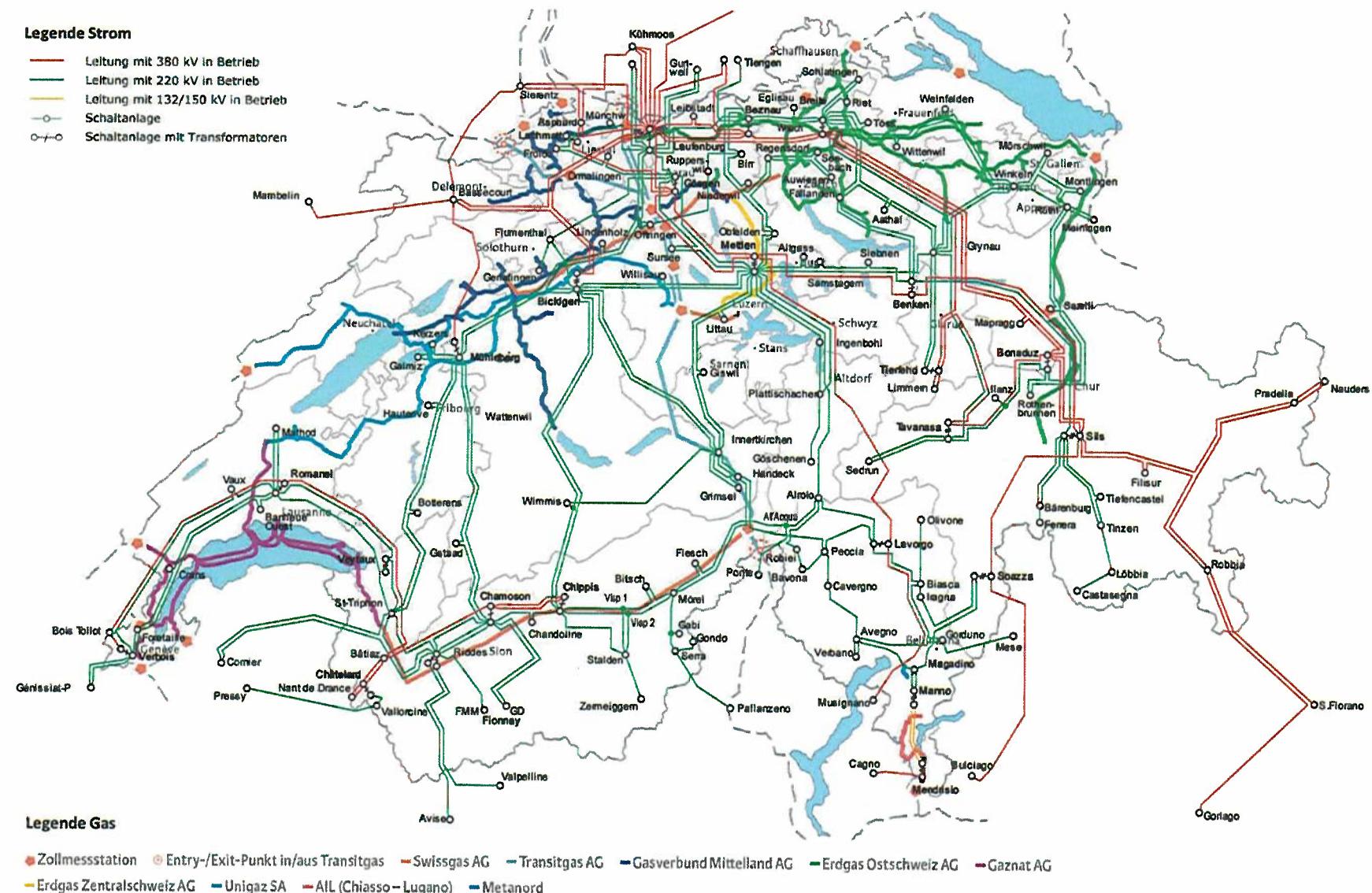
### 6.1 Grundsätzliche Fragestellung und Ausgangslage

### 6.2 Betrachtete und nicht betrachtete

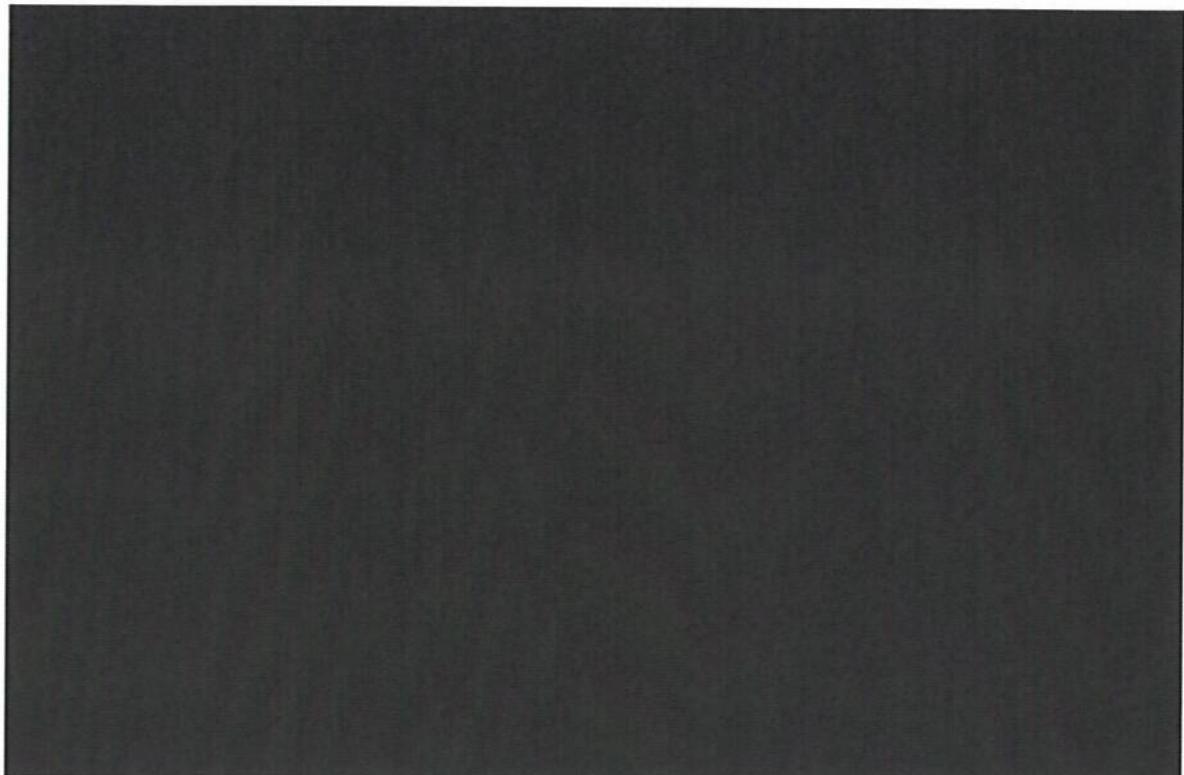
### 6.3 Kriterien für betrachtete

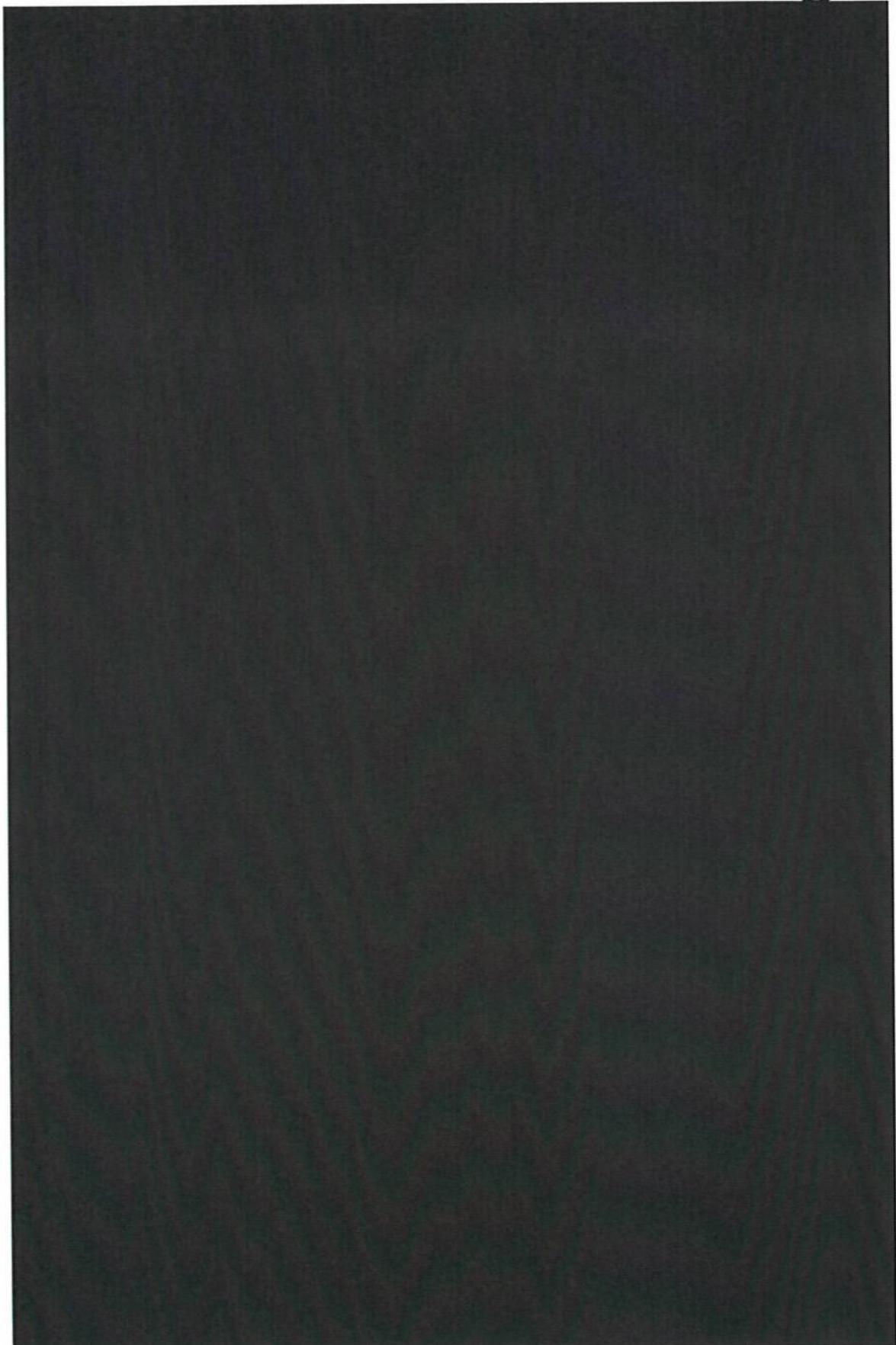


Abbildung 21: Gas- und elektrisches Netz

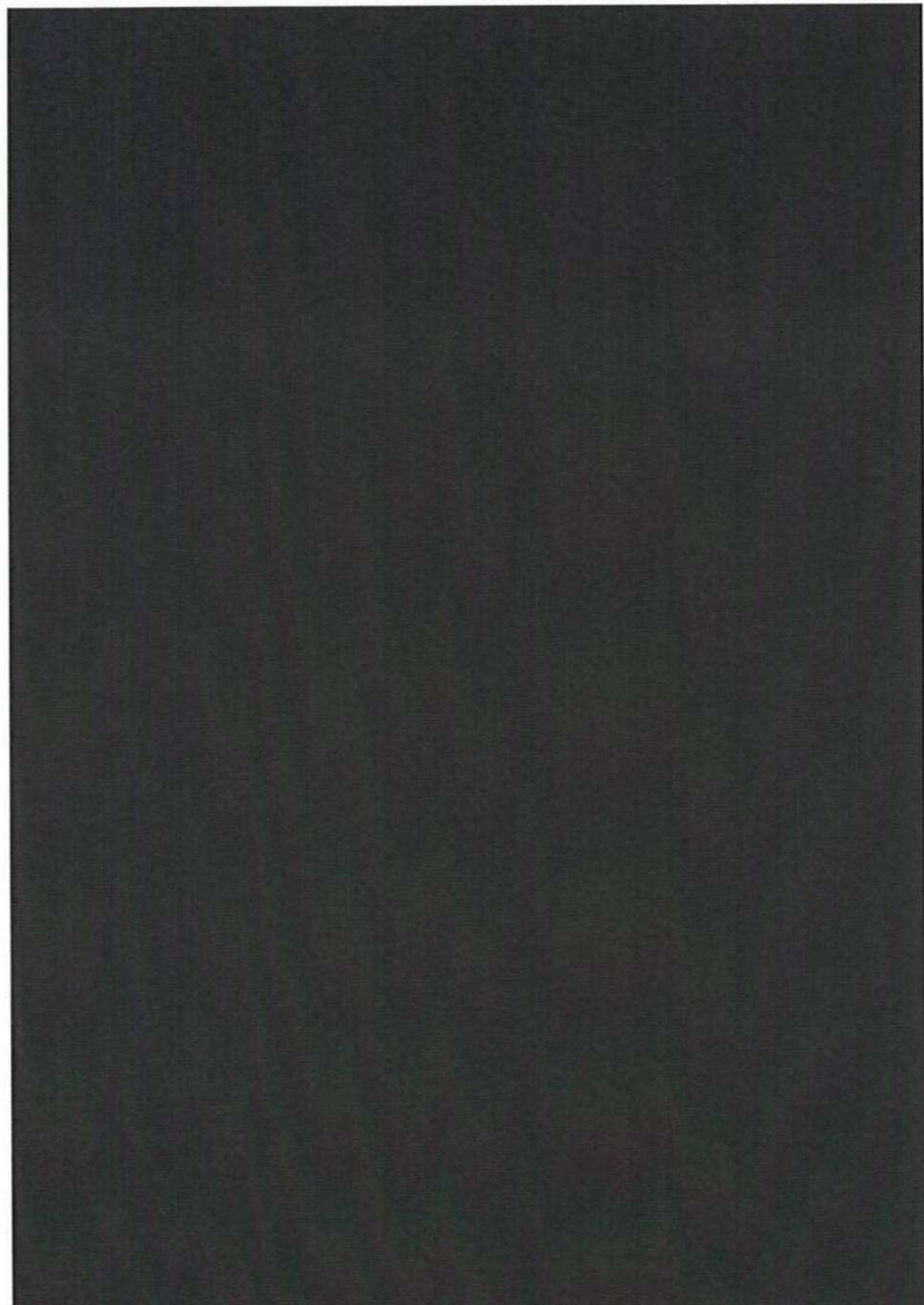


Quellen: Swissgas / die Volkswirtschaft / Swissgrid









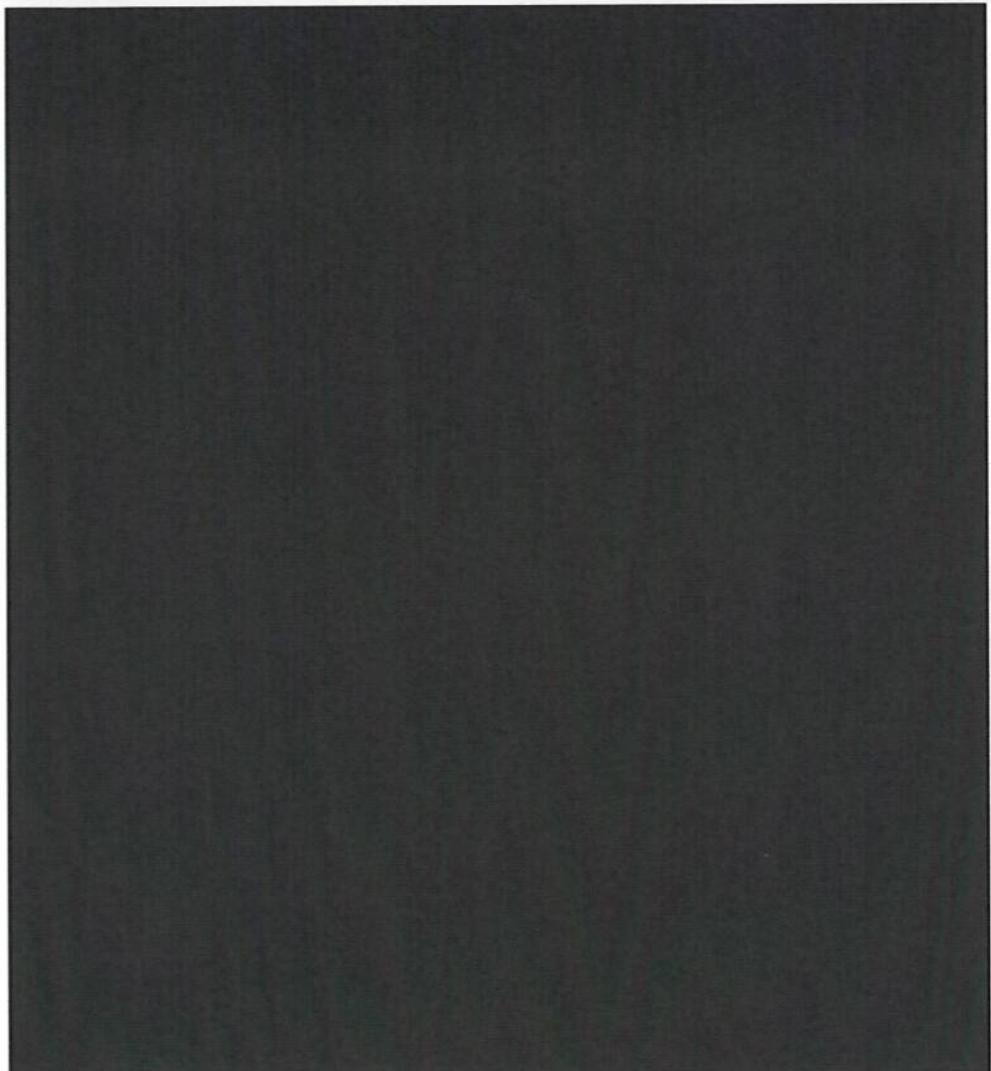
[REDACTED]

[REDACTED]

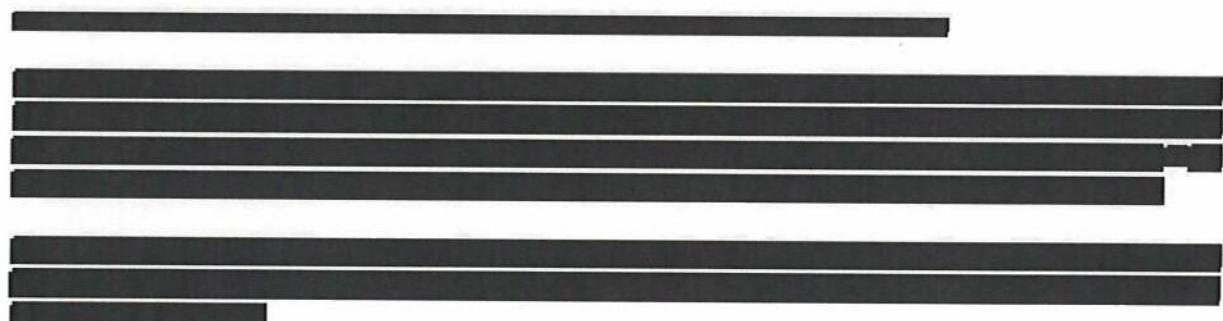
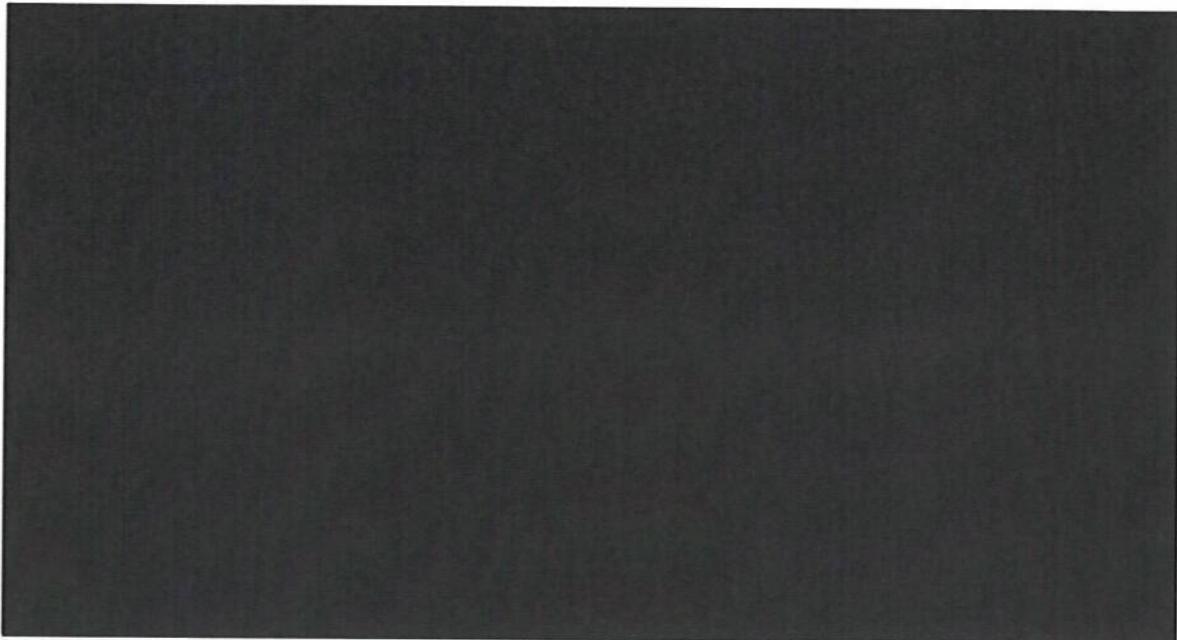
## 7 PSTs an den Grenzleitungen

Parallel zu den Überlegungen zu einem Gas-KW hat die EICOM mit Unterstützung der Swissgrid auch einen Bericht zu möglichen kurz- und mittelfristigen Massnahmen veröffentlicht. Eine dieser Massnahmen hat sich im Rahmen der Diskussionen und Untersuchungen zum Gas-KW als vielversprechend herausgestellt, um unerwünschte Flüsse im Schweizer Netz zu reduzieren. Ziel dieser Lösung ist es, den durch unerwünschte Ströme verursachten Redispatch zu reduzieren. Ein geringeres Redispatch-Volumen wird einen Teil der

Energie in der Schweiz halten und somit die Anzahl der ENS-Stunden reduzieren. Seit der Einführung des Flow Based Market Coupling in der CWE-Region sind starke unerwünschte Ströme [REDACTED]  
zu beobachten. [REDACTED]  
[REDACTED]



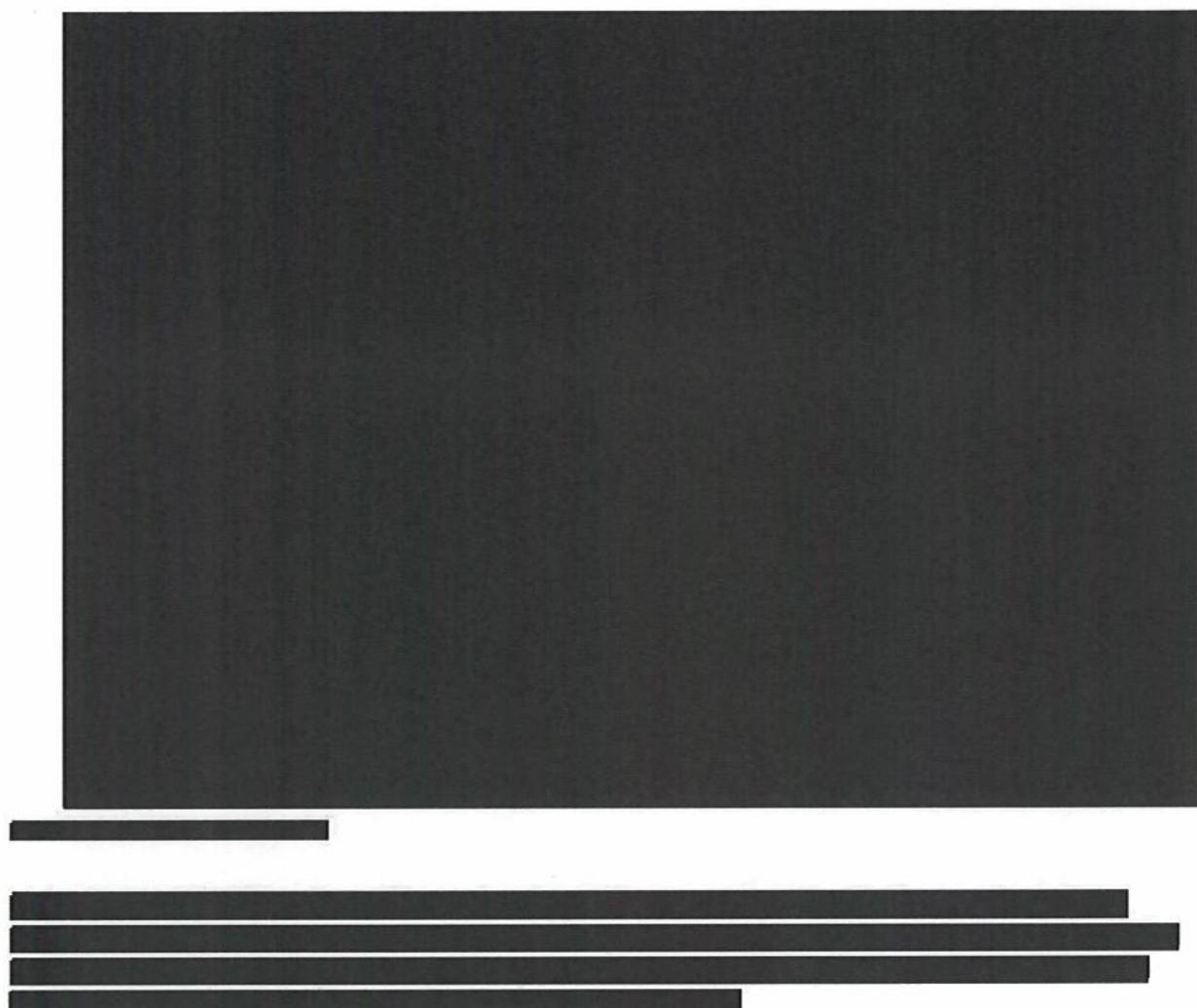
Ein grosser Teil der AT-BE-DE→FR-Handelsströme, ungefähr 20%-30%, fliest von Deutschland über das Schweizer Netz nach Frankreich. Einer der Hauptgründe dafür ist die geringe Zahl der Grenzleitungen zwischen Deutschland und Frankreich. [REDACTED]



Sollte FBMC gemäss Szenario 1 der *Frontier-Studie* ohne angemessene Berücksichtigung des Schweizer Netzes auf Italien ausgedehnt werden, würde in einzelnen Stunden auch der Austausch FR → IT zu erhöhten ungeplanten Flüssen [REDACTED] führen. Auch für diese Stunden würden diese PSTs helfen, die Netzsicherheit gewährleisten zu können.

Eine Reduktion der ungewollten Flüsse durch die Schweiz wird durch eine Entlastung der Netzelemente zu einer Reduktion der Wirkverluste führen. Wenn die Netzsicherheit gewährleistet ist, können diese PSTs als Nebeneffekt für eine Minimierung der Verluste genutzt werden.





Solche PSTs würden die Netzsicherheit insbesondere auch im Szenario 1 der *Frontier-Studie* stark unterstützen. Ein gewisser Nutzen ergibt sich auch für die Adequacy. Allerdings kann dieser mit den aktuell zur Verfügung stehenden Daten nicht zuverlässig quantifiziert werden. Es ist aber anzunehmen, dass der Nutzen nicht allzu hoch ist. Typischerweise wird im kritischen Szenario 1 die Importkapazität der Schweiz weniger durch Schweizer Engpässe limitiert, sondern durch ausländische Engpässe in Erfüllung des 70%-Kriteriums. Durch die Gewährleistung der Netzsicherheit wird aber das Kriterium «ungeplante Flüsse» in der Standortauswahl des Gas-KW weniger wichtig.

## Abkürzungen und Definitionen

ATC	Available Transfer Capacity
BFE	Bundesamt für Energie
CEP	Clear Energy Package
CWE	Central Western Europe
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
ENS	Energy Not Supplied
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators Gas
EU	Europäische Union

F_max	Thermische Kapazität eines Netzelements
FBMC	Flow-based market coupling
FRM	Flow Reliability Margin
PECD	Pan European Climate Database
PST	Phase Shifter Transformer
PTDF	Power transfer distribution factor
MAF	Midterm Adequacy Forecast
MCCC	Margin for Coordinated Capacity Calculation
minRAM	Minimal Remaining Availability Margin
MNCC	Margin for non-Coordinated Capacity Calculation
NTC	Net Transfer Capacity
TRM	Transfer Reliability Margin
TSO	Transmission System Operator
TTC	Total Transfer Capacity
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
WASTA	Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz

## Literaturverzeichnis

- [1] *System Adequacy 2025*. Eidgenössische Elektrizitätskommission, 2018
- [2] Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050. Bundesamt für Energie, 2019
- [3] *Studie Winterstrom Schweiz*. Bundesamt für Energie, 2019
- [4] *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2018*. Bundesamt für Energie, 2019
- [5] *Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2019*. Bundesamt für Energie, 2019
- [6] *Mid-term Adequacy Forecast 2019 edition*. ENTSO-E, 2019. Abrufbar unter <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

**Datum:** 30. November 2021

**Ort:** Bern

**Auftraggeber:**

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom  
Christoffelgasse 5  
CH-3003 Bern  
[www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch)

**Auftragnehmer:**

AFRY Schweiz AG  
Herostrasse 12  
CH-8048 Zürich

**Autor:**

AFRY



# Studie Spitzenlast-Kraftwerk

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom

Schlussbericht

115006046

30 November 2021

## Bericht

Verantwortlich für den Inhalt

**Peter Wurche**

Adresse

AFRY Schweiz AG, Herostrasse 12, CH-8048 Zürich

Mobil

+41 76 368 8159

Email

peter.wurche@afry.com

Projektnummer

**115006046**

Projektnummer

**115006046**

Kunde

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom

## Schlussbericht (Anlagenkonzept)

## Versionsüberblick

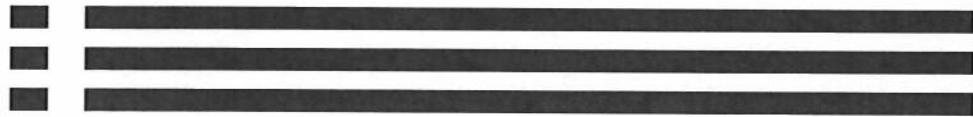
Ver. 0	Erstausgabe	Erstellt am 14/11/2021	Visum SAS/FH/WUJ	Geprüft am 30/11/2021	Visum WUJ
-----------	-------------	---------------------------	---------------------	--------------------------	--------------

## Inhaltsverzeichnis

Definitionen und Abkürzungen.....	109
Zusammenfassung.....	111
1 Einleitung und Aufgabenstellung.....	116
2 Technische Projektgrundlagen.....	117
2.1 Auslegungsfall .....	117
2.1.1 Anlagenleistung .....	117
2.1.2 Anlagendynamik .....	120
2.1.3 Schwarzstart-Fähigkeit .....	121
2.2 Betriebsarten («Use-cases»).....	121
2.2.1 Präventiver Einsatz - Betriebsart für die Auslegung .....	121
2.2.2 Optionale, weitere Betriebsarten .....	122
2.3 Brennstoff .....	123
2.3.1 Bevorzugter Brennstoff .....	123
2.3.2 (Zukünftiger) Ersatzbrennstoff.....	124
2.3.3 Versorgungskonzept für bevorzugten Brennstoff .....	128
2.3.4 Versorgungskosten Erdgas .....	132
2.3.5 Schlussfolgerungen für den bevorzugten Brennstoff .....	135
2.4 Umweltanforderungen.....	136
2.4.1 Anzuwendendes (Umwelt-)Recht und Standards .....	136
2.4.2 Emission von CO <sub>2</sub> .....	136
2.4.3 Emissionen von sonstigen Schadstoffen in die Atmosphäre.....	137
2.4.4 Luftqualität.....	139
2.4.5 Abwasser .....	139
2.4.6 Frischwasser.....	140
2.4.7 Lärmpegel.....	140
2.5 Zusammenfassung der technischen Projektgrundlagen.....	141
3 Technologieauswahl.....	143
3.1 Technologieüberblick .....	143
3.1.1 Stationäre Verbrennungsmotoren.....	143
3.1.2 Aeroderivative Gasturbinen .....	146
3.1.3 Schwere Gasturbinen.....	148
3.2 Bewertung und Auswahl der Anlagentechnologie .....	154
3.2.1 Auswahlkriterien und Bewertung .....	157
3.2.2 Bewertung und Auswahl.....	160
4 Anlagengrundkonzept .....	161

4.1	Standortbedingungen .....	161
4.1.1	Brennstoffeigenschaften.....	161
4.1.2	Umgebungsbedingungen .....	163
4.2	Gasturbine mit Nebenanlagen .....	164
4.2.1	Gasturbinensatz.....	164
4.2.2	Luftansaugung.....	164
4.2.3	Nebensysteme .....	164
4.3	Abgasreinigung .....	165
4.4	Erdgassystem (Brennstoffversorgung) .....	167
4.5	Heizölsystem (Option) .....	167
4.5.1	Ölentladung.....	168
4.5.2	Öllager .....	168
4.5.3	Ölverteilung .....	169
4.6	Kühlsystem .....	169
4.7	Wassersysteme.....	169
4.8	Elektrische Anlagen .....	170
4.9	Leittechnik .....	171
4.10	Aufstellungsplanung .....	172
4.11	Wärme und Massebilanzen (Kraftwerk) .....	177
4.12	Umweltaspekte .....	185
4.12.1	Emissionen in die Luft.....	185
4.12.2	Lärm .....	189
4.12.3	Abwasser .....	190
4.13	Machbarkeit weiterer Use-cases .....	190
4.13.1	Ausgleichsenergie kurativ.....	191
4.13.2	Spannungshaltung .....	191
4.14	Umbau zum Kombikraftwerk.....	192
5	Standortauswahl .....	197
5.1	Methodik.....	197
5.1.1	[REDACTED]	
5.1.2	Identifikation denkbarer Standorte .....	198
5.1.3	Evaluation der denkbaren Standorte .....	202





## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 0-1 Mögliche Technologien.....	112
Abbildung 0-2 Ergebnis Technologieauswahl .....	112
Abbildung 0-3: Übersicht denkbare Standorte .....	114
Abbildung 2-1: Übersicht zur Umwandlung Biomasse in Biobrennstoff.....	125
Abbildung 2-2 Schweizer Gasversorgungskosten für Grossverbraucher (Leistungs- und Energiekomponente zusammengerechnet) (Quelle: Preisüberwacher 2021).....	133
Abbildung 2-3 Weltbank Projektion: Erdgas Preisvorhersage, Weltbank (Quelle: AFRY, basiert auf Daten World Bank April 2021 Commodity Price Forecast).....	135
Abbildung 3-1 Gasmotor (Quelle: MAN Energy Solutions, V51/60G) .....	144
Abbildung 3-2 Gasmotorenkraftwerk (Quelle: Wärtsilä) .....	145
Abbildung 3-3 Aeroderivative Gasturbine (Quelle: GE, LM6000) .....	147
Abbildung 3-4 E-Klasse Gasturbine mit offenem Gehäuse (Quelle: Ansaldo Energia, AE94.2).....	149
Abbildung 3-5 F-Klasse Gasturbine mit offenem Gehäuse (Quelle: Mitsubishi Power, M701F) .....	151
Abbildung 3-6 H-Klasse Gasturbine (Quelle: Siemens, SGT5-8000H).....	153
Abbildung 3-7 Anlagenkonfigurationen mit 500 MW ±100 MW.....	155
Abbildung 4-1: Anordnung SCR für Simple Cycle .....	166
Abbildung 4-2 750 MW Gasturbinenkraftwerk mit SCR (NRG Marsh Landing, USA)..	167
Abbildung 4-3 Aufstellungsplan, Erdgas.....	173
Abbildung 4-4 Aufstellungsplan, Heizöl .....	174
Abbildung 4-5 Aufstellungsplan mit Flächen .....	175
Abbildung 4-6 Wärmeschaltbild Erdgasbetrieb.....	180
Abbildung 4-7 Wärmeschaltbild Heizölbetrieb .....	181
Abbildung 4-8 Massenströme (Erdgas), Stundenwerte.....	182
Abbildung 4-9 Massenströme (Heizöl), Stundenwerte.....	183
Abbildung 4-10 Massenströme (Heizöl), Tageswerte .....	184
Abbildung 4-11 Synchronkupplung (Quelle: RENK-MAAG GmbH, Kupplung Typ HS)	191

Abbildung 4-12 Vereinfachtes Schema der Anlage mit Erweiterung zur Kombianlage	193
Abbildung 4-13 Wärmeschaltbild der Anlage mit Erweiterung zur Kombianlage.....	194
Abbildung 4-14 Massenströme mit Erweiterung zur Kombianlage.....	195
Abbildung 4-15 Aufstellungsplan, Erdgas, Erweiterung zur Kombianlage.....	196
Abbildung 5-1: Schweizer Erdgas-Transportnetz (p > 5 bar; Quelle: VSG).....	199
Abbildung 5-2: [REDACTED]	201
Abbildung 5-3: Ablauf der Standortsuche und Priorisierung .....	203
Abbildung 5-4: Übersicht denkbare Standorte .....	212
Abbildung 5-5: Legende für Karten .....	212
Abbildung 8-1: Denkbarer Zeitplan .....	264
Abbildung 9-1 Vereinfachtes Fliessschema E-Klasse Kombianlage .....	266
Abbildung 9-2 Wärmeschaltbild E-Klasse Kombianlage .....	268
Abbildung 9-3 Massenströme E-Klasse Kombianlage .....	268
Abbildung 9-4 Spezifische Massenströme E-Klasse Kombianlage .....	269
Abbildung 9-5 Vereinfachtes Fliessschema F-Klasse Kombianlage .....	271
Abbildung 9-6 Wärmeschaltbild F-Klasse Kombianlage, Betrieb mit Erdgas .....	273
Abbildung 9-7 Massenströme F-Klasse Kombianlage, Betrieb mit Erdgas .....	273
Abbildung 9-8 Spezifische Massenströme F-Klasse Kombianlage, Betrieb mit Erdgas	274
Abbildung 9-9 Wärmeschaltbild F-Klasse Kombianlage, Betrieb mit Heizöl .....	276
Abbildung 9-10 Massenströme F-Klasse Kombianlage, Betrieb mit Heizöl.....	276
Abbildung 9-11 Spezifische Massenströme F-Klasse Kombianlage, Betrieb mit Heizöl .....	277

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 0-1: Zusammenfassung der technisch relevanten Projektgrundlagen .....	111
Tabelle 2: Rangfolge nach Standortevaluation .....	114
Tabelle 2-1: In Frage kommende Technologien .....	120
Tabelle 2-2: Wasserstoff-Farbenlehre und Herstellung.....	127
Tabelle 2-3: Zulässige CO-Emissionen (LRV, Anhang 2, Ziffer 834).....	138
Tabelle 2-4: Zulässige NO <sub>x</sub> -Emissionen (LRV, Anhang 2, Ziffer 836).....	138
Tabelle 2-5: Emissionsgrenzwerte für stationäre Verbrennungsmotoren .....	139
Tabelle 2-6: Belastungsgrenzwerte Lärm gemäss Anhang 6, LSV.....	140
Tabelle 2-7: Zusammenfassung der technisch relevanten Projektgrundlagen .....	141
Tabelle 3-1 Technische Daten grosse Gasmotoren .....	144
Tabelle 3-2 Technische Daten grosse Aeroderivative Gasturbinen .....	146
Tabelle 3-3 Technische Daten E-Klasse Gasturbinen (>100 MW).....	148
Tabelle 3-4 Technische Daten F-Klasse Gasturbinen.....	150
Tabelle 3-5 Technische Daten H-Klasse Gasturbinen mit Referenzen .....	152
Tabelle 3-6 Technische Daten H-Klasse Gasturbinen ohne Referenzen.....	152
Tabelle 3-7 Zusammenfassung Anlagendaten der Technologieoptionen .....	156
Tabelle 3-8 Bewertung der Anlagenkosten .....	157
Tabelle 3-9 Bewertung der Redundanz .....	158
Tabelle 3-10 Bewertung des Wärmeverbrauchs .....	159
Tabelle 3-11 Bewertung Umbau zur Kombianlage .....	159
Tabelle 3-12 Gewichtungsfaktoren für die Technologieauswahl .....	160
Tabelle 3-13 Bewertung Technologieauswahl .....	160
Tabelle 4-1 Erdgaseigenschaften .....	162
Tabelle 4-2 Heizöleigenschaften .....	163
Tabelle 4-3 Betriebspunkte für das Anlagenkonzept .....	163
Tabelle 4-4 Ammoniakverbrauch (Betrieb mit Erdgas).....	166
Tabelle 4-5 Auslegung Öllager.....	169

Tabelle 4-6 Platzbedarf der Anlage.....	176
Tabelle 4-7 Leistungsdaten mit Erdgas .....	177
Tabelle 4-8 Leistungsdaten mit Heizöl .....	178
Tabelle 4-9 Worst-case Abschätzung der Verbräuche über die Lebensdauer des Kraftwerks (2 Anlagen) .....	179
Tabelle 4-10 Emissionen für den Betrieb mit Erdgas.....	187
Tabelle 4-11 Emissionen für den Betrieb mit HEL.....	188
Tabelle 4-12 CO <sub>2</sub> -Emissionen .....	189
Tabelle 5-1: Von Swissgrid [REDACTED] .....	198
Tabelle 5-2: [REDACTED] [REDACTED] .....	202
Tabelle 5-3: Liste der denkbaren Standorte .....	211
Tabelle 4: Rangfolge nach Standortevaluation .....	248
Tabelle 5 Erreichte Punktzahl Einzelkriterien .....	249
Tabelle 6-1 Kostenaufschlüsselung Anlagenkosten .....	253
Tabelle 6-2 Kostenaufschlüsselung Investitionskosten .....	254
Tabelle 6-3 Mehrkosten für Betrieb mit Heizöl statt Erdgas .....	255
Tabelle 6-4 Arbeitskosten .....	257
Tabelle 6-5 Fixkosten .....	258
Tabelle 6-6 Variable Betriebskosten .....	258
Tabelle 6-7 Fixkosten mit Heizöl (je Anlage) .....	260
Tabelle 6-8 Variable Betriebskosten mit Heizöl .....	260
Tabelle 9-1 Investitionskosten E-Klasse Kombianlage.....	270
Tabelle 9-2 Fixkosten Betrieb E-Klasse Kombianlage .....	270
Tabelle 9-3 Variable Kosten Betrieb E-Klasse Kombianlage .....	270
Tabelle 9-4 Investitionskosten F-Klasse Kombianlage, Erdgas .....	278
Tabelle 9-5 Fixkosten Betrieb F-Klasse Kombianlage, Erdgas.....	278
Tabelle 9-6 Variable Kosten Betrieb F-Klasse Kombianlage, Erdgas .....	278

Tabelle 9-7 Investitionskosten F-Klasse Kombianlage, Heizöl ..... 279

Tabelle 9-8 Fixkosten Betrieb F-Klasse Kombianlage, Heizöl..... 279

Tabelle 9-9 Variable Kosten Betrieb F-Klasse Kombianlage, Heizöl ..... 279

## Definitionen und Abkürzungen

Abkürzung	Steht für	Bemerkung
AC	Wechselstrom	«Alternating Current»
AE	Ausgleichsenergie	
AFRY	AFRY Schweiz AG	
AHK	Abhitzekessel	
AIS	Air Insulated Switchgear	Luftisolierte Schaltanlage
Anlage	In dieser Studie ist damit immer die Erzeugungs-leistung von 500 MW an einem Standort gemeint	s. auch «Kraftwerk»
BDR	Bericht Projektgrundlagen	«Base Data Report»
BG	Bilanzgruppe	
BOP	Balance of Plant	Alle unterstützenden Komponenten und Hilfssysteme eines Kraftwerks, die zur Bereitstellung der Energie benötigt werden, mit Ausnahme der Erzeugungseinheit selbst.
BP	Betriebspunkt	
DC	Gleichstrom	«Direct Current»
DCS	Distributed Control System	Verteiltes Prozessleitsystem
DT	Dampfturbine	
DTG	Dampfturbinengenerator	
DTK	Dampfturbinen-Kraftwerk	
EHS	Emissionshandelssystem (der Schweiz)	Seit 2020 verknüpft mit dem EHS der EU
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission	
ENS	Nichtgelieferte Energie	«Energy Not Supplied»
GKK	Gas-(und Dampfturbinen-)Kombi-Kraftwerk	Auch als Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) bekannt
GIS	Gas Insulated Switchgear	Gasisolierte Schaltanlage
GSchV	(Schweizer) Gewässerschutzverordnung	Stand: 1.1.2021
GT	Gasturbine	
GTK	Gasturbinen-Kraftwerk	
GW	Gigawatt (1'000 MW)	
HEL	Heizöl Extra Leicht	Siehe DIN 51603-1
KKW	Kernkraftwerk	
KOM	Kick-off Meeting	
Kraftwerk	In dieser Studie ist damit immer die kumulierte Erzeugungs-leistung von 1'000 MW an mehr als einem Standort gemeint	s. auch «Anlage»

Abkürzung	Steht für	Bemerkung
LOLE	Loss Of Load Expectation (Anzahl Stunden pro Jahr mit ENS)	
LRV	(Schweizer) Luftreinhalteverordnung	Stand: 1.1.2022
LSV	(Schweizer) Lärmschutz-Verordnung	Stand: 1.7.2021
MKW	Motorisches Kraftwerk	stationäre Verbrennungsmotoren
MW	Megawatt	
NA	Nicht relevant	«Not Available»
NTC	Kommerziell nutzbare Grenz(transfer)kapazität	«Net Transfer Capacity»
PRE	Primäre Regelenergie	
RD	Redispatching	
RZ	Regelzone	
SDL	System-Dienstleistungen	Umfasst TRE, SRE und PRE
SRE	Sekundäre Regelenergie	
SWG	Swissgrid	
TRE	Tertiäre Regelenergie	
TSO	Betreiber des ÜN	«Transmission System Operator»; für die Schweiz = Swissgrid
ÜN	Übertragungsnetz	Swissgrid Ebene 1
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung	
VZS	Vollzeitstelle	

## Zusammenfassung

Die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) wurde vom Bundesrat beauftragt, ein Kraftwerk-Konzept zu erstellen, welches die Sicherheit des Schweizer Stromübertragungsnetzes auch in ausserordentlichen Notsituationen gewährleistet.

In dieser Studie waren zunächst die technisch relevanten Projektgrundlagen zusammen zu tragen, mit denen es dann möglich wurde, die zentralen Anforderungen an das Kraftwerk zu definieren. Aus diesen konnten dann die für die Auslegung zentralen Parameter - elektrische Leistung und erforderliche Anfahr- sowie Regeldynamik - festgelegt werden.

Obwohl es die erkennbare Intention des Auftraggebers ist, ein fossil-thermisches Kraftwerk für den Brennstoff Erdgas zu konzipieren, haben wir auch den Brennstoff Heizöl Extra Leicht (HEL) als zumindest mögliche Alternative mit untersucht. Dies deswegen, weil es während des sehr kurzen Bearbeitungszeitraums von wenigen Monaten nicht machbar war, für alle denkbaren Standorte mit ausreichender Sicherheit (in Vorverhandlungen mit der Gaswirtschaft zu erzielen) abzuklären, ob die erforderliche Gasnetzkapazität verfügbar gemacht werden kann. Deshalb wurde das technische Konzept für die Realisierung mit entweder Erdgas oder(!) HEL entwickelt, wobei der Fokus auf den Betrieb mit Erdgas gelegt wurde.

Neben der technischen Konzeption des Kraftwerks, war es auch notwendig, denkbare Standorte zu identifizieren und hinsichtlich ihrer grundsätzlichen Eignung für das Vorhaben zu bewerten.

sucht, welche zuvor von Swissgrid für diesen Zweck qualifiziert wurden. Dieser Suchansatz drängte sich auch aus genehmigungsrechtlichen Abwägungen (s. Berichtsteil ElCom) auf.

In Tabelle 0-1 werden die wesentlichen technisch relevanten Projektgrundlagen präsentiert.

Tabelle 0-1: Zusammenfassung der technisch relevanten Projektgrundlagen

Parameter	Wert
Installierte Leistung des Kraftwerks	Insgesamt 1'000 MW, aufgeteilt auf 2 x 500 MW (zwei Standorte)
Anlagendynamik	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nennleistung muss in rund 60 Minuten nach Triggierung erreicht werden</li> <li>Nach dem Hochfahren Abgabe der Leistung im technisch üblichen Regelbereich bis zum Abfahren</li> </ul>
Betriebsarten	Für die Anlagenauslegung: Präventiver Energieabtausch (Use case 3a/b)
Einspeisung ins Netz der Swissgrid	
Brennstoff	Erdgas als bevorzugter Brennstoff; HEL als alternativer Brennstoff
Standort	Geeignete Standorte sind vorzuschlagen und hinsichtlich ihrer Eignung zu evaluieren

Basierend auf den Projektgrundlagen kommen Technologien gemäss Abbildung 0-1 in Frage.



Abbildung 0-1 Mögliche Technologien

Mit allen drei technologischen Ansätzen lassen sich Kraftwerke konzipieren, die die geforderte Leistung aufweisen. Dies allerdings mit Abweichungen bezüglich der spezifischen Anlagenkosten, Anlagendynamik und Redundanz (Verfügbarkeit). Zu betonen ist in diesem Zusammenhang, dass das Kraftwerk nur in ausserordentlichen Notsituationen überhaupt zum Einsatz kommen soll – dann aber möglichst zuverlässig. Daher wurden bei der Evaluation die Aspekte «spezifische Anlagenkosten» (sollten möglichst gering sein) und «Redundanz» (sollte möglichst hoch sein) besonders hoch gewichtet.

Um bei Bedarf zu einem späteren Zeitpunkt die Effizienz des Kraftwerks im Hinblick auf seine Umweltauswirkungen im Betrieb zu erhöhen oder die Kosten für die Bereitstellung der notwendigen Brennstoffkapazität zu minimieren, wurde auch die Ausbaufähigkeit der Technologie zu einer Kombi-Anlage beurteilt.

Das Ergebnis der Evaluation ergab folgende Rangfolge für die Technologien:

Technologie	gewichtete Punkte						Rang
	Spezifische Kosten	Redundanz	Erdgasverbrauch und CO <sub>2</sub>	Umbau zur Kombi-Anlage	Gesamt		
Motoren	0.40	1.17	0.30	0.16	2.03	3	
Aeroderivative Gasturbinen	0.60	1.09	0.22	0.10	2.00	4	
Schwere Gasturbinen, E-Klasse	1.05	0.93	0.10	0.16	2.25	1	
Schwere Gasturbinen, H-Klasse	1.20	0.40	0.22	0.30	2.12	2	

Abbildung 0-2 Ergebnis Technologieauswahl

Zwei Anlagen basierend auf jeweils drei E-Klasse Gasturbinen (ohne Nutzung der Abgaswärme) erweisen sich aufgrund der Balance zwischen Kosten und Redundanz als der bestplazierte Lösungsansatz. Generisch – also standortunabhängig – wurden die beiden

identischen Anlagen des Kraftwerks technisch weiter zum Anlagengrundkonzept ausgearbeitet. Die einzelne Anlage besteht dabei aus den folgenden Elementen:

- 3 x E-Klasse Gasturbine mit Synchrongenerator und Nebenanlagen
- SCR System mit Ammoniak Lagerung und Handhabung
- Brennstoffsystem (Erdgas) mit Druckregelung und Aufbereitung
- Für den Alternativbrennstoff HEL: Öllager und Entladestation
- Maschinentransformatoren für jeden Generator
- Elektrische Anlagen
- Leittechnische Anlagen
- Wassertechnische Anlagen

Am Beispiel einer für die gewählte Maschinenklasse typischen Gasturbine, der AE94.2 der Firma Ansaldo Energia, wurden die technischen Hauptparameter bestimmt und die wichtigsten Anlagenkomponenten beschrieben. Insgesamt würde mit diesen Maschinen eine Kraftwerksleistung von 2 x 559 MW (bei den klimatischen Auslegungsbedingungen; höher bei tieferen Temperaturen, bzw. niedriger bei höheren Temperaturen) installiert. Der Wirkungsgrad des Kraftwerks beträgt im Erdgasbetrieb 36.5%, woraus sich die Notwendigkeit ergibt am einzelnen Standort eine Gasnetz-Kapazität von bis zu ca. 1'530 MW vorzuhalten (etwas geringer, wenn die Anlagen bei jeweils 500 MW abgeregelt werden).

Das Konzept lässt sich auch auf mehr als zwei Standorte übertragen. So sind Kombinationen wie 3 Standorte mit je 2 Maschinen oder sogar 6 Standorte mit je 1 Maschine ebenfalls mit den vorgeschlagenen Gasturbinen denkbar.

Das Kraftwerk erfüllt sämtliche Emissionsanforderungen der gültigen LRV und ist zu diesem Zweck auch mit einer Entstickungsanlage (SCR) ausgerüstet.

Die Identifizierung denkbarer Standorte für die beiden Anlagen wurde durchgeführt, um grundsätzlich in Frage kommende Standorte vorzuschlagen und zu beurteilen. [REDACTED]

[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED] Insofern nur  
bedingt vergleichbare Anforderungen. [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]

Die geographische Verteilung der denkbaren Standorte ist aus Abbildung 0-3<sup>A</sup> ersichtlich.

<sup>A</sup> Der Standort [REDACTED] wird aufgrund seiner Nichteignung für die Versorgung mit HEL nur als Reservestandort betrachtet.

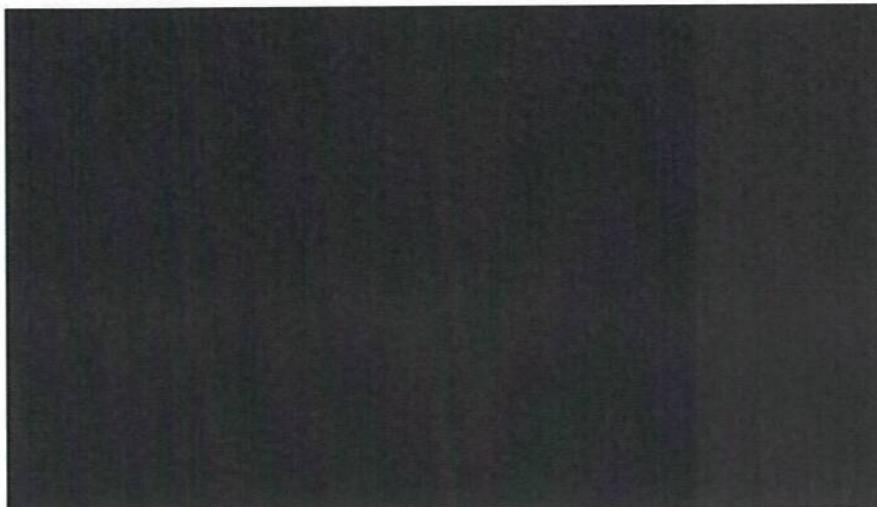
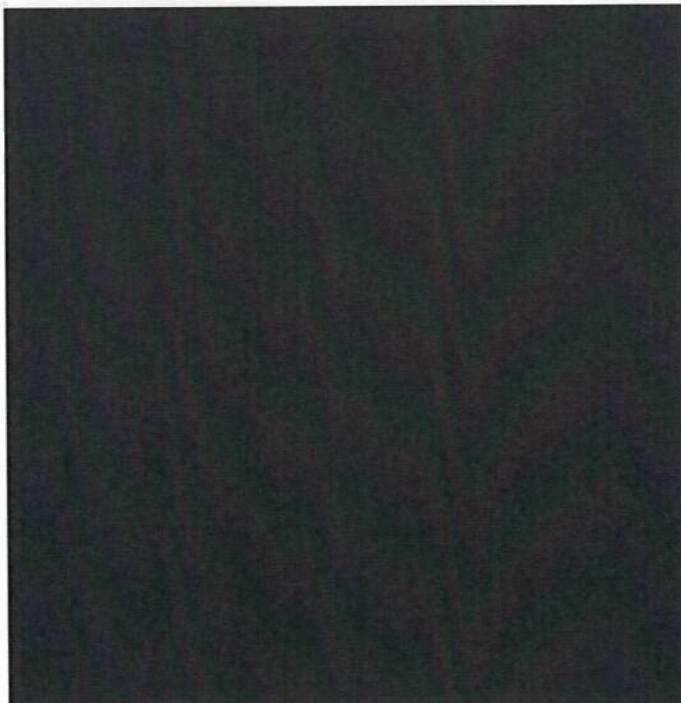


Abbildung 0-3: Übersicht denkbare Standorte

Alle [REDACTED] Standorte wurden einer gewichteten Evaluation unterworfen.

[REDACTED]  
besonders hoch gewichtet. Schliesslich würde es keinen Sinn machen, eine Anlage zu errichten, deren Stromproduktion dann gar nicht im erforderlichen Umfang ins Netz eingespeist und verteilt werden könnte. Bei der Evaluation hat sich eine Rangfolge der denkbaren Standorte gemäss Tabelle 2 ergeben. Nochmals sei erwähnt, dass bei dieser Evaluation davon ausgegangen wurde, dass sich an allen Standorten die erforderliche Brennstoffversorgung [REDACTED] realisieren lässt, was zunächst noch verifiziert werden müsste.

Tabelle 2: Rangfolge nach Standortevaluation





Für jede der beiden Anlagen – ausgelegt auf den Brennstoff Erdgas – wurden Investitionskosten in Höhe von 343 Mio. CHF (insgesamt also 686 Mio. CHF) abgeschätzt. Die voraussichtlichen Betriebskosten wiederum wurden für das Worst-case Stresszenario ermittelt. Dabei wurden berücksichtigt:

- Instandhaltung der Anlage
- Arbeitskosten
- Energieverbrauch im Stillstand
- Brennstoff, CO<sub>2</sub>-Kosten und Ammoniakwasser
- Verschiedenes

Es ergeben sich fixe Betriebskosten in Höhe von 12.09 Mio. CHF pro Jahr und Anlage (somit 24.18 Mio. CHF pro Jahr für das Kraftwerk). Darin enthalten und die mit Abstand grösste Einzelposition sind die Bereitstellungskosten für den Brennstoff Erdgas, bestimmt von den sehr hohen Netznutzungsgebühren in der Schweiz.

Hinzu kommen (verbrauchsabhängige) variable Betriebskosten, zu denen im Wesentlichen die Brennstoffkosten (Energie) sowie die CO<sub>2</sub>-Kosten zählen. Sie fallen nur an, wenn die Anlage dann auch tatsächlich Strom erzeugen muss.

Aus dieser Studie gehen sowohl die technischen Anforderungen an das Kraftwerk hervor als auch ein technisches Konzept, mit welchem sich diese erfüllen lassen. Darüber hinaus wurden mögliche Standorte identifiziert und hinsichtlich ihrer Eignung analysiert. Generisch wurden Investitions- und Betriebskosten für das Kraftwerk abgeschätzt. Bevor nun jedoch eine Implementierung stattfinden kann, müssen zunächst dringend weitere Schritte durchgeführt werden:

1. Detaillierte Abklärung der tatsächlichen Verfügbarkeit der denkbaren Standorte und Auswahl bevorzugter Standorte für die weiteren Untersuchungen
2. Vorverhandlungen betreffend Brennstoffversorgung bevorzugter Standorte
3. Sicherstellung des rechtlichen Rahmens für alle denkbaren Standorte (Auflösung eventueller Restriktionen aufgrund kantonaler Gesetzgebung)
4. Festlegung des juristischen Modells für die Umsetzung des Vorhabens
5. Finale Konzeptdefinition nach Klärung der Standort- und Brennstofffrage
6. Festlegung der Finanzierung
7. Sicherstellung der Verfügbarkeit der Grundstücke für die konkret ausgewählten Standorte (Kauf, Pacht, ...)

Es erscheint nach Durchführung dieser Studie kaum machbar, die beiden Anlagen bereits im Jahr 2025 einsatzbereit zu haben. Selbst unter äusserst ambitionierten Annahmen für den tatsächlichen Zeitbedarf, welchen die weiteren Projektschritte in Anspruch nehmen, dürfte eher das Jahr 2026 als Zeithorizont realistisch sein. Dies bedingt jedoch, dass der Grundsatzentscheid, das Vorhaben zu realisieren äusserst zeitnah – eigentlich noch im Jahr 2021 – fällt.

## 1 Einleitung und Aufgabenstellung

Die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) wurde vom Bundesrat beauftragt, bis im November 2021 ein «Konzept Spitzenlast-Kraftwerk» für die Schweiz zu erarbeiten. Das zu konzipierende Spitzenlast-Kraftwerk soll die Sicherheit des Schweizer Stromübertragungsnetzes auch in ausserordentlichen Notsituationen sicherstellen. Durch ElCom wurde bereits im Vorfeld untersucht, welche Szenarien eine solche Notsituation begründen würden. Die Aufgabe der AFRY Schweiz AG (AFRY) besteht nun darin, aus den bisher zusammengetragenen Informationen zum einen die sich aus dem Notfallszenario ergebenden technischen Anforderungen an das Spitzenlast-Kraftwerk abzuleiten und zum anderen ein Anlagenkonzept zu definieren, welches geeignet ist, den von ElCom erkannten Bedrohungen für die Netzverfügbarkeit gezielt zu begegnen.

Zur Erarbeitung des Konzepts gehört zunächst die Analyse und Zusammenstellung der Projektgrundlagen. Mit diesen kann die geeignete Anlagentechnologie ausgewählt werden und darauf aufbauend ein generisches, also standortunabhängiges, Anlagenkonzept erarbeitet werden. In einem nächsten Schritt müssen geeignete Standorte für eine solche Anlage identifiziert und auf ihre Tauglichkeit für das Vorhaben geprüft werden. Daraus ergibt sich eine Rangliste denkbarer Standorte. Um der ElCom die Definition eines geeigneten Finanzierungsansatzes zu ermöglichen, werden im Weiteren die erforderlichen Investitions- und Betriebskosten der Anlage abgeschätzt. Abschliessend wird ein Ausblick auf den Implementierungszeitrahmen gegeben.

## 2 Technische Projektgrundlagen

In diesem Kapitel sind die technischen Projektgrundlagen zusammengestellt, auf welche das zu entwickelnde und darzustellende Anlagenkonzept abgestimmt sein muss. Zunächst erfolgt die Definition der für die Technologieauswahl und Bestimmung der zu installierenden Anlagenleistung relevanten Betriebsart – der Auslegungsfall. Im Anschluss werden weitere Betriebsarten skizziert, welche aus der regulatorischen Sicht der ElCom von Interesse wären und für die zu prüfen ist, inwieweit diese mit der schlussendlich konzipierten Anlage machbar sind. Aus noch näher darzulegenden Gründen ist es nicht ratsam, sich bei der Konzeption der Anlage bereits zu Beginn auf den Brennstoff Erdgas fest zu legen. Vielmehr ist die Klärung der Frage, welche(r) Brennstoff(e) dem eigentlichen Projektziel dienen, das Stromübertragungsnetz in einer Notsituation vor Engpässen zu schützen, von zentraler Bedeutung im Rahmen dieser Studie und wird deswegen in den Projektgrundlagen breiten Raum einnehmen.

### 2.1 Auslegungsfall

#### 2.1.1 Anlagenleistung

Die Festlegung der Anlagenleistung erfolgt basierend auf umfassenden Simulationsrechnungen durch Swissgrid. Mit diesen so genannten «Adequacy»-Berechnungen wurden verschiedene Betriebs-, bzw. Bewirtschaftungs-Szenarien für das Jahr 2025 überprüft. An dieser Stelle sei betont, dass diese Untersuchungen sich also auf einen Zeitpunkt vor der geplanten, regulären Abschaltung der Schweizer Kernkraftwerke beziehen. Es geht hier also nicht um die Frage, wie eine sich dadurch möglicherweise auftuende Stromlücke geschlossen werden könnte, sondern darum, wie eine Notsituation für das Schweizer Netz bestmöglich gemanagt werden kann, welche bereits sehr bald im europäischen Verbundnetz auftreten könnte,

Die Berechnungen der Swissgrid simulieren eine Situation in 2025 in welcher

1. [REDACTED]
2. gleichzeitig ein Drittel der durch französische Kernkraftwerke im Winter üblicherweise zur Verfügung stehenden Leistung ausfällt und
3. die Schweizer Kernkraftwerke Beznau 1 und Beznau 2 als vom Netz genommen betrachtet werden.

In dieser Situation wurden dann ca. 1500 verschiedene Kombinationen von Klimajahren und stochastischen Kraftwerksausfällen simuliert. In der Worst-case Kombination fielen kurzzeitig die beiden noch am Netz verbliebenen Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt ebenfalls (unvorhergesehen) aus.

Als Basisszenario wurde dabei ermittelt, wie hoch dann die nichtgelieferte Energie («Energy Not Supplied», ENS) in einem Jahr ausfallen könnte, wenn a) das Kraftwerk auf Basis rollierender Wochenprognosen proaktiv als strategische Reserve zur Reduktion von Importen, bzw. als Ersatz für (teure) zoneninterne Kraftwerke und mit dem Ziel, Wasser zu sparen, eingesetzt würde oder b) das Kraftwerk (ganzjährig) marktbasiert

eingesetzt würde. Das Kraftwerk wird dabei aber in jedem Fall in der so genannten Betriebsart «*Präventiver Einsatz*» gefahren (für Details zu den Betriebsarten, siehe 2.2.1). Mit diesen Analysen konnte (für das Jahr 2025) das Risiko für das Auftreten von ENS grösser Null (also dem tatsächlichen Auftreten eines Versorgungsgengpasses) abgeschätzt werden. ENS grösser Null bedeutet nicht zwangsläufig einen Totalzusammenbruch des Stromnetzes («Blackout»). Vielmehr würde Swissgrid diese Situation aktiv managen, was aber die unfreiwillige Zwangstrennung von Verbrauchern nach sich ziehen könnte (um dadurch einen Blackout zu vermeiden)<sup>B</sup>.

Im Sinne einer vollumfänglichen Risikovorsorge wäre es gemäss der Analyse von Swissgrid konsequent, das Kraftwerk so zu konzipieren, dass sich ENS auch für das betrachtete Szenario sicher auf den Wert Null reduzieren lässt. Dies wäre sicher möglich, wenn im Netz der Swissgrid **nach Eintritt des Szenarios** eine zusätzliche Erzeugungsleistung in der Grössenordnung von 6'000 MW hochgefahren werden könnte.

Die Adequacy-Berechnungen zeigen aber auch, dass sich **bei entsprechender Vorausplanung**<sup>C</sup> mit einer **präventiven**, zusätzlichen Erzeugungsleistung von «nur» 1'000 MW im Worst-case über einen zusammenhängenden Zeitraum von 2'232 Stunden (in 100% aller simulierten Fälle) ebenfalls ENS auf den Wert Null reduzieren liesse. Der Unterschied bei dieser Fahrweise besteht darin, dass die Anlage präventiv (und nicht erst reaktiv nach Eintritt des Szenarios) bereits hochgefahren wird, wenn sich dies aufgrund der vorausschauenden Systemanalyse als notwendig erweist.

Es ist wichtig in diesem Zusammenhang zu betonen, dass die Wahrscheinlichkeit für den Eintritt des analysierten Szenario zwar äusserst gering, aber dennoch vorhanden ist. Für die weiteren von Swissgrid untersuchten Szenarien (mit niedrigerer, zusätzlicher Erzeugungsleistung als 1'000 MW oder kürzerer Vorlaufzeit) würde sich nicht in jedem Fall ENS vollständig eliminieren lassen<sup>D</sup>.

Als Zwischenfazit kann also festgestellt werden, dass die vollständige Absicherung des (geringen) Risikos «ENS > 0» mit 6'000 MW zusätzlich installierter, reaktiv mobilisierbarer Erzeugungsleistung – primär wegen der damit verbundenen hohen Investitionskosten – nicht zu rechtfertigen ist, da der selbe Effekt auch mit einer präventiv einzusetzenden Erzeugungsleistung von 1'000 MW (und einer Laufzeit von 2'232 h im kritischsten simulierten Jahr) möglich ist<sup>E</sup>. Die Wahrscheinlichkeit, dass das simulierte Szenario eintritt kann gemäss den Adequacy-Berechnungen als äusserst niedrig bezeichnet werden. Das heisst, die zusätzlich installierte Erzeugungsleistung wird in den allermeisten Jahren, in denen sie am Netz verfügbar ist, deutlich geringere Laufzeiten ausweisen und somit auch geringe (in den meisten Jahren auch gar keine) Energiemengen tatsächlich ins Netz einspeisen müssen.

Damit der Lösungsraum nicht zu eng gefasst wird, wurde deshalb durch die ElCom vorgegeben, dass für diese Studie ein Konzept erarbeitet werden soll, mit welchen eine zusätzliche Erzeugungsleistung von bis zu 1'000 MW für das Netz der Swissgrid verfügbar gemacht werden kann. Diese zusätzlich zu installierende Leistung kann dabei auch

<sup>B</sup> Für weitergehende Erläuterungen wird auf den Bericht der Swissgrid betreffend Adequacy Berechnungen verwiesen.

<sup>C</sup> Konkret: bei einem Hochfahren des Kraftwerks 7 Wochen vor prognostiziertem Eintreten von ENS.

<sup>D</sup> Denkbar ist es aber durchaus, dass sich nach Durchführung weiterer Adequacy-Berechnungen auch solche präventive Bewirtschaftungszenarien finden lassen, bei denen eine etwas geringere Anlagenleistung ausreicht, um ENS sicher zu eliminieren.

<sup>E</sup> Dieser technischen Betrachtungsweise müssen selbstverständlich Überlegungen bezüglich des rechtlichen Rahmens für eine solche Betriebsweise gegenübergestellt werden.

in zeitlich gestreckter Reihenfolge an einem oder mehreren Standorten realisiert werden. Basierend auf den Adequacy-Berechnungen der Swissgrid, hat ElCom für die Auslegung der Anlage vorgegeben, dass zunächst einmal das oben beschriebene ENS-Risiko für einen Zeitraum von 50 Jahren (somit im Zeitraum 2025 – 2075) betrachtet werden soll. Dies entspricht der voraussichtlich problemlos erreichbaren, technischen Lebensdauer einer äusserst selten betriebenen Stromerzeugungsanlage. Während dieser Zeitspanne wird angenommen, dass genau in einem einzigen Jahr der Extremfall eintritt und die zusätzliche Erzeugungsleistung von 1'000 MW für den zusammenhängenden Zeitraum von 2'232 h benötigt wird (die Wahrscheinlichkeit für den Extremfall ist simulierten Stresszenario tatsächlich noch deutlich geringer, denn er tritt nur in einem von 1'500 simulierten Jahren auf). Es würden in diesem einen Jahr dann 2'232 GWh tatsächlich ins Netz eingespeist. Weiterhin gibt ElCom basierend auf Durchschnittsüberlegungen aus den Adequacy-Resultaten vor, dass während weiterer fünf der 50 Betrachtungsjahre dann nochmals 752 GWh/a (in Vollast) ins Netz eingespeist werden müssen. Während der übrigen 44 Betrachtungsjahre wird lediglich ein Bereitschaftsmodus erforderlich sein. AFRY geht davon aus, dass in solchen Jahren wegen erforderlichem Test- und Wartungsbetrieb einer geeigneten Anlage lediglich 24 GWh/a ins Netz einzuspeisen sind.

Unabhängig von der noch durchzuführenden Technologieauswahl kann bereits an dieser Stelle geschlussfolgert werden, dass sich die Erzeugungsleistung von 1'000 MW nicht mit einer einzigen Stromerzeugungsmaschine erbringen lässt. Grundsätzlich geeignet wären Gasturbinen, jedoch die grössten derzeit am Markt erhältlichen Gasturbinen können lediglich bis zu knapp 600 MW (H-Klasse) abgeben. Deshalb wird das Spaltenlast-Kraftwerk über mindestens 2 Maschinen verfügen, welche aber nicht zwingend am selben Standort installiert sein müssen. Nach eingehender Diskussion dieses Umstandes mit ElCom wurde beschlossen, dass an einem Standort maximal 500 MW installiert werden sollen. Dies hat gewichtige Vorteile:

- Es ist eine Realisierung in Phasen möglich, so dass nach entsprechenden Risiko-abwägungen mit zunächst bis zu 500 MW gestartet werden kann.
- Das zusätzliche Einspeisen von 1'000 MW über einen einzigen Netzknoten kann je nach Standort zu erheblichen Netzproblemen (Überlastungen) führen, während bei einer räumlich gut verteilten Einspeisung diese Probleme deutlich reduziert werden.
- Die sichere und ausreichende Brennstoff-Versorgung eines einzigen Standortes mit grob geschätzten 3'000 MW Brennstoffleistung (welche multipliziert mit dem Wirkungsgrad dann die elektrische Leistung ergibt) könnte problematisch werden, während auch diesbezüglich 2 x 1'500 MW (oder, falls sich dies als zusätzlich vorteilhaft erweisen sollte auch noch eine Aufteilung auf mehrere Standorte und/oder Maschinen) voraussichtlich eine geringere Herausforderung darstellen.
- Die Akzeptanz für das Spaltenlast-Kraftwerk könnte vermutlich in der Bevölkerung erhöht werden, wenn die damit verbundenen Lasten nicht nur auf einen Standort konzentriert werden.

Gleichzeitig liegt es auf der Hand, dass die Vorhaltungskosten für die gewünschte, zusätzliche Erzeugungsleistung mit zunehmender Anzahl von Standorten steigen werden. Deswegen werden zunächst einmal 2 Standorte für die weiteren Planungen zugrunde gelegt. Im weiteren Verlauf der Studie wird immer dann von «dem Kraftwerk» gesprochen, wenn damit die kumulierte Erzeugungsleistung von 1'000 MW gemeint ist. Wird

hingegen von «der Anlage» gesprochen, ist damit die Erzeugungsleistung von 500 MW an einem einzigen Standort gemeint.

Bezüglich der Technologie des Kraftwerks oder auch der Anlage wird seitens ElCom keine Vorgabe gemacht. Jedoch soll bewährte Technik zum Einsatz kommen, die maximal die noch näher zu beschreibenden technischen Anforderungen erfüllt. Prinzipiell kommen für die weiteren Untersuchungen in Frage:

Tabelle 2-1: In Frage kommende Technologien

Technologie	Kennung
Motorisches Kraftwerk (stationäre Verbrennungsmotoren)	MKW
Gasturbinen-Kraftwerk	GTK
Dampfturbinen-Kraftwerk	DTK
Gas-Kombi-Kraftwerk	GKK

Für das weiter oben erwähnte Extremeszenario käme das Kraftwerk auf eine recht hohe jährliche Laufzeit und man könnte daraus schliessen, dass es daher auch hocheffizient sein muss. Weil das erwähnte Extremeszenario jedoch nur mit einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit eintreten dürfte, stehen diejenigen Technologien im Fokus, welche die geringstmöglichen, spezifischen Investitionskosten (CAPEX/MW) aufweisen. Die Technologie GKK zeichnet sich insbesondere durch ihre hohe Effizienz aus, die höchste aller in Frage kommender Technologien. Diesem Vorteil stehen jedoch die höchsten spezifischen Investitionskosten gegenüber. Endgültig kann daher die Auswahl der richtigen Technologie erst durch eine umfassende Analyse der Wirtschaftlichkeit einzelner Konzepte erfolgen. Dies würde jedoch in jedem Fall bedingen, dass die Brennstoffkosten weitgehend bekannt sind, was allerdings für dieses Projektstadium nicht der Fall ist. Vielmehr müssen zu diesem Zeitpunkt noch viele Annahmen getroffen werden, gerade bezüglich der Brennstoffkosten (siehe 2.3.4). Vorläufig wird davon ausgegangen, dass die Brennstoffkosten nicht die Technologieauswahl determinieren, was wegen der zu erwartenden, geringen Laufzeiten über die Projektdauer auch eine zulässige Annahme ist. Wegen dieser Überlegungen wird die Technologie GKK vorerst nicht weiter analysiert. Insbesondere, wenn die Konditionen für die Brennstoffversorgung weitgehend klar sind, ist eine Neubewertung der Situation notwendig.

Diese Festlegung schliesst aber nicht aus, dass für den Fall, dass sich die Technologie GT als die zu empfehlende technische Lösung erweist, ein späterer Ausbau zu GKK natürlich eine technisch (Effizienz, Umweltauswirkungen) und kommerziell (Gestehungskosten) attraktive Option sein kann. Aus diesem Grund wird diese Erweiterungsoption für die Technologie GT auch dort wo relevant betrachtet und ggf. auch bewertet werden.

### 2.1.2 Anlagendynamik

Die erforderliche Anlagendynamik richtet sich nach den Betriebsarten, für welche die Anlage ausgelegt werden soll. Nach Aussagen von Swissgrid wurden die Adequacy-Simulationen unter der Annahme durchgeführt, dass es ausreicht, wenn die Anlage, bzw. das Kraftwerk nach entsprechender Triggerung in rund 60 Minuten seine Nennleistung erreichen kann. Nach dem Hochfahren soll das Kraftwerk dann kontinuierlich seine Leis-

tung im technisch üblichen Regelbereich<sup>f</sup> abgeben und es werden keine besonderen Anforderungen an dessen Regeldynamik im laufenden Betrieb gestellt. Im Worst-case wird das Kraftwerk über mehrere Wochen konstant mit seiner Nennleistung fahren müssen.

Die geforderte Anfahrzeit lässt sich mit der Technologie DTK jedoch nur dann realisieren, wenn sich die Anlage zumindest im so genannten «heissen Stand-by-Modus» befindet. Dies aber widerspricht der Grundanforderung an das Kraftwerk, nämlich kostengünstig lediglich in Bereitschaft zu stehen, um im Notfall aus dem Stand und relativ kurzfristig auf Nennleistung hochfahren zu können. Deshalb wird die Technologie DTK ebenfalls nicht weiterverfolgt.

### 2.1.3 Schwarzstart-Fähigkeit

Eine Schwarzstart-Fähigkeit der Anlage ist nicht erforderlich. Allerdings sollte im Konzept dargestellt werden, wie sich das Kraftwerk für diese einfach nachrüsten lässt.

## 2.2 Betriebsarten («Use-cases»)

Unter einer Betriebsart ist die Fahrweise des Kraftwerks während seines Lebenszyklus zu verstehen. Als Faustregel gilt, dass ein technisches System umso teurer in der Anschaffung aber auch Wartung wird, je mehr verschiedene Betriebsarten es ermöglichen muss. Im Umkehrschluss und im Hinblick auf seinen äußerst seltenen Einsatz ist es daher sinnvoll, das Kraftwerk lediglich auf einen Hauptanwendungsfall auszulegen.

Abzugrenzen von Betriebsarten sind Betreibermodelle, also letztlich die juristischen Gefässe, welche das Kraftwerk dann betreiben und seine Produktion ausliefern. Betriebsarten dürfen nicht mit Betreibermodellen vermischt werden. Allerdings kann es durchaus sein, dass ein bestimmtes Betreibermodell die eine oder andere Betriebsart – zum Beispiel aus juristischen Gründen – ausschliesst.

Im Rahmen dieser Studie werden folgende Betriebsarten («Use-cases») unterschieden. Die einzelnen Use-cases sind detaillierter beschrieben im Berichtsteil der ElCom (dort: Kapitel 2.2).

- 1) Ausgleichsenergie kurativ
- 2) Redispatch kurativ
- 3) Präventiver Einsatz mit Untervarianten
  - a) Präventiver Energieabtausch
  - b) Präventive Versorgungsenergie

Weiterhin gibt es im Zusammenhang mit Betriebsarten noch Nebenaspekte, welche ebenfalls von der Anlage bedient werden könnten. Dies sind:

- 4) Nebenaspekte
  - a) Spannungshaltung
  - b) Regelenergie

### 2.2.1 Präventiver Einsatz - Betriebsart für die Auslegung

Die für die Festlegung der Anlagenleistung berücksichtigte Betriebsart wird als «Präventiver Energieabtausch» (Use-case 3a) bezeichnet. Die sich ergebende Anlagendynamik

<sup>f</sup> Moderne Kraftwerke lassen sich üblicherweise problemlos zwischen 50% und 100% der Nennleistung regeln, ohne dass die Emissionen dabei problematisch würden.

ist in 2.1.2 bereits festgelegt worden. Motivation für diese Betriebsart ist es, das Kraftwerk **präventiv** hochzufahren, wenn sich eine Unterdeckung für die RZ Schweiz abzeichnet. Speicherturbinen werden im Gegenzug runtergefahren (resp. allenfalls Pumpen hochgefahren). Somit werden Hydrospeicher geschont oder befüllt. Das Kraftwerk muss also nicht hochdynamisch auf eine bereits eingetretene Notsituation reagieren, sondern seine Zuschaltung mit moderater Hochfahrzeit verhindert deren absehbaren Eintritt.

### 2.2.2 Optionale, weitere Betriebsarten

Untersucht werden soll im Rahmen der Studie aber auch, inwieweit mit der zu konzipierenden Anlage eine oder mehrere der im Folgenden beschriebenen, weiteren Betriebsarten ebenfalls möglich ist/sind. Grund dafür ist, dass eine Erweiterung des Einsatzspektrums voraussichtlich die Nettovorhaltungskosten, welche letztlich ja durch die Allgemeinheit (zum Beispiel durch eine Umlage) zu tragen wären, reduzieren würde. Ein Teil der Kosten des Kraftwerks könnte möglicherweise verursachergerecht überwälzt werden und es dürfte dadurch einfacher werden, der Öffentlichkeit die Notwendigkeit der verbleibenden Kosten als Versicherungsprämie gegen einen Netz-Notfall und den damit verbundenen Konsequenzen zu vermitteln.

Die Betriebsart «Ausgleichsenergie kurativ» (Use-case 1, Reaktion erst nach Eintritt der Notsituation) wurde als ausschliessliche Auslegungsvorgabe bereits in 2.1 als ökonomisch nicht vertretbar verworfen. Dies bedeutet aber nicht, dass das Gas-KW in gewissen Situationen nicht auch nach dieser Betriebsart funktionieren können soll. Die weiteren, alternativen Betriebsarten werden im Folgenden kurz skizziert.

#### 2.2.2.1 Use case 2 – Redispatch kurativ

In dieser Betriebsart ermöglicht das Kraftwerk die additive und garantierte (stundenscharfe) Vorhaltung von RD im Rahmen internationaler RD-Verträge. Dadurch können Sicherheitsmargen bei der NTC-Berechnung reduziert werden, was wiederum eine höhere NTC (und damit Energieimporte) ermöglicht.

Das Kraftwerk, bzw. die einzelne Anlage müsste für eine solche Betriebsart innerhalb von 10 Minuten auf Anforderung (durch Swissgrid) auf Nennleistung hochfahren können, was entsprechend hochdynamische Maschinen erfordern würde<sup>6</sup>. Diese würden grob geschätzt 50-70% höhere spezifische Investitionskosten (CAPEX/MW) nach sich ziehen, als für den Auslegungsfall geeignete Technologie. Deshalb wird dieser Betriebsfall nur dann untersucht, wenn sich bei der Technologieauswahl (siehe 3.2) entsprechend hochdynamische Maschinen als die beste Wahl erweisen.

#### 2.2.2.2 Nebenaspekt - Spannungshaltung

Der Generator der Anlage wird zur Spannungshaltung (ÜN) genutzt, auch wenn die Anlage keine Wirkleistung produziert. Dazu wird der Generator als «Phasenschieber» eingesetzt und der Generator muss von der Arbeitsmaschine abgekoppelt werden. Da die Spannungshaltung ein lokales Thema ist, könnte dies je nach Standort sinnvoll sein.

---

<sup>6</sup> Diese Anforderung kann nur mit stationären Verbrennungsmotoren und eventuell aeroderivaten Gasturbinen erfüllt werden (siehe Kapitel 3).

### 2.2.2.3 Nebenaspekt - Systemdienstleistungen für RZ Schweiz

Um tertiäre, positive Regelenergie (TRL+) bereit stellen zu können, müsste eine Anlage innerhalb von 10 - 15 Minuten auf Anforderung (durch Swissgrid) auf Nennleistung hochfahren können, was wiederum entsprechend hochdynamische Maschinen erfordern würde. Damit greifen dieselben Überlegungen wie für den Use-case 2 (Redispatch kreativ). Deshalb wird auch dieser Betriebsfall nur dann untersucht, wenn sich bei der Technologieauswahl (siehe 3.2) entsprechend hochdynamische Maschinen als die beste Wahl erweisen.

## 2.3 Brennstoff

### 2.3.1 Bevorzugter Brennstoff

Für ein thermisches Kraftwerk (hier: die Anlage) kommen zunächst einmal und ganz grundsätzlich viele Arten von Brennstoff in Frage:

- 1) Fossile Brennstoffe
  - a) Verschiedene Typen von Kohle (Braun-, Steinkohle)
  - b) Erdgas (Methan)
  - c) Verschiedene Arten von aus Erdöl gewonnenen, flüssigen Brennstoffen (Schwer-, Leichtöl)
- 2) Brennstoffe aus Biomasse
  - a) Fest
  - b) Flüssig
  - c) Gasförmig
- 3) Wasserstoff

Aus heutiger Sicht sind für Anlagen der hier geplanten Leistungsklasse jedoch Brennstoffe aus Biomasse sowie aus erneuerbaren Energien erzeugter Wasserstoff noch nicht in ausreichenden Mengen zuverlässig verfügbar. Weil es sich bei dem Kraftwerk aber um ein für die Sicherheit der Stromversorgung bedeutendes Systemelement handelt, können derzeit nur fossile Brennstoffe in Betracht gezogen werden, für welche eine ausreichend gut entwickelte Beschaffungs- und Speicherlogistik vorausgesetzt werden kann. Nicht nur aus Kostengründen (CAPEX/MW), sondern auch im Hinblick auf die Minimierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist damit in erster Priorität Erdgas – so wie es im Schweizer Hochdrucknetz voraussichtlich verfügbar ist – als Brennstoff zu bevorzugen.

Da während der Durchführung dieser Studie jedoch nicht abschliessend geklärt werden konnte (dies hätte umfangreiche Detailabklärungen und den Abschluss von Vorverträgen bedingt), ob und an welchen Standorten für den Brennstoff Erdgas die jederzeit sichere Verfügbarkeit in ausreichenden Mengen, kurzfristig abrufbar und zu vertretbaren Kosten als gegeben betrachtet werden kann, muss in diesem Entwicklungsstadium des Projektes aus Sicherheitsabwägungen heraus ein alternativer Brennstoff in die Betrachtungen einbezogen werden. «Heizöl Extraleicht» (HEL oder Diesel) drängt sich hier auf, weil es ebenfalls in den benötigten Mengen verfügbar erscheint, relativ gut speicherbar wäre und die für Erdgas in Betracht kommende Technologie ebenfalls genutzt werden könnte. Für die weitere Projektentwicklung könnte somit mehr Flexibilität erreicht werden. HEL ist als Brennstoff auch deutlich einfacher zu handhaben als Schweröl und weist zudem geringere spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen auf, so dass es dem Schweröl vorzuziehen ist. Schweröl hätte lediglich einen Kostenvorteil zu bieten.

Für jegliche Art von Kohlen gilt, dass die Stromerzeugung daraus nach heutigem Stand der Technik nur mit der Technologie DTK möglich ist. Da diese für die Anlage bereits in 2.1.2 (aufgrund nicht adäquater dynamischer Eigenschaften) ausgeschlossen wurde, kommt folglich auch Kohle als Brennstoff nicht in Frage. Dies gilt ganz analog auch für die Erzeugung von Strom aus fester Biomasse (z.B. Holzabfälle, Maiskolben, Nussschalen), weswegen auch diese Art von Brennstoff nicht weiterverfolgt wird.

### 2.3.2 (Zukünftiger) Ersatzbrennstoff

In diesem Abschnitt werden weitere potenzielle Brennstoffe vorgestellt welche unter Umständen einmal zu einem späteren Zeitpunkt als Ersatzbrennstoffe zur Anwendung kommen könnten. Der Fokus liegt dabei auf solchen, die eine Reduktion oder gar Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen ermöglichen würden. Dies wären aus Biomasse hergestellte Brennstoffe sowie Wasserstoff.

Schweröl, welches einerseits bei seiner Verwendung als Brennstoff mit erhöhten CO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden wäre und darüber hinaus nur im vorgewärmten Zustand flüssig (also auf der Anlage pumpbar) ist, wird aufgrund dieser Nachteile nicht als Ersatzbrennstoff in Erwägung gezogen.

Es soll hier jedoch nicht weiter untersucht werden, ob für Ersatzbrennstoffe die erforderlichen Produktions- oder Importkapazitäten gegeben sind. Es wird lediglich zu evaluieren sein, ob die in Betracht kommende Anlagentechnologie für ihre Verwendung im Grundsatz geeignet ist oder nicht. Falls ja, wird dies bei der Technologieauswahl als Vorteil gewertet.

#### 2.3.2.1 Brennstoff aus biogenen Rohstoffen

Aus biogenen Rohstoffen lassen sich Brennstoffe durch mehr oder weniger ausgereifte technische Prozesse herstellen. Es stellt sich somit die Frage, ob ein auf Biomasse basierender Brennstoff daher optional als zukünftiger Ersatzbrennstoff denkbar ist. Diese Fragestellung gilt auch für Wasserstoff.

Es herrscht heute ein relativ breiter Konsens, dass Brennstoffe basierend auf Biomasse aus ethischen Gründen der so genannten zweiten Generation angehören sollten. Abweichend von den biogenen Brennstoffen der ersten Generation handelt es sich dabei um Brennstoffe, bei denen der verwendete Rohstoff zwar auf Ackerflächen für die Nahrungsproduktion wächst, aber nur ein Nebenprodukt der eigentlichen Ernte (Hauptkultur) ist. Alternativ kann er auch auf Flächen angebaut werden, die für den Anbau von Nahrungsmittelpflanzen überhaupt nicht geeignet sind.

Es gibt eine Vielzahl von Rohstoffen der zweiten Generation, die in biogene Brennstoffe umgewandelt werden können. Die EU-Direktive «EU RED II» listet dies im Anhang IX, Teil A und B auf. Nur die dort gelisteten Rohstoffe, welche teilweise auch direkt als Brennstoff genutzt werden können, kommen in Betracht.

Aus geeigneten Rohstoffen lassen sich sowohl flüssige als auch gasförmige Brennstoffe synthetisieren (feste, biogene Brennstoffe wurden bereits in 2.3.1 verworfen). Abbildung 2-1 vermittelt einen groben Überblick, welche Verfahren derzeit für die einzelnen Umwandlungspfade zu flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen bekannt sind.

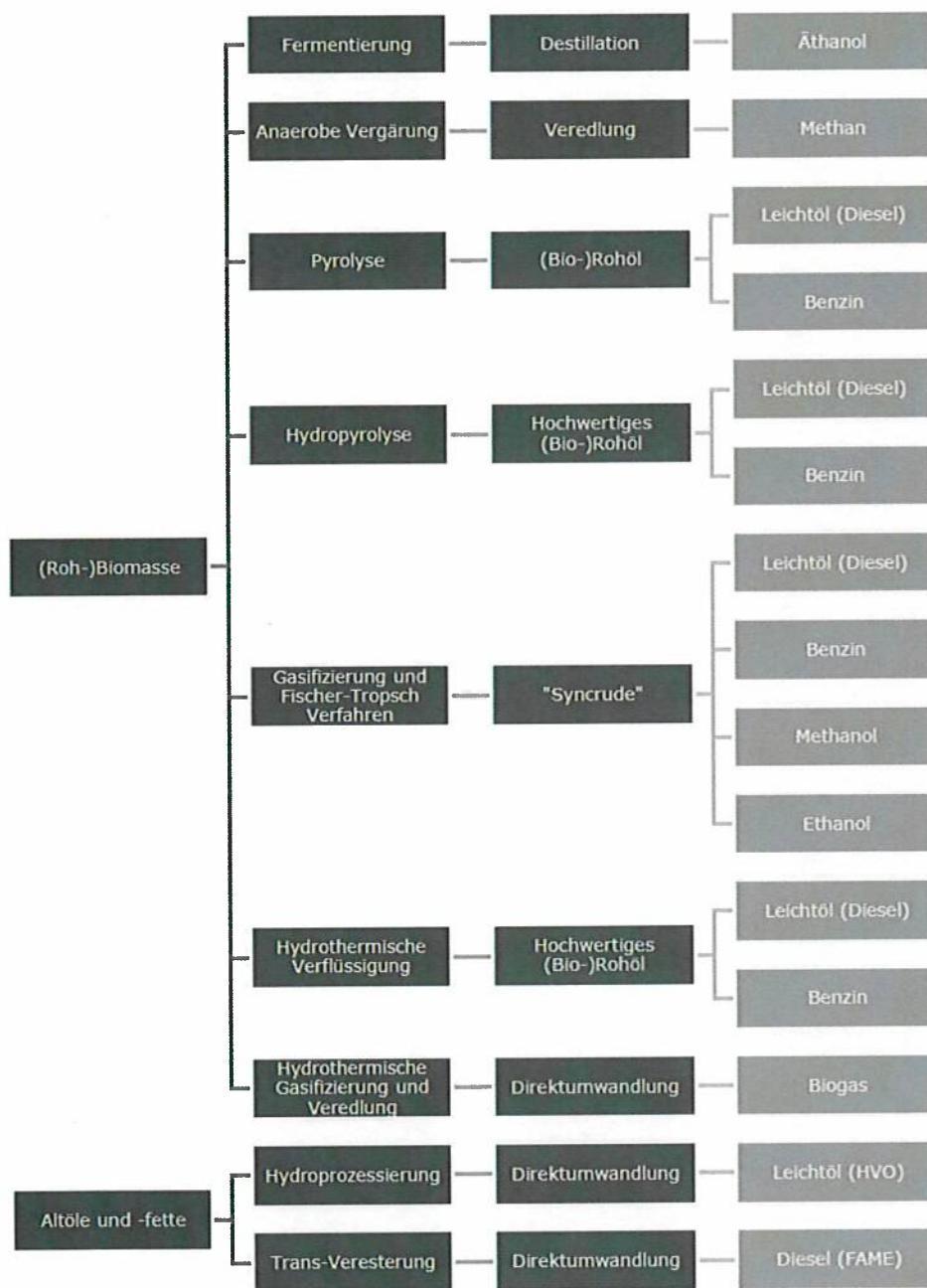


Abbildung 2-1: Übersicht zur Umwandlung Biomasse in Biobrennstoff

Derzeit können davon aber lediglich die Verfahren

- Fermentierung und Destillation
- Anaerobe Vergärung und Veredlung
- Gasifizierung und Fischer-Tropsch

als ausreichend marktreif bezeichnet werden, um aus biogenen Rohstoffen, flüssige oder gasförmige Brennstoffe herzustellen. Hinzu kommt die Umwandlung von Altölen und -fetten (pflanzlicher Herkunft) in (Bio-)Diesel.

Um das hier zur Diskussion stehende Kraftwerk mit Biogas betreiben zu können, müssten sehr grosse Mengen davon auf Abruf und dann sehr kurzfristig zur Verfügung gestellt werden können. Es müssten dafür zum einen sehr grosse Speicher errichtet werden und für den Fall, dass das Kraftwerk in Ausnahmefällen einmal über einen längeren Zeitraum laufen muss, müssten auch die Produktionskapazitäten für Biogas entsprechend vorgehalten werden. Die Produktion, Vorhaltung von Produktionskapazitäten und Speicherung solcher Mengen an Biogas für einen seltenen Ernstfall lässt sich ökonomisch gesehen nicht vertreten. Es müsste ja in Konkurrenz zu fossilem Erdgas eine separate Infrastruktur für die Produktion oder den Import, die Verteilung und die Speicherung von Biogas errichtet werden. Deshalb wird Biogas als Ersatzbrennstoff von den weiteren Untersuchungen ebenfalls ausgeschlossen. Sollte in ferner Zukunft die bestehende Infrastruktur für Erdgas einmal umgewidmet werden in eine solche für Biogas, ist davon auszugehen, dass solches Biogas dieselben chemisch-physikalischen Eigenschaften aufweist wie Erdgas, und insofern für die Anlage ohne Einschränkungen verwendet werden könnte.

Flüssige Brennstoffe aus Biomasse sind entweder (Bio-)Äthanol oder ein hinsichtlich seiner chemisch-physikalischen Eigenschaften nahezu dem fossilen Leichtöl (Diesel) gleichwertiges Produkt, welches unter dem Sammelbegriff «Biodiesel» in verschiedenen Fein- ausprägungen bereits heute am Markt erhältlich ist. Insbesondere Biodiesel wird daher für die weiteren Betrachtungen in dieser Studie als gleichwertig zu HEL betrachtet. Auch Bio-Äthanol wird als möglicher Ersatzbrennstoff in die weiteren Überlegungen einbezogen. Allerdings weichen seine Eigenschaften von denen des HEL ab.

### 2.3.2.2 Wasserstoff

Wasserstoff könnte in Zukunft eine zentrale Rolle bei den weltweiten Bemühungen einer Dekarbonisierung der wirtschaftlichen Aktivitäten einnehmen. Auch für das hier zu untersuchende Kraftwerk sollte daher Wasserstoff als Ersatzbrennstoff berücksichtigt werden. Wasserstoff kann auf ganz verschiedenen Wegen gewonnen werden und je nachdem können während des Produktionsprozesses an verschiedenen Orten verschiedene Mengen an CO<sub>2</sub> entstehen, was dann dem gewünschten Effekt der Dekarbonisierung zunächst einmal im Wege steht. Es hat sich daher mittlerweile ein Farbspektrum für die Kennzeichnung des Herstellungsprozesses von Wasserstoff (und der damit verbundenen Umweltlasten) entwickelt.

Tabelle 2-2: Wasserstoff-Farbenlehre und Herstellung<sup>h</sup>

Farocode	Herstellungsprozess
Weiss	Natürlich vorkommender Wasserstoff
Gelb	Elektrolyse mit Strom aus Solarenergie
Grün	Elektrolyse mit Strom aus Solar- oder Windenergie (jedoch nicht Strom erzeugt aus Biomasse)
Hellgrün	Hydrogenase von Biomasse (in Methan und Wasserstoff)
Orange	Elektrolyse mit Strom erzeugt aus Biomasse (auch organischen Abfällen)
Rot (oder rosa, violett)	(Primär) Elektrolyse mit Strom aus Kernenergie; gilt weitgehend als CO <sub>2</sub> -freie Erzeugung
Blau	Gewinnung aus Erdgas durch Dampfreformierung mit Abscheidung der dabei entstehenden CO <sub>2</sub> -Mengen und deren sicherer Endlagerung
Grau	Gewinnung aus Erdgas durch Dampfreformierung; CO <sub>2</sub> -Emissionen (ca. 10 t CO <sub>2</sub> / t Wasserstoff)
Türkis	Gewinnung aus Erdgas durch Pyrolyse (Aufspaltung in Wasserstoff und festen Kohlenstoff)
Braun (oder schwarz)	Gewinnung aus Kohle durch Vergasung

Sofern nur die Dekarbonisierung eine Rolle spielt, kämen demnach – je nach Grundüberzeugung bezüglich der CO<sub>2</sub>-Freiheit einzelner Stromerzeugungsformen – mit Sicherheit als Ersatzbrennstoffe nur gelber und grüner Wasserstoff in Frage. Im Falle von blauem, roten und orangefarbenem Wasserstoff müsste noch ausführlich die CO<sub>2</sub>-Freiheit des Herstellungsprozesses (sowie für blauen Wasserstoff des Abscheidungs- und Einlagerungsprozesses) geprüft werden, was aber den Rahmen dieser Studie sprengen würde. Türkiser Wasserstoff bedingt die Bindung des entstehenden, festen Kohlenstoff, z.B. in Asphalt für den Straßenbau. Wie sich dies (Transport) auf die Umweltbilanz auswirkt, kann hier nicht abgeschätzt werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass als Ersatzbrennstoff nur gelber oder grüner Wasserstoff betrachtet werden sollte, da nur in diesem Fall eine konsistente Dekarbonisierungsstrategie umsetzbar sein dürfte. Allerdings ist zu betonen, dass dann der für die Produktion notwendige Strom aus extra dafür zu errichtenden Solar- oder Windkraftwerken stammen müsste, um zu vermeiden, dass sonst an anderen Orten der Verbrauch an CO<sub>2</sub>-emittierendem Strom steigt.

<sup>h</sup> Siehe auch: <https://www.din.de/de/din-und-seine-partner/publikationen/din-magazin/wasserstoff>

### 2.3.3 Versorgungskonzept für bevorzugten Brennstoff

In 2.3.1 wurde Erdgas als bevorzugter Brennstoff bereits festgelegt. In diesem Abschnitt wird nun vertieft darauf eingegangen, warum diese Wahl gerechtfertigt ist und welche wichtigsten Anforderungen an die Brennstoffversorgung bestehen, bzw. ob und wie diese insbesondere von Erdgas abgedeckt werden können – für die Schweiz im Allgemeinen, und für einzelne Standorte spezifisch. Während eine breitere Analyse des Gasmarktes nicht Teil der vorliegenden Studie ist, wird auf einige besonders relevanten Punkte hinsichtlich Gasmarkt und die voraussichtlichen Gasversorgungskosten eingegangen.

#### 2.3.3.1 Anforderungen und generelle Abwägungen

Um die Anlage zuverlässig betreiben zu können, soll der Brennstoff in ausreichenden Mengen kurzfristig am Anlagenstandort verfügbar sein, wenn er denn mal gebraucht wird. Im Idealfall lässt sich dies mit möglichst geringen Investitionen in neue Infrastrukturanlagen (Brennstoffleitungen und Netzwerkanschlüsse, Tanks, Transportwege und Fahrzeuge für den Transport), und ohne höhere Kapazitätsbereithaltungskosten (also z.B. möglichst keine «take-or-pay»-Verträge) bewerkstelligen.

Unter Umständen wird das Kraftwerk für bis zu mehrere tausend Stunden am Stück in Vollast betrieben werden müssen, so dass die Belieferung mit Brennstoff über viele Wochen ununterbrochen möglich sein muss.

Während es keinen Sinn macht, das Kraftwerk zu erstellen, wenn im Ernstfall eine zuverlässige Brennstoffanlieferung dann gar nicht möglich ist, ist gleichzeitig zu betonen, dass es bei der Brennstofffrage nicht darum gehen kann, bei der Brennstoffverfügbarkeit selbst nochmal auf mehrstufige Redundanz zu setzen, wenn dafür hohe Extrakosten anfallen würden. So basiert zum Beispiel das hier zugrunde liegende Einsatzszenario auf dem Fall, dass die EU der Schweiz keinen (oder wenig) Strom liefert, weil die EU selbst ihre Kapazitäten für den innereuropäischen Strommarkt bereithalten will und die Schweiz in entsprechenden Stromhandelsabkommen aussen vor bleibt (70 %-Regel der EU für grenzüberschreitende Kapazitäten), und dass zusätzlich in der Schweiz die eigenen Produktionskapazitäten nicht verfügbar sind (2 AKWs gleichzeitig im mehrmonatigen Ausfall). Dieses Szenario impliziert keine sonderlich starke Korrelation zwischen einer Nichtverfügbarkeit von Erdgas in Europa und der sich ergebenden akuten Stromlücke in der Schweiz. Aus diesen Überlegungen heraus ist Erdgas also durchaus ein geeigneter Brennstoffkandidat für das Kraftwerk, und dies auch ohne zusätzliche Gasspeicher in der Schweiz, und auch relativ unabhängig davon, ob die Gastransportinfrastruktur selbst die normalerweise benutzte «N-1»-Regel beim ausnahmsweisen Einsatz des Kraftwerks einhalten kann.

Neben der zuverlässigen, physischen Verfügbarkeit des Brennstoffes, kurzfristig und zu vertretbaren finanziellen Kosten, ist es trotz des voraussichtlich seltenen Einsatzes auch wünschenswert, dass der Brennstoff relativ umweltfreundlich ist. Dies zum einen im Hinblick auf lokale Verschmutzung und den Treibhausgasausstoss, aber zum anderen auch aufgrund der schwer einzuordnenden Möglichkeit, dass aus heute noch nicht genau absehbaren Gründen ein grosses thermisches Kraftwerk in der Schweiz in Zukunft plötzlich doch auch auf die eine oder andere Weise am regulären Markt teilhaben muss. Dann aber würde es über seine Lebensdauer hinweg betrachtet durchaus eine beträchtliche Anzahl an Betriebsstunden erreichen. Hier bietet Erdgas aufgrund seiner um etwa 25% tieferen spezifischen Treibhausgas-Emissionen (siehe 4.12.1) einen grossen Vorteil.

Zusammenfassend wird Erdgas also aus folgenden Gründen als bevorzugter Brennstoff erachtet:

- Es ermöglicht an einigen über die Schweiz verteilten Standorten die physisch relativ unkomplizierte Bereitstellung - auch kurzfristig - (Pipelineanschluss an bestehende, grössere Gasleitungen)
- Vorteil bei Energiepreisen: Erdgas ist typischerweise ein erheblich günstigerer Brennstoff (bezogen auf die Energieeinheit) als HEL, sofern der Transport ohne exzessive Infrastrukturkosten bewerkstelligt werden kann
- Es ermöglicht insgesamt eine sehr schadstoffarme Verbrennung, denn weder gegen die Entstehung von Russ noch Schwefeldioxid müssen Massnahmen ergriffen werden

Der Vollständigkeit halber seien hier die sich für den Alternativbrennstoff HEL ergebenen Vorteile genannt:

- HEL kann nahe der Anlage in Tanklagern bevorratet werden, was den Betrieb der Anlage zumindest für einen Überbrückungszeitraum unabhängig von einer Nachschublogistik macht. Je nach Grösse des Tanklagers ist innerhalb mehr oder weniger kurzer Zeit aber dann eine Transportkette zu etablieren, bei welcher voraussichtlich mehrere Ganz-Güterzüge täglich den einzelnen Anlagenstandort erreichen müssen und dort das HEL in kurzer Zeit in das Tanklager umgeschlagen werden muss.

#### 2.3.3.2 Allgemeine Erdgasverfügbarkeit in der Schweiz

Die Schweiz ist bezüglich Erdgas, insbesondere auch aufgrund ihrer geografischen Lage inmitten von Europa und mit der wichtigen Transitgaspipeline zwischen Italien und Deutschland (siehe Abbildung 5-1, TRANSITGAS AG), sowie aufgrund von Anbindungen an das französische Netz, versorgungsmässig gut aufgestellt. Nichtsdestotrotz ergibt sich aufgrund der Binnenlage der Schweiz eine natürliche, absolute Abhängigkeit von den umliegenden EU Ländern.

Postulierend, dass das Schweizer Stromknappheitsszenario nicht direkt mit einer sehr akuten Erdgasknappheit in weiten Teilen Europas koinzidiert, sollte in diesem Sinne die generelle Versorgung mit Erdgas auch in kalten Winterperioden kein grösseres Problem sein.

Es ist allerdings zu beachten, dass die in den Projektgrundlagen fixierte elektrische Leistung eine äquivalente Gasnetz-Kapazität von um die 3'000 MWh/h bedeutet, was knapp über 75% der sich theoretisch im Jahresdurchschnitt benutzten Leistung an den Importstellen der Schweiz entspricht. Der Durchschnittsverbrauch an importiertem Erdgas (exkl. 4 TWh/Jahr verbrauchtem Biogas) liegt in der Schweiz bei um die 34 TWh/Jahr, was einer jahresdurchschnittlichen Leistung an den Grenzübertritten von ca. 3'900 MWh/h<sup>1</sup> (Brennstoffleistung) entspricht. Es ist andererseits zu berücksichtigen, dass die während des Jahres auftretende Schweizer Spitzenleistung nach Einschätzung von AFRY deutlich über diesem Wert liegt und entsprechend das Transportsystem auch heute schon für höhere Durchsätze ausgelegt ist.

<sup>1</sup> [https://gazenergie.ch/fileadmin/user\\_upload/e-paper/GE-GasInZahlen/GIZ\\_20\\_de.pdf](https://gazenergie.ch/fileadmin/user_upload/e-paper/GE-GasInZahlen/GIZ_20_de.pdf)

Während der eigentliche Transport dieser Menge in die Schweiz nicht unbedingt ein grösseres Problem darstellen muss, so müsste diese zusätzliche Menge an Energie dennoch zusätzlich über die Pipelines aus z.B. Norwegen oder Russland, von LNG Import-Terminals, oder aus in erster Linie europäischen - Gasspeichern bereitgestellt werden können. Da der Europäische Gasverbrauch den schweizerischen Verbrauch um über das Hundertfache übersteigt (Verbrauch EU 2020: 380 Milliarden Normkubikmeter oder ca. 3'712 TWh)<sup>3</sup>, ist diese Energiebereitstellung voraussichtlich auch keine besonders herausfordernde Angelegenheit. Aber aufgrund der relativ komplexen Struktur des Gasmarktes und der verschiedenen vertraglichen Abhängigkeiten der einzelnen Marktakteure, sowie der generellen Volatilitäten auf dem Markt – welche sich auch gerade nun zu Beginn des Winters 2021 eindrücklich manifestieren – stellt sich dennoch die Frage, inwiefern sichergestellt werden kann, dass die benötigten Gasmengen bei Bedarf möglichst kurzfristig erworben und konkret in die Schweiz importiert werden können.

Dafür dürfte es notwendig sein, entsprechende Kapazitäten («Exit»-Kapazitäten zur Schweiz) auf den ausländischen Gastransportnetzen zu reservieren. Dies wird voraussichtlich nicht unerhebliche jährliche Kosten mit sich bringen, relativ unabhängig davon ob, oder wie oft, die entsprechende maximale Leistungskapazität während einem Jahr tatsächlich beansprucht wird, z.B. auch für Testzwecke (teilweise ist eine erhebliche Reduktion des Tarifes möglich, wenn die Reservierung nur für z.B. das kritischere Q1 (also von Januar bis März) gemacht wird). Andererseits muss das Erdgas selbst auf den Gasmärkten erworben werden. Da im Normalfall kaum Erdgas für das Kraftwerk benötigt wird, würde sich statt einem langfristigen, fixen Liefervertrag viel eher eine flexible Beschaffung auf dem Gas Spot-Markt anbieten, wobei sich daraus, wie gerade auch nun im Oktober 2021 eindrücklich erfahren, nicht unerhebliche finanzielle Risiken ergeben. Dieses Risiko kann einerseits bewusst getragen werden – die absolute Verfügbarkeit des Gases ist generell kein physisches Problem,<sup>4</sup> sondern es ergibt sich eher ein rein preisliches Risiko für die Beschaffung, welches im Vergleich zu den hohen Kosten eines Stromausfalles, insbesondere aufgrund des selten zu erwartenden Gebrauchs des Kraftwerks kein dominantes Risiko darstellen dürfte. Andererseits könnte die Möglichkeit geprüft werden, sich im EU-Ausland in entsprechende Gasspeicherreserven einzukaufen, um für den Fall eines dringenden Gebrauches das Gas bis zu einer bestimmten Menge zuverlässig und zu festen Konditionen abrufen zu können. Die nicht zu vernachlässigbaren Kosten einer solchen vertraglich geregelten Speichervorhaltung im Ausland könnte einerseits bei Nichtgebrauch für das Kraftwerk - also fast immer - über eine Sekundärvermarktung verringert werden. Andererseits sollte bei der Möglichkeit einer Reservierung von ausländischen Speichern generell berücksichtigt werden, dass eine solche Speicherreservierung im Falle einer absoluten Gasknappheit in Europa die Versorgungssicherheit kaum zu 100% garantieren kann, sollte ein solch akuter Gasversorgungsengpass in Zukunft tatsächlich mal auftreten und dazu führen, dass die Politik im Ausland die Weitergabe von verfügbarem Gas an Drittstaaten relativ unabhängig von Verträgen untersagt. Dieser Fall kann zwar wohl als unwahrscheinlich eingestuft werden, aber gleichfalls ist auch das Fehlen von Gas auf dem Spotmarkt (Day-ahead) an sich in absehbarer Zukunft sehr unwahrscheinlich. In diesem Sinne ist ein Abstellen auf einen

<sup>3</sup> Z.B. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/41065/umfrage/europaeische-union---erdgasverbrauch-in-milliarden-kubikmeter/>

<sup>4</sup> Der grösste Gas Spot Markt, mit sowohl Day-ahead und Intraday Angeboten, ist die EEX, mit sehr hoher Liquidität. Die Beschaffung von Erdgas für das Kraftwerk an einer solchen Börse stellt grössenordnungsmässig kein Problem dar. Events mit sehr hohen Preisschwankungen können dabei aber immer wieder auftreten. Die letzten 1.5 Monate an täglichen Handelsvolumen können auf <https://www.powersnext.com/spot-market-data> eingesehen werden; sie sind von Oktober bis Mitte November 2021 z.B. typischerweise um die 300'000 MWh/Tag.

allfälligen Erwerb der Energie über die Gas-Spotmärkte voraussichtlich die sinnvollste Variante.

Auf die zu erwartenden Kosten für die Gasversorgung wird in 2.3.4 näher eingegangen.

### 2.3.3.3 Erdgasverfügbarkeit an den Standorten

Die Erdgasverfügbarkeit an den einzelnen zu untersuchenden Standorten hängt von verschiedenen Details der Netzwerkskonfiguration und von dem aktuellen und zukünftigen Restverbrauch durch andere Gaskonsumenten ab. Da in diesem Stadium der Projektentwicklung noch keine Standorte zur Diskussion stehen, für welche die Erdgasverfügbarkeit präzise durch Gespräche mit dem jeweils zuständigen Gasnetzbetreiber -zumindest im Rahmen von Vorverhandlungen – abgeklärt werden kann, wird lediglich untersucht, wie gut ein denkbarer Standort voraussichtlich an Leitungen angeschlossen werden kann, welche wir für die Versorgung des Kraftwerks als ausreichend dimensioniert einschätzen.

### 2.3.3.4 Regelung der Gasversorgung

Unter Einbezug der oben beschriebenen Sachverhalte ergeben sich für die Organisation der Gasversorgung im Allgemeinen unter anderem die im Folgenden erläuterten Schritte. Es könnte dabei von Vorteil sein, die entsprechenden Verhandlungen (mit lokalem Versorger und möglicherweise ausländischen vorgelagerten Versorgern) frühzeitig zu führen und mit der definitiven Bestimmung der Standorte abzuwarten, bis die entsprechenden Anbindungs- und (Leistungs-)Bereitstellungsbedingungen für die favorisierten Standorte vorliegen. Die Beschreibung geht nicht spezifisch auf das allgemeine Betreibermodell für das Kraftwerk ein, und geht implizit davon aus, dass das Kraftwerk von einer eigenständigen Institution betrieben wird, welche nicht sonst schon als relevanter Akteur im Gasbereich tätig ist.

1. In Zusammenarbeit mit dem lokalen Gasnetzbetreiber: Sicherstellung einer ausreichenden physischen Netzanbindung an eine Gasleitung mit genügend hoher, verfügbarer Lieferkapazität, unter Einbezug der Kapazität der lokalen Leitung (insbesondere Druck und Durchmesser); der restlichen angeschlossenen Verbraucher welche einen Teil der Bruttokapazität beanspruchen; und der vorgelagerten Netzwerkstücken bis zu schweizerischen oder ausländischen Transmissionslinien, auf welchen die benötigte Kapazität im Allgemeinen physisch eher kein grösseres Problem mehr darstellen sollte. Für diese Netzanbindung werden an vielen Standorten Ausleitungsstücke von mehreren Kilometern Länge benötigt, und es müssen entsprechende Eingliederungsmassnahmen am Netz vorgenommen werden.
2. In Zusammenarbeit mit dem lokalen Gasnetzbetreiber, und möglicherweise relevanter Verbraucher in der umliegenden Region: Regelung der Bereitstellung der Transportkapazität, inklusive möglicherweise notwendiger Spezialbedingungen die sich aus dem aussergewöhnlichen User-Profil von sehr seltenem Gebrauch sehr grosser Gasmengen – und im Ernstfall über längere Zeit – ergeben. So ist zum Beispiel zu prüfen, inwiefern die vom Netzbetreiber typischerweise erwartete «N-1»-Sicherheitsreserve (= Lieferfähigkeit an alle Benutzer auch bei seltenem Ausfall eines relevanten Netzelementes) teilweise ignoriert werden kann, und zwar durch eine Sonderregelung für den Fall eines Ausfalls, z.B. indem

die Anlage – oder auch weitere regionale Verbraucher – ein leicht erhöhtes temporäres Ausfallsrisiko für die Erdgaslieferung bewusst in Kauf nimmt, für den seltenen Fall, dass die Anlage überhaupt gebraucht wird.<sup>1</sup> Im Gegenzug sollte insbesondere im Falle der Akzeptanz einer leicht verringerten Versorgungssicherheit geprüft werden, ob die normalerweise durch den Netzwerkbetreiber angewendeten Leistungspreise entsprechend angepasst werden können, um neben dem voraussichtlich sehr seltenen Gebrauch auch der akzeptierten verringerten Versorgungssicherheit Rechnung zu tragen. Je nach Bedarf und Risikobereitschaft dürfte sich eine Abmachung mit lokalen Verbrauchern lohnen, wenn diese weiteren Verbraucher ihren Eigenverbrauch im Fall der Fälle zugunsten des Kraftwerks einschränken könnten, so dass je nach genauer Situation die gesamte Anschlussleistung, und das entsprechende Entgelt, reduziert werden kann.

3. Mit den vorgelagerten, ausländischen Transportnetzbetreibern sollte der Use-case besprochen werden, und ähnlich wie mit dem lokalen Netzwerkbetreiber sollte die Möglichkeit eine vertragliche Verbesserung für den speziellen Use-case einer sehr seltenen Beanspruchung der Kapazität ausgelotet werden.
4. Ein Konzept für die Beschaffung der Energie für Testzwecke und für den seltenen Fall eines längeren Einsatzes aufgrund des Stromnotstandes sollte erstellt werden, und könnte idealerweise mit dem lokalen Gaslieferanten, den vorgelagerten ausländischen Transportnetzbetreibern, sowie allenfalls mit internationalen Gaslieferanten sowie den Betreibern von relevanten europäischen Speichern besprochen werden.
5. Ein etablierter Akteur, der seit längerem mit grossen Gasmengen auf dem schweizerischen oder europäischen Markt handelt, wird im Idealfall als Partner eng in all diese Prozesse miteingebunden.
6. Unter Berücksichtigung der aktuellen Regulierung muss die genaue finanzielle Handhabung der Treibhausgasemissionen für das Kraftwerk geregelt werden.

Zu den entsprechenden Diskussionen und Verhandlungen mit den Akteuren im Gassektor, und zu den Kostenabschätzungen untenan, ist hier anzumerken, dass die Umsetzung eines Kraftwerksprojekts (mit dem Brennstoff Erdgas) in dieser Grösse – oder auch allgemeiner der Zubau von  $2 \times 1'500 = 3'000$  MW thermischer Erdgasverbrauchskapazität – ein absolutes Novum für die Schweiz wäre. Dies bedeutet auch, dass die aktuell üblichen und sehr heterogenen Erdgaslieferbedingungen und Tarife, in jedem Fall für das Kraftwerk in Spezialverträgen angepasst werden müssten, möglicherweise sehr stark.

#### 2.3.4 Versorgungskosten Erdgas

Die Erdgasversorgungskosten können ohne eine spezifisch auf das Thema ausgelegte Studie und Verhandlungen mit möglichen Anbietern, nicht präzise angegeben werden. Die Erdgastarife sind zwar für bestehende Kunden und ihre Anwendungen teilweise bekannt, aber die entsprechenden Tarifangaben sind typischerweise eine Mischrechnung aus bezogenem Erdgasvolumen (Energiekomponente) und reservierter Gasnetz-Kapazität (Leistungskomponente), und sind stark abhängig von der Anlagengrösse. Abbildung 2-2 zeigt ein Beispiel von Tarifen für Grosskonsumenten (31 MW) mit sehr hohen Benutzungsstunden (8'000h/a), für welche schon oft keine Standardverträge existieren,

<sup>1</sup> Hier ist zu berücksichtigen, dass grössere Ausfälle im regionalen Gasnetz eine höchst seltene Angelegenheit zu sein scheinen.

oder teilweise sogar unklar ist, ob sie überhaupt vom lokalen Netz bedient werden können. Für die Bereithaltung von einer sehr selten gebrauchten Abnahmekapazität von 1'500 MW thermischer Gaskapazität, bewegen wir uns für die Schweiz hingegen in einem Territorium, das sowohl bezüglich Grössenordnung als auch bezüglich Verbrauchsmuster sehr ausserordentlich ist.

[gaspreise.preisueberwacher.ch](http://gaspreise.preisueberwacher.ch)

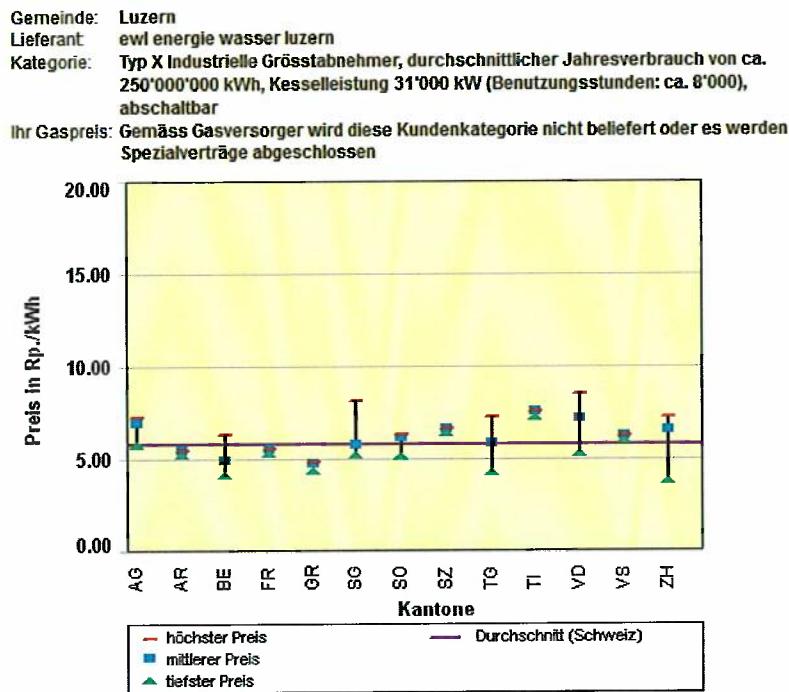


Abbildung 2-2 Schweizer Gasversorgungskosten für Grossverbraucher (Leistungs- und Energiekomponente zusammengerechnet) (Quelle: Preisüberwacher 2021)<sup>M</sup>

Für einen gegebenen Anschluss an das Gasversorgungssystem, müssen folgende wichtigen Kostenkomponenten bei der Brennstoffversorgung berücksichtigt werden:

- 1. Energiekosten (ohne Transport):** Die eigentlichen Grosshandelspreise für Erdgas sind innerhalb von Europa relativ homogen. Sie hängen stark von Bedingungen auf dem Gasmarkt in anderen Regionen ab, können aber erheblich von Preisen z.B. in Japan oder den USA abweichen. Die preislichen Unterschiede zwischen verschiedenen Weltregionen sind insbesondere durch die begrenzten und teuren Transportkapazitäten (Pipelines und LNG) bedingt, und hängen zum Teil auch von spezifischen, langfristigen Lieferverträgen zwischen grossen Produzenten und Verbrauchern ab. Insgesamt liegen die europäischen Preise typischerweise in einem Mittelfeld im Vergleich zu den Preisen in anderen Regionen, sowohl durch das letzte Jahrzehnt hindurch als auch bisher in Projektionen in die Zukunft (s. Abbildung 2-3).
- Die Gaspreise sind zeitweise durch akute Verknappungen, aber teilweise auch durch Überangebote gekennzeichnet, welche in einzelnen Regionen besonders

<sup>M</sup> <http://gaspreise.preisueberwacher.ch/web/index.asp>

ausgeprägt sein können. Dies kann zu sehr starken zeitlichen Schwankungen der Preise, und zu hohen regionalen Preisdifferenzen führen. In der Tendenz wird im Mittel oft von einem langsamen Preisanstieg des Gases über die nächsten Jahre und Jahrzehnte ausgegangen, und für Europa scheint für die relevante Periode von 2025 bis 2035 die Annahme eines regionalen Preises von um die 20 CHF/MWh<sub>Hu</sub> vernünftig (Projektion der Weltbank, April 2021).<sup>n</sup> Dieser Wert erhöht sich noch etwas, wenn zusätzliche Kosten für die Vertragsstrukturierung, Speicherbewirtschaftung, Hedging, etc. in Betracht gezogen werden. Deswegen wird im Weiteren für die Studie ein Arbeitspreis von **25 CHF/MWh<sub>Hu</sub>** angenommen.

2. **Exit-Kapazitätskosten des vorgelagerten ausländischen Netzbetreibers (Netzgebühren):** Hier können sich die Kosten zwischen verschiedenen Regionen erheblich unterscheiden. So scheinen für herkömmliche Abnehmer Kosten in der Größenordnung von um die 5 CHF/kW/Jahr plausibel. Diese könnten aber, je nachdem um welchen europäischen Exporteur es sich handelt, theoretisch auch höher sein. Zudem könnten diese Werte in der Tendenz in Zukunft eher noch ansteigen. Hier ist allerdings zu berücksichtigen, dass es beim Projekt um eine 3'000 MW grosse Gesamtkapazität geht, die höchstwahrscheinlich durch ein gegebenes Jahr hindurch entweder nie oder sonst fast nie gebraucht wird, was keinem typischen Verbrauchsmuster von existierenden Gaskonsumenten (inklusive Gasverteilern) in der Schweiz entspricht. Es scheint somit relativ offensichtlich, dass mit dem (oder den) entsprechenden ausländischen Grenzgasnetzbetreiber(n) ohnehin eine Spezialabmachung getroffen werden muss. Es wird hier davon ausgegangen, dass diese Abmachung der besonderen Situation des fast ausschliesslich im Stand-By stehenden Kraftwerks Rechnung trägt, und entsprechend eine Reservierung zu besseren Konditionen als für den «normalen» Kunden ermöglicht (falls notwendig, eventuell inklusive Inkaufnahme kurz anhaltender Liefereinschränkungen für das Kraftwerk im Notfall, z.B. wenn das Gasnetz einmal durch besonders hohe Tagesspitzenwerte während 1-2 Stunden überbelastet ist<sup>o</sup>). Für die weiteren Berechnungen werden deshalb provisorisch vorgelagerte Exit-Kosten von um die **2 CHF/kW<sub>Hu</sub>/Jahr** angenommen. Dadurch ergeben sind erhebliche Gesamtkosten; für die eine Gaskapazität von vorläufig geschätzten 3'000 MW und mit der Annahme einer ganzjährigen, lückenlosen Vorhaltung, schon 6 Mio. CHF/Jahr rein aus diesen Exit-Gebühren. Um höhere jährliche Exit-Kosten zu verhindern, kann je nach Partner theoretisch auch eine Beschränkung der Kapazitätsbereitstellung z.B. auf das Winterhalbjahr möglich sein. Inwiefern dies möglich und vertretbar sein kann, hängt auch von der Region, und von Details des Einsatzszenarios für das Kraftwerk ab.
3. **Schweizer Netzgebühren:** Netznutzungsentgelte für feste Kapazität variieren in der Schweiz extrem stark, mit indikativen Tarifen der *Koordinationsstelle Durchleitung* die sich zwischen verschiedenen Regionen teilweise bis um ca. einen Faktor 10 unterscheiden.<sup>p</sup> Hierbei ist zu beachten, dass die künftige Entwicklung der Netznutzungstarife stark durch Zeitplan und Inhalt des GasVG geprägt sein wird. Tarife im Bereich von **10 – 14 CHF/ kW<sub>Hu</sub> /Jahr** müssten nach

<sup>n</sup> Von \$5.8/MMBTU im Jahr 2025, auf \$6.5/MMBTU im Jahr 2035, World Bank Commodity Market Outlook April 2021, <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets#3>. See also <https://knoema.com/information/ncszerf/natural-gas-price-forecast-2021-2022-and-long-term-to-2050>.

<sup>o</sup> Derartige Abmachungen wären im Rahmen von Vertragsverhandlungen mit dem Ziel einer möglichst hohen Fixkostensenkung zu treffen.

<sup>p</sup> Siehe [https://www.ksdl-erdgas.ch/fileadmin/user\\_upload/NNE\\_auf\\_Hochdrucknetzen\\_21-22.pdf](https://www.ksdl-erdgas.ch/fileadmin/user_upload/NNE_auf_Hochdrucknetzen_21-22.pdf)

unseren Erkenntnissen derzeit als Schweizer Netzgebühren angesetzt werden. Für die vorläufig geschätzte Gaskapazität von 3'000 MW würden sich daraus bei ganzjähriger und lückenloser Kontrahierung Kosten in Höhe von 30 – 42 Mio. CHF/Jahr errechnen. Wir gehen hier jedoch wiederum provisorisch davon aus, dass für das in den meisten Jahren nicht oder nur kaum gebrauchte «Stand-By» Reservekraftwerk diese Anschlusskostenkomponente dadurch deutlich reduziert werden kann, dass die Netznutzung nur für die Monate Februar und März fest gebucht werden muss. Gemäss «Allgemeine Netznutzungsbedingungen für die schweizerischen Erdgasnetze» (Version 1.5a vom Oktober 2015) kann auf die ganzjährigen Kosten dann ein Rabatt angewendet werden, der die Kosten dann in den Bereich von 11.25 – 15.75 Mio. CHF/Jahr drücken würde. Für die weiteren Betrachtungen wird deswegen mit einen angenommenen (mittleren) Wert von **4.5 CHF/ kW<sub>Hu</sub> /Jahr** gerechnet.

4. **Treibhausgasemissionen:** Die CO<sub>2</sub>-Kosten werden mit 121.50 CHF/tCO<sub>2</sub> veranschlagt (siehe 2.4.2).

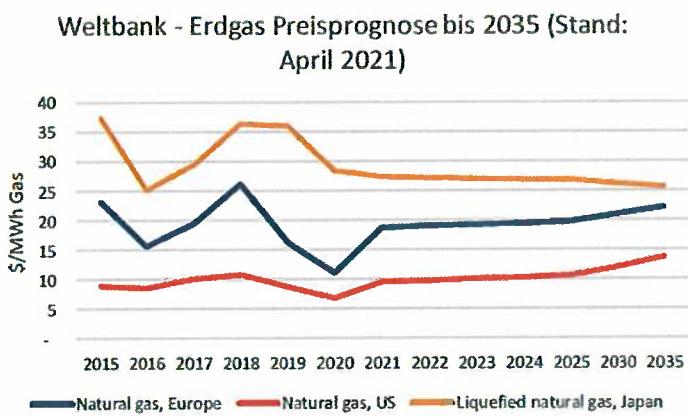


Abbildung 2-3 Weltbank Projektion: Erdgas Preisvorhersage, Weltbank (Quelle: AFRY, basiert auf Daten World Bank April 2021 Commodity Price Forecast)<sup>9</sup>

Aufgrund der sehr geringen Einsatzwahrscheinlichkeit für das Kraftwerk, spielen die Leistungsbereithaltungskosten insgesamt die dominante Rolle; die für ein «durchschnittliches» Jahr (unter Berücksichtigung der geringen Wahrscheinlichkeit einer Stromlücke) zu erwarteten Energiekosten sind insgesamt vergleichsweise vernachlässigbar.

Eine detailliertere Aufstellung der Kraftwerkskosten - inkl. Brennstoff - findet sich in Kapitel 6.

### 2.3.5 Schlussfolgerungen für den bevorzugten Brennstoff

Es wird davon ausgegangen, dass für zwei der denkbaren Standorte schlussendlich – also nach Abschluss vertiefender Untersuchungen in Zusammenarbeit mit der Gaswirtschaft – eine Erdgasversorgung machbar ist.

Für die existierenden Tarife in der Schweizer Gasbranche scheint es keine umfassende (und öffentliche) Datenbank zu geben, und oft scheinen Tarife ohnehin das Resultat individueller Abmachungen (Verträge zwischen Netzbetreiber und Abnehmer). Für den

<sup>9</sup> [https://knoema.com/infographics/ncszerf/natural-gas-price-forecast-2021-2022-and-long-term-to-2050](https://knoema.com/infoographics/ncszerf/natural-gas-price-forecast-2021-2022-and-long-term-to-2050)

besonderen Anwendungsfall des grossen «Stand-By»-Reservekraftwerkes, werden notwendigerweise Sondervereinbarungen mit den entsprechenden Netzwerksbetreibern – definitiv lokal, aber wahrscheinlich auch in den relevanten Nachbarländern – getroffen werden müssen. Dies einerseits, um eine zufriedenstellende Versorgung sicherzustellen, aber gleichzeitig auch, um eine Handhabung zu finden, die es erlaubt, einen ökonomisch sinnvollen Leistungspreis zu finden, der der «Stand-By»-Natur des Kraftwerks genügend Rechnung trägt.

Insgesamt ist es zum jetzigen Zeitpunkt unmöglich detaillierte Angaben zu den zu erwartenden Gasanschlusskosten zu treffen – dies wird erst nach detaillierten Abklärungen, oder eigentlichen Verhandlungen, mit den relevanten Anbietern möglich sein. Es ist also wichtig, die sehr grosse Unsicherheit über die oben angegebenen Zahlen aus dem Weg zu räumen, bevor das Kraftwerkskonzept final festgelegt und umgesetzt wird. Dies inkludiert auch die parallele Analyse der Machbarkeit des alternativen Brennstoffs HEL zumindest für besonders interessante Standorte.

## 2.4 Umweltanforderungen

### 2.4.1 Anzuwendendes (Umwelt-)Recht und Standards

Grundsätzlich sind für das Vorhaben alle gültigen Schweizer Gesetze und Standards zu berücksichtigen. Für die Studie kann selbstverständlich nur die aktuell gültige Situation in Betracht gezogen werden. Zu einem späteren Zeitpunkt, wenn das Kraftwerk konkret realisiert werden soll ist dann eine UVP durchzuführen, mit welcher nachzuweisen sein wird, dass die Anlage in Bezug auf die Umwelt rechtskonform umgesetzt wird. Die UVP wird für den gewählten Standort und die schlussendlich vorgesehene Technik durchgeführt und bildet die Grundlage für einen Genehmigungsbescheid.

In dieser Studie werden die zu erwartenden Umweltanforderungen lediglich grundsätzlich in die Überlegungen bezüglich des Anlagenkonzepts einbezogen, was selbstverständlich nicht die UVP ersetzt oder deren Resultate (evtl. Auflagen durch die Behörden) vorwegnimmt.

### 2.4.2 Emission von CO<sub>2</sub>

Das Schweizer *Bundesgesetz über die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen* (CO<sub>2</sub>G) regelt den Umgang mit den CO<sub>2</sub>-Emissionen des (fossil-thermischen) Kraftwerks. Bis zum 31.12.2019 enthielt das CO<sub>2</sub>G die Art. 22-25 betreffend der *Kompensation bei fossil-thermischen Kraftwerken*. Aufgrund dieser Artikel hätten die CO<sub>2</sub>-Emissionen eines fossil-thermischen Kraftwerks i) volumäglich und ii) zu höchstens 50% durch Emissionsminderungszertifikate kompensiert werden dürfen. Nachdem die Schweiz im Jahr 2019 ihr Emissionshandelssystem mit jenem der EU verknüpft hat, wurden Art. 22-25 ersatzlos aufgehoben.

Gemäss der CO<sub>2</sub>-Verordnung (CO<sub>2</sub>V) in der Fassung vom 10.02.2021, Anhang 6, Ziffer 1, ist für ein fossil-thermisches Kraftwerk mit einer Feuerungsleistung von mehr als 20 MW die Teilnahme am EHS zwingend. Lediglich für den Fall, dass die jährlichen Treibhausgasemissionen weniger als 25'000 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente (CO<sub>2</sub><sub>eq</sub>) betragen, kann nach Art. 41 Abs. 1 und 2 der CO<sub>2</sub>V eine Ausnahme von der Pflicht zur Teilnahme am EHS beantragt werden.

Eine kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten wäre grundsätzlich gemäss Art.19 (4) CO<sub>2</sub>G möglich. Nach Einschätzung ElCom kann jedoch derzeit nicht beurteilt werden, ob der Bundesrat einer solchen Ausnahmeregelung zustimmen würde. Deswegen wird für die Kostenschätzung davon ausgegangen, dass sämtliche CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerks durch am Markt zu erwerbende CO<sub>2</sub>-Zertifikate abgedeckt sein müssen.

Für die Untersuchungen im Rahmen dieser Studie (voraussichtlich wird das Kraftwerk in kritischen Jahren mehr als 25'000 Tonnen CO<sub>2</sub><sub>eq</sub> emittieren; während es in der Mehrzahl der Jahre nur zu Test- und Wartungszwecken laufen muss) wird davon ausgegangen, dass das zu konzipierende Kraftwerk in einzelnen Jahren am EHS teilnehmen muss, in diesen Jahren aber gleichzeitig auch aufgrund von CO<sub>2</sub>V, Art. 96b Absatz 1 die Differenz zwischen der bezahlten CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffen und dem Mindestpreis nach Artikel 17 Absatz 2 CO<sub>2</sub>G rückerstattet erhält.

Für die Studie wird gemäss Vorgaben von ElCom zusammenfassend von Folgendem ausgegangen:

- Das Kraftwerk muss in einzelnen Jahren am EHS teilnehmen und die erforderlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte am Markt erwerben (CO<sub>2</sub>\_Z)
- Auf den Brennstoffverbrauch ist eine CO<sub>2</sub>-Abgabe (CO<sub>2</sub>\_A) in Höhe von CHF 120 pro Tonne zu berücksichtigen<sup>R</sup>. Als Mittelwert der externen CO<sub>2</sub>-Kosten (CO<sub>2</sub>\_E) werden CHF 121.50 pro Tonne berücksichtigt (siehe oben). Sowohl für den Worst-case (hoher Brennstoffverbrauch) als auch für Jahre, in denen das Kraftwerk lediglich in Bereitschaft steht (minimaler Brennstoffverbrauch) wird AFRY sowohl den Brennstoffbedarf, die damit einhergehende Brennstoffabgabe sowie die zu erwartende Rückerstattung angeben. Für die Berechnung der Rückerstattung (CO<sub>2</sub>\_R) gilt:

$$\begin{aligned} &\text{Wenn } CO_2_A + CO_2_Z > CO_2_E, \\ &\text{dann } CO_2_R = CO_2_A + CO_2_Z - CO_2_E, \\ &\text{sonst } CO_2_R = 0 \end{aligned}$$

#### 2.4.3 Emissionen von sonstigen Schadstoffen in die Atmosphäre

Das Kraftwerk soll den Anforderungen der Schweizer Luftreinhalteverordnung in der Version vom 12. Februar 2020 (LRV) genügen.

Die LRV unterscheidet bezüglich der Emissionsanforderungen zwischen verschiedenen – im Rahmen dieser Studie relevanten – Technologien:

1. Gasturbinen
2. Stationäre Verbrennungsmotoren
3. Feuerungsanlagen (z.B. Dampfturbinen-Kraftwerk)

Weiterhin ist zwischen den zum Einsatz kommenden Brennstoffen zu differenzieren.

##### 2.4.3.1 Gasturbinen

Bei Einsatz von flüssigen Brenn- oder Treibstoffen dürfen die Emissionen von Russ die Russzahl (nach Bacharach) 2 (Anhang 1 Ziff. 22) nicht überschreiten.

---

<sup>R</sup> Seitens AFRY werden nur nominelle Werte berücksichtigt. Etwaige, inflationsbedingte Anpassungen werden durch ElCom für die Tarifierung berücksichtigt.

Tabelle 2-3: Zulässige CO-Emissionen (LRV, Anhang 2, Ziffer 834)

	<b>Feuerungswärmeleistung</b>	
	bis 40 MW	über 40 MW
- <b>Kohlenmonoxid (CO)</b>	mg/m <sup>3</sup>	
- beim Betrieb mit Gasbrenn- oder Gasfreibstoffen nach Anhang 5 Ziffer 41 Absatz 1 oder flüssigen Brenn- oder Treibstoffen	100	35
- beim Betrieb mit Gasbrenn- oder Gastreibstoffen nach Anhang 5 Ziffer 41 Absatz 1 Buchstaben d und e, wenn die Anlage jährlich mindestens zu 80 Prozent mit diesen Stoffen betrieben wird	240	35

Tabelle 2-4: Zulässige NO<sub>x</sub>-Emissionen (LRV, Anhang 2, Ziffer 836)

	<b>Feuerungswärmeleistung</b>	
	bis 40 MW	über 40 MW
- <b>Stickoxide (NO<sub>x</sub>)</b>	mg/m <sup>3</sup>	
- beim Betrieb mit Gasbrenn- oder Gastreibstoffen nach Anhang 5 Ziffer 41 Absatz 1	40	20
- beim Betrieb mit flüssigen Brenn- oder Treibstoffen	50	40

Wird eine Gasturbine mit einer Entstickungsanlage betrieben, dürfen die Emissionen von Ammoniak und Ammoniumverbindungen, angegeben als Ammoniak, 10 mg/m<sup>3</sup> nicht überschreiten.

Die Emissionen von Schwefeloxiden (SO<sub>x</sub>), angegeben als Schwefeldioxid, dürfen bei einem Massenstrom von 2.5 kg/h oder mehr 120 mg/m<sup>3</sup> nicht überschreiten.

Für Gasturbinen von Notstromgruppen, die während höchstens 50 Stunden pro Jahr betrieben werden, legt die Behörde die vorsorglichen Emissionsbegrenzungen nach Artikel 4 fest; Anhang 1 und Anhang 2 Ziffern 833 (Russzahl), 834 (CO) und 836 (NO<sub>x</sub>) gelten nicht.

#### 2.4.3.2 Stationäre Verbrennungsmotoren

Gemäss LRV, Anhang 2, 824 müssen Verbrennungsmotoren die Emissionsgrenzwerte gemäss Tabelle 2-5 einhalten.

Tabelle 2-5: Emissionsgrenzwerte für stationäre Verbrennungsmotoren

		Feuerungswärmeleistung		
		bis 100 kW	über 100 kW	über 1 MW
- Kohlenmonoxid (CO)	mg/m <sup>3</sup>			
- beim Betrieb mit Gasbrenn- oder Gastreibstoffen nach Anhang 5 Ziffer 41 Absatz 1		650	300	300
- beim Betrieb mit Gasbrenn- oder Gastreibstoffen nach Anhang 5 Ziffer 41 Absatz 1 Buchstaben d und e, wenn die Anlage jährlich mindestens zu 80 Prozent mit diesen Stoffen betrieben wird		1300	650	300
- beim Betrieb mit flüssigen Brenn- oder Treibstoffen		650	300	300
- Stickoxide (NO <sub>x</sub> ), angegeben als Stickstoffdioxid (NO <sub>2</sub> )	mg/m <sup>3</sup>			
- beim Betrieb mit Gasbrenn- oder Gastreibstoffen nach Anhang 5 Ziffer 41 Absatz 1		250	150	100
- beim Betrieb mit Gasbrenn- oder Gastreibstoffen nach Anhang 5 Ziffer 41 Absatz 1 Buchstaben d und e, wenn die Anlage jährlich mindestens zu 80 Prozent mit diesen Stoffen betrieben wird		400	250	100
- beim Betrieb mit flüssigen Brenn- oder Treibstoffen		400	250	250

Wird ein stationärer Verbrennungsmotor mit einer Entstickungsanlage betrieben, so dürfen die Emissionen von Ammoniak und Ammoniumverbindungen, angegeben als Ammoniak, 30 mg/m<sup>3</sup> nicht überschreiten.

#### 2.4.4 Luftqualität

Die Luftqualität ist ein standortspezifisches Merkmal. Gemäss Anhang 7 der LRV, definiert sich die Luftqualität durch Immissionsgrenzwerte für verschiedene Stoffe in der Umgebungsluft (eines Standortes). Im Rahmen einer UVP ist bei einem Vorhaben, welches konkret umgesetzt werden soll, nachzuweisen, dass sich die Luftqualität durch dieses nicht in unzulässiger Weise verschlechtert und die Immissionsgrenzwerte überschritten werden<sup>s</sup>. Sofern die Anlagentechnik des Kraftwerks die Emissionsanforderungen gemäss 2.4.2 erfüllt, kann davon ausgegangen werden, dass es zu keinerlei Problemen bezüglich der Luftqualität kommen wird solange die Kaminhöhe entsprechend ermittelt und beim Bau der Anlage auch umgesetzt wird.

Bei der Auswahl des Standortes wird daher der Einfluss der Anlage auf die Luftqualität als nicht relevant vernachlässigt.

#### 2.4.5 Abwasser

Die Anforderungen an das mögliche Abwasser des Kraftwerks ergeben sich aus den Bestimmungen der Schweizer Gewässerschutzverordnung (GSchV). Die GSchV definiert

<sup>s</sup> Sofern der in der Schweiz eher unwahrscheinliche Fall eintritt, dass die Immissionsgrenzwerte am Standort schon vor Realisierung eines Vorhabens überschritten sind, wäre es zumindest theoretisch möglich, dass höhere Werte genehmigt werden.

in Anhang 2 die geforderte Wasserqualität für das aufnehmende Gewässer und in Anhang 3, die Anforderungen an das Abwasser selbst.

Für das Abwasser eines Kraftwerks kommt allenfalls die Einleitung in ein oberirdisches Gewässer in Frage, so dass die Sicherstellung der Wasserqualität gemäss Anhang 2 der GSChV im Rahmen einer späteren UVP zu prüfen wäre.

Das Kraftwerk ist für den Fall, dass es nennenswerte Abwasserströme produziert, so auszurüsten, dass die Anforderungen gemäss Anhang 3 der GSChV eingehalten werden.

#### 2.4.6 Frischwasser

Die Frischwasserqualität ist ein standortspezifisches Merkmal und ist daher erst nach Festlegung des Standortes bekannt. Für diese Studie wird von einer Frischwasserqualität ausgegangen, welche keine über das übliche Mass hinausgehenden Anforderungen an die interne Wasseraufbereitungsanlage stellt.

#### 2.4.7 Lärmpegel

Die von der Anlage ausgehende Lärmbelastung muss gemäss den Bestimmungen der Schweizer Lärmschutz-Verordnung (LSV) begrenzt werden. Die Belastungsgrenzwerte (für das vor Lärm zu schützende, dem Kraftwerks-Standort nächstgelegene Gebäude) ergeben sich aus Anhang 6 der LSV für Industrie- und Gewerbelärm<sup>T</sup>. Ihre Einhaltung ist im Rahmen der späteren UVP im Detail nachzuweisen. Für diese Studie wird angenommen, dass keine über das übliche Mass hinausgehenden Anforderungen an die internen Schallschutzmassnahmen getroffen werden müssen. Maschinen, welche einen erhöhten Lärmpegel verursachen, werden anlagentypisch mit einer Lärmschutzhülle ausgestattet und Kamin sowie Ansaugkanal für die Verbrennungsluft werden mit Schall-dämpfern ausgerüstet.

Tabelle 2-6: Belastungsgrenzwerte Lärm gemäss Anhang 6, LSV

#### 2 Belastungsgrenzwerte

Empfindlichkeitsstufe (Art. 43)	Planungswert		Immissions- grenzwert		Alarmwert	
	Lr in dB(A)		Lr in dB(A)		Lr in dB(A)	
	Tag	Nacht	Tag	Nacht	Tag	Nacht
I	50	40	55	45	65	60
II	55	45	60	50	70	65
III	60	50	65	55	70	65
IV	65	55	70	60	75	70

<sup>T</sup> Energie-, Entsorgungs- und Förderanlagen, Luft- und Standseilbahnen, Skilifte sowie Motorsportanlagen, die regelmässig während längerer Zeit betrieben werden, sind den Industrie- und Gewerbeanlagen gleichgestellt

## 2.5 Zusammenfassung der technischen Projektgrundlagen

In Tabelle 2-7 sind noch einmal alle technisch relevanten Projektgrundlagen übersichtlich zusammengestellt.

Tabelle 2-7: Zusammenfassung der technisch relevanten Projektgrundlagen

Parameter	Wert	Bemerkung
Installierte Leistung des Kraftwerks	Insgesamt 1'000 MW, aufgeteilt auf zunächst 2 x 500 MW an zwei Standorte	Realisierung in Etappen denkbar: <ul style="list-style-type: none"> <li>Ausbauweise 1: 500 MW an Standort 1</li> <li>Ausbauweise 2: 1'000 MW an Standort 1 und 2</li> </ul> Auch die Aufteilung auf mehr als zwei Standorte ist – je nach Anlagenkonzept – denkbar.
Zu evaluierende Anlagentypen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Motorisches Kraftwerk (stationäre Verbrennungsmotoren)</li> <li>Gasturbinen-Kraftwerk</li> </ul>	Späterer Ausbau zu GKK als Option nicht ausgeschlossen (Ausbauweise 3 an Standort 1 und/oder 2)
Anlagendynamik	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nennleistung muss in rund 60 Minuten nach Triggerung erreicht werden</li> <li>Nach dem Hochfahren Abgabe der Leistung im technisch üblichen Regelbereich bis zum Abfahren.</li> </ul>	
Schwarzstart-Fähigkeit	Nicht notwendig	Nachrüstoption aufzeigen
Betriebsarten	<ul style="list-style-type: none"> <li>Für die Anlagenauslegung: Präventiver Energieabtausch (Use case 3a/b)</li> <li>Auf grundsätzliche Machbarkeit mit gewählter Technik zu untersuchen: Nebenaspekt – Spannungshaltung</li> </ul>	
Einspeisung ins Netz der Swissgrid	Unterwerk der Swissgrid, für welches Swissgrid die Einleitung von 500 MW ab 2025 für gut machbar einstuft	Standorte sind in der Nähe der nominierten Unterwerke zu suchen.
Wasserversorgung	Entnahme aus dem öffentlichen Trinkwassernetz	Für einen späteren Ausbau zu GKK (eventuell) sind Standorte in der Nähe von Oberflächengewässern vorteilhaft
CO <sub>2</sub>	<ul style="list-style-type: none"> <li>EHS-Teilnahme voraussichtlich nur in Extremjahren erforderlich; dann aber keine kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten; Emissionsrechte müssen am Markt beschafft werden</li> <li>Brennstoffabgabe in Höhe von CHF 120 pro Tonne CO<sub>2</sub></li> </ul>	

Parameter	Wert	Bemerkung
	zu berücksichtigen; rückerstattbar gemäss CO <sub>2</sub> V, Art. 96b <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mittelwert für externe CO<sub>2</sub>-Kosten mit CHF 121.50 pro Tonne zu berücksichtigen</li> </ul>	
Emission von sonstigen Schadstoffen	LRV-Anforderungen sind zu erfüllen	
Abwasseranforderungen	GSchV-Anforderungen sind zu erfüllen	
Zulässige Lärmpegel	LSV-Anforderungen sind zu erfüllen	
Brennstoff	Erdgas als bevorzugter Brennstoff; HEL als alternativer Brennstoff	Anlagentechnologie, welche Biodiesel, Bio-Äthanol und/oder gelben/grünen Wasserstoff als zukünftigen Ersatzbrennstoff ermöglicht, ist im Vorteil bei der Evaluation
Standort	Geeignete Standorte sind vorzuschlagen und hinsichtlich ihrer Eignung zu evaluieren	

### 3 Technologieauswahl

Im Folgenden werden die möglichen Technologien für das Kraftwerk, bzw. die einzelne Anlage dargestellt. Dabei wird als Technologie der Typ der Kraftmaschine verstanden. Technologien zur Luftreinhaltung und andere technische Konzepte werden im Anlagengrundkonzept ausgewählt.

Betrachtet werden Kraftmaschinen, die mit Erdgas und/oder leichtem Heizöl betrieben werden können und für thermische Kraftwerke dieser Art und Grösse erfolgreich kommerziell eingesetzt werden.

Die Technologie für das Kraftwerk wird anhand der Einhaltung der Betriebsanforderungen und den spezifischen Kosten ausgewählt.

#### 3.1 Technologieüberblick

Basierend auf die Projektgrundlagen kommen folgende Technologien in Frage:

- Verbrennungsmotoren
- Aeroderivative Gasturbinen
- Schwere Gasturbinen

Dies entspricht auch dem international weit verbreiteten Ansatz für Spitzenlast- oder Notreserve-Kraftwerke. Jede dieser Technologien hat spezifische Vor- und Nachteile, die im Folgenden kurz erläutert werden. Alle dargestellten Kraftmaschinen sind durch die jeweiligen Hersteller in Modellreihen standardisiert und es gibt für die Leistungsklassen, die hier in Betracht kommen, nur eine limitierte Anzahl von etablierten Herstellern.

Es wird ausserdem die Möglichkeit zum Ausbau zu einer Kombianlage (GKK) betrachtet. In einer Kombianlage wird das Abgas der Kraftmaschine in einem nachgeschalteten Abhitzekessel abgekühlt und mit dieser Wärme dann Dampf mit hohem Druck und hoher Temperatur erzeugt. Dieser Dampf wird in einer zusätzlichen Dampfturbine entspannt und die damit erzeugte elektrische Leistung erhöht den Wirkungsgrad der Gesamtanlage beträchtlich.

Wo im Folgenden Leistungsdaten gegeben sind, beziehen sich diese auf ISO Umgebungsbedingungen (15 °C, 101.3 kPa, 60% relative Luftfeuchtigkeit). Wo Wirkungsgrade genannt werden handelt es sich um den Nettowirkungsgrad basierend auf dem Heizwert ( $H_u$ ) des Brennstoffes.

Die technischen Daten basieren auf Herstellerinformationen. Wo verschiedene Hersteller und Modelle betrachtet werden, werden Bereiche angegeben, die die Daten verschiedener Hersteller und Modelle abdecken sollen.

##### 3.1.1 Stationäre Verbrennungsmotoren

Gasmotoren sind kommerziell mit einer Kapazität von bis zu 18.5 MW erhältlich. Die Gasmotoren in dieser Leistungsklasse sind in der Regel mittelschnell laufende Viertakt-Motoren mit Turboaufladung.

Während es für die Leistungsgrösse bis 10 MW eine grosse Anzahl von Herstellern am Markt gibt, sind in der Leistungsklasse über 10 MW nur zwei renommierte Hersteller am Markt: MAN und Wärtsilä. Tabelle 3-1 zeigt die Hauptdaten der beiden Gasmotoren auf dem Markt.

Der Wirkungsgrad<sup>U</sup> mit fast 50% ist hoch im Vergleich zu einer Gasturbine. Die Leistung und der Wirkungsgrad sind sehr viel weniger von den Umgebungsbedingungen abhängig als bei Gasturbinen.

Tabelle 3-1 Technische Daten grosse Gasmotoren

Parameter	Einheit	Typ	
Hersteller		MAN	Wärtsilä
Modell		MAN V51/60G	Wärtsilä 18V50SG
Elektrische Leistung	MW	18,465	18,434
Wirkungsgrad		49,6%	48,6%
Typ		4-takt, Otto	4-takt, Otto
Motordrehzahl	1/min	500	500
Anzahl Zylinder		V18	V18
Dimensionen (L x B x H)	m x m x m	19x4,7x9	19x5,5x6,3

Abbildung 3-1 zeigt einen MAN Gasmotor.

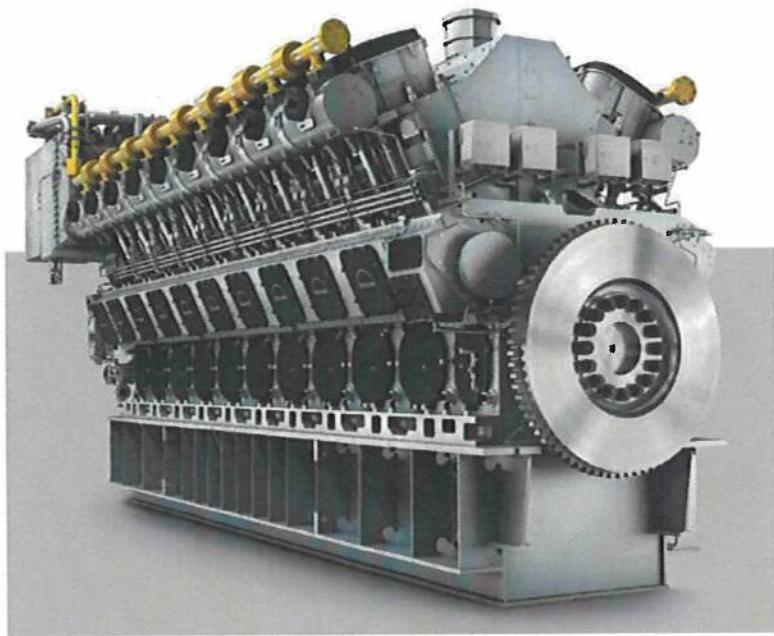


Abbildung 3-1 Gasmotor (Quelle: MAN Energy Solutions, V51/60G)

Gasmotoren zeichnen sich durch folgende Eigenschaften aus:

#### Dynamische Eigenschaften

Gasmotoren können sehr flexibel eingesetzt werden, da die Anfahrzeit nur wenige Minuten dauert. Allerdings muss dazu der Motor vorgewärmt sein.

<sup>U</sup> Wirkungsgrade sind bezogen auf den (unteren) Heizwert angegeben.

Gasmotoren können Lastwechsel sehr schnell durchführen. Die Lastrampen betragen bis zu 120% der maximalen Leistung pro Minute.

### Brennstoffe

Die Gasmotoren sind auch als «dual fuel» Motoren erhältlich, die sowohl mit Gas als auch mit flüssigem Brennstoff betrieben werden können. Als flüssige Brennstoffe kommen leichtes Heizöl, Schweröl, Rohöl oder Biobrennstoffe in Frage.

Die Motoren sind derzeit nicht für den Betrieb mit reinem Wasserstoff ausgelegt. Der Betrieb mit Erdgas, das mit 15% - 25% Volumen Wasserstoff angereichert ist, ist möglich.



Abbildung 3-2 Gasmotorenkraftwerk (Quelle: Wärtsilä)

### Emissionen

Der in der LRV geforderte Grenzwert für NOx von 100 mg/Nm<sup>3</sup> bei einem Bezugssauerstoffgehalt von 5%-vol kann nur mit einer Nachbehandlung sichergestellt werden. Gasmotoren werden in der Regel als Magermotoren betrieben, wobei die Verbrennung im Zylinder unter Sauerstoffüberschuss erfolgt. Damit werden hohe Temperatur spitzen vermieden und so die NOx Bildung reduziert.

Als Nachbehandlung ist der Einsatz einer SCR-Anlage (Selective Catalytic Reduction) erforderlich. Das SCR-Verfahren reduziert die Stickoxide mit Hilfe von Ammoniak (bzw. Ammoniakwasser oder Harnstoff) zu Stickstoff und Wasserdampf. Dazu wird im Abgasstrom eine Einspritzung von Ammoniak oder Harnstoff und ein Katalysator installiert.

Der in der LRV geforderte Grenzwert für CO von 300 mg/Nm<sup>3</sup> bei einem Bezugssauerstoffgehalt von 5%-vol kann ohne Nachbehandlung sichergestellt werden.

### Umbau zur Kombianlage

Gasmotoren können zu einer Kombianlage ausgebaut werden. Allerdings ist der Gewinn an Leistung und Wirkungsgrad aufgrund der bereits geringen Abgastemperatur und Menge wesentlich geringer als bei einer Kombianlage mit Gasturbine. Kombianlagen mit Gasmotoren dieser Leistungsklasse können Wirkungsgrade bis etwa 55% erreichen.

#### 3.1.2 Aeroderivative Gasturbinen

Aeroderivative Gasturbinen sind stationäre Gasturbinen, die aus Strahltriebwerken für Flugzeuge entwickelt wurden.

Gasturbinen nutzen ein Gas, nämlich Luft vor der Brennkammer und Verbrennungsgase nach der Brennkammer, als Arbeitsmedium. Die Verbrennungsluft wird in einem Turboverdichter komprimiert. Anschliessend wird die Luft durch Verbrennung des Brennstoffs in der Brennkammer unter hohem Druck erhitzt. Das entstehende Verbrennungsgas wird in einer Turbine entspannt, die den Turboverdichter antreibt. In einem Strahltriebwerk für Flugzeuge wird das heisse Gas aus der Turbine in einer Düse entspannt und beschleunigt, wodurch der Schub erzeugt wird. In einer Gasturbine, die als Arbeitsmaschine eingesetzt wird, wird die Schubdüse des Strahltriebwerks durch weitere Turbinenstufen ersetzt, die einen Generator antreiben.

Aeroderivative Gasturbinen sind kommerziell mit einer Kapazität von bis über 100 MW erhältlich. Während es für die Leistungsgrösse bis 40 MW eine grosse Anzahl von Herstellern am Markt gibt, sind in der Leistungsklasse über 40 MW nur zwei renommierte Hersteller am Markt: GE Power und Siemens. Tabelle 3-2 zeigt die Hauptdaten der grössten Aeroderivative Gasturbinen auf dem Markt.

Tabelle 3-2 Technische Daten grosse Aeroderivative Gasturbinen

Parameter	Einheit	Typ	
Hersteller		GE Gas Power	Siemens Energy
Model		LM6000 <sup>v</sup>	LMS100 <sup>w</sup> SGT-A65 <sup>x</sup>
Elektrische Leistung	MW	54	118
Wirkungsgrad		41,8%	43,6% 43,3%

Die LM6000 ist von GE's CF6-80C2 Mantelstromtriebwerk abgeleitet. Sie ist eine der am meisten eingesetzten Aeroderivativen Gasturbinen in dieser Leistungsklasse mit mehr als 1.300 ausgelieferten Gasturbinen.

Die LMS100 ist die grösste Aeroderivative Gasturbine und ist eine Weiterentwicklung der LM6000 mit Komponenten aus Industriegasturbinen. Zur Steigerung der Leistung und des Wirkungsgrades ist der Verdichter der Gasturbine mit einem Zwischenkühler ausgerüstet, der einen zusätzlichen Zellenkühler benötigt.

<sup>v</sup> GTW Specs 2019, DLEPF+

<sup>w</sup> GTW Specs 2019, water injection

<sup>x</sup> GTW Specs 2019, DLE Industrial Trent 60 DLE

Die Siemens SGT-A65 ist vom Rolls-Royce Trent Mantelstromtriebwerk abgeleitet. Gemäss Herstellerangaben sind insgesamt mehr als 115 Gasturbinen dieses Typs ausgeliefert worden.

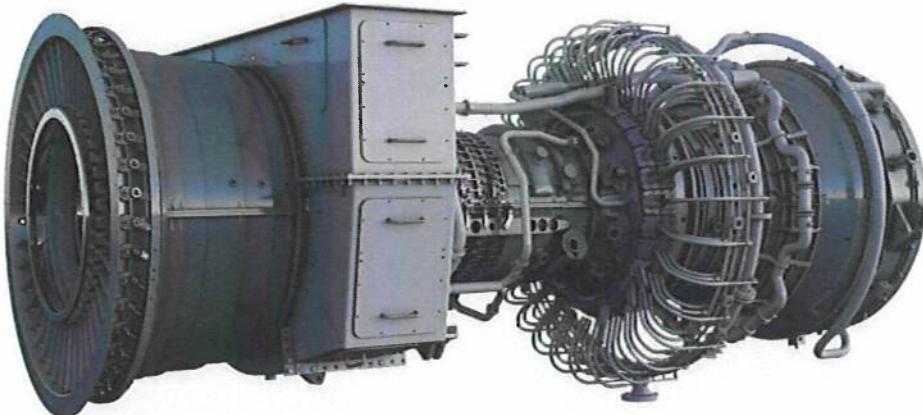


Abbildung 3-3 Aeroderivative Gasturbine (Quelle: GE, LM6000)

### Dynamische Eigenschaften

Aeroderivative Gasturbinen sind, wie Strahltriebwerke, für schnelles Anfahren und schnelle Lastwechsel ausgelegt. Das wird im Wesentlichen durch leichte Bauweise und Mehrwellenanordnung erreicht. Dabei sind verschiedene Verdichter und Turbinenabschnitte auf separaten Wellen angeordnet und können so mechanisch entkoppelt mit verschiedenen Drehzahlen laufen.

Die Anfahrzeit für eine Aeroderivative Gasturbine ist zwischen 5 und 8 Minuten vom Anfahrsignal bis Vollast. Die Lastrampen betragen bis zu 100% der maximalen Leistung pro Minute.

### Brennstoffe

Alle aufgelisteten Gasturbinen sind auch als «dual fuel» Varianten erhältlich, die sowohl mit Erdgas als auch mit leichtem Heizöl betrieben werden können. GE Aeroderivative Gasturbinen können darüber hinaus auch mit Biodiesel, Ethanol und Methanol betrieben werden.

Aeroderivative Gasturbinen können derzeit mit 90%-100% Wasserstoff Volumenanteil betrieben werden.

### Emissionen

Der in der LRV geforderte Grenzwert für NOx von 20 mg/Nm<sup>3</sup> bei einem Bezugssauerstoffgehalt von 15%-vol kann nur mit einer Nachbehandlung sichergestellt werden. Die üblicherweise für Erdgas eingesetzten *Dry Low NOx* (DLN) Brenner oder *Wet Low Emissions* (WLE) Brenner mit Wassereinspritzung können NOx Emissionswerte zwischen 30 und 50 mg/Nm<sup>3</sup> sicherstellen.

Als Nachbehandlung ist der Einsatz einer SCR-Anlage (Selective Catalytic Reduction) erforderlich. Das SCR-Verfahren reduziert die Stickoxide mit Hilfe von Ammoniak (bzw.

Ammoniakwasser oder Harnstoff) zu Stickstoff und Wasserdampf. Dazu wird im Abgasstrom eine Einspritzung von Ammoniak oder Harnstoff und ein Katalysator installiert.

Der in der LRV geforderte Grenzwert für CO von 35 mg/Nm<sup>3</sup> bei einem Bezugssauerstoffgehalt von 15%-vol kann ohne Nachbehandlung sichergestellt werden.

### **Umbau zur Kombianlage**

Aeroderivative Gasturbinen können zu einer Kombianlage ausgebaut werden. Allerdings ist der Gewinn an Leistung und Wirkungsgrad aufgrund der moderaten Abgastemperatur wesentlich geringer als bei einer Kombianlage mit schweren Gasturbinen. Kombianlagen mit Aeroderivativen Gasturbinen dieser Leistungsklasse können Wirkungsrate zwischen 50% und 55% erreichen.

#### **3.1.3 Schwere Gasturbinen**

Schwere Gasturbinen (*Heavy Duty Gas Turbines*) wurden für den Betrieb in Kraftwerken entwickelt. Dabei wurde das Hauptaugenmerk auf den Wirkungsgrad im Kombibetrieb gelegt.

Schwere Gasturbinen sind kommerziell mit einer Kapazität von bis zu 580 MW erhältlich. Vier Hersteller liefern Schwere Gasturbinen:

- GE Gas Power (USA)
- Siemens Energy (Deutschland)
- Mitsubishi Power (Japan)
- Ansaldo Energia (Italien)

Schwere Gasturbinen werden nach Klassen eingeteilt:

##### **3.1.3.1 E-Klasse**

E-Klasse Gasturbinen wurden hauptsächlich in den 1980er- und frühen 1990er-Jahren eingeführt. E-Klasse Gasturbinen sind bis heute bezüglich Leistung und Wirkungsgrad weiterentwickelt worden und sind heute weit verbreitet wo Robustheit und flexibler Brennstoffeinsatz gefordert sind.

Tabelle 3-3 zeigt die Hauptleistungsdaten der E-Klasse Gasturbinen, die heute am Markt verfügbar sind.

Tabelle 3-3 Technische Daten E-Klasse Gasturbinen (>100 MW)

Parameter	Einheit	Typ			
Hersteller	Ansaldo Energia	GE Power	Mitsubishi Power	Siemens Energy	
Model	AE94.2	9E.04	GT13E2 <sup>y</sup>	M701DA	SGT5-2000E
Elektrische Leistung	MW	190	145	210	144
Wirkungsgrad		36.3%	37%	38%	34.8%
					36.5%

<sup>y</sup> Vormals Alstom GT13E2

### Dynamische Eigenschaften

Aufgrund der Bauweise können schwere Gasturbinen einen Lastwechsel nur relativ langsam vollziehen und auch das Anfahren benötigt deutlich mehr Zeit als im Fall von aeroderivativen Gasturbinen.

Die Anfahrzeit für E-Klasse Gasturbinen ist zwischen 20 und 40 Minuten vom Anfahrsignal bis Vollast. Die Lastrampen betragen bis zu 15% bis 20% der maximalen Leistung pro Minute.

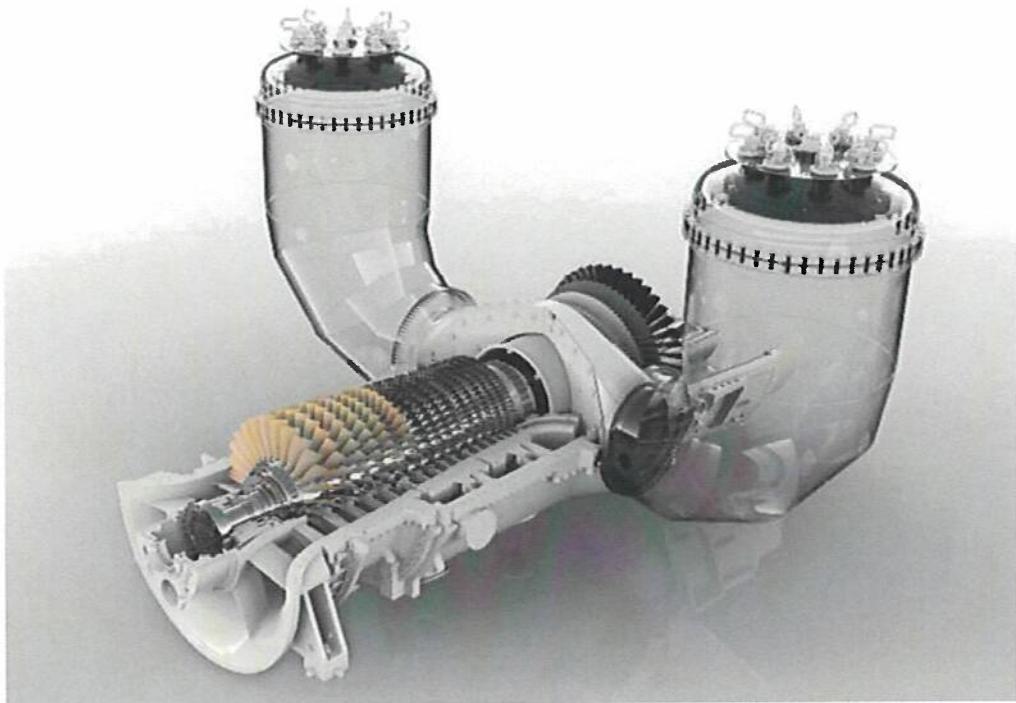


Abbildung 3-4 E-Klasse Gasturbine mit offenem Gehäuse (Quelle: Ansaldo Energia, AE94.2)

### Brennstoffe

Alle aufgelisteten Gasturbinen sind auch als «dual fuel» Varianten erhältlich, die sowohl mit Erdgas als auch mit leichtem Heizöl betrieben werden können.

Aufgrund der weiten Verbreitung und langen Betriebserfahrung mit E-Klasse Gasturbinen können diese mit einer grossen Palette verschiedener Brennstoffe betrieben werden, darunter auch Biodiesel, Ethanol und Methanol.

E-Klasse Gasturbinen können derzeit mit 25%-30% Wasserstoff Volumenanteil betrieben werden. Die GE 9E.04 kann sogar mit 100% Wasserstoff betrieben werden.

### Emissionen

Der in der LRV geforderte Grenzwert für NOx von 20 mg/Nm<sup>3</sup> bei einem Bezugssauerstoffgehalt von 15%-vol kann nur mit einer Nachbehandlung sichergestellt werden. Die

Üblicherweise für Erdgas eingesetzten *Dry Low NOx* (DLN) Brenner können NOx Emissionswerte zwischen 30 und 50 mg/Nm<sup>3</sup> sicherstellen.

Als Nachbehandlung ist der Einsatz einer SCR-Anlage (Selective Catalytic Reduction) erforderlich. Das SCR-Verfahren reduziert die Stickoxide mit Hilfe von Ammoniak (bzw. Ammoniakwasser oder Harnstoff) zu Stickstoff und Wasserdampf. Dazu wird im Abgasstrom eine Einspritzung von Ammoniak oder Harnstoff und ein Katalysator installiert.

Der in der LRV geforderte Grenzwert für CO von 35 mg/Nm<sup>3</sup> bei einem Bezugssauerstoffgehalt von 15%-vol kann ohne Nachbehandlung sichergestellt werden.

#### **Umbau zur Kombianlage**

E-Klasse Gasturbine werden vornehmlich in Kombianlagen eingesetzt und können nachträglich zu einer Kombianlage ausgebaut werden. Kombianlagen mit E-Klasse Gasturbinen erreichen Wirkungsgrade um 55%.

##### **3.1.3.2 F-Klasse**

F-Klasse Gasturbinen wurden hauptsächlich in den 1990er- und frühen 2000er-Jahren eingeführt. F-Klasse Gasturbinen wurden speziell für den Einsatz in Kombikraftwerken mit Wirkungsgraden bis 60% und Anlagenleistungen um 450 MW entwickelt. Dabei liefert die Gasturbine eine Leistung von etwa 280 MW. F-Klasse Gasturbinen sind bis heute bezüglich Leistung und Wirkungsgrad weiterentwickelt worden und sind heute mit Leistungen bis zu 385 MW am Markt verfügbar.

Tabelle 3-4 zeigt die Hauptleistungsdaten der F-Klasse Gasturbinen, die heute am Markt verfügbar sind.

Tabelle 3-4 Technische Daten F-Klasse Gasturbinen

<b>Parameter</b>	<b>Einheit</b>	<b>Typ</b>			
		Ansaldo Energia	GE Power	Mitsubishi Power	Siemens Energy
Hersteller					
Model		GT94.3A	GT26 <sup>z</sup>	9F.05	M701F
					SGT5-4000F
Elektrische Leistung	MW	340	370	314	385
Wirkungsgrad		40.3%	41%	38.6%	41.9%
					41%

<sup>z</sup> Vormals Alstom GT26



Abbildung 3-5 F-Klasse Gasturbine mit offenem Gehäuse (Quelle: Mitsubishi Power, M701F)

### Dynamische Eigenschaften

Die Anfahrzeit für F-Klasse Gasturbinen ist zwischen 30 und 40 Minuten vom Anfahrsignal bis Vollast. Die Lastrampen betragen 8%-15% der maximalen Leistung pro Minute.

### Brennstoffe

Alle aufgelisteten Gasturbinen sind auch als «dual fuel» Varianten erhältlich, die sowohl mit Erdgas als auch mit leichtem Heizöl betrieben werden können.

Betriebserfahrungen mit Biodiesel, Ethanol und Methanol als Hauptbrennstoff sind nicht bekannt.

F-Klasse Gasturbinen können derzeit mit 30%-60% Wasserstoff Volumenanteil betrieben werden.

### Emissionen

Der in der LRV geforderte Grenzwert für NOx von 20 mg/Nm<sup>3</sup> bei einem Bezugssauerstoffgehalt von 15%-vol kann nur mit einer Nachbehandlung sichergestellt werden. Die üblicherweise für Erdgas eingesetzten Dry Low NOx (DLN) Brenner können NOx Emissionswerte zwischen 30 und 50 mg/Nm<sup>3</sup> sicherstellen.

Als Nachbehandlung ist der Einsatz einer SCR-Anlage (Selective Catalytic Reduction) erforderlich. Das SCR-Verfahren reduziert die Stickoxide mit Hilfe von Ammoniak (bzw. Ammoniakwasser oder Harnstoff) zu Stickstoff und Wasserdampf. Dazu wird im Abgasstrom eine Einspritzung von Ammoniak oder Harnstoff und ein Katalysator installiert.

Der in der LRV geforderte Grenzwert für CO von 35 mg/Nm<sup>3</sup> bei einem Bezugssauerstoffgehalt von 15%-vol kann ohne Nachbehandlung sichergestellt werden.

### Umbau zur Kombianlage

F-Klasse Gasturbinen werden vornehmlich in Kombianlagen eingesetzt und können nachträglich zu einer Kombianlage ausgebaut werden. Kombianlagen mit F-Klasse Gasturbinen erreichen Wirkungsgrade von 58% bis 60%.

### 3.1.3.3 H-Klasse

H-Klasse Gasturbinen wurden hauptsächlich in den 2010er-Jahren eingeführt. Auch H-Klasse Gasturbinen wurden speziell für den Einsatz in Kombikraftwerken mit Wirkungsgraden bis zu 63% und mehr als 600 MW entwickelt.

Tabelle 3-5 zeigt die Hauptleistungsdaten der H-Klasse Gasturbinen, die heute am Markt verfügbar sind und bereits langjährige Referenzen im kommerziellen Betrieb haben.

Tabelle 3-5 Technische Daten H-Klasse Gasturbinen mit Referenzen

Parameter	Einheit	Typ		
Hersteller		GE Power	Mitsubishi Power	Siemens Energy
Model		9HA.01	M701J	SGT5-8000H
Elektrische Leistung	MW	446	478	450
Wirkungsgrad		43.1%	42.3%	>41%

Tabelle 3-6 zeigt die Hauptleistungsdaten der neuesten H-Klasse Gasturbinen, die heute am Markt verfügbar sind, aber noch keine langjährigen Referenzen im kommerziellen Betrieb haben.

Tabelle 3-6 Technische Daten H-Klasse Gasturbinen ohne Referenzen

Parameter	Einheit	Typ		
Hersteller		Ansaldo Energia	GE Power	Mitsubishi Power
Model		GT36	9HA.02	M701JAC
Elektrische Leistung	MW	538	571	563
Wirkungsgrad		42.8%	44%	43.6%
				593

Der Entwicklungsstand der neuesten H-Klasse Gasturbinenmodelle ohne langjährige Referenzen im kommerziellen Betrieb kann wie folgt zusammengefasst werden:

- Die **Ansaldo GT36** ist eine Entwicklung basierend auf Alstoms GT26 F-Klasse Gasturbine. Im Vergleich zur GT26 ist die Leistung von 370 MW auf 538 MW gesteigert. Die sequenzielle Verbrennung der GT26 wird auch in der GT36 genutzt. Unter anderem wurde das Druckverhältnis reduziert, der Verdichter verkleinert und ein neues Turbinenschaufel-Kühlsystem entwickelt.  
Die erste verkaufte GT36-Gasturbine ist für das Kraftwerk Minhang in China (Ankündigung 2018, Spatenstich im Dezember 2019, Betrieb voraussichtlich im Februar 2022). Die zweite verkaufte GT36-Gasturbine ist für das Marghera Le-  
vant Kraftwerk, Edison Italien (Beauftragung 2019 bekannt gegeben, Baubeginn 2020, Betrieb voraussichtlich 2023).

- Die **GE 9HA.02** ist ein Upgrade der 9HA.01 mit einer Kapazitätssteigerung von ca. 30%. Insgesamt umfasst die H-Klasse-Flotte von GE 63 50-Hz- und 60-Hz-Gasturbinen im kommerziellen Betrieb. Die ersten beiden GE 9HA.02 Gasturbinen sind erst im Januar 2021 in den kommerziellen Betrieb gegangen (Anlage Track 4A, 1.440 MW GKK in Malaysia) und 15 weitere Gasturbinen sind bestellt und werden in den kommenden Jahren in den kommerziellen Betrieb gehen.
- Die **M701JAC** basiert auf Technologien, die sich in der Flotte der J-Klasse mit mehr als 42 Gasturbinen im kommerziellen Betrieb weitgehend bewährt haben. Verbesserungen wie die luftgekühlte Brennkammer und die erhöhte Turbineneintrittstemperatur sind in Mitsubishi's T-Point Testanlage in Japan verifiziert worden. Bisher wurden 17 M701JAC-Gasturbinen bestellt. Die erste M701JAC (kleinere Version mit 448 MW) ist am 31. März 2021 in Thailand in den kommerziellen Betrieb gegangen. Die ersten Gasturbinen der grossen Version (563 MW) werden nicht vor 2023 in den kommerziellen Betrieb gehen.

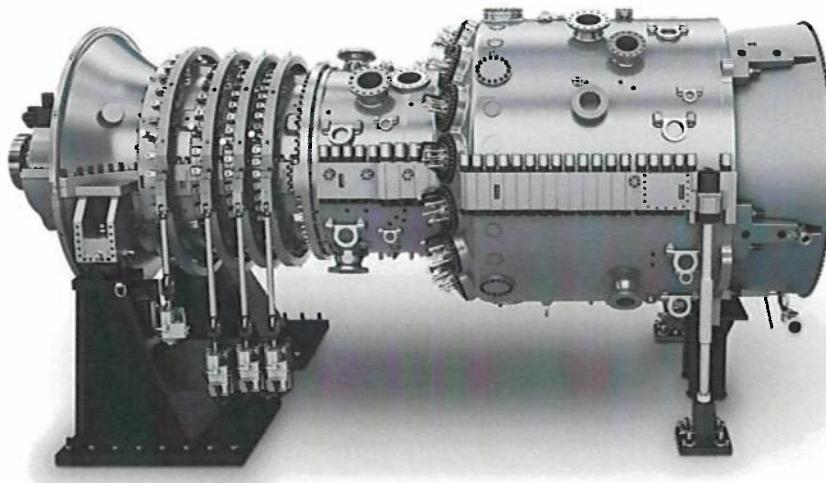


Abbildung 3-6 H-Klasse Gasturbine (Quelle: Siemens, SGT5-8000H)

- Die Leistung der neuen **SGT5-9000HL** wird auf 593 MW gegenüber der SGT5-8000H mit 450 MW um 30 % gesteigert. Andere Änderungen im Vergleich zur SGT5-8000H sind verbesserte Verdichterschaufelprofile und ein erhöhtes Druckverhältnis, Verbesserungen der Brennkammer und Verbesserungen der Turbinenkühlung und der Wärmedämmsschicht im Heissgaspfad.
- Derzeit befindet sich keine SGT5-9000HL im kommerziellen Betrieb. Derzeit ist eine 60 Hz SGT6-9000HL (440 MW) bei Lincoln County CT Addition, USA, in Betrieb. Die erste 50-Hz-Gasturbine soll 2022 in Keadby II, Großbritannien, in den kommerziellen Betrieb gehen. Neben den oben genannten Gasturbinen sind fünf weitere 9000HL-Einheiten verkauft und sollen 2022 in Korea in den kommerziellen Betrieb gehen. Alle diese fünf Einheiten sind das kleinere 60-Hz-Modell.

Die neuesten H-Klasse Modelle zeichnen sich durch ihre hohe Leistung und verbesserte Wirkungsgrade aus.

### Dynamische Eigenschaften

Die Anfahrzeit für H-Klasse Gasturbinen ist zwischen 30 und 40 Minuten vom Anfahrsignal bis Volllast. Die Lastrampen betragen bis zu 10% bis 15% der maximalen Leistung pro Minute.

### Brennstoffe

Alle aufgelisteten Gasturbinen sind auch als «dual fuel» Varianten erhältlich, die sowohl mit Erdgas als auch mit leichtem Heizöl betrieben werden können.

Betriebserfahrungen mit Biodiesel, Ethanol und Methanol als Hauptbrennstoff sind nicht bekannt.

H-Klasse Gasturbinen können derzeit mit 30%-70% Wasserstoff Volumenanteil betrieben werden.

### Emissionen

Der in der LRV geforderte Grenzwert für NOx von 20 mg/Nm<sup>3</sup> bei einem Bezugssauerstoffgehalt von 15%-vol kann nur mit einer Nachbehandlung sichergestellt werden. Die üblicherweise für Erdgas eingesetzten *Dry Low NOx* (DLN) Brenner können NOx Emissionswerte zwischen 30 und 50 mg/Nm<sup>3</sup> sicherstellen.

Als Nachbehandlung ist der Einsatz einer SCR-Anlage (Selective Catalytic Reduction) erforderlich. Das SCR-Verfahren reduziert die Stickoxide mit Hilfe von Ammoniak (bzw. Ammoniakwasser oder Harnstoff) zu Stickstoff und Wasserdampf. Dazu wird im Abgasstrom eine Einspritzung von Ammoniak oder Harnstoff und ein Katalysator installiert.

Der in der LRV geforderte Grenzwert für CO von 35 mg/Nm<sup>3</sup> bei einem Bezugssauerstoffgehalt von 15%-vol kann ohne Nachbehandlung sichergestellt werden.

### Umbau zur Kombianlage

H-Klasse Gasturbine werden vornehmlich in Kombianlagen eingesetzt und können nachträglich zu einer Kombianlage ausgebaut werden. Kombianlagen mit H-Klasse Gasturbinen erreichen Wirkungsgrade von 61% bis 63%.

## 3.2 Bewertung und Auswahl der Anlagentechnologie

Gemäss der Technologieübersicht werden folgende Anlagentechnologien bewertet:

- Verbrennungsmotoren
- Aeroderivative Gasturbinen
- Schwere Gasturbinen E-Klasse
- Schwere Gasturbinen F-Klasse
- Schwere Gasturbinen H-Klasse

Abbildung 3-7 zeigt die möglichen Anlagenkonfigurationen mit verschiedenen Technologien um eine Leistung von 500 MW ±20% zu erreichen:

- 27 Verbrennungsmotoren
- Je nach Modell vier bis neun Aeroderivative Gasturbinen
- Je nach Modell zwei bis drei E-Klasse Gasturbinen

- F-Klasse Gasturbinen mit 300 bis 400 MW Leistung sind ungeeignet, um eine Anlagenleistung zwischen 400 und 600 MW darzustellen. **F-Klasse Gasturbinen werden daher nicht weiter betrachtet<sup>AA</sup>.**
- Jeweils eine H-Klasse Gasturbine

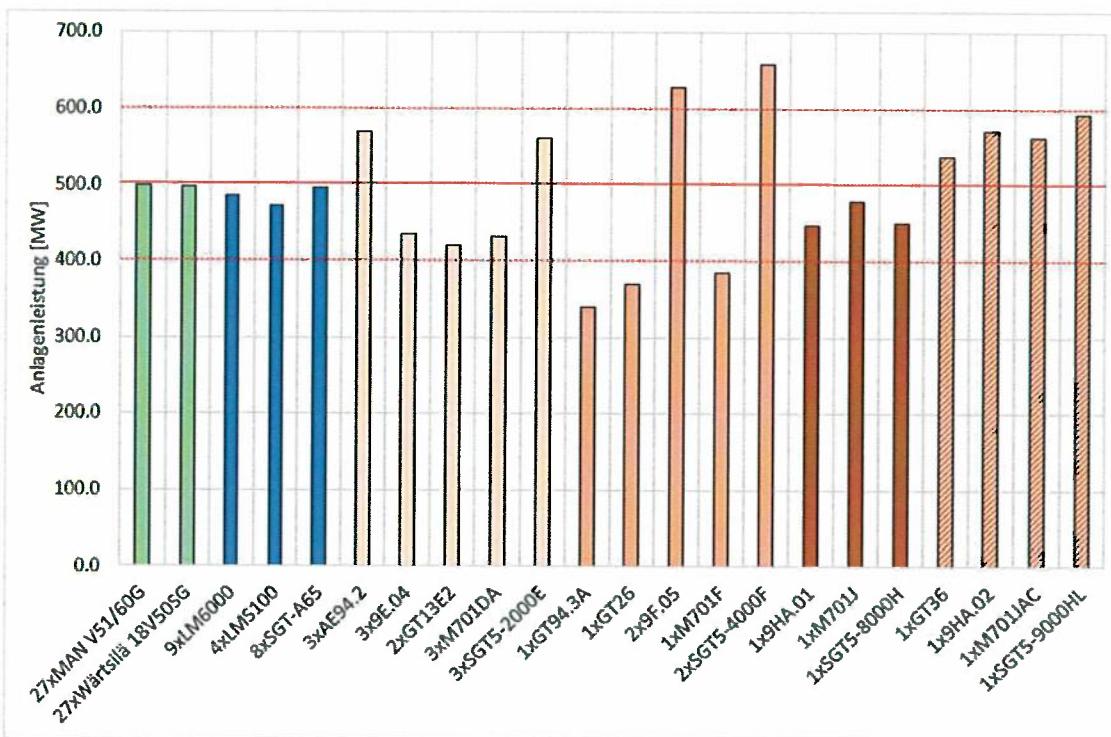


Abbildung 3-7 Anlagenkonfigurationen mit 500 MW ±100 MW

Die Grunddaten der Technologien sind in Tabelle 3-7 zusammengestellt.

<sup>AA</sup> Der Ausschluss von F-Klasse Maschinen von den weiteren Untersuchungen ist ausschliesslich auf die Leistungsanforderungen gemäss Projektgrundlagen zurück zu führen. Falls im weiteren Verlauf der Projektentwicklung diese Vorgaben ändern, muss diese Entscheidung überprüft werden.

Tabelle 3-7 Zusammenfassung Anlagendaten der Technologieoptionen

Parameter	Einheit	Motoren	Aeroderivative Gasturbinen	Schwere Gasturbi- nen E-Klasse	Schwere Gasturbi- nen F-Klasse	Schwere Gas- turbinen H-Klasse
<b>Leistungsdaten</b>						
Leistung pro Einheit	MW	18.4	54-118	140-210	318-385	448-593
Erforderliche Anzahl		27	4-9	2-3	1-2	1
Wirkungsgrad	%	48-50	41-44	35-38	38-42	41-44
<b>Dynamisches Verhalten</b>						
Anfahrzeit	Min	<5	5 - 8	15 - 30	30 - 40	30 - 40
Laständerung	%/Min	<120%	50% - 100%	15%-20%	8%-15%	10% - 15%
<b>Brennstoffe</b>						
Erdgas		Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Leichtes Heizöl		Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Wasserstoff (Volumenanteil mit Erdgas, derzeitige Fähigkeit)	%-vol	15%-25%	Je nach Modell 90% -100%	Je nach Modell 25%-30%, GE 9E: 100%	Je nach Modell 30% -60%	Je nach Modell 30% - 70%
Biodiesel/Methanol/Ethanol		Ja	Ja	Ja	Nein	Nein
<b>Emissionen</b>						
Spezifisch CO <sub>2</sub> (Erdgas)	g/kWh	418	465-485	533-558	484-503	460-495
Spezifisch CO <sub>2</sub> (Heizöl)	g/kWh	540	600 - 628	690 - 723	627 - 652	596 - 641
NOx		LRV erreichbar mit SCR	LRV erreichbar mit SCR	LRV erreichbar mit SCR	LRV erreichbar mit SCR	LRV erreichbar mit SCR
CO		LRV erreichbar	LRV erreichbar	LRV erreichbar	LRV erreichbar	LRV erreichbar
<b>Umbau zur Kombianlage</b>						
Möglich		Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Wirkungsgrad als Kombianlage	%	~55	50 - 55	~55	58 - 60	61 - 63
<b>Spezifische Anlagenkosten</b>						
Anlagenkosten	CHF/kW	770	673	442	400	345

### 3.2.1 Auswahlkriterien und Bewertung

Die Anlagentechnologie wird anhand verschiedener Kriterien bewertet. Dabei wird jedes Kriterium anhand von Punkten bewertet und alle Kriterien mit Gewichtungsfaktoren zu einer Gesamtbewertung addiert.

Die Punkte werden wie folgt vergeben:

- 0      ungeeignet
- 1      ausreichend
- 2      befriedigend
- 3      vorteilhaft

Wo möglich werden Punkte anhand von Werten berechnet.

Folgende Kriterien werden bewertet:

- Kosten inklusive Anlagenkosten für den Bau der Anlage.
- Redundanz anhand der Kapazität die bei Ausfall einer Einheit zur Verfügung steht.
- Spezifischer Gasverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen.
- Umbau zur Kombianlage anhand des Wirkungsgrades, der bei einem Umbau in eine Kombianlage erreicht werden kann.

#### 3.2.1.1 Anlagenkosten

Für die hier zu konzipierende Anlage mit wenig Betriebsstunden sind die Anfangsinvestitionen die bestimmenden Kosten und werden daher für die Bewertung herangezogen. Dabei werden ausschliesslich Kosten für Planung, Beschaffung, Errichtung und Inbetriebsetzung der Anlage betrachtet. Standortspezifische Kosten sowie andere Projektkosten wie Infrastrukturkosten, Landkosten, Gasanschluss, Energieableitung und anderes werden nicht betrachtet, da diese sich nur wenig zwischen den Technologien unterscheiden. Die Kostenschätzungen werden mit der weit verbreiteten Software GT Pro von Thermoflow™ mit entsprechenden Kostenmultiplikatoren. Details zu den Kostenmultiplikatoren finden sich in Abschnitt 6.1. Für jede Technologie wird der Durchschnitt der am Markt verfügbaren Modelle verwendet.

Die Punkte werden wie folgt vergeben:

- Die Technologie mit den niedrigsten spezifischen Anlagenkosten erhält 3 Punkte
- Die Technologie mit den höchsten spezifischen Anlagenkosten erhält 1 Punkt
- Die Punkte für die übrigen Technologien werden linear interpoliert

Die Bewertungen sind in Tabelle 3-8 dargestellt.

Tabelle 3-8 Bewertung der Anlagenkosten

Technologie	Anlagenkosten CHF/kW	Bewertung
		Punkte
Motoren	770	1.0
Aeroderivative Gasturbinen	671	1.5
Schwere Gasturbinen, E-Klasse	438	2.6
Schwere Gasturbinen, H-Klasse	364	3.0

### 3.2.1.2 Redundanz

Für die hier zu konzipierende Anlage sind geplante Nichtverfügbarkeiten nicht problematisch, da diese für einen Zeitraum im Sommer geplant werden können, wenn abzusehen ist, dass in diesem Zeitraum kein Einsatz zu erwarten ist.

Relevant für diese Anlage sind vielmehr die Startzuverlässigkeit und erzwungene Ausfälle, die nicht disponibel sind. Typischerweise haben Gasturbinen eine Startzuverlässigkeit von über 99% und erzwungene Ausfallrate von weniger als 1%.

Zur Bewertung der Redundanz wird die relative Leistung, die im Falle des Ausfalls einer Einheit (N-1) zur Verfügung steht. Zum Beispiel ist bei einer Anlage mit drei Gasturbinen im N-1 Fall eine relative Leistung von 66.7% verfügbar. Bei einer Anlage mit nur einer Gasturbine stehen im N-1 Fall 0% zur Verfügung.

Die Punkte werden wie folgt vergeben:

- 100% relative Leistung im N-1 Fall wird mit 3 Punkten bewertet
- 0% relative Leistung im N-1 Fall wird mit 1 Punkt bewertet. Da eine zweite Anlage an einem anderen Standort errichtet wird, werden für 0% relative Leistung nicht 0 Punkte vergeben.
- Zwischen 0% und 100% wird linear interpoliert

Die Bewertungen sind in Tabelle 3-9 dargestellt.

Tabelle 3-9 Bewertung der Redundanz

Technologie	N-1 Leistung %	Bewertung Punkte
Motoren	96.3%	2.93
Aeroderivative Gasturbinen	85.7%	2.71
Schwere Gasturbinen, E-Klasse	66.7%	2.33
Schwere Gasturbinen, H-Klasse	0.0%	1.00

### 3.2.1.3 Erdgasverbrauch und CO<sub>2</sub> Emissionen

Da Erdgasverbrauch und CO<sub>2</sub> Emissionen bei gleichem Brennstoff direkt linear zusammenhängen werden der Wirkungsgrad und CO<sub>2</sub> Emissionen zusammen als ein Kriterium evaluiert. Der Erdgasverbrauch wird durch den Wärmeverbrauch ausgedrückt. Der Wärmeverbrauch<sup>BB</sup> ist die Menge an Brennstoff in kJ, die für die Erzeugung einer kWh elektrischer Energie aufgewendet werden muss.

Die Punkte werden wie folgt vergeben:

- Die Technologie mit dem niedrigsten Wärmeverbrauch erhält 3 Punkte
- Die Technologie mit dem höchsten Wärmeverbrauch erhält 1 Punkt
- Die Punkte für die übrigen Technologien werden linear interpoliert

Die Bewertungen sind in Tabelle 3-10 dargestellt.

<sup>BB</sup> Der Wärmeverbrauch berechnet sich aus 3600 s/h / Wirkungsgrad

Tabelle 3-10 Bewertung des Wärmeverbrauchs

Technologie	Wärme-verbrauch kJ/kWh	Spezifische CO <sub>2</sub> Emissio-nen g/kWh	Bewertung
			Punkte
Motoren	7'407	418	3.00
Aeroderivative Gasturbinen	8'392	473	2.20
Schwere Gasturbinen, E-Klasse	9'858	556	1.00
Schwere Gasturbinen, H-Klasse	8'359	471	2.22

### 3.2.1.4 Umbau zur Kombianlage

Alle Technologien können nachträglich zur Kombianlage aufgerüstet werden. Allerdings unterscheiden sich die Technologien durch die Wirkungsgrade, die als Kombianlage erreicht werden können. Zur Bewertung der Kombianlage wird der Wärmeverbrauch der Kombianlage berücksichtigt. Der Wärmeverbrauch<sup>cc</sup> ist die Menge an Brennstoff in kJ, die für die Erzeugung einer kWh elektrischer Energie aufgewendet werden muss.

Die Punkte werden wie folgt vergeben:

- Die Technologie mit dem niedrigsten Wärmeverbrauch erhält 3 Punkte
- Die Technologie mit dem höchsten Wärmeverbrauch erhält 1 Punkt
- Die Punkte für die übrigen Technologien werden linear interpoliert

Die Bewertungen sind in Tabelle 3-11 dargestellt.

Tabelle 3-11 Bewertung Umbau zur Kombianlage

Technologie	Wärme-verbrauch im Be-triebsmodus GKK kJ/kWh	Bewertung
		Punkte
Motoren	6'545	1.59
Aeroderivative Gasturbinen	6'857	1.00
Schwere Gasturbinen, E-Klasse	6'545	1.59
Schwere Gasturbinen, H-Klasse	5'806	3.00

### 3.2.1.5 Andere Kriterien

Andere Kriterien wie Emissionen und Brennstoffflexibilität werden nicht bewertet, da alle Technologien die gestellten Anforderungen erfüllen.

Das dynamische Verhalten wird nicht bewertet, da an die hier zu konzipierende Anlage keine besonderen Anforderungen wie schnelle Anfahrzeiten unter zehn Minuten und schnelle Lastwechsel zu stellen sind.

<sup>cc</sup> Wärmeverbrauch = 3600 s/h / Wirkungsgrad

### 3.2.2 Bewertung und Auswahl

Für die Gesamtbewertung werden die Kriterien mit Gewichtungsfaktoren multipliziert. Folgende Gewichtungsfaktoren werden angewandt:

- Die Anlagenkosten und Redundanz sind die wichtigsten Faktoren für die hier zu konzipierende Anlage und werden je mit 40% gewichtet, da die Anlage in der Regel nicht betrieben wird jedoch jederzeit für den Einsatz bereit sein muss.
- Erdgasverbrauch und CO<sub>2</sub> Emissionen werden mit 10% gewichtet.
- Der Umbau zur Kombianlage ist eher ein untergeordnetes Kriterium und wird ebenfalls 10% gewichtet.

Tabelle 3-12 Gewichtungsfaktoren für die Technologieauswahl

Kriterium	Gewichtung
Spezifische Kosten	40%
Redundanz	40%
Gasverbrauch und CO <sub>2</sub> Emissionen	10%
Umbau zur Kombianlage	10%
Gesamt	100%

Mit den Bewertungen und den Gewichtungen ergibt sich die Rangfolge wie in Tabelle 3-13 aufgelistet:

- **E-Klasse Gasturbinen** sind aufgrund der Balance zwischen Kosten und Redundanz auf dem ersten Platz.
- **H-Klasse Gasturbinen** sind knapp dahinter aufgrund des niedrigeren spezifischen Anlagenpreises und des besseren Wirkungsgrades und damit einhergehender geringerer Gas- und CO<sub>2</sub>-Kosten.

Tabelle 3-13 Bewertung Technologieauswahl

Technologie	gewichtete Punkte					Rang
	Spezifi- sche Kos- ten	Redundanz	Erdgasver- brauch und CO <sub>2</sub>	Umbau zur Kombi-an- lage	Gesamt	
Motoren	0.40	1.17	0.30	0.16	2.03	3
Aeroderivative Gasturbinen	0.60	1.09	0.22	0.10	2.00	4
Schwere Gas- turbinen, E-Klasse	1.05	0.93	0.10	0.16	2.25	1
Schwere Gas- turbinen, H-Klasse	1.20	0.40	0.22	0.30	2.12	2

Das Ergebnis der Technologieauswahl führt dazu, dass von den in 2.2.2 vorgestellten, weiteren Betriebsarten (Use-cases) a) Redispatch kurativ (Use case 2) und b) Systemdienstleistungen für RZ Schweiz (Nebenaspekt) wegen unzureichender Anlagendynamik nicht machbar sein werden.

## 4 Anlagengrundkonzept

Basierend auf der Technologieauswahl wird für die Anlage ein Konzept mit drei E-Klasse Gasturbinen entwickelt. Das Konzept soll möglichst herstellerneutral entwickelt werden, allerdings muss ein Gasturbinenmodell als Basis für die Leistungsdaten ausgewählt werden. Als typisches Beispiel für mögliche Gasturbinen wird das Modell mit der grössten Leistung gewählt, mit der 3 Einheiten benötigt werden, verwendet. Das ist die Ansaldo AE 94.2 Gasturbine. Als Beispiel für ein Reservekraftwerk mit den gleichen Gasturbinen sei das 300 MW Fingrid Reservekraftwerk in Forssa, Finnland genannt<sup>DD</sup>.

Die Anlage besteht aus den folgenden Elementen:

- 3 x E-Klasse Gasturbine mit Synchrongenerator und Nebenanlagen
- SCR System mit Ammoniak Lagerung und Handhabung
- Brennstoffsystem (Erdgas) mit Druckregelung und Aufbereitung
- Für den Alternativbrennstoff HEL: Öllager und Entladestation
- Maschinentransformatoren für jeden Generator
- Elektrische Anlagen
- Leittechnische Anlagen
- Wassersysteme

Auch wenn das Konzept in dieser Studie für ein Kraftwerk gemäss der Projektgrundlagen mit 2 x 500 MW Leistung (bereitgestellt an zwei räumlich getrennten Standorten) entwickelt wird, darf nicht unerwähnt bleiben, dass es sich auch auf mehr als zwei Standorte übertragen lässt. So sind Kombinationen wie 3 Standorte mit je 2 Maschinen oder sogar 6 Standorte mit je 1 Maschine ebenfalls mit den vorgeschlagenen Gasturbinen denkbar. Dies erweitert die Flexibilität bei der späteren Standortauswahl beträchtlich und auch möglichen, brennstoffseitigen Restriktionen könnte damit gut begegnet werden.

### 4.1 Standortbedingungen

Da im Rahmen dieser Untersuchung der finale Standort der Anlage noch nicht festgelegt wird, muss das Anlagenkonzept standortunabhängig (generisch) entwickelt werden.

#### 4.1.1 Brennstoffeigenschaften

Die mittlere Zusammensetzung der Swissgas-Importe im Jahre 2020<sup>EE</sup> wird für die Berechnungen mit Erdgas als Brennstoff benutzt. Die Zusammensetzung ist in Tabelle 4-1 dargestellt. Es ergibt sich ein brennstoffspezifischer CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von 56.51 t/TJ.

Im Erdgas können kleine Mengen an Schwefel durch die Odorierung vorhanden sein. Gemäss den Zusammensetzungen der letzten Jahre können bis zu 10 mg/Nm<sup>3</sup> Schwefel im Erdgas vorhanden sein<sup>FF</sup>. Dieser Wert wird für die Berechnung der Emissionen verwendet.

Es wird davon ausgegangen, dass der Lieferdruck am Standort der Anlage 30 bar(a) nicht unterschreitet und dass deswegen eine Kompressor Station nicht erforderlich ist.

<sup>DD</sup> Als Beispiel siehe 300 MW Fingrid Reservekraftwerk in Forssa, Finland, 2 x Ansaldo AE94.2 Gasturbinen, ölige-feuert, <https://youtu.be/yD2-avVioyU>, <https://youtu.be/OCQznM9gKuM>

<sup>EE</sup>[https://www.swissgas.ch/fileadmin/user\\_upload/swissgas/downloads/Erdgaseigenschaften/Erdgaseigenschaften\\_2020\\_SG\\_D.pdf](https://www.swissgas.ch/fileadmin/user_upload/swissgas/downloads/Erdgaseigenschaften/Erdgaseigenschaften_2020_SG_D.pdf)

<sup>FF</sup> [http://www.swissgas.ch/fileadmin/user\\_upload/swissgas/downloads/Erdgaseigenschaften\\_2018\\_SG\\_D.pdf](http://www.swissgas.ch/fileadmin/user_upload/swissgas/downloads/Erdgaseigenschaften_2018_SG_D.pdf)

Tabelle 4-1 Erdgaseigenschaften

<b>BRENNSTOFF</b>	
<b>Typ</b>	<b>Erdgas</b>
<b>Zusammensetzung</b>	
Methan CH <sub>4</sub>	93.16% -vol
Ethan C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4.30% -vol
Propan C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.57% -vol
n-Butane C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.09% -vol
2-Methylpropane C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.12% -vol
n-Pentane C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.01% -vol
2-Methylbutan C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.02% -vol
2,2-Dimethylpropan C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.0028% -vol
n-Hexane C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0.02% -vol
Stickstoff N <sub>2</sub>	0.7472% -vol
Sauerstoff O <sub>2</sub>	0.00% -vol
Kohlendioxid CO <sub>2</sub>	0.96% -vol
Wasserdampf H <sub>2</sub> O	0.00% -vol
Summe	100.00% -vol
<b>Brenngaseigenschaften</b>	
Heizwert (Hu)	47.91 MJ/kg 37.08 MJ/Nm <sup>3</sup> 10.30 kWh/Nm <sup>3</sup>
Brennwert (Ho)	53.07 MJ/kg 41.08 MJ/Nm <sup>3</sup> 11.41 kWh/Nm <sup>3</sup>
Normdichte	0.77 kg/Nm <sup>3</sup>
Gesamtschwefel	10 mg/Nm <sup>3</sup>

ISO 6976, Messung bei 0 °C and 101.325 kPa, Verbrennung bei 25 °C

Als alternativer Brennstoff wird "Heizöl Extraleicht" gemäss Normblatt 181160-2 der Schweizerischen Normen-Vereinigung in Euroqualität mit 0.1% Schwefelgehalt betrachtet. Heizwert (43 MJ/kg) und Dichte (0.83 kg/l) des Heizöls sind gemäss Anhang 10 zur CO<sub>2</sub>-Verordnung gewählt. Die Verbrennungsrechnung wird nach EN 12952-15, Annex A (statistical combustion calculation) durchgeführt und ergibt einen Brennstoffspezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von 73.14 t/TJ.

Tabelle 4-2 Heizöleigenschaften

<b>Heizöl</b>	
<b>Typ</b>	<b>HEL</b>
<b>Heizwert (Hu)</b>	<b>43.00 MJ/kg</b>
	<b>35.69 MJ/l</b>
	<b>9.91 kWh/l</b>
<b>Brennwert (Ho)</b>	<b>45.86 MJ/kg</b>
	<b>38.06 MJ/l</b>
	<b>10.57 kWh/l</b>
<b>Dichte</b>	<b>0.83 kg/l</b>
<b>Schwefelgehalt</b>	<b>0.10% -mass</b>

#### 4.1.2 Umgebungsbedingungen

Die klimatischen Bedingungen basieren auf von MeteoSchweiz bereitgestellten Klima-Normwerten<sup>GG</sup>. Der Durchschnitt der klimatischen Bedingungen aller Standorte [REDACTED] im Winterhalbjahr (Oktober bis März) wird als Referenz verwendet. Für jeden Standort wurden die Werte der nächsten Wetterstationen verwendet und der Luftdruck entsprechend des Höhenunterschiedes auf den Standort korrigiert.

Tabelle 4-3 Betriebspunkte für das Anlagenkonzept

Parameter	Einheit	Referenz BP 1 Durchschnitt Winter	BP 2 Jahres- durch- schnitt	BP 3 Maximale Leistung	BP 4 Heisses Klima
Umgebungstemperatur	°C	4.4	10	5	34
Umgebungsdruck	hPa	970	970	970	970
Relative Luftfeuchte		83%	81%	90%	30%

<sup>GG</sup> [https://www.meteoschweiz.admin.ch/home/klima/schweizer klima im detaillierten klima normwerte/normwerte pro-messgroesse-und-station.html](https://www.meteoschweiz.admin.ch/home/klima/schweizer-klima-im-detaillierten-klima-normwerte/normwerte-pro-messgroesse-und-station.html)

## 4.2 Gasturbine mit Nebenanlagen

### 4.2.1 Gasturbinensatz

Jede Gasturbine besteht aus den Sektionen Luftverdichter, Brennkammer und Heissgasexpansionsturbine. Über den mehrstufigen Axialverdichter wird gefilterte Umgebungsluft angesaugt, verdichtet und dem Brennraum zugeführt. In der Brennkammer wird der Brennstoff mit der komprimierten Luft vermischt und dieses Brennstoff-Luft-Gemisch verbrannt. Durch diese permanente Verbrennung entsteht ein heisses Hochdruck-Rauchgas, das in der mehrstufigen Turbinensektion der Gasturbine expandiert wird und den Gasturbinenrotor antreibt. Der Rotor wiederum ist direkt mit dem elektrischen Generator verbunden, der den Strom erzeugt.

Für die Verbrennung von Erdgas werden Dry-Low-NOx (DLN) Brenner eingesetzt, die NOx-Emissionen von 30 – 40 mg/Nm<sup>3</sup> erreichen können.

Die NOx-Emissionen von DLN Brennern im Betrieb mit Heizöl sind wesentlich höher, je nach Hersteller 150 – 200 mg/Nm<sup>3</sup>. Durch Wasserinjektion oder Verbrennung in Emulsion mit Wasser können diese Werte auf 50 – 80 mg/Nm<sup>3</sup> reduziert werden.

Jede Gasturbine treibt einen luftgekühlten Synchrongenerator an.

### 4.2.2 Luftansaugung

Die Luftansaugung für die Gasturbine besteht im Allgemeinen aus zweistufigen Luftfiltern, Schalldämpfern und Kanälen. Die Luftansaugung ist so auszuwählen, dass ein sicherer Betrieb der GT bei der am Standort vorherrschenden Umgebungsluftqualität gewährleistet ist.

Der Zweck des Luftfiltersystems besteht darin, in der Luft schwebende Partikel aus der Einlassluft zu entfernen, die ansonsten die Leistung der Gasturbine und die Lebensdauer der Gasturbinenkomponenten nachteilig beeinflussen könnten. Es ist ein zweistufiges Hochleistungsfiltersystem erforderlich. Vor dem Filtersystem ist eine Wetterjalousie zu montieren.

Die Luftansaugung wird mit einer Schalldämpfersektion ausgestattet, um die Ansauggeräusche des Kompressors auf ein den Anforderungen entsprechendes Mass zu dämpfen.

Die Luftansaugung ist ausserdem mit einem Anti-Icing System ausgestattet. Das Anti-Icing System stellt sicher, dass bei kalten und feuchten Bedingungen die Bildung von Eiskristallen in Filtern und Verdichter unterbunden wird. Typischerweise ist dies bei Umgebungstemperaturen zwischen -5 °C und +5 °C und einer relativen Luftfeuchtigkeit über 80% erforderlich.

Für das Anti-Icing wird die Ansaugluft um 5 K bis 10 K erwärmt. Dies kann durch Rückführung von heißer Verdichterluft oder einen Wärmetauscher erfolgen. In diesem Fall wird heiße Verdichterluft verwendet, da in einer Simple Cycle Gasturbinenanlage keine alternative Wärmequelle zur Verfügung steht.

### 4.2.3 Nebensysteme

Die Gasturbinen werden mit allen erforderlichen Systemen ausgestattet, wie z.B. Schmier- und Hydrauliksystem, Rotordrehvorrichtung, Steuerung, Schallschutzhülle inkl. Gaswarnanlage und Brandschutzsystem.

Die Gasturbine wird über einen Anfahrfrequenzumrichter durch den Generator gestartet. Die maximale Leistungsaufnahme zum Anfahren ist etwa 3 MW.

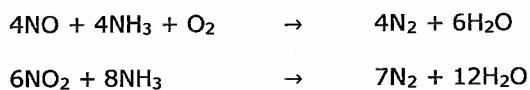
Gasturbinen sind üblicherweise mit einem Kompressorreinigungssystem ausgerüstet, was die On- und Offline-Reinigung der Kompressorbeschauelung ermöglicht. Aufgrund der geringen erwarteten Betriebsstunden wird das Reinigungssystem in dieser Anlage nicht vorgesehen, kann aber leicht nachgerüstet werden.

Zur Konservierung der Gasturbinen während der Stillstandszeiten wird ein Luftentfeuchter eingesetzt. Um das Eindringen von Aussenluft und Tieren zu vermeiden, werden Absperrkappen auf den Käminen installiert.

### 4.3 Abgasreinigung

Die in der LRV geforderten Stickoxidgrenzwerte sind durch Primärmassnahmen wie Dry-Low-NOx Brenner oder Wasserinjektion nicht sicher zu erreichen. Daher muss die NO<sub>x</sub>-Konzentration im Abgas durch eine selektive katalytische Reduktion (SCR) unter den geforderten Grenzwert reduziert werden.

Das SCR-Verfahren reduziert die Stickoxide mit Hilfe von Ammoniak (bzw. Ammoniakwasser oder Harnstoff) zu Stickstoff und Wasserdampf. Die Reaktion von Ammoniak und NO<sub>x</sub> erfolgt hauptsächlich nach folgender Formel:



Durch den Einsatz eines Katalysators werden die Reaktionsgeschwindigkeiten erhöht, so dass der Prozess in einem Temperaturbereich von 280 - 400°C ablaufen kann.

Am weitesten verbreitet sind Wabenkatalysatoren, teilweise auch Plattenkatalysatoren. Das Katalysatormaterial besteht hauptsächlich aus Titandioxid, dem V<sub>2</sub>O<sub>5</sub> (und andere wie z.B. WO<sub>3</sub>) als aktive Komponenten zugesetzt werden. Durch Variation der Zusammensetzung und Geometrie der Katalysatorelemente können die Eigenschaften und Aktivität der Katalysatoren in gewissen Grenzen modifiziert und an unterschiedliche Betriebsbedingungen angepasst werden. Die einzelnen Katalysatorelemente (bzw. Platten) werden zu Modulen zusammengefasst und diese dann in mehreren Lagen in den SCR-Reaktor eingebaut.

Das Abgas aus der Gasturbine übersteigt die Betriebstemperatur des Katalysators. Daher wird die Abgastemperatur vor dem SCR System durch Zufuhr von Temperierluft gesenkt.

Abbildung 4-1 zeigt die typische Anordnung eines SCR Systems hinter einer Gasturbine ohne Abhitzekessel. Zunächst wird dem Abgas mit Gebläsen Temperierluft zugemischt. Nach einer Aufweitung des Kanals wird Ammoniak durch ein Einspritzgitter in das Abgas injiziert bevor es durch den Katalysator geleitet wird. Das gereinigte Abgas wird dann durch den Kamin abgeführt.

Abbildung 4-1 zeigt eine ausgeführte Gasturbinenanlage mit SCR System.

Als Reduktionsmittel kommen entweder reines Ammoniak oder Ammoniakwasser (Ammoniumhydroxid) in Frage. Alternativ kann auch Harnstoff verwendet werden. Die Sicherheitsanforderungen für die Lagerung und Handhabung von reinem Ammoniak sind

wesentlich strenger als für Ammoniakwasser. Es wird daher in diesem Projekt von Ammoniakwasser mit 29% Ammoniak ausgegangen.

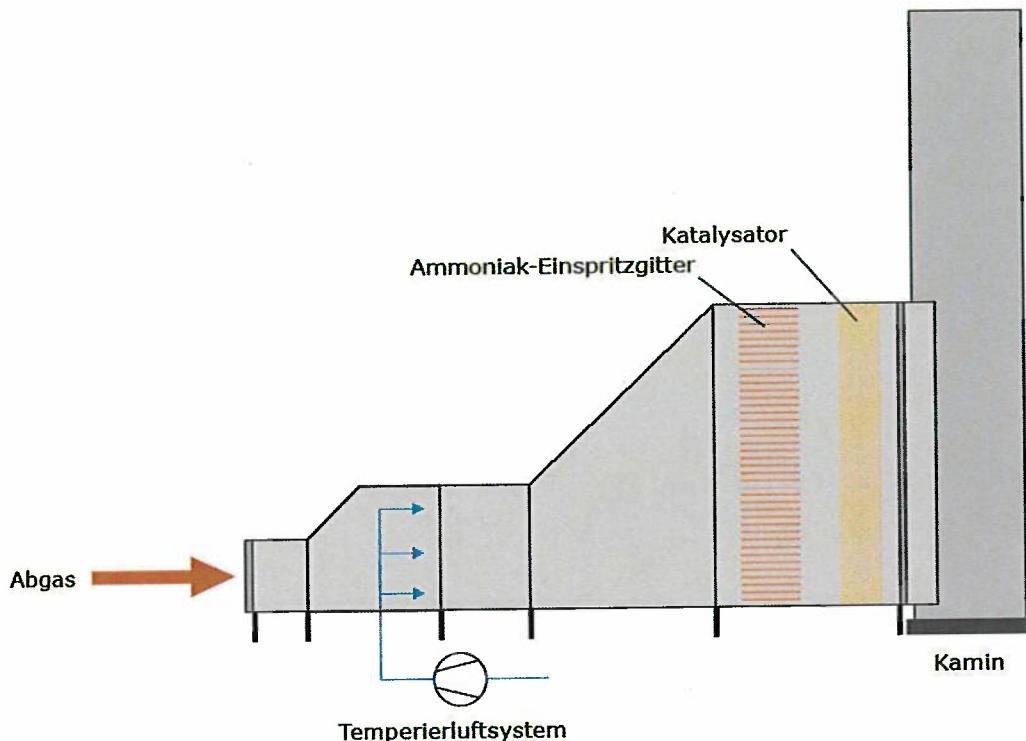


Abbildung 4-1: Anordnung SCR für Simple Cycle

Tabelle 4-4 zeigt den Ammoniakwasserbedarf der Anlage in Vollast unter verschiedenen Betriebsbedingungen. Unter durchschnittlichen Winterbedingungen verbraucht die Anlage 5 t/Tag Ammoniakwasser. Es wird ein Lager für zwei Wochen Betrieb mit 70 m<sup>3</sup> Volumen vorgesehen.

Tabelle 4-4 Ammoniakverbrauch (Betrieb mit Erdgas)

SCR	Durchschnitt Winter	Jahres- durchschnitt	Maximale Leistung	Heisses Klima	
NO <sub>x</sub> vor SCR	40.00	40.00	40.00	40.00	mg/Nm <sup>3</sup>
	19.49	19.49	19.49	19.49	ppm
Erforderliche Re- duktion	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	
Ammoniakschlupf	5.00	5.00	5.00	5.00	mg/Nm <sup>3</sup>
	6.58	6.58	6.58	6.58	ppm
Konzentration	29.00%	29.00%	29.00%	29.00%	Ammoniakwasser
Ammoniakwasser	208.73	204.45	215.34	182.00	kg/h

Falls Heizöl als Brennstoff eingesetzt wird, muss mit einer signifikant höheren NO<sub>x</sub> Konzentration im Abgas der Gasturbine und höherem Ammoniakverbrauch gerechnet werden. Das Ammoniaklager ist in diesem Fall entsprechend grösser auszuführen.



Abbildung 4-2 750 MW Gasturbinenkraftwerk mit SCR (NRG Marsh Landing, USA)

#### 4.4 Erdgassystem (Brennstoffversorgung)

Die Aufgabe des Erdgassystems ist die Bereitstellung von Erdgas in der Menge, Reinheit und Druck, der für den sicheren Betrieb der Gasturbinen erforderlich ist. Es wird davon ausgegangen, dass der Lieferdruck am Kraftwerk 30 bar(a) nicht unterschreitet und dass eine Kompressor Station nicht erforderlich ist.

Typischerweise besteht das Brennstoffsystem aus den folgenden Komponenten:

- Notabsperrventil
- Knock-Out-Trommel
- 2 x 100% Gasfilter
- geeichte Durchflussmessung
- Gaschromatograph
- 2 x 100% Wasserbad Taupunkt-Gasvorwärmer (je nach Lieferdruck des Erdgases)
- 2 x 100% Druckreduzierstationen

Danach wird das Gas auf die Gasturbinen verteilt. Jede Gasturbine hat ein eigenes Gas-Skid zur Durchflussregelung und letzten Filterung.

#### 4.5 Heizölsystem (Option)

Die Aufgabe des Heizölsystems ist neben der Bereitstellung von Heizöl in der Menge, Reinheit und Druck, der für den sicheren Betrieb der Gasturbinen erforderlich ist, die Entladung von Kesselwagen und Lagerung des Heizöls.

Das Heizöl System besteht aus den folgenden Teilsystemen:

- Ölentladung
- Öllager
- Ölverteilung

#### 4.5.1 Ölentladung

Die Anlage verbraucht an einem durchschnittlichen Wintertag etwa 3'000 t Heizöl. Derartige Mengen können nur per Schiff (über den Rhein) oder die Eisenbahn angeliefert werden. Da eine Anlieferung per Schiff nur für die wenigsten Standorte in der Schweiz eine Option sein könnte, wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass HEL über den Schienenweg (Normalspurnetz) angeliefert werden müsste. Legt man einen standardisierten Kesselwaggon mit einer Nutzlast von 60 t zugrunde, erfordert das die Anlieferung und Entladung von 50 Kesselwaggons pro Tag.

Um das zu ermöglichen, wird eine Entladestation errichtet, die in der Lage ist, auf zwei parallelen Gleisen auf jedem Gleis jeweils zwei Kesselwaggons gleichzeitig zu entladen. Die Entladestation ist in einer Auffangwanne unter einem Wetterschutzdach angeordnet.

Das System besteht aus Entladearmen oder Schläuchen, die an die Kesselwagen gekoppelt werden. Über Sammelleitungen und Siebfilter wird das Heizöl mit Pumpen in Öllager gefördert. Das System ist mit einem Prozessleitsystem und Instrumentierung ausgerüstet, welche die Mengen erfasst und für einen sicheren Ablauf des Entladevorganges sorgt.

Entsprechend der einschlägigen Regeln wird die Entladestation mit den erforderlichen Sicherheits- und Löscheinrichtungen ausgerüstet. Löschwasser muss in Ausreichender Menge vorhanden sein und eine Löschwasserrückhaltung sichergestellt werden.

Um eine Entladung des Tanklagers zu ermöglichen, wird die Entladestation so eingerichtet, dass Kesselwagen auch beladen werden können.

Während dieses frühen Stadiums der Projektentwicklung wird auf logistische Details nicht näher eingegangen. Es wird davon ausgegangen, dass die hier angenommene Nachschublogistik unterbrechungsfrei möglich ist.

#### 4.5.2 Öllager

Damit die Anlage autark betrieben werden kann, bis eine Logistik zur kontinuierlichen Anlieferung von Heizöl aufgebaut ist, wird am Standort ein Heizöllager für mindestens 14 Tage Betrieb errichtet<sup>HH</sup>.

Dazu werden zwei oberirdische vertikale Stahltanks mit einem Lagervolumen von je 30'000 m<sup>3</sup> errichtet. Die Auslegung ist in Tabelle 4-5 dargestellt und die Kapazität für verschiedene Betriebsbedingungen berechnet.

Die Tanks sind in einer Auffangwanne aus Stahlbeton platziert, in der im Falle einer Leckage das gesamte Volumen beider Tanks aufgefangen werden kann. Entsprechend

---

<sup>HH</sup> Gespräche mit der Erdölwirtschaft haben ergeben, dass dieser Zeitraum eher als ambitioniert (kurz) einzustufen ist, aber nicht völlig unmöglich. Vom Standpunkt der Versorgungssicherheit wäre es natürlich zu begrüßen, wenn die maximal benötigte Brennstoffmenge permanent bevorratet würde. Dies allerdings würde nicht nur einen erheblichen Platzbedarf nach sich ziehen, sondern auch eine sehr hohe Summe an Kapital binden. Ohne dies im Detail geprüft zu haben, erscheint AFRY – ohne weitere Detailuntersuchungen - die gewählte Bevorratungskapazität einen tragbaren Kompromiss zwischen Kapitalbindung und Sicherheit darzustellen.

der einschlägigen Regeln wird die Tankanlage mit den erforderlichen Sicherheits- und Löscheinrichtungen ausgerüstet.

Tabelle 4-5 Auslegung Öllager

BRENNSTOFFLAGER	Durchschnitt Winter	Jahres-durch- schnitt	Maximale Leistung
Typ	Vertikaler Tank	Vertikaler Tank	Vertikaler Tank
Anzahl Tanks	2.00	2.00	2.00
Lagerdichte	0.83	0.83	0.83 kg/l
Nutzvolumen pro Tank	30'000.00	30'000.00	30'000.00 m <sup>3</sup>
Maximale Füllhöhe	18.00	18.00	18.00 m
Innendurchmesser	46.07	46.07	46.07 m
Brennstoffvolumenstrom	3'710.88	3'627.16	3'826.16 m <sup>3</sup> /Tag
Kapazität	49'800.00	49'800.00	49'800.00 t
	16.17	16.54	15.68 Tage
	2.31	2.36	2.24 Wochen

#### 4.5.3 Ölverteilung

Das Öl wird zunächst in einen Tagestank gepumpt von wo das Öl mit 2x100% Förderpumpen zu den Öl-Skids der jeweiligen Gasturbinen gefördert. Überschüssiges Öl wird in den Tagestank rezirkuliert.

#### 4.6 Kühlsystem

Die Gasturbinen und Generatoren der Anlage benötigen Kühlung. Die Ölkühler und Generatorkühler werden durch geschlossene Kühlwasserkreisläufe gekühlt. Jede Gasturbine hat einen eigenen Kühlkreislauf. Jeder Kühlwasserkreislauf besteht aus den folgenden Komponenten:

- Membrantank zur Druckhaltung
- 2x100% Umwälzpumpen
- Armaturen und Rohrleitungen zu den Ölkühlern und Generatorkühlern
- Zwangsbelüfteter Rippenrohrkühler zum Abführen der Abwärme an die Umgebungsluft

Das System ist mit einer Wasser-Glykol Mischung gefüllt.

#### 4.7 Wassersysteme

Der Wasserbedarf einer Gasturbinenanlage ist gering. Wasser wird für folgende Zwecke benötigt:

- Feuerlöschwasser
- Trinkwasser für Sanitäre Einrichtungen
- Notdusche für Körper und Augen
- Servicewasser für Reinigungsarbeiten
- Demineralisiertes Wasser für das Auffüllen des Kühlkreislaufes
- Demineralisiertes Wasser für Kompressorreinigung, falls vorgesehen

Es kann davon ausgegangen werden, dass an allen Standorten Wasser in ausreichender Menge vom lokalen Trinkwassernetz bezogen werden kann. Der Bedarf an demineralisiertem Wasser ist so gering, dass dieses extern in IBC Behältern bezogen werden kann.

Falls Heizöl eingesetzt wird und Wasser zur NOx-Reduktion eingesetzt wird, muss eine entsprechende Vollentsalzungsanlage errichtet werden, die die entsprechenden Wassermengen produzieren kann.

Wird ein Tanklager errichtet, muss zusätzlich eine grosse Menge Löschwasser vorgehalten werden.

Die Anlage erzeugt im normalen Betrieb kein Abwasser ausser Sanitärbwasser aus den sanitären Anlagen. Es kann davon ausgegangen werden, dass an allen Standorten Abwasser in ausreichender Menge in das lokale Kanalnetz abgeführt werden kann.

#### 4.8 Elektrische Anlagen

Jeder Generator wird über einen Generatorleistungsschalter mit dem jeweiligen Maschinentransformator mittels isolierter Stromschienen verbunden. Die Eigenbedarfstransformatoren werden direkt aus den isolierten Stromschienen gespeist.

Der Blocktransformator wird als Zweiwickeltransformator ausgeführt, der den Generator mit der 380 kV bzw. 220 kV-Oberspannungsseite verbindet. Die Generatorenspannung beträgt je nach Hersteller zwischen 10 kV und 20 kV.

Die Maschinentransformatoren werden direkt mit der neuen GIS verbunden, die über Freileitungen oder Kabelleitungen an das jeweilige Unterwerk angebunden sind.

Der statische Frequenzumrichter zum Anfahren wird von der Mittelspannungs-Schaltanlage gespeist.

In der Gasturbinenanlage sind üblicherweise relativ kleine Motoren installiert, die aus der Niederspannungs-Schaltanlage (0.4 kV) gespeist werden. Falls Gaskompressoren erforderlich sind, müssen diese von der Mittelspannungs-Schaltanlage (z.B. 10 kV oder 6.9 kV) gespeist werden.

Die Mittelspannungs-Schaltanlage wird in drei getrennten Abschnitten zugehörig zu den Gasturbinen ausgeführt und an unterschiedlichen Orten aufgestellt. Die Speisung geschieht über den jeweiligen Eigenbedarfs-Transformator. Abgehend von den Mittelspannungs-Schaltanlagen werden über den jeweiligen Eigenbedarfstransformator die Niederspannungs-Schaltanlagen versorgt. Eine Längskupplung ermöglicht auch hier eine redundante Einspeisung.

Je nach Gasturbinenhersteller werden die Systeme aus den Schaltanlagen 440 VDC oder 220 VDC und einer gesicherten Schiene 230 V AC (USV) versorgt. Eine Längskupplung der drei Systeme wird nach Möglichkeit vorgesehen.

Um die Anlage schwarzstartfähig zu machen, müsste zusätzlich noch ein Dieselgenerator installiert werden, der genug Wirkleistung zur Verfügung stellt, um eine Gasturbine anzufahren. Die Wirkleistung des Dieselgenerators wird etwa 4.5 MW betragen, Der Dieselgenerator müsste an die Mittelspannungs-Schaltanlage angebunden werden.

## 4.9 Leittechnik

Die allgemeine Steuerungsphilosophie für die Anlage basiert auf den folgenden Hauptanforderungen:

- Ein verteiltes Prozessleitsystem (DCS) für den gesamten Kraftwerksprozess mit allen Teilsystemen
- Maximale Sicherheit für Personal und Ausrüstung
- Sicherer, zuverlässiger und effizienter Betrieb unter allen Bedingungen
- Sehr hohe Verfügbarkeit des Kraftwerks
- Hoher Grad an Automatisierung
- Bereitstellung aller für Betrieb, Wartung und Leistungsoptimierung erforderlichen Daten
- Hierarchische Struktur der Steuerung

Das DCS wird so konzipiert, dass es die folgenden Anforderungen erfüllt:

- Das DCS wird flexibel für zukünftige Änderungen und Erweiterungen sein.
- Das Kraftwerk kann unter allen Bedingungen betrieben werden, wie zum Beispiel
  - normaler Leistungsbetrieb
  - Betrieb von 1 - n GT-Blöcken
  - Kalt-, Warm- und Heißanlauf
  - Lastabwurf
  - Hauslast-/Inselbetrieb
  - Störfälle
  - Abschaltung im vollautomatischen Modus oder ferngesteuert durch den Betreiber von der (zentralen) Anlagenwarte aus.
- Alle Steuerungs- und Regelungssysteme basieren auf einer verteilten digitalen Steuerung mit eingebauter Redundanz und sind über ein redundantes Bussystem miteinander verbunden.
- Redundanzen für den Prozess und/oder die Instrumentierung werden im DCS berücksichtigt, um die Verfügbarkeit des Gesamtsystems weiter zu verbessern.
- Das Kriterium des Einzelfehlers wird auf das gesamte Prozessleitsystem angewendet. Das bedeutet, dass ein einzelner Fehler in einem beliebigen Teil des Prozessleitsystems nicht zum Ausfall einer Hauptkomponente der Anlage oder der Anlage selbst führen darf.
- Alle Messkreise, die letztendlich zu einer Abschaltung der Anlage führen könnten, basieren auf der Wahl von 1 aus 2 oder 2 aus 3 Messkreisen und werden von einem zuverlässigen, ausfallsicheren und fehlertoleranten Notabschaltsystem (ESD) gesteuert.
- Sowohl die Bedienung als auch die Wartungsarbeiten müssen von einem Minimum an erforderlichem Personal durchgeführt werden. Diese Anforderung wirkt sich auf die Gesamtkonzeption der Anlage in dem Sinne aus, dass die vorgeschlagene Ausrüstung auf höchste Automatisierung, Zentralisierung der Betriebsarbeiten (Anlagenkontrollraum oder Fernbedienung), Routinen für Diagnose und Fehlerbehebung, Fernkonfiguration und -kalibrierung der Feldinstrumente usw. ausgelegt sein muss.
- Der Handbetrieb wird alle wichtigen Verriegelungen umfassen, um einen sicheren Betrieb der Anlage auch im Handbetrieb zu gewährleisten.

- Ferngesteuerte Geräte werden für alle erforderlichen Ablassventile und alle anderen Anlagenventile geliefert, die entweder beim Anfahren, beim Abschalten oder beim normalen Betrieb der Anlage betätigt werden müssen.
- Die gesamte Ausrüstung der Anlage, einschließlich aller elektrischen und BOP-Systeme und die Gasturbinen, wird über die gleiche Bedienoberfläche im Kontrollraum der Anlage bedient.
- Redundantes, USV-gestütztes Stromversorgungskonzept.
- Das DCS muss Kommunikationsverbindungen für den Datenaustausch mit anderen Leitstellen unterstützen, wie z. B.
  - Stromnetz (Spannungs-/Frequenzregelung)
  - Dispatch
- Die DCS-Kommunikationsnetze basieren hauptsächlich auf redundantem Glasfaser-Ethernet und unterstützen alle neuen Standardprotokolle mit Übertragung von Zeitstempel-, Wert- und Qualitätsinformationen.

#### 4.10 Aufstellungsplanung

Anhand der zu erwartenden Abmessungen der Hauptkomponenten und typischen Layouts von Anlagen dieser Art und Grösse ist ein standortunabhängige Aufstellungsplan erstellt worden.

Neben den Hauptkomponenten und technischen Gebäuden beinhaltet der Plan auch Gebäude für die Warte und Administartion sowie Lager- und Werkstattgebäude. Auserdem sind Flächen für die GIS und die Baustelleneinrichtung augewiesen.

Als Optionen sind Öltanklager und Enladestation eingezeichnet.

Der Aufstellungsplan ist in Abbildung 4-3 dargestellt. Die erforderlichen Flächen sind in Abbildung 4-5 und Tabelle 4-6 dargestellt. In Tabelle 4-6 sind auch die nötigen Flächen für ein Kombikraftwerk angegeben.

Die Anlage mit Erdgas benötigt eine Fläche von mindestens 3 ha. Eine Anlage mit Ölfeuerung und dem entsprechenden Tanklager benötigt mindestens 4.9 ha.

Der Platzbedarf des Gleisanschlusses und der Nebengleise hängt stark von den Standortbedingungen ab. In jedem Fall muss das Nebengleis wesentlich länger sein als die zu erwartende Zuglänge (je nach Länge der Entladestation) und zusätzliche Nebengleise für wartende Züge könnten erforderlich sein. Für den Platzbedarf wird von einer Gleislänge von 1'000 m ausgegangen.

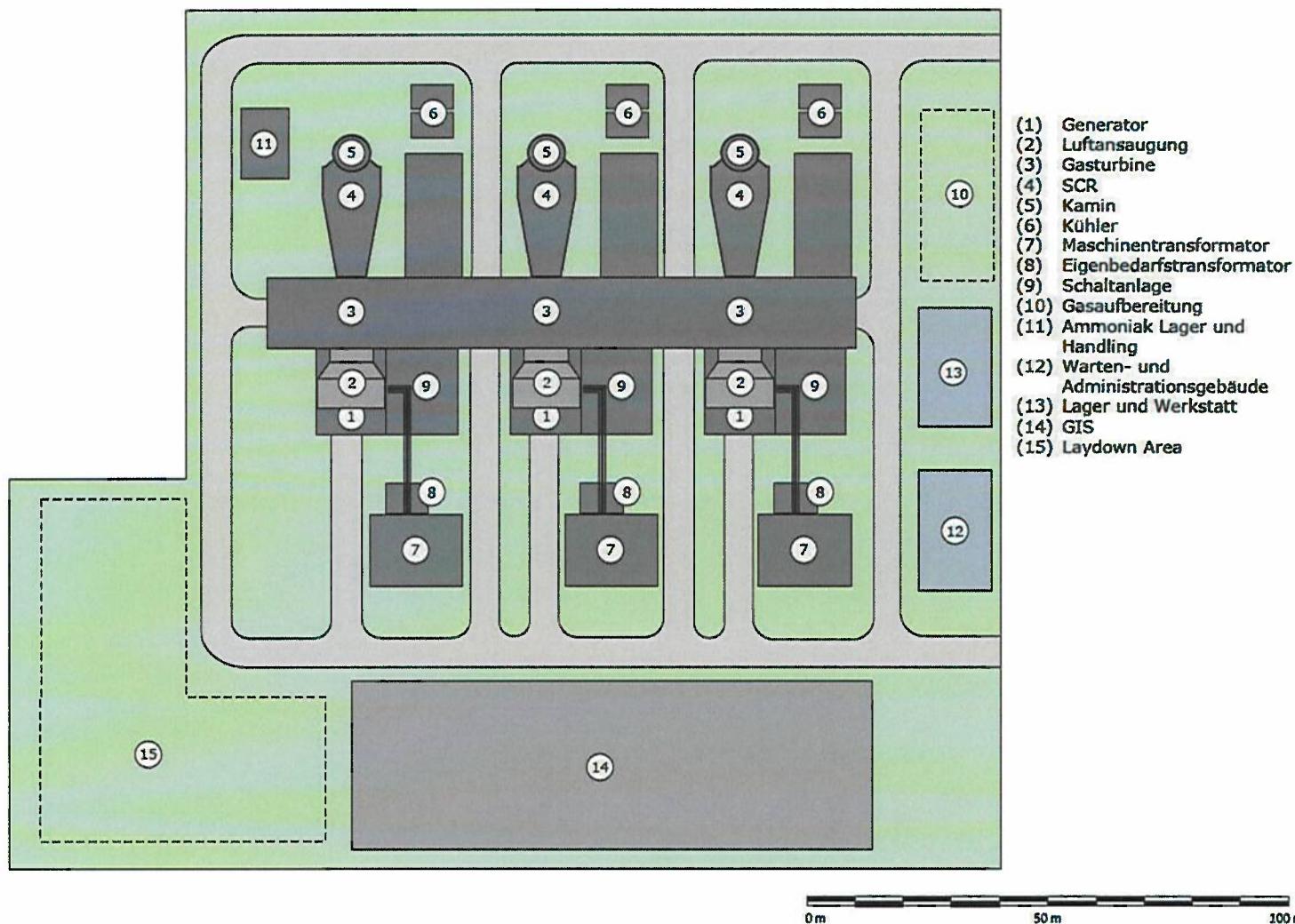


Abbildung 4-3 Aufstellungsplan, Erdgas

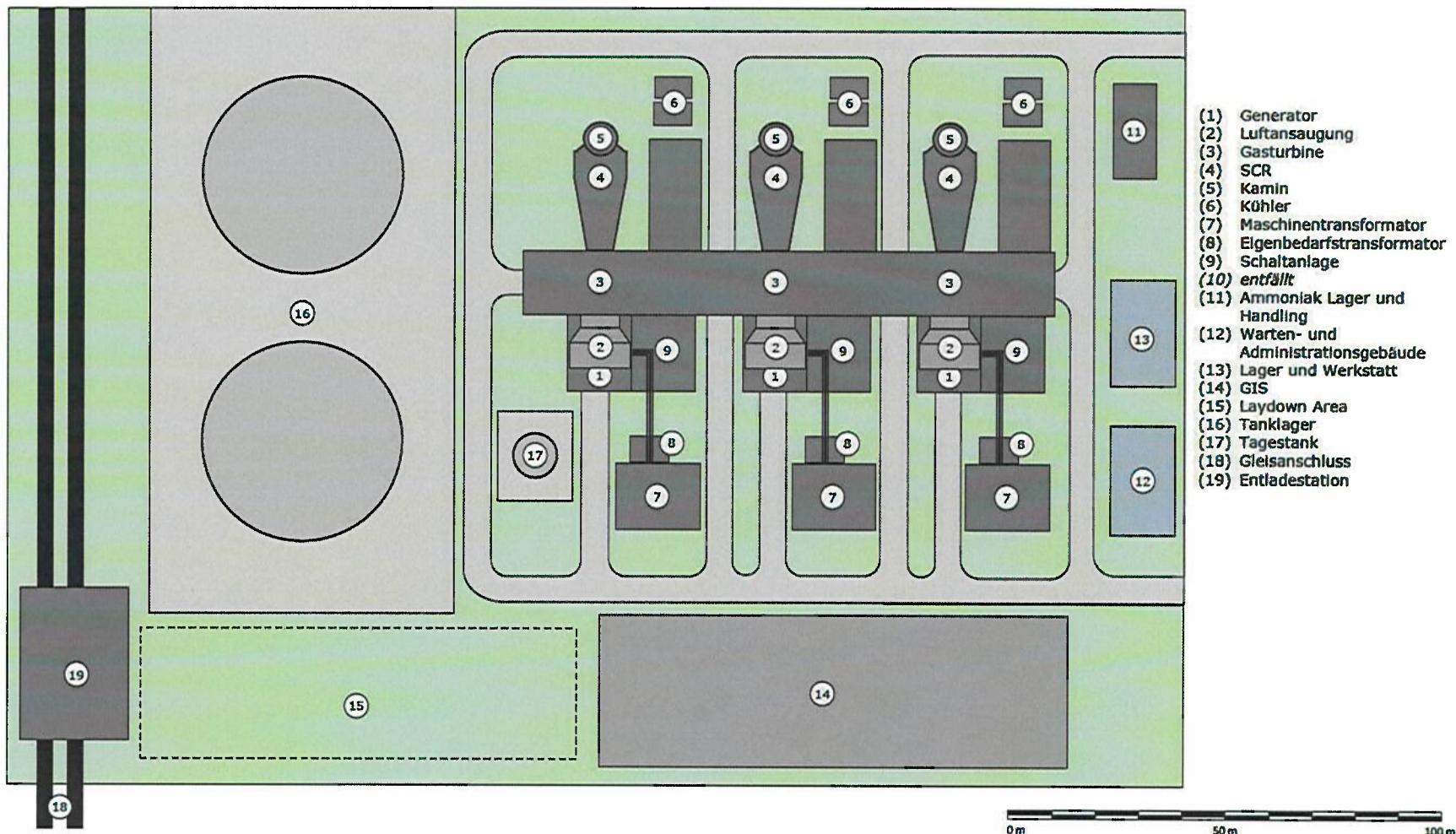


Abbildung 4-4 Aufstellungsplan, Heizöl

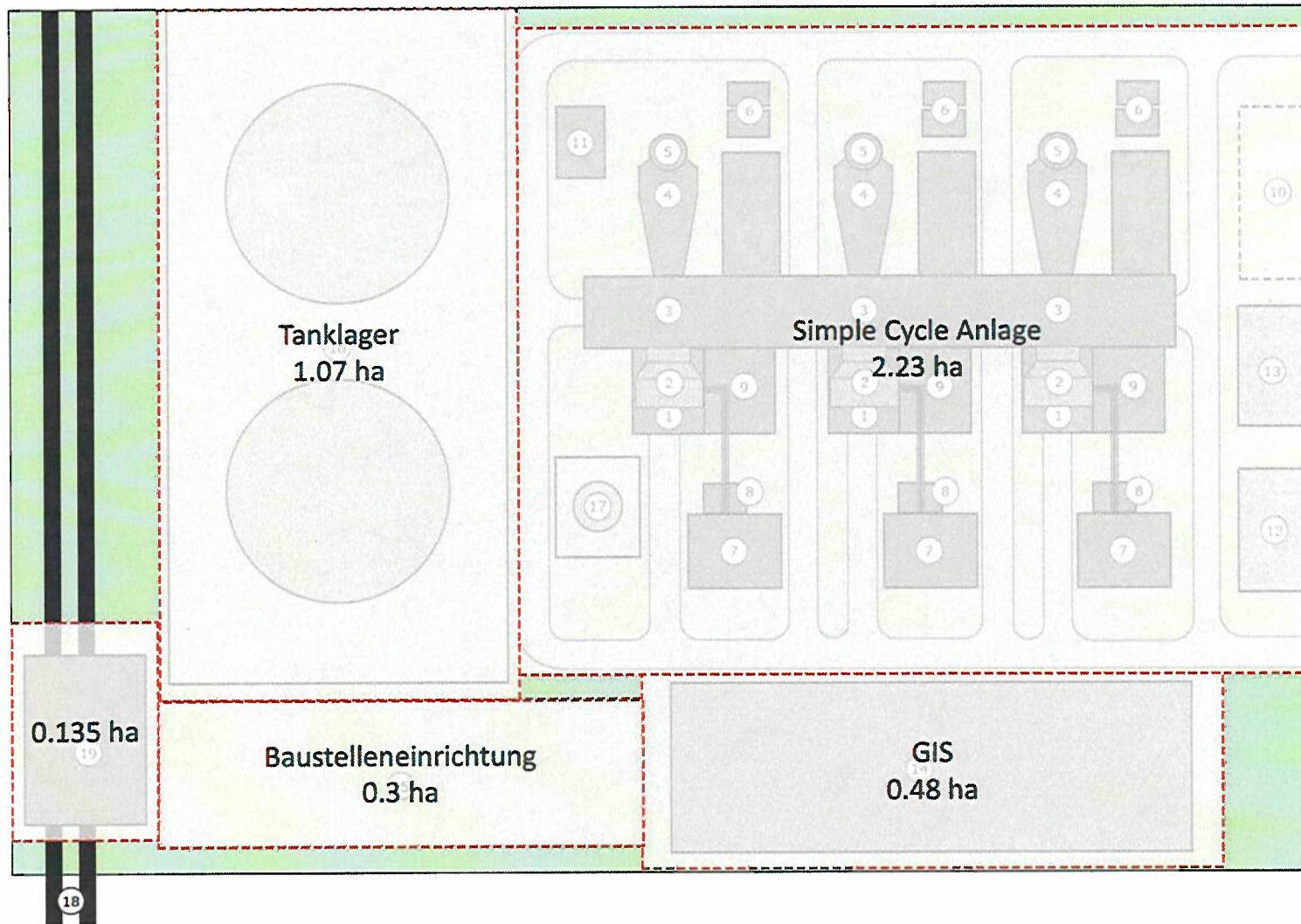


Abbildung 4-5 Aufstellungsplan mit Flächen

Tabelle 4-6 Platzbedarf der Anlage

	Erdgas			Heizöl			Erdgas Kombi			Heizöl Kombi		
	L m	B m	A ha	L m	B m	A ha	L m	B m	A ha	L m	B m	A ha
Simple Cycle Anlage	165	135	2.23	165	135	2.23	165	135	2.23	165	135	2.23
GIS	120	40	0.48	120	40	0.48	150	40	0.60	150	40	0.60
Baustelleneinrichtung	100	30	0.30	100	30	0.30	100	30	0.60	100	30	0.30
Tanklager				144	74	1.07				144	74	1.07
Entladestation				45	30	0.14				45	30	0.14
Gleise				1000	7	0.70				1000	7	0.70
AHK und Speisewasser-System							140	30	0.42	140	30	0.42
DTG Maschinenhaus und Schaltanlagen							66	80	0.53	66	80	0.53
Kühlturm (Induced Draft)							115	50	0.58	115	50	0.58
Wasseraufbereitung							45	40	0.18	45	40	0.18
<b>Total</b>			<b>3.01</b>			<b>4.91</b>			<b>5.13</b>			<b>6.73</b>

## 4.11 Wärme und Massebilanzen (Kraftwerk)

Wärmebilanzen sind mit GTPRO Thermoflow™ Software berechnet worden und die Massebilanzen inklusive Emissionen mit AFRY in-house Software berechnet worden. Die sich aus den Wärmebilanzen ergebenden Resultate sind in Tabelle 4-7 und Tabelle 4-8 dargestellt. Zugrunde liegen dabei die Annahmen, welche in Tabelle 4-3 aufgelistet sind. Die detaillierten Wärmeschaltbilder für den Betrieb unter mittleren Winter-Betriebsbedingungen sind in Abbildung 4-6 und Abbildung 4-7 gezeigt. Abbildung 4-8 bis Abbildung 4-10 zeigen die entsprechenden Massenströme.

Tabelle 4-9 zeigt die resultierenden Mengen für Brennstoff, CO<sub>2</sub> und Ammoniakwasser über die Lebenszeit des Kraftwerks für den Fall, dass tatsächlich das sich aus den Adequacy-Rechnungen ergebende Worst-case Stressszenario eintritt. Das Kraftwerk ist dann in der Lage, den negativen Auswirkungen dieser Situation den Zielvorgaben entsprechend zu begegnen (und somit ENS auf 0 zu reduzieren). Jedoch werden die tatsächlichen Stoffmengen vermutlich deutlich geringer ausfallen, da das dieser Tabelle zugrunde liegende Worst-case Stressszenario eben nur mit einer eher geringen Wahrscheinlichkeit eintreten wird. Die dort aufgelisteten Werte beziehen sich somit auf zwei identische Anlagen an zwei Standorten. Die Annahmen für den Betrieb während der Lebensdauer der Anlagen / des Kraftwerks sind in Abschnitt 2.1 dargestellt.

Tabelle 4-7 Leistungsdaten mit Erdgas

Parameter	Einheit	BP1	BP2	BP3	BP4
Gasturbine		AE94.2	AE94.2	AE94.2	AE94.2
Anzahl Gasturbinen		3	3	3	3
<b>Betriebsbedingungen</b>					
Umgebungstemperatur	°C	4.4	10.0	-5.0	34.0
Umgebungsdruck	hPa	970	970	970	970
Relative Luftfeuchte		83%	81%	90%	30%
Brennstoff		Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas
<b>Leistungsdaten</b>					
Bruttoleistung	MW	566.5	551.8	590.6	473.7
Nettoleistung	MW	559.4	544.7	583.3	467.1
Nettowärmeverbrauch	kJ/kWh	9'989	10'048	9'883	10'431
Nettowirkungsgrad		36.0%	35.8%	36.4%	34.5%
Abgasmassenstrom (pro GT)	kg/s	545.5	534.9	562.1	488.4
Abgastemperatur nach GT	°C	546.4	551.5	536.7	568.3

Tabelle 4-8 Leistungsdaten mit Heizöl

Parameter	Einheit	BP1	BP2	BP3	BP4
Gasturbine		AE94.2	AE94.2	AE94.2	AE94.2
Anzahl Gasturbinen		3	3	3	3
<b>Betriebsbedingungen</b>					
Umgebungstemperatur	°C	4.4	10.0	-5.0	34.0
Umgebungsdruck	hPa	970	970	970	970
Relative Luftfeuchte		83%	81%	90%	30%
Brennstoff		HEL	HEL	HEL	HEL
<b>Leistungsdaten</b>					
Bruttoleistung	MW	555.0	539.2	578.3	462.5
Nettoleistung	MW	546.7	531.0	569.9	454.8
Nettowärmeverbrauch	kJ/kWh	10'094	10'157	9'984	10'560
Nettowirkungsgrad		35.7%	35.4%	36.1%	34.1%
Abgasmassenstrom (pro GT)	kg/s	546.6	535.9	563.2	489.3
Abgastemperatur nach GT	°C	548.3	552.4	538.2	569.5

Tabelle 4-9 Worst-case Abschätzung der Verbräuche über die Lebensdauer des Kraftwerks (2 Anlagen)

<b>Betriebsjahr Typ 1</b>	
Produktion (beide Standorte)	752 GWh/a
Häufigkeit	5 x in Lebensdauer
Total Lebensdauer	3'760 GWh
<b>Betriebsjahr Typ 2</b>	
Produktion (beide Standorte)	2'232 GWh/a
Häufigkeit	1 x in Lebensdauer
Total Lebensdauer	2'232 GWh
<b>Testläufe</b>	
Lebensdauer	50 Jahre
Vollaststunden pro Jahr	24 h/a
Total Lebensdauer	1'200 h
<b>Betrieb Erdgas, gesamte Lebensdauer</b>	
Nettoleistung pro Standort	559 MW
Nettoleistung beide Standorte	1'119 MW
Erdgas, gesamte Lebensdauer	20'354 GWh (Hu)
CO <sub>2</sub> , gesamte Lebensdauer	4'136'746 t
Ammoniakwasser, gesamte Lebensdauer	2'736 t
<b>Betrieb Öl, gesamte Lebensdauer</b>	
Nettoleistung pro Standort	547 MW
Nettoleistung beide Standorte	1'093 MW
Heizöl, gesamte Lebensdauer	1'716'459 t
CO <sub>2</sub> , gesamte Lebensdauer	5'390'411 t
Ammoniakwasser, gesamte Lebensdauer	14'535 t

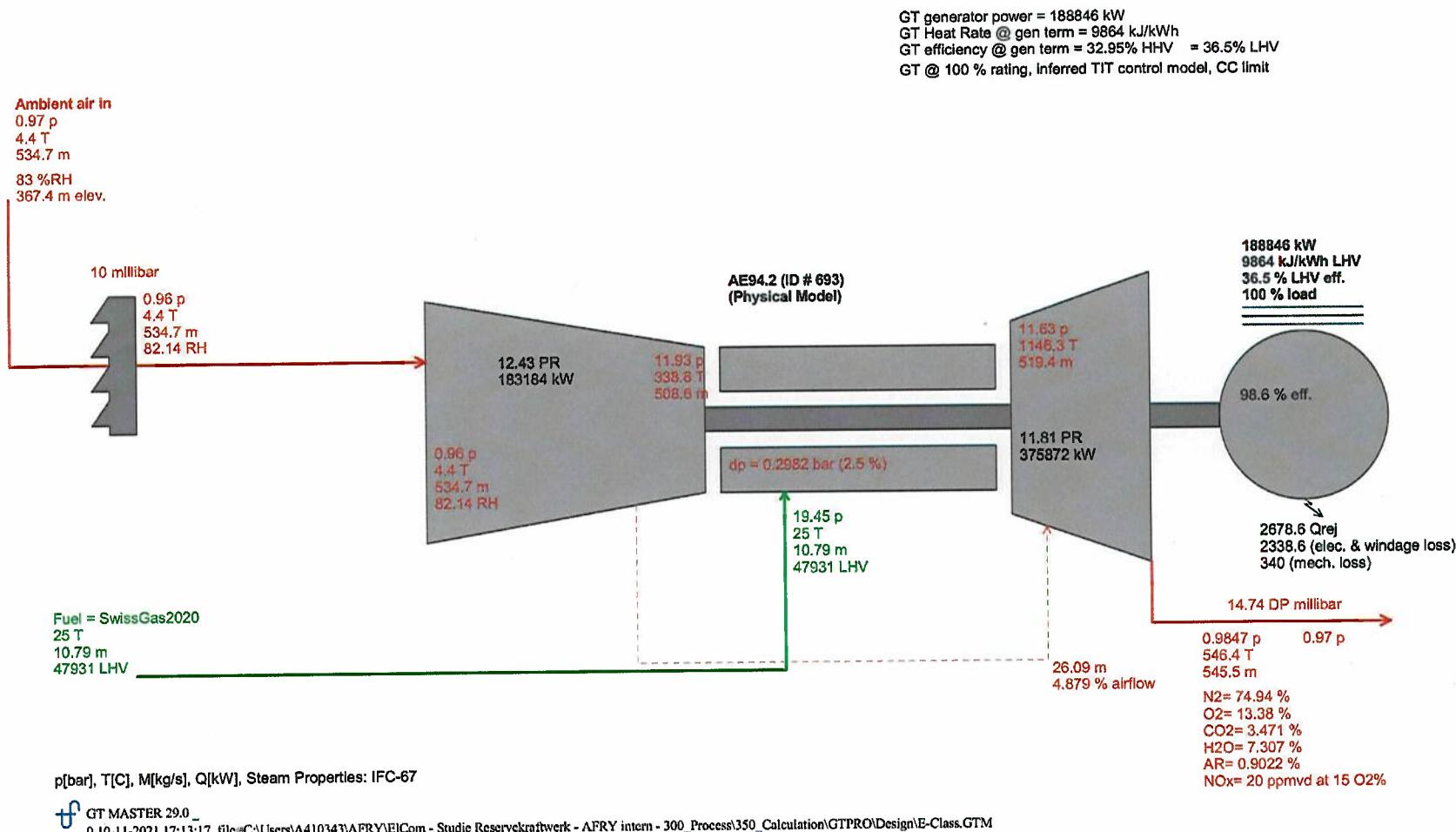


Abbildung 4-6 Wärmeschaltbild Erdgasbetrieb

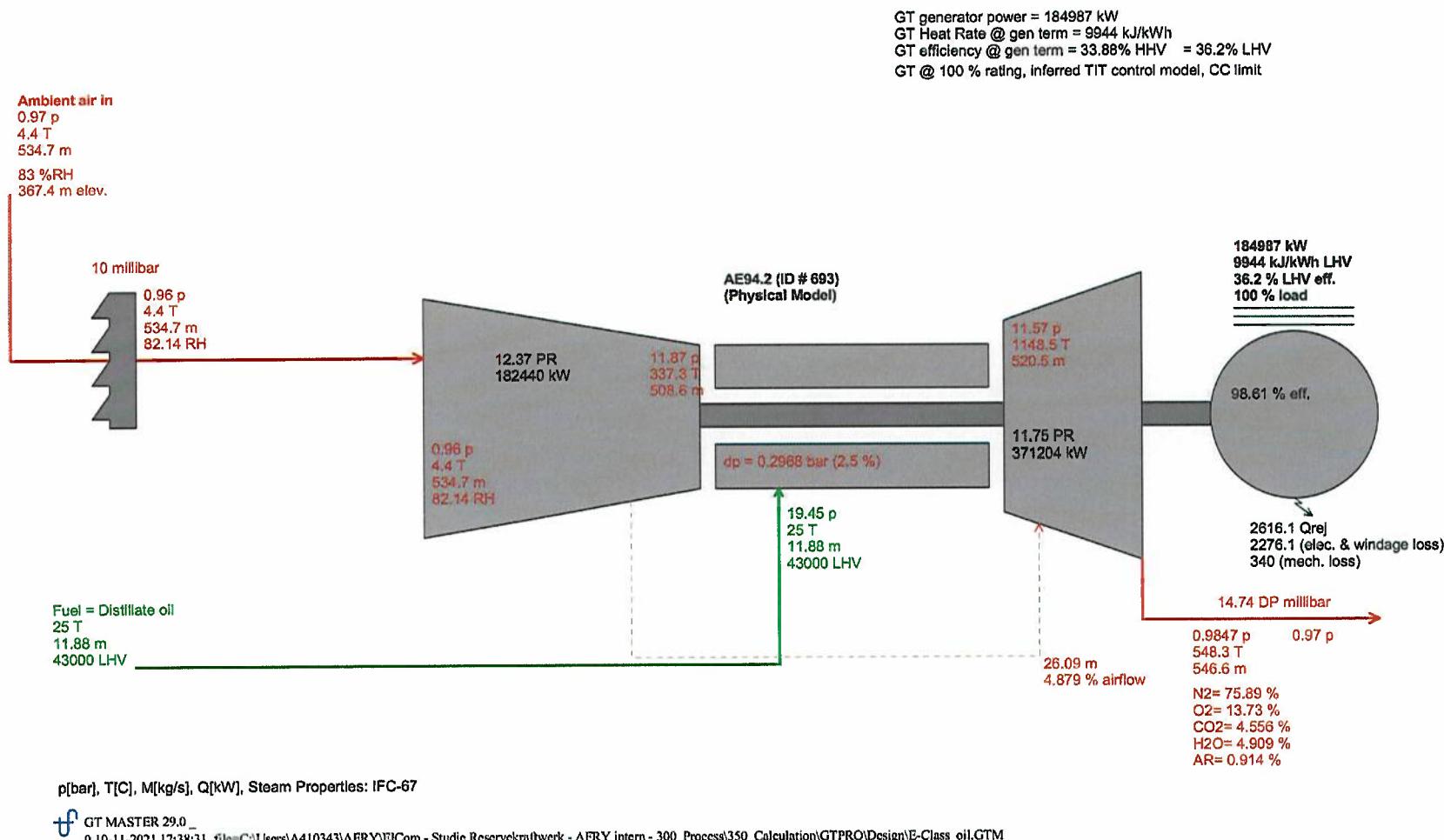


Abbildung 4-7 Wärmeschaltbild Heizölbetrieb

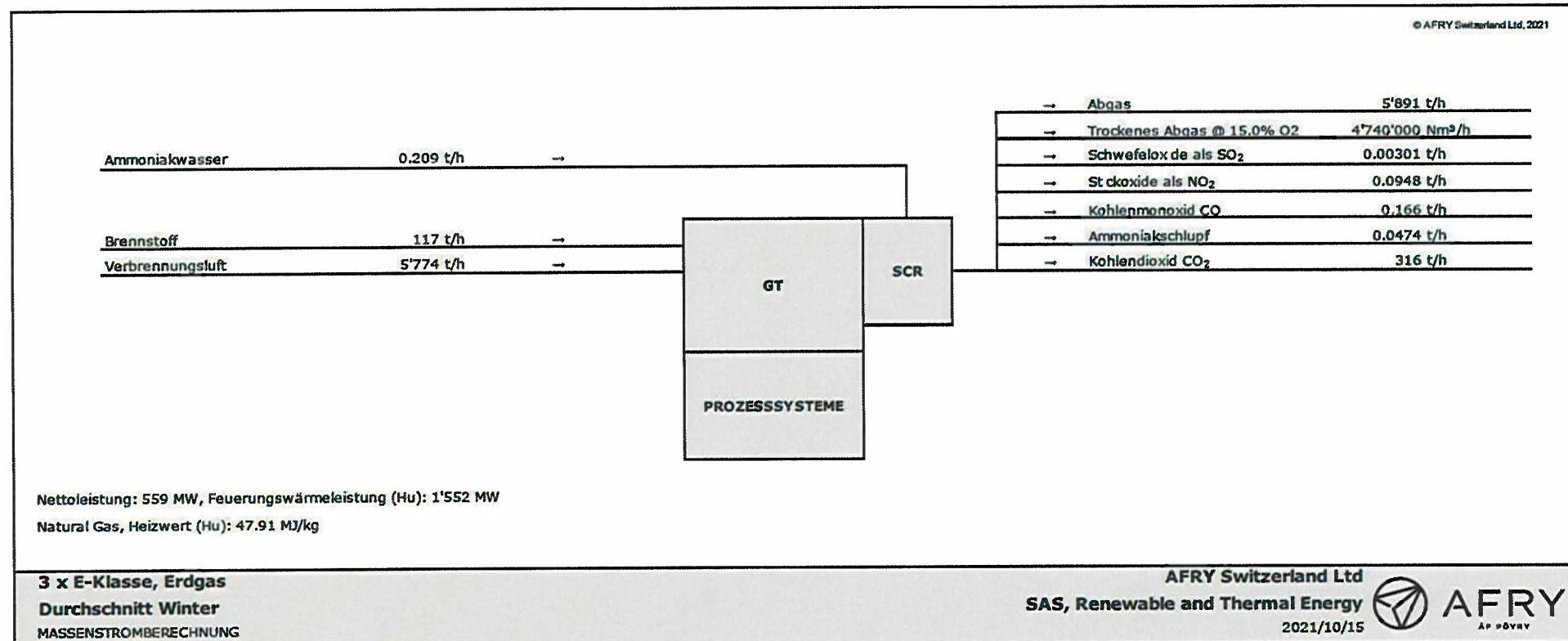


Abbildung 4-8 Massenströme (Erdgas), Stundenwerte

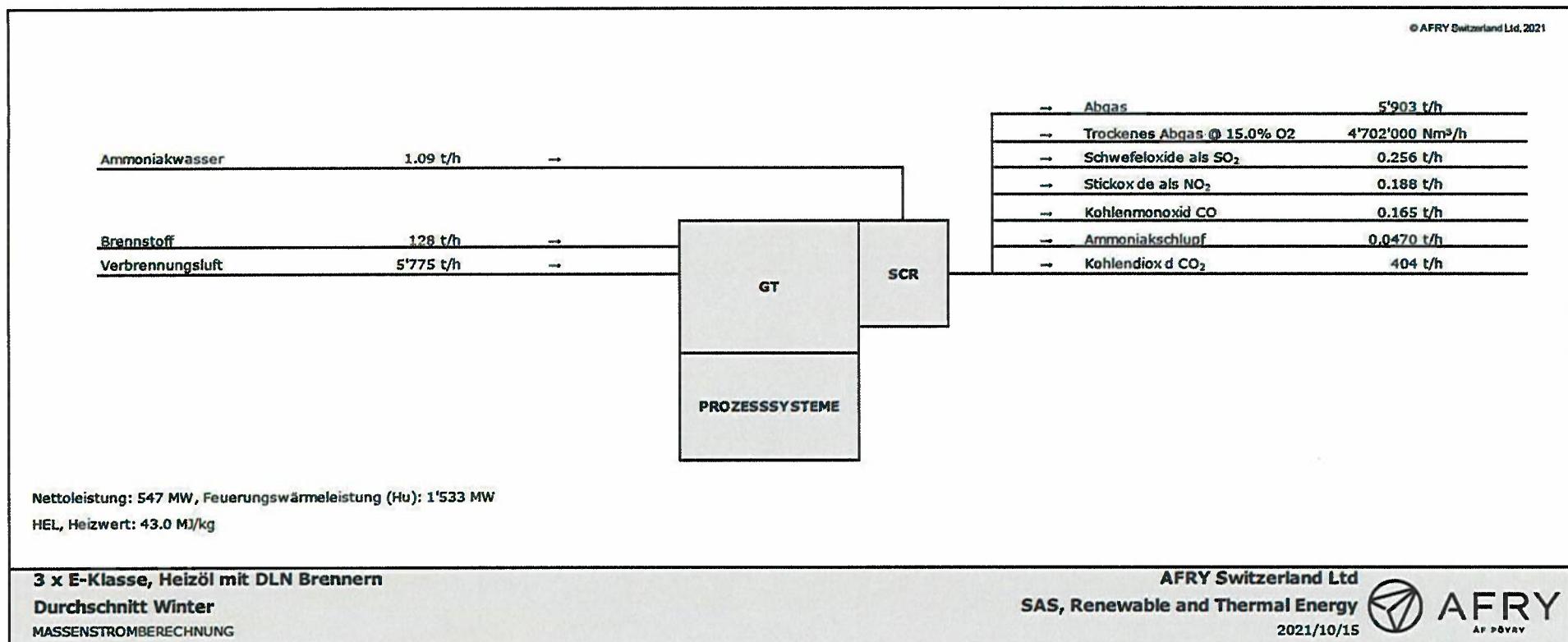


Abbildung 4-9 Massenströme (Heizöl), Stundenwerte

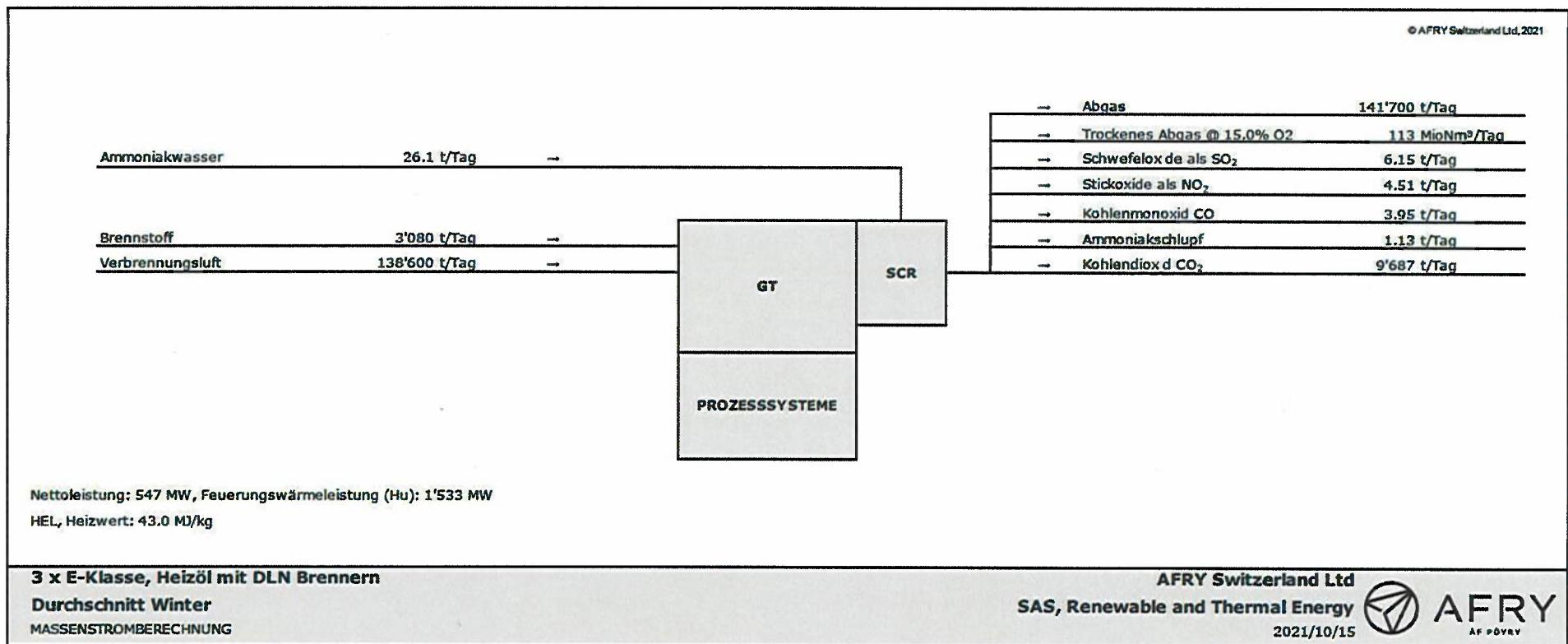


Abbildung 4-10 Massenströme (Heizöl), Tageswerte

## 4.12 Umweltaspekte

### 4.12.1 Emissionen in die Luft

#### 4.12.1.1 Luftschadstoffe

Die Emissionen der Anlage in die Luft ist anhand der Verbrennungsrechnung mit den Brennstoffeigenschaften wie in Abschnitt 4.1.1 auf Seite 161 ff definiert berechnet worden. Die wesentlichen Emissionen der Anlage in die Luft sind:

- Schwefeloxide als SO<sub>2</sub>: Der LRV Grenzwert für SO<sub>2</sub> ist 120 mg/Nm<sup>3</sup>:
  - Im Erdgas können kleine Mengen an Schwefel durch die Odorierung vorhanden sein. Gemäss den Zusammensetzungen der letzten Jahre können bis zu 10 mg/Nm<sup>3</sup> Schwefel im Erdgas vorhanden sein<sup>II</sup>. Dieser Wert wird für die Berechnung der Emissionen verwendet, was zu einer Konzentration im Abgas von 0.64 mg/Nm<sup>3</sup> führt.
  - In HEL können je nach Qualität bis zu 0.1% Schwefel enthalten sein, was zu einer Konzentration im Abgas von 54.5 mg/Nm<sup>3</sup> führt. In schwefelarmem HEL können bis zu 0.005% Schwefel enthalten sein, was zu einer Konzentration im Abgas von 2.73 mg/Nm<sup>3</sup> führt. Für die Berechnung wird von HEL mit einem Schwefelgehalt von 0.1% ausgegangen.
- Stickoxide als NO<sub>2</sub>: Die LRV Grenzwerte von 20 mg/Nm<sup>3</sup> für den Betrieb mit Erdgas und 40 mg/Nm<sup>3</sup> für den Betrieb mit Erdgas werden durch den Einsatz eines SCR-Systems eingehalten. Diese Grenzwerte werden für die Berechnung der Emissionsmassenströme verwendet. Weitaus niedrigere NO<sub>2</sub> Emissionen unter 10 mg/Nm<sup>3</sup> könnten mit dem SCR-System erreicht werden, erfordern aber einen höheren Einsatz von Ammoniak.
- Kohlenmonoxid CO: Der LRV Grenzwert von 35 mg/Nm<sup>3</sup> wird von den Gasturbinen eingehalten. Dieser Grenzwert wird für die Berechnung der Emissionsmassenströme verwendet.
- Ammoniak: Im SCR-System kommt es zu einem gewissen Ammoniakschlupf, so dass Ammoniak mit dem Abgas in die Umgebung abgegeben wird. Der LRV Grenzwert von 10 mg/Nm<sup>3</sup> wird vom SCR-System eingehalten und es kann ein wesentlich niedrigerer Wert erwartet werden. Der LRV Grenzwert wird für die Berechnung der Emissionsmassenströme verwendet.

Die berechneten Emissionen für eine Anlage sind in

<sup>II</sup> [http://www.swissgas.ch/fileadmin/user\\_upload/swissgas/downloads/Erdgaseigenschaften\\_2018 SG\\_D.pdf](http://www.swissgas.ch/fileadmin/user_upload/swissgas/downloads/Erdgaseigenschaften_2018 SG_D.pdf)

Tabelle 4-10 und Tabelle 4-11 dargestellt. Die Werte basieren auf den durchschnittlichen Betriebsbedingungen im Winter und den Massen- und Wärmebilanzen in Abschnitt 4.11 sowie den Annahmen für den Betrieb während der Lebensdauer der Anlagen in Abschnitt 2.

Tabelle 4-10 Emissionen für den Betrieb mit Erdgas

<b>ABGASEMISSIONEN</b>	
<u>Bezugssauerstoffgehalt im Abgas</u>	15.00% -vol, trocken
Abgasstrom bei Bezugs O <sub>2</sub>	4.74 MioNm <sup>3</sup> /h, trocken
	5.08 MioNm <sup>3</sup> /h, feucht
<b>Schwefeloxide als SO<sub>2</sub></b>	
Erwartete Emissionen	0.64 mg/Nm <sup>3</sup>
Emissionsmassenstrom	3.01 kg/h
Emissionen in Lebensdauer	19.74 t
Spezifische Emissionen (Feuerung)	0.54 mg/MJ
<b>Stickoxide als NO<sub>2</sub></b>	
Grenzwert	20.00 mg/Nm <sup>3</sup>
Emissionsmassenstrom	94.80 kg/h
Emissionen in Lebensdauer	621.47 t
Spezifische Emissionen (Feuerung)	16.97 mg/MJ
<b>Kohlenmonoxid CO</b>	
Grenzwert	35.00 mg/Nm <sup>3</sup>
Emissionsmassenstrom	165.91 kg/h
Emissionen in Lebensdauer	1'087.58 t
Spezifische Emissionen (Feuerung)	29.69 mg/MJ
<b>Ammoniakschlupf</b>	
Grenzwert	10.00 mg/Nm <sup>3</sup>
Erwartete Emissionen	5.00 mg/Nm <sup>3</sup>
Emissionsmassenstrom	47.40 kg/h
Emissionen in Lebensdauer	310.74 t
Spezifische Emissionen (Feuerung)	8.48 mg/MJ

Tabelle 4-11 Emissionen für den Betrieb mit HEL

<b>ABGASEMISSIONEN</b>	
<u>Bezugssauerstoffgehalt im Abgas</u>	15.00% -vol, trocken
<u>Abgasstrom bei Bezugs O<sub>2</sub></u>	4.70 MioNm <sup>3</sup> /h, trocken
	4.92 MioNm <sup>3</sup> /h, feucht
<b>Schwefeloxide als SO<sub>2</sub></b>	
<u>Erwartete Emissionen</u>	54.54 mg/Nm <sup>3</sup>
<u>Emissionsmassenstrom</u>	256.41 kg/h
<u>Emissionen in Lebensdauer</u>	1'712.87 t
<u>Spezifische Emissionen (Feuerung)</u>	46.47 mg/MJ
<b>Stickoxide als NO<sub>2</sub></b>	
<u>Grenzwert</u>	40.00 mg/Nm <sup>3</sup>
<u>Emissionsmassenstrom</u>	188.07 kg/h
<u>Emissionen in Lebensdauer</u>	1'256.34 t
<u>Spezifische Emissionen (Feuerung)</u>	34.08 mg/MJ
<b>Kohlenmonoxid CO</b>	
<u>Grenzwert</u>	35.00 mg/Nm <sup>3</sup>
<u>Emissionsmassenstrom</u>	164.56 kg/h
<u>Emissionen in Lebensdauer</u>	1'099.30 t
<u>Spezifische Emissionen (Feuerung)</u>	29.82 mg/MJ
<b>Ammoniakschlupf</b>	
<u>Grenzwert</u>	10.00 mg/Nm <sup>3</sup>
<u>Erwartete Emissionen</u>	5.00 mg/Nm <sup>3</sup>
<u>Emissionsmassenstrom</u>	47.02 kg/h
<u>Emissionen in Lebensdauer</u>	308.22 t
<u>Spezifische Emissionen (Feuerung)</u>	8.52 mg/MJ

#### 4.12.1.2 Treibhausgase

Im regulären Betrieb der Anlage wird Kohlendioxid als einziges Treibhausgas emittiert. Methan wird, als Bestandteil des Erdgases, höchstens bei Störungen oder Spülvorgängen freigesetzt. Das passiert jedoch äusserst selten.

Die CO<sub>2</sub> Emissionen der Anlage sind anhand der Verbrennungsrechnung mit den Brennstoffeigenschaften wie in Abschnitt 4.1.1 auf Seite 161 ff definiert berechnet worden.

Die berechneten CO<sub>2</sub>-Emissionen für eine der zwei geplanten Anlagen sind in Tabelle 4-12 dargestellt. Die Werte basieren auf den durchschnittlichen Betriebsbedingungen im Winter und den Massen- und Wärmebilanzen in Abschnitt 4.11 sowie den Annahmen für den Betrieb während der Lebensdauer der Anlagen in Abschnitt 2.1. Auch hier gilt wieder, dass die Emissionen in der Realität voraussichtlich deutlich niedriger ausfallen, weil das zugrundeliegende Worst-case Stressszenario nur mit einer geringen Wahrscheinlichkeit eintritt.

Die berechneten CO<sub>2</sub> Emissionen werden wie in Abschnitt 2.4.2 angeführt durch den Erwerb von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten abgedeckt.

Tabelle 4-12 CO<sub>2</sub>-Emissionen

<b>CO<sub>2</sub> EMISSIONEN</b>	
<b>Betrieb mit Erdgas</b>	
<hr/>	
Emissionsmassenstrom	87.72 kg/s
Emissionen in Lebensdauer	2'070'056.83 t
Spezifische Emissionen (Feuerung)	56.51 t/TJ
Spezifisch (elektrische Nettoleistung)	156.79 t/TJ
	564.46 g/kWh
<hr/>	
<b>Betrieb mit Heizöl</b>	
<hr/>	
Emissionsmassenstrom	112.12 kg/s
Emissionen in Lebensdauer	2'696'341.08 t
Spezifische Emissionen (Feuerung)	73.14 t/TJ
Spezifisch (elektrische Nettoleistung)	205.09 t/TJ
	738.31 g/kWh
<hr/>	

#### 4.12.2 Lärm

Die Anforderungen bezüglich Schallemissionen hängen von der Entfernung der Anlage zu den nächsten Rezeptoren ab. Die Belastungsgrenzwerte und Planungswerte sind in der Lärmschutz-Verordnung festgelegt, siehe Abschnitt 2.4.7. Die Anlage

Komponenten wie Gasturbinen, Gaskompressoren und Pumpen werden mit Schallschutzhäuben versehen und, falls erforderlich, in geschlossenen Gebäuden angeordnet. Die wesentlichen Schallquellen eines Gasturbinenkraftwerkes sind die Kamine, Luftansaugungen und die Maschinentransformatoren. Kamine und Luftansaugungen werden

mit Schalldämpfern, typischerweise Kulissenschalldämpfer, ausgerüstet, um die erforderlichen Schallemissionen einzuhalten, so dass die von der Anlage allein erzeugten Lärmimmissionen die Planungswerte gemäss Lärmschutz-Verordnung nicht überschreiten. Falls erforderlich müssen die Maschinentransformatoren eingehaust werden.

Die für einen spezifischen Standort zulässigen Schallemissionen werden anhand einer Schallemissionsprognose im Rahmen einer UVU festgelegt und darauf basierend die erforderlichen Schallschutzmassnahmen in der Planungsphase ausgewählt.

Falls Heizöl per Bahn angeliefert wird sind die dadurch entstehenden Rangierlärm zu berücksichtigen.

#### 4.12.3 Abwasser

Die Anlage erzeugt im normalen Betrieb kein Abwasser ausser Sanitärbwasser aus den sanitären Anlagen. Sanitärbwasser wird direkt in das lokale Kanalnetz eingeleitet.

Abwasser, das nicht in die Kanalisation abgegeben werden kann, kann sporadisch bei Wasch- und Spülvorgängen im Rahmen der Inbetriebsetzung und Instandhaltung anfallen. Dieses Abwasser wird durch externe Anbieter entsorgt.

Oberflächenwasser, für das eine Verunreinigung mit Öl ausgeschlossen werden kann, wird direkt in das lokale Kanalnetz für Regenwasser eingeleitet. Oberflächenwasser, für das eine Verunreinigung mit Öl nicht ausgeschlossen werden kann, wird über einen Mineralölabscheider in das lokale Kanalnetz für Regenwasser eingeleitet.

In der Anlage werden verschiedene wassergefährdende Flüssigkeiten gehandhabt:

- Heizöl
- Transformatorenöl
- Schmieröl
- Hydrauliköl
- Ammoniak, wässrige Lösung

Die Anlagen zum Umschlag, Lagerung und Handhabung der wassergefährdenden Flüssigkeiten werden, wie im Gewässerschutzgesetz gefordert, so ausgeführt, dass Flüssigkeitsverluste verhindert, sowie auslaufende Flüssigkeiten leicht erkannt und zurückgehalten werden. Das wird durch entsprechende Entladetassen und Auffangwannen realisiert.

### 4.13 Machbarkeit weiterer Use-cases

Bereits im Abschnitt 2.1 wurde darauf hingewiesen, dass die Use-cases, bzw. Nebenaspekte

- Redispach kurativ (Use-case 2)
- Systemdienstleistungen für RZ Schweiz (Nebenaspekt 4b)

jeweils den Einsatz hochdynamischer Maschinen erfordern würden. Da die Technologieauswahl eindeutig zugunsten der schweren Gasturbinen ausgegangen ist (s. Abschnitt 3.2.2), welche die geforderte Laständerungsdynamik nicht ermöglichen würden, können diese Betriebsarten mit dem Kraftwerk nicht gefahren werden.

Lediglich die Möglichkeit, die Anlage im Modus «Ausgleichsenergie kurativ» zu fahren, sowie des Nebenaspekts «Spannungshaltung» sollen hier noch hinsichtlich ihrer technischen Machbarkeit mit der hier konzipierten Anlage dargestellt werden.

#### 4.13.1 Ausgleichsenergie kurativ

Der Unterschied zwischen den Use-cases 1 und 3 besteht im Wesentlichen im Zeitpunkt der Triggerung. Das Kraftwerk (also beide Anlagen) kann problemlos auch im Betriebsmodus «Ausgleichsenergie kurativ» (Use-case 1) betrieben werden. Es wird allerdings nicht möglich sein, in dieser Betriebsart den Worst-case zu beheben, weil die Leistung des Kraftwerks dazu nicht ausreichen wird.

#### 4.13.2 Spannungshaltung

Damit der Generator als Phasenschieber zur Spannungshaltung eingesetzt werden kann (siehe Abschnitt 2.2.2.2), muss eine Möglichkeit geschaffen werden, Gasturbine und Generator mechanisch zu trennen. Das wird durch die Installation einer Synchronkupplung ermöglicht. Der Einsatz von Synchronkupplungen als Selbstsynchonisierende Schaltkupplung (SSS-clutch) ist in Single-shaft<sup>JJ</sup> Kombianlagen weit verbreitet. Für den Einsatz als Phasenschieber muss die Kopplung jedoch Drehmomente in beide Richtungen übertragen und wird hydraulisch gesteuert. Abbildung 4-11 zeigt ein Beispiel einer solchen Kupplung.

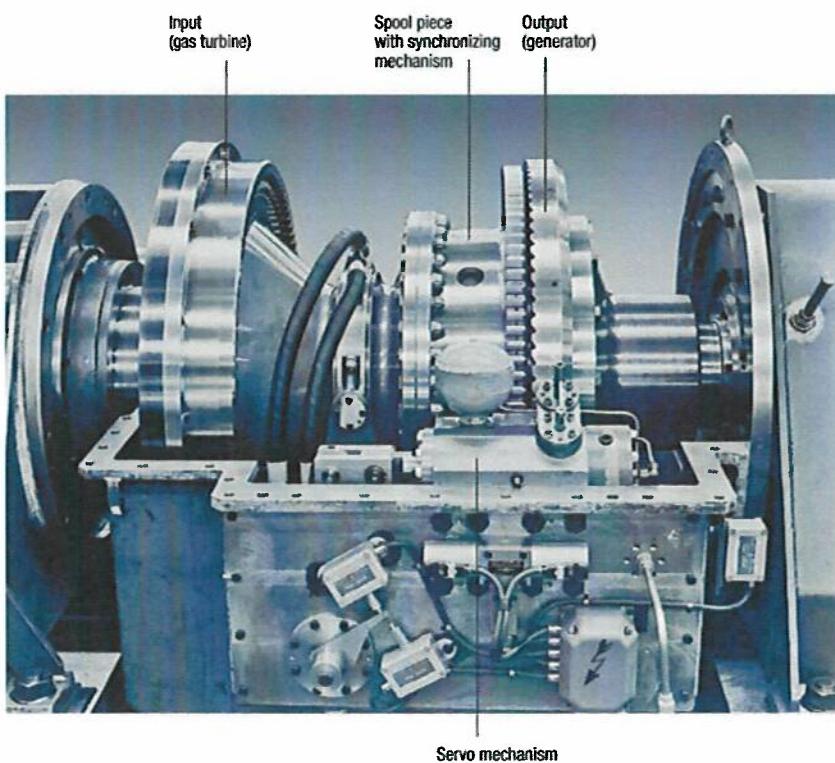


Abbildung 4-11 Synchronkupplung (Quelle: RENK-MAAG GmbH, Kupplung Typ HS)

<sup>JJ</sup> Die GKK-Anordnung «Single-shaft» liegt vor, wenn Gasturbine und Dampfturbine über eine gemeinsame Welle an einen gemeinsamen Generator angeschlossen sind.

Da die Kupplung im geschlossenen Zustand keinen Schlupf hat, hat der Einbau dieser Kupplung keinen Einfluss auf die Leistung und den Wirkungsgrad der Anlage. Synchronkupplungen sind sehr kompakt und der Einfluss auf die Länge des Wellenstranges ist vernachlässigbar.

Der Anfahrfrequenzumrichter ist dafür ausgelegt, den gesamten Wellenstrang mit Verdichter, Turbine und Generator auf eine Drehzahl von etwa 20% der Nenndrehzahl zu beschleunigen bevor die Brenner gezündet werden. Es ist davon auszugehen, dass der Anfahrfrequenzumrichter mit dieser Leistung in der Lage ist, den Generator alleine auf Nenndrehzahl zu beschleunigen und zu halten. In jedem Fall muss dieser Use-case bei der Auslegung der Anfahreinrichtung berücksichtigt werden.

Es kann mit zusätzlichen Kosten zwischen 2.0 MCHF und 2.5 MCHF pro Gasturbine gerechnet werden.

#### 4.14 Umbau zum Kombikraftwerk

Wie bereits in der Technologieauswahl beschrieben, kann die Gasturbinenanlage nachträglich in eine Kombianlage umgerüstet werden. Dazu muss ein Wasser-/Dampfkreislauf mit den erforderlichen Nebensystemen installiert werden. Abbildung 4-12 zeigt ein Vereinfachtes Schema der Anlage mit Erweiterung zur Kombianlage.

Dazu im Wesentlichen sind folgende Änderungen an der Anlage erforderlich:

- Die SCR Systeme jeder Gasturbine werden durch je einen Abhitzekessel mit SCR System ersetzt.
- Ein Kondensations-Dampfturbinengenerator mit einer Leistung von 286 MW wird installiert.
- Es wird entweder ein wassergekühlter Kondensator oder ein Luftgekühlter Kondensator installiert.
- Die erforderlichen Dampfsysteme bestehend aus Rohrleitungen, Reduzierstationen und Armaturen werden installiert.
- Die erforderlichen Speisewasser- und Kondensat-Systeme bestehend aus Pumpen, Rohrleitungen, Behältern und Armaturen werden installiert.
- Eine Vollentsalzungsanlage zur Produktion von demineralisiertem Wasser zum Betrieb des Wasser-/Dampfkreislaufs wird installiert.
- Ein System zur Versorgung der Anlage mit den nötigen Mengen an Wasser und zur Entsorgung des Abwassers wird hergestellt.
- Ein zusätzlicher Maschinentransformator für den Dampfturbinengenerator wird installiert und die GIS für dessen Anschluss erweitert.
- Zusätzliche Mittel- und Niederspannungs-Schaltanlagen zur Speisung der zusätzlichen Stromverbraucher werden installiert.
- Die leittechnischen Anlagen der zusätzlichen Anlagenteile werden in das bestehende DCS integriert oder daran angebunden.
- Die erforderlichen Gebäude und Konstruktionen werden errichtet.

Die **Konfiguration und Parameter des Wasser-/Dampfkreislaufs** richtet sich nach der Abgastemperatur der Gasturbine:

- E-Klasse Gasturbinen haben relativ niedrige Abgastemperaturen, so dass Dampftemperaturen bis etwa 525 °C realisierbar sind. Daher sind Kombianlagen mit E-Klasse Gasturbinen typischerweise mit 2-Druck-Kesseln ohne Zwischenüberhitzung ausgerüstet.
  - F-Klasse und H-Klasse Gasturbinen haben wesentlich höhere Abgastemperaturen, so dass Dampftemperaturen bis etwa 600 °C realisierbar sind. Daher sind Kombianlagen mit F-Klasse und H-Klasse Gasturbinen typischerweise mit 3-Druck-Kesseln mit Zwischenüberhitzung ausgerüstet.

Da das selektierte Anlagenkonzept auf E-Klasse Gasturbinen basiert, wird ein Prozess mit 2-Druck Abhitzekeksseln und ohne Zwischenüberhitzung gewählt. Abbildung 4-13 zeigt das Wärmeschaltbild der Kombianlage mit Prozessparametern und Leistungsdaten. Die Nettoleistung wird etwa 837 MW betragen und der Nettowirkungsgrad 54%.

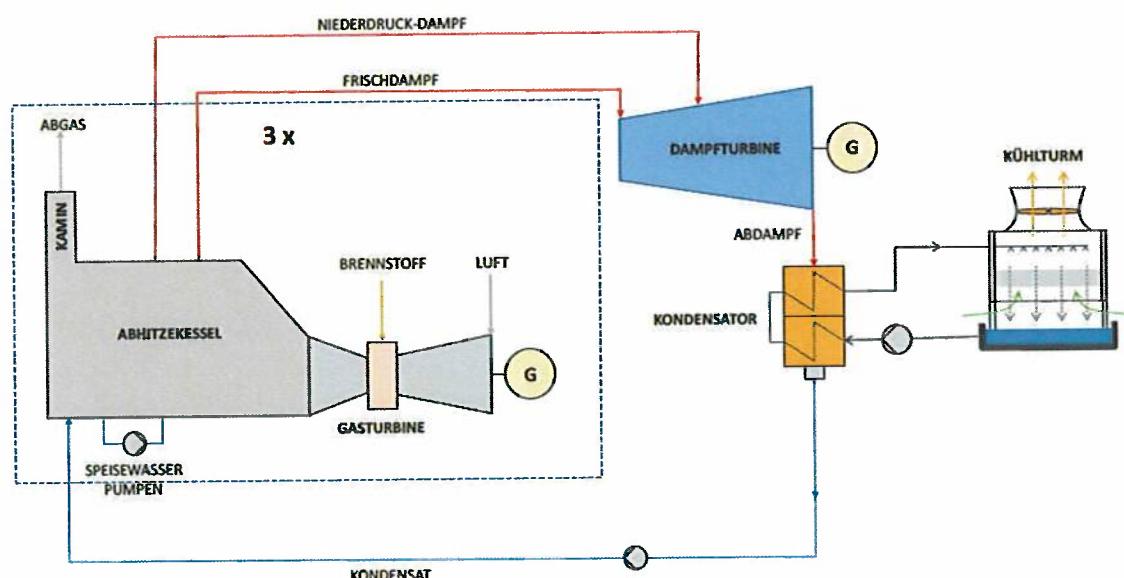


Abbildung 4-12 Vereinfachtes Schema der Anlage mit Erweiterung zur Kombianlage

Als Kühlsystem für den Kondensator kommen die folgenden Systeme in Frage:

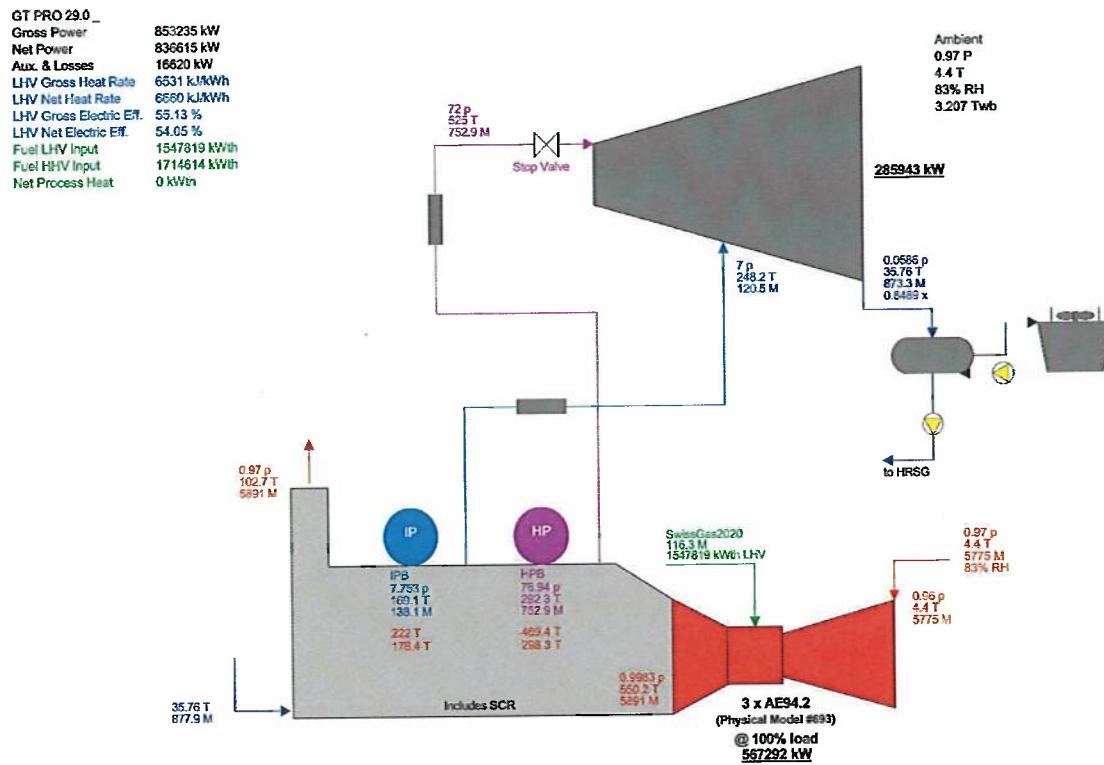
- Bei der Durchlaufkühlung wird Wasser aus einem Gewässer entnommen, im Kondensator erwärmt und in das Gewässer zurückgeführt. Da die gesamte Wärmemenge an das Gewässer abgegeben wird, führt dies zu einer Erwärmung des Gewässers und den daraus folgenden negativen Folgen für Flora und Fauna im Gewässer.
  - Bei der Kühlung durch einen Nasskühlurm wird die Wärme grösstenteils durch Verdunstung an die Umgebung abgegeben. Das dabei verdunstete Wasser muss durch Zusatzwasser ersetzt werden. Um die Konzentration im Kühlwasser zu kontrollieren, muss im Betrieb ein Teil des Kühlwassers als Absalzung (*Cooling Water Blow-Down*) abgeführt werden. Die zu erwartenden Wassermengen sind in Abbildung 4-14 ersichtlich. Für Anlagen dieser Grösse werden üblicherweise Saugzug-Nasskühlzellen eingesetzt.

- Bei der Kühlung durch einen luftgekühlten Kondensator wird der Kondensator direkt durch Umgebungsluft gekühlt. Das erfordert grosse Wärmetauscherflächen und der erreichbare Druck im Kondensator ist relativ hoch und damit ungünstig für die Leistung der Dampfturbine. Aufgrund des daraus resultierenden hohen Platzbedarfs und der Leistungseinbussen im Vergleich zu wassergekühlten Systemen werden luftgekühlte Kondensatoren nur eingesetzt, wenn die für einen Nasskühlturm erforderlichen Wassermengen nicht zur Verfügung stehen.

Für die Erweiterung zum Kombikraftwerk wird vom Einsatz von einem Saugzug-Nasskühlzellen ausgegangen. Ob eine Aufbereitungsanlage für das Zusatzwasser für das Kühlsystem erforderlich ist, hängt von der Qualität des zur Verfügung stehenden Wassers ab. Es wird davon ausgegangen, dass eine Aufbereitungsanlage für diese Anlage nicht erforderlich ist.

Abbildung 4-15 zeigt eine mögliche Aufstellung der Anlage auf einem Standort mit einer Fläche von 5.2 ha.

Während der Stillstandszeiten müssen die Komponenten des Wasser-/Dampfkreislaufs entsprechend einschlägiger Richtlinien konserviert werden. Es muss davon ausgegangen werden, dass ein Start aus dem konservierten Zustand etwa 7 Stunden dauert.



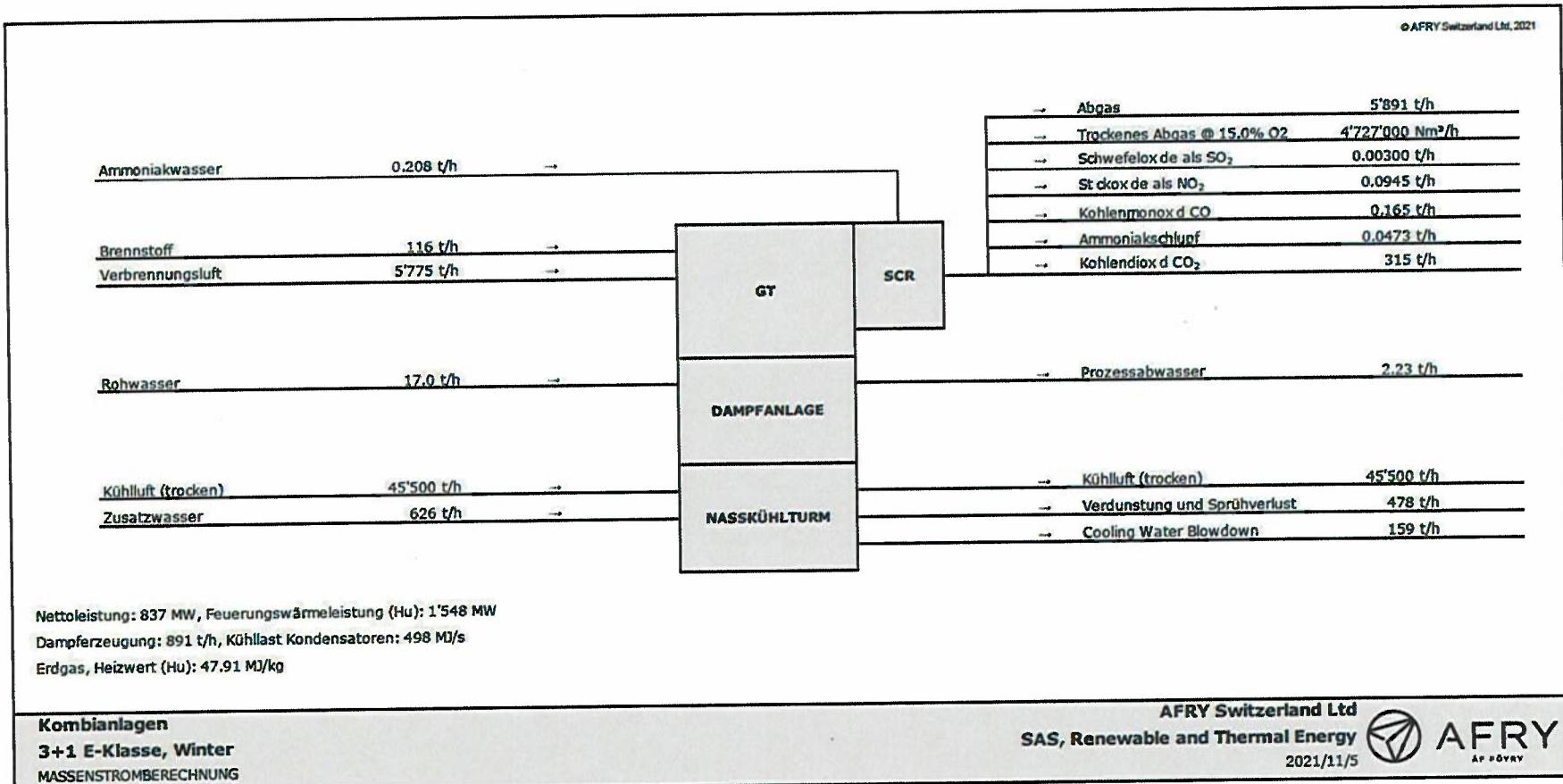


Abbildung 4-14 Massenströme mit Erweiterung zur Kombianlage

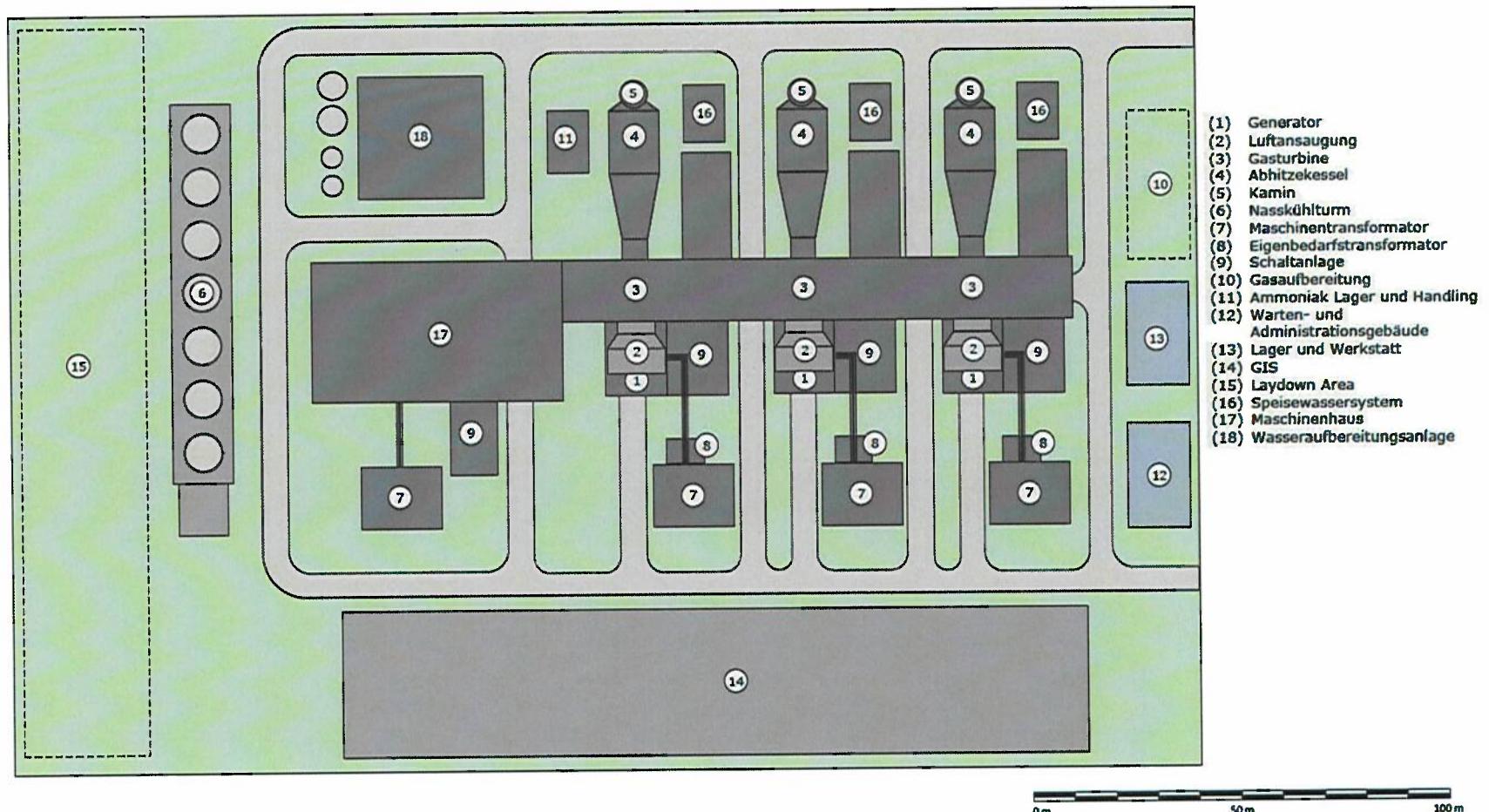


Abbildung 4-15 Aufstellungsplan, Erdgas, Erweiterung zur Kombianlage

5 Standortauswahl

## 5.1 Methodik

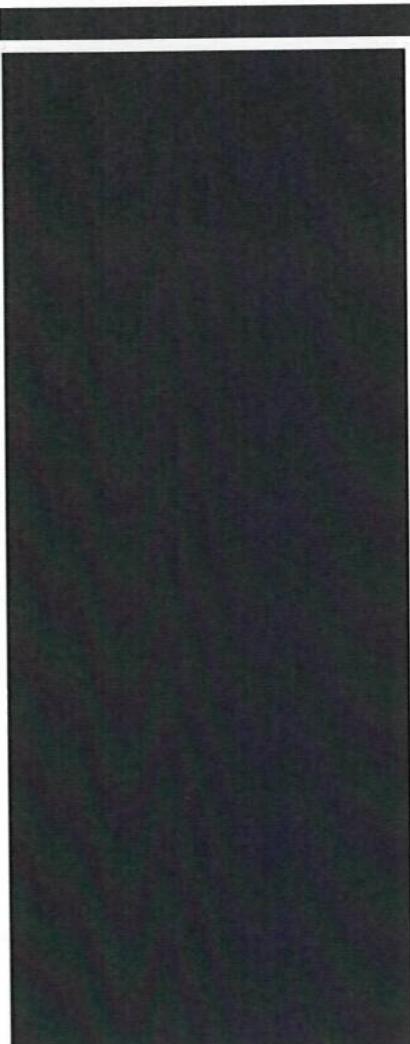
Die Realisierung einer Anlage soll an einem dafür besonders gut geeigneten Standort erfolgen. Im Rahmen dieser noch sehr grundsätzlichen Untersuchung kann sicherlich keine finale Standortempfehlung ausgesprochen werden, jedoch soll zumindest eine Liste denkbarer Standorte soweit erstellt und evaluiert werden. Dies mit dem Ziel, dass besser geeignete und weniger geeignete Standorte leichter erkennbar werden.

Zunächst ist es also notwendig, eine Liste denkbarer Standorte zu erstellen, welche dann unter Anlegung angemessener Kriterien evaluiert werden kann.

### 5.1.1 Qualifikation

- 1

<sup>KK</sup> Konkret müssen im Notfall an jedem der beiden Standorte 500 MW konstant über 2'032 h ins Netz eingespeist werden.



### 5.1.2 Identifikation denkbarer Standorte

Da es den Rahmen dieser Studie vollständig sprengen würde, sämtliche Flächen auf dem Territorium der Schweiz hinreichend genau auf ihre Eignung für das Vorhaben zu überprüfen, muss hier ein pragmatischer Weg beschritten werden, welcher einen guten Kompromiss zwischen der hier nur möglichen Untersuchungstiefe einerseits und der Vermeidung des Ausschlusses sehr guter Standorte andererseits darstellt. Dabei muss in Kauf genommen werden, dass bei einer erneuten Standortsuche, dann womöglich in Kenntnis zusätzlicher für die Realisierung bedeutender Details, noch besser geeignete Standorte gefunden werden. Wir haben uns vor diesem Hintergrund für die im Folgenden beschriebene weitere Suche nach denkbaren Standorten entschieden.

Das lokale Klima spielt für die Spezifikation der technischen Komponenten eine Rolle und wirkt sich somit primär auf die Investitionskosten aus. Für die Schweiz bietet sich in diesem Zusammenhang eine Unterscheidung zwischen zwei Klimatypen an:

- Hochalpines Klima (raue Winter, starke Windexposition)

- Nicht (hoch)alpines Klima

Ein Standort mit hochalpinem Klima stellt deutlich höhere Anforderungen an die Bauteil-dimensionierung und auch an Betrieb und Wartung der Anlage und wird daher nicht favorisiert. Somit werden auch diejenigen Standorte, an welchen ein solches hochalpines Klima zu erwarten ist, nicht als denkbare Standorte in Betracht gezogen. Die restlichen Klimata in der Schweiz stellen hinsichtlich des Vorhabens keine Herausforderung dar und spielen somit keine Rolle für die Evaluation. Alle in Tabelle 5-1 gelisteten [REDACTED] befinden sich ausserhalb hochalpiner Gebiete und somit kann diese Anforderung als erfüllt eingestuft werden.

Im Umkreis von [REDACTED] wurden Flächen gesucht, welche als grundsätzlich geeignet für die Errichtung des Kraftwerks erscheinen. Der [REDACTED] km Radius wird als sinnvoll betrachtet, [REDACTED] ein allfälliges Genehmigungsverfahren einfacher und damit auch schneller sowie kostengünstiger durchführbar wäre.

Zur weiteren Eingrenzung des Suchraums wurde dann festgelegt, dass sich ein Standort in maximal [REDACTED] km Luftliniendistanz zur nächsten Erdgasleitung befinden muss. Dabei wurde das Schweizer Erdgasnetz gemäss Abbildung 5-1 zugrunde gelegt.

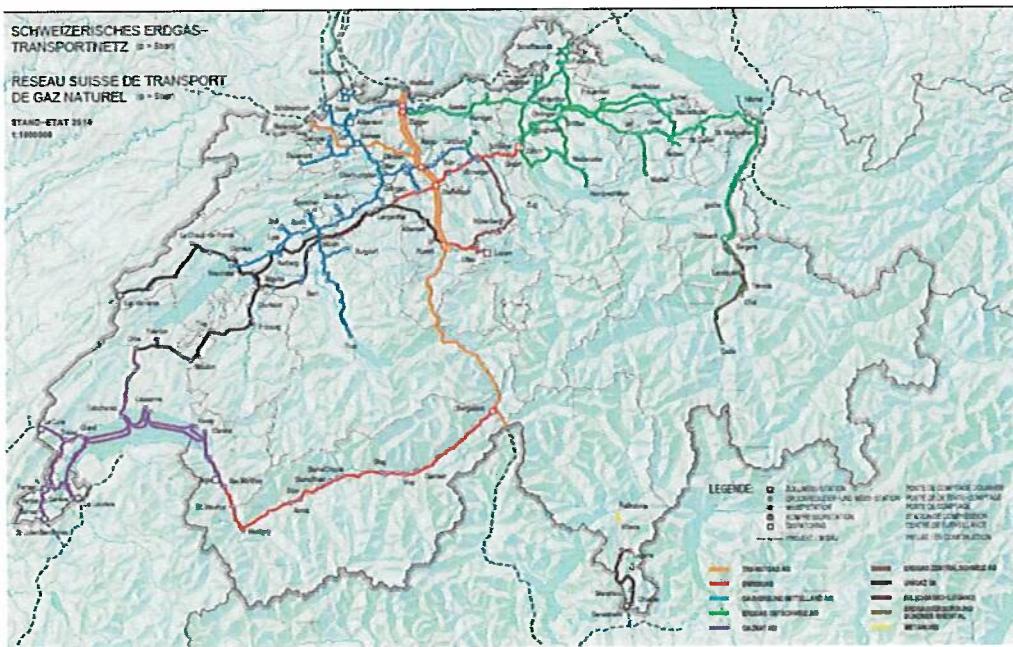


Abbildung 5-1: Schweizer Erdgas-Transportnetz ( $p > 5$  bar; Quelle: VSG)

Aufgrund der in den Projektgrundlagen geforderten Eignung aller Standorte sowohl für Erdgas als auch HEL, erfolgt die weitere Standortanalyse auf dieser Basis. Mit welchem Brennstoff dann an einem Standort schlussendlich eine Anlage am wirtschaftlichsten zu betreiben ist, muss seitens ElCom im Detail und nach Festlegung dafür relevanter Parameter, separat untersucht werden.

Um die Standortsuche also unabhängig vom Brennstoff der Anlage zu halten, wird für diese Studie gefordert, dass ebenfalls in max. [REDACTED] km Entfernung ein Anschluss an das

Schienennetz der SBB zumindest machbar erscheint. Wie im Abschnitt 4.5 dargelegt, müsste – für den Fall des Betriebes mit HEL – am Standort ein Brennstofflager errichtet werden, welches allerdings den Betrieb nur solange sicher stellen würde, bis die Nachschublogistik per Schiff/Bahn organisiert ist und auch ein längerfristiger Betrieb durch täglich neu eintreffende Brennstofflieferungen möglich wird. Auch hier gilt, dass dies im Detail noch zu einem späteren Zeitpunkt zu prüfen wäre und AFRY lediglich eine grobe Einschätzung vornehmen kann.

Mit Hilfe der beiden vorstehend beschriebenen Anforderungen kann [REDACTED] ein Suchkreis mit dem Radius [REDACTED] km gelegt werden. Innerhalb dieses Kreises kommen nur Flächen in Betracht, welche sich bereits heute in ausgewiesenen Industriezonen befinden. Dies, um im Hinblick auf den ambitionierten Realisierungszeitraum nicht noch Zeit für die notwendige Umzonierung des Geländes beachten zu müssen und auch um das Risiko zu vermindern, dass eine Baugenehmigung verweigert werden kann.

Im letzten Schritt der Suche nach möglichen Standorten wurden dann im Suchkreis und dort in Industriezonen unbebaute und für das Vorhaben günstig erscheinende Flächen identifiziert, welche im Minimum eine Grösse von 3 ha haben müssen, damit eine solche Anlage dort errichtet werden kann.

Zusammenfassend wurden folgende Anforderungen an die Suche nach denkbaren Standorten gestellt:

- Mindestfläche: 3 ha und für die ausgewählte Technologie können die Hauptkomponenten angeordnet werden
  - Lage in maximal [REDACTED] km Entfernung zu einer Gasleitung, für welche allerdings im Detail noch zu prüfen sein wird, ob sie die erforderlichen Kapazitätsreserven tatsächlich aufweist.
  - Lage in maximal [REDACTED] km Entfernung zu einem Bahnanschluss (Normalspur), um die Möglichkeit einer Versorgung mit dem Alternativbrennstoff HEL zu ermöglichen. Platzreserven für ein Nebengleis mit Entladeterminal müssen ebenfalls vorhanden sein
  - Lage in einer bereits als solche ausgewiesenen Industriezone, weil sonst zunächst der voraussichtlich langwierige Prozess einer Umzonierung erforderlich würde
  - Derzeit unbebaute Fläche, wobei weder die derzeit tatsächliche Nutzung (Landwirtschaft, Brache, etc.) noch die Eigentumssituation beurteilt wird; auch Infrastruktur (Strassen, Schienen) gelten dabei als Bebauung
  - Möglichst in der Nähe bestehender Industrieanlagen und/oder möglichst grosse Distanz zu existierender verdichteter Wohnbebauung
  - Lage ausserhalb einer Region, für welche hochalpines Klima zu erwarten ist
  - [REDACTED]
- [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]
- [REDACTED]



Während dieses Verfahrensschritts mussten einige [REDACTED] verworfen werden, da sich in ihrer Umgebung keine geeigneten Standorte finden liessen, welche die oben erwähnten Anforderungen vollumfänglich erfüllen. In Abbildung 5-2 ist dargestellt, wie dies Schritt zum Ausschluss (rot) geführt hat<sup>LL</sup>.

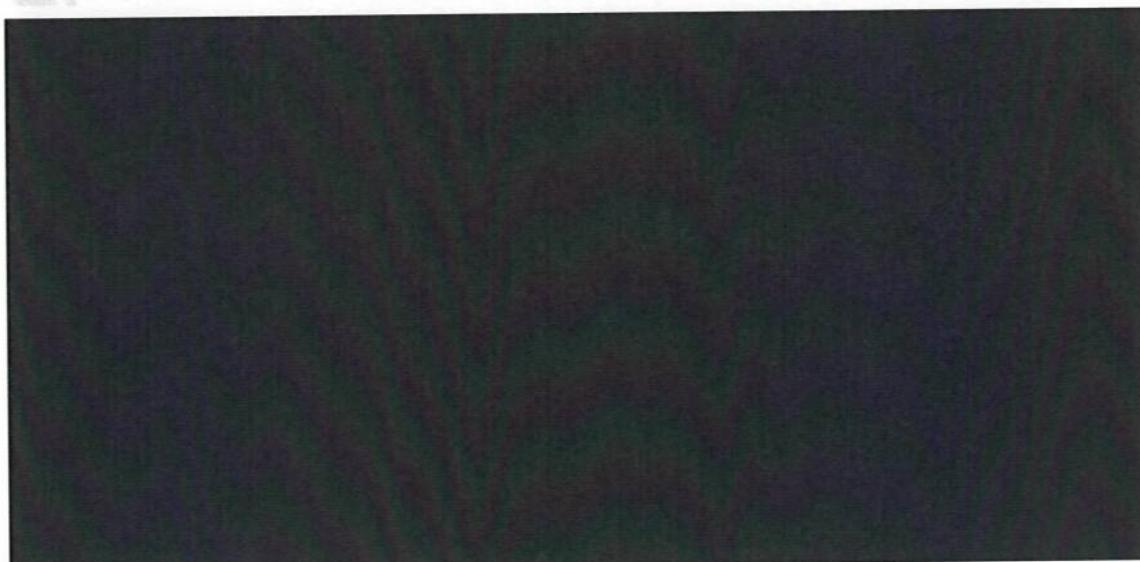


Abbildung 5-2: Verfahren zum Ausschluss von [REDACTED] von der Standortsuche

Somit kann rund um die aufgelisteten [REDACTED] die Identifikation denkbarer Standorte durchgeführt werden.



Tabelle 5-2:

Evaluation der denkbaren Standorte	
Maximal erfüllt	5
Fast maximal erfüllt	4
Gut erfüllt	3
Mässig erfüllt	2
Minimal erfüllt	1
Nicht erfüllt (neutral)	0

Schliesslich werden die in der Vorselektion verbliebenen Areale einer gewichteten Evaluation unterzogen, bei der die Übereinstimmung mit wichtigen Standortkriterien überprüft wird. Das einzelne Areal kann dabei für jedes Kriterium eine der folgenden Bewertungen erlangen:

Erfüllungsgrad des Kriteriums	Punktzahl
Maximal erfüllt	5
Fast maximal erfüllt	4
Gut erfüllt	3
Mässig erfüllt	2
Minimal erfüllt	1
Nicht erfüllt (neutral)	0

Da nicht jedes Kriterium die gleiche Wichtigkeit für die generelle Eignung eines Standortes aufweist, wird darüber hinaus noch eine Gewichtung der einzelnen Kriterien vorgenommen. Die Gesamtwertung (Rangfolge) ergibt sich dann aus dem Summenprodukt der Punktzahl und Gewichtung der Kriterien.

Zusammenfassend ist die Methodik der Standortauswahl noch einmal in Abbildung 5-3 dargestellt.



Abbildung 5-3: Ablauf der Standortsuche und Priorisierung

In den folgenden Unterkapiteln werden die einzelnen Evaluationskriterien sowie ihre Anwendung und Gewichtung vorgestellt.

#### 5.1.3.1 Grösse des Standortes

Der Platzbedarf für die Anlage hängt primär von der Technologie und vom zum Einsatz kommenden Brennstoff ab. Für die Anlage wird eine Mindestgrösse von 3 ha festgelegt, wobei die Bedürfnisse für die Brennstofflogistik (z.B.: Pufferlager), aber auch der Bauphase (temporäre Ablageflächen für Material, Baustellen-Infrastruktur), berücksichtigt sind. Alle zu evaluierenden Areale haben per se bereits die geforderte Mindestgrösse. Je grösser ein Areal ist, desto besser wird es bewertet. Da man sagen kann, dass für dieses Kriterium lediglich die Mindestgrösse des Standorts ausschlaggebend ist und sich durch eine zunehmende Grösse nur geringe Vorteile ergeben, wird die Gewichtung des Kriteriums als gering angesetzt.

An das Kriterium wird folgende Bewertungsskala angelegt:

Bewertung	Punkte	Beschreibung
Maximal erfüllt	5	> 8 ha
Fast maximal erfüllt	4	6.1 ha bis 8 ha
Gut erfüllt	3	5.1 ha bis 6 ha
Mässig erfüllt	2	4.1 ha bis 5 ha
Minimal erfüllt	1	3 ha bis 4 ha
Neutral	0	NA

Gewichtung des Kriteriums: 5%

Die spätere Erweiterbarkeit auf ein GKK erfordert eine Mindestfläche von 5 ha. Dieses Merkmal wird in einem eigenen Kriterium (siehe 5.1.3.2) erfasst und eine geeignete Bewertungsskala angelegt.

#### 5.1.3.2 Standortgrösse im Hinblick auf GKK-Ausbau

Der Wasser-Dampf-Kreislauf eines GKK erfordert zusätzlichen Platz und deswegen sind nur Standorte für diese Option geeignet, welche über mindestens 5 ha Fläche verfügen, auch wenn diese für das eigentliche Vorhaben nicht benötigt wird. Gleichzeitig darf aber die Nichterfüllung dieser Anforderung nicht zum Ausschluss eines Standorts führen, da der GKK-Ausbau ja allenfalls eine Option für die Zukunft darstellt. Somit kann für dieses Kriterium lediglich ein «ausreichend» erreicht werden, was zu einer Erhöhung der Punktzahl in der Gesamtwertung führt, wenn die Standortfläche mindestens 5 ha beträgt. Für Standorte mit kleinerer Fläche wird dieses Kriterium «nicht bewertet» (erhält somit 0 Punkte), wodurch das Kriterium in der Gesamtwertung für den betreffenden Standort neutralisiert wird. Da sich dieses Kriterium mit einem eher unwichtigen Nebenaspekt beschäftigt, wird dessen Gewichtung als niedrig angesetzt.

An das Kriterium wird folgende Bewertungsskala angelegt:

Bewertung	Punkte	Beschreibung
Maximal erfüllt	5	NA
Fast maximal erfüllt	4	NA
Gut erfüllt	3	NA
Mässig erfüllt	2	NA
Minimal erfüllt	1	Mindestfläche = 5 ha
Neutral	0	< 5 ha

Gewichtung des Kriteriums: 5%

#### 5.1.3.3 Zugang zu Wasser für Kühlzwecke in Hinblick auf GKK-Ausbau

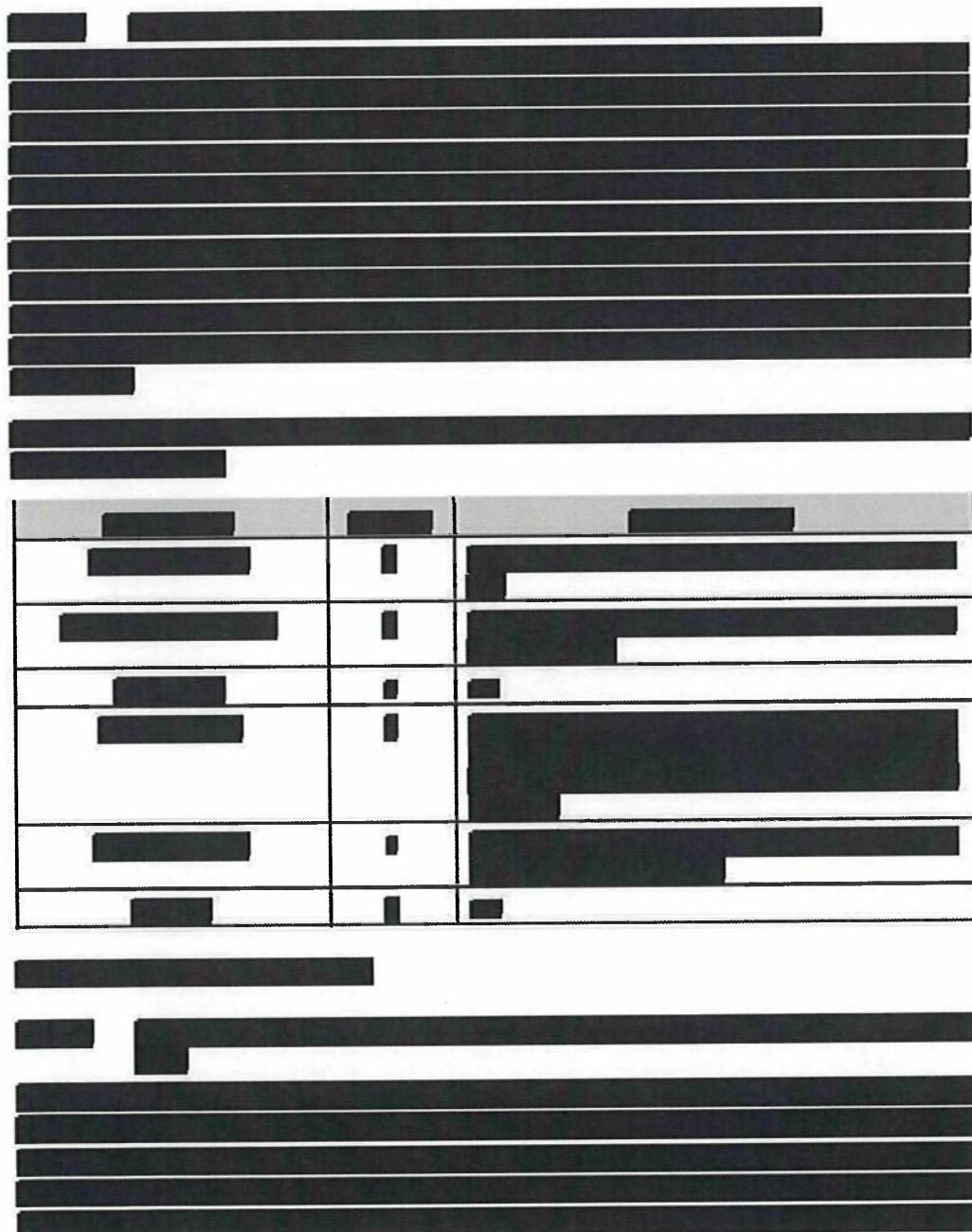
Die im Wasser-Dampf-Kreislauf eines GKK anfallende Prozesswärme wird vorteilhaft mit einer Wasserkühlung aus dem System entfernt. Zwar ist auch eine Luftkühlung technisch möglich, aber insgesamt aus ökonomischen Gründen weniger vorteilhaft. Standorte, welche sich in unmittelbarer Nähe zu einem Fluss oder auch grossem See (mit Zu- und Abfluss) befinden, würden für den Fall eines zukünftigen GKK-Ausbaus der Anlage die Option auf eine effiziente Wasserkühlung offenhalten. Falls eine solche Nähe jedoch nicht gegeben ist, wird dieses Kriterium lediglich «nicht bewertet» (erhält somit 0 Punkte). Da sich dieses Kriterium mit einem eher unwichtigen Nebenaspekt beschäftigt, wird dessen Gewichtung als niedrig angesetzt.

An das Kriterium wird folgende Bewertungsskala angelegt:

Bewertung	Punkte	Beschreibung
Maximal erfüllt	5	Prozesswasser kann auf oder neben dem Standort entnommen und zurück gespeist werden
Fast maximal erfüllt	4	NA
Gut erfüllt	3	NA

Bewertung	Punkte	Beschreibung
Mässig erfüllt	2	Prozesswasser kann in akzeptabler Nähe zum Standort entnommen und zurück gespeist werden
Minimal erfüllt	1	Zu wenig Wasser nahe Standort verfügbar (Luftkühlung notwendig)
Neutral	0	NA

Gewichtung des Kriteriums: 5%



### 5.1.3.6 Einfluss auf Import-NTC

Das Kraftwerk hat während seines Betriebes nicht nur einen (positiven) Einfluss auf die Kenngrösse ENS, sondern auch auf die Energieflüsse an den Interkonnektoren (Schnittstellen des Schweizer Übertragungsnetzes mit dem Ausland). Dahinter steckt die Überlegung, dass die Anlage primär Nutzen im Inland stiften soll und im Idealfall während ihres Betriebs auch dafür sorgt, dass ungeplante Energieflüsse über die Interkonnektoren hinweg möglichst gering ausfallen. Die Beurteilung dieses Sachverhalts muss für das einzelne Unterwerk und die entsprechenden Energieableitungsszenarien erfolgen. Swissgrid hat entsprechende Überlegungen durchgeführt und für die Unterwerke eine entsprechende Beurteilung vorgenommen. Dort, wo kein Nutzen zu erwarten wäre, wird das Kriterium mit 0 Punkten (neutral) bewertet. Standorte, welche über das gleiche Unterwerk evakuiert werden, erhalten für dieses Kriterium die gleiche Bewertung. Weil dieser Aspekt lediglich als nicht zentraler Zusatznutzen zu betrachten ist wird die Gewichtung des Kriteriums mit niedrig gewählt.

An das Kriterium wird folgende Bewertungsskala angelegt (skaliert basierend auf Angaben von Swissgrid):

Bewertung	Punkte	Beschreibung
Maximal erfüllt	5	hoher Nutzen gegen die ungeplanten Flüsse DE>CH>FR
Fast maximal erfüllt	4	gewisser Nutzen gegen die ungeplanten Flüsse DE>CH>FR
Gut erfüllt	3	hoher Nutzen gegen den (weniger wichtigen) Engpass Laufenburg/Breite - Beznau, d.h. ungeplante Flüsse DE>CH>IT
Mässig erfüllt	2	NA
Minimal erfüllt	1	geringer Nutzen gegen ungeplante Flüsse
Neutral	0	kein Nutzen gegen ungeplante Flüsse

Gewichtung des Kriteriums: 5%

#### 5.1.3.7 Bewilligungsfähigkeit unter kantonalem Recht

Die kantonalen Energiegesetze erlauben fossile Kraftwerke mehrheitlich nur unter bestimmten Voraussetzungen (insbes. vorgeschriebene Wärmenutzung). Seitens ElCom wurde diesbezüglich eine Analyse erstellt, welche eine Indikation liefert, ob die Anlage (mit der in 3.2.2 selektierten Technologie «Gasturbinen-Kraftwerk» ohne Wärmenutzung) unter den kantonalen Gesetzen voraussichtlich bewilligungsfähig ist. Diese summarische Einschätzung ersetzt keine vertiefte Abklärung beim betroffenen Kanton und um zu vermeiden, dass in Unkenntnis der Ergebnisse solcher zukünftiger Abklärungen ein Standort bereits zum jetzigen Zeitpunkt wegen dieses Standortmerkmals als ungünstig evaluiert wird, wird dieses Kriterium sehr niedrig gewichtet.

An das Kriterium wird folgende Bewertungsskala angelegt:

Bewertung	Punkte	Beschreibung
Maximal erfüllt	5	Ohne Einschränkung aus heutiger Sicht bewilligungsfähig
Fast maximal erfüllt	4	NA
Gut erfüllt	3	bewilligungsfähig oder zumindest keine offensichtlichen Einschränkungen ersichtlich
Mässig erfüllt	2	NA
Minimal erfüllt	1	evtl. bewilligungsfähig
Neutral	0	nicht bewilligungsfähig

Gewichtung des Kriteriums: 5%

#### 5.1.3.8 Zugänglichkeit für Schwertransporte

Eine gute Anbindung einer (fossil-thermischen Kraftwerks-)Anlage an die bestehende Verkehrsinfrastruktur ist insbesondere für die Bauphase von grösserer Relevanz. Einmal in Betrieb genommen, ist nur noch der seltene Austausch grosser Anlagenteile (Trafo, Generator, Turbinen) diesbezüglich ein Thema. Selbstverständlich muss der Standort auch vom Betriebs-, Wartungs- und Verwaltungspersonal gut erreichbar sein, was aber für alle denkbaren Standorte als gegeben vorausgesetzt wird, da dies für die Schweiz als grundsätzlich unkritisch betrachtet werden kann.

Für den Bau der Anlage sind Schwertransporte, bzw. Sondertransporte erforderlich, für die die schwächsten Elemente auf dem Transportweg geeignet sein müssen. Um teure, im Normalfall auch nur temporär benötigte, Anpassungen der Infrastruktur entlang des Transportweges zu vermeiden, sollte der Standort deswegen idealerweise nicht an schwer zugänglichen Stellen liegen. Je weniger gewunden oder steil beispielsweise ein Strassenzugang ist, desto besser. Auch enge Ortspassagen (zum Beispiel auf dem Weg in Gebirgstäler) können problematisch werden, ebenso Tunnels oder Brückenbauwerke.

Die kritischen technischen Anlagenkomponenten wiegen unter Umständen mehrere hundert Tonnen und werden voraussichtlich mit Spezialgerät über das Autobahnnetz (nachts) in die Schweiz importiert werden müssen. Bis in einen Rheinhafen (Basel) kommt auch ein Schiffstransport in Frage. Der inländische Weitertransport mit der Bahn könnte aus Gewichtsgründen problematisch werden, so dass ein Standort in der Nähe eines Autobahnanschlusses besonders vorteilhaft wäre. Ungünstig ist die Lage in einer Region, die nur über Nebenstrassen erschlossen ist. Ideal wäre ein Standort [REDACTED]

[REDACTED] Das Kriterium ist primär relevant für die Investitionskosten (wobei die Transportkosten lediglich im einstelligen Prozentbereich bezogen auf die insgesamt erforderlichen Investitionen je Standort zu erwarten sind) und wird daher mit mittlerer Gewichtung berücksichtigt.

An das Kriterium wird folgende Bewertungsskala angelegt:

Bewertung	Punkte	Beschreibung
Maximal erfüllt	5	[REDACTED]
Fast maximal erfüllt	4	[REDACTED]
Gut erfüllt	3	[REDACTED]
Mäßig erfüllt	2	[REDACTED]
Minimal erfüllt	1	[REDACTED]
Neutral	0	[REDACTED]

Gewichtung des Kriteriums: 10%

#### 5.1.3.9 Nähe zu bestehenden Kraftwerken

Auch wenn für den Betrieb der Anlage eher wenig Personal benötigt wird, muss dieses hochqualifiziert und -motiviert sein. Letztlich muss die Anlage vom zuständigen Personal permanent in einwandfreier Betriebsbereitschaft gehalten werden und bei Bedarf störungsfrei hochfahren können. Der Standort sollte deswegen so gewählt werden, dass es für geeignetes Personal attraktiv ist, hier zu arbeiten (Erreichbarkeit, Umgebung, konkurrierende Arbeitsplätze). Ein Standort, in dessen unmittelbarer Nähe bereits Personal beschäftigt wird, welches Kraftwerksanlagen (egal welcher Art, insbesondere aber auch Kehricht-Verbrennungsanlagen) betreibt, hätte bei der Standortevaluation deutliche

Vorteile. In jedem Fall kann für die Schweiz aber davon ausgegangen werden, dass es keine Standorte gibt, für die kein geeignetes Personal rekrutiert werden könnte. Die Gewichtung des Kriteriums wird deshalb sehr niedrig gewählt.

An das Kriterium wird folgende Bewertungsskala angelegt:

Bewertung	Punkte	Beschreibung
Maximal erfüllt	5	Mitbetreuung durch vorhandenes Personal eines unmittelbar benachbarten, GT-Kraftwerks möglich
Fast maximal erfüllt	4	Mitbetreuung durch vorhandenes Personal eines maximal █ km entfernten, GT-Kraftwerks denkbar
Gut erfüllt	3	Mitbetreuung durch vorhandenes Personal eines maximal █ km entfernten, thermischen Kraftwerks (inkl. KVA) denkbar
Mässig erfüllt	2	Voraussichtlich Mitbetreuung durch Personal eines nicht-thermischen Kraftwerks denkbar
Minimal erfüllt	1	keine Mitbetreuung durch nahe gelegenes Kraftwerk zu erwarten
Neutral	0	NA

Gewichtung des Kriteriums: 5%

#### 5.1.3.10 Akzeptanzwahrscheinlichkeit in der Öffentlichkeit

Es ist davon auszugehen, dass jeder der denkbaren Standorte Kritiker auf den Plan rufen wird. Es finden sich in jeder Region Personen(-gruppen), mit prinzipiellen Vorbehalten gegen fossil-thermische Kraftwerke, und erst recht, wenn eines vor der eigenen Haustür realisiert werden soll. Insofern kann bei der Standortevaluation nur versucht werden, die Wahrscheinlichkeit zu beurteilen, mit welcher ein Kraftwerk in der Bevölkerung auf Akzeptanz stossen dürfte. Es wird dabei postuliert, dass ein Standort umso grössere Akzeptanz erfährt, desto weiter er von (heutigen) Wohngebieten entfernt ist. Noch besser ist es zu bewerten, wenn sich zwischen dem Areal und dem nächsten Wohngebiet ein natürlicher Sicht- und Lärmschutz (zum Beispiel eine topographische Geländeüberhöhung) lokalisiert lässt. Idealerweise kann die Anlage darüber hinaus in ein bestehendes Industriegebiet integriert werden. Da nur Flächen in ausgewiesenen Industriezonen betrachtet werden, darf angenommen werden, dass keine standortspezifischen Vorbehalte aus Umweltschutzgründen erhoben werden. Ausserdem sind auch keine Genehmigungsprobleme für eine industrielle Anlage zu erwarten. Die Kaminhöhe der Anlage wird selbstverständlich final erst im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung festgelegt (nach Durchführung einer Ausbreitungsrechnung bezüglich der zulässigen Schadstoffemissionen).

Dieses Kriterium ist allerdings ohne eine Vor-Ort-Inspektion nur bedingt prüfbar und insofern ist die Auswertung hier vorbehaltlich einer Vor-Ort-Prüfung zu verstehen. Die Gewichtung des Kriteriums wird deshalb sehr niedrig gewählt.

An das Kriterium wird folgende Bewertungsskala angelegt:

Bewertung	Punkte	Beschreibung
Maximal erfüllt	5	Anlage für umgebende Wohnbevölkerung voraussichtlich weder sicht- noch hörbar und benachbart zu bestehenden Industrieanlagen
Fast maximal erfüllt	4	Anlage für umgebende Wohnbevölkerung voraussichtlich weder sicht- noch hörbar
Gut erfüllt	3	Anlage für umgebende Wohnbevölkerung voraussichtlich zwar sicht- und/oder hörbar, aber wegen bereits vorhandener Industrieanlagen keine Probleme zu erwarten
Mäßig erfüllt	2	Anlage für umgebende Wohnbevölkerung voraussichtlich zwar sicht- und/oder hörbar, aber durch einfache Schutzmassnahmen lösbar
Minimal erfüllt	1	Anlage für umgebende Wohnbevölkerung voraussichtlich gut sicht- und hörbar und hohe Zusatzkosten für Sicht-/Lärmschutz zu erwarten
Neutral	0	NA

Gewichtung des Kriteriums: 5%

#### 5.1.3.11 Voraussichtliche Einfachheit der Anbindung an die Brennstofflogistik

Derzeit kann noch nicht festgelegt werden, mit welchem Brennstoff die Anlage betrieben wird. Aus diesem Grund müssen alle Standorte hinsichtlich beider in Frage kommenden Alternativen (Erdgas, HEL) analysiert werden. Je besser an einem Standort die Logistik sowohl für den einen wie auch den anderen Brennstoff (also eine UND-Verknüpfung) realisierbar erscheint, desto höher fällt seine Bewertung für dieses Kriterium aus. Wenn zu einem späteren Zeitpunkt die Entscheidung bezüglich des Brennstoffes final getroffen wurde, sollte dieser Aspekt erneut beurteilt werden. Es kann dann durchaus sein, dass sich die Rangfolge der Standorte dadurch verändert, weil nur noch die Eignung für einen einzigen Brennstoff eine Rolle spielt.

Nur eine sichere Brennstoffversorgung ermöglicht den gewollten Nutzen der Anlage, nämlich vor unfreiwilligen Abschaltungen von Verbrauchern zu schützen. Daher ist diesem Kriterium eine durchaus hohe Gewichtung zuzumessen. Da auf der anderen Seite zum jetzigen Zeitpunkt noch viele Fragen bezüglich der Brennstofflogistik unbeantwortet sind und insofern viele Unsicherheiten bestehen, sollte dieses Kriterium nicht zu dominant die Rangfolge beeinflussen. Deshalb wird eine mittlere Gewichtung gewählt.

An das Kriterium wird folgende Bewertungsskala angelegt:

Bewertung	Punkte	Beschreibung
Maximal erfüllt	5	[REDACTED]

Bewertung	Punkte	Beschreibung
Fast maximal erfüllt	4	[REDACTED]
Gut erfüllt	3	[REDACTED]
Mässig erfüllt	2	[REDACTED]
Minimal erfüllt	1	[REDACTED]
Neutral	0	[REDACTED]

Gewichtung des Kriteriums: 10%

## 5.2 Denkbare Standorte



Tabelle 5-3: Liste der denkbaren Standorte

Standort	Unterwerk
1 Asphard	[REDACTED]
2 Birr	[REDACTED]
3 Chamoson	[REDACTED]
4 Chavalon	[REDACTED]
5 Cornaux	[REDACTED]
6 Gösgen	[REDACTED]
7 Kaisten	[REDACTED]
8 Mathod (Orbe)	[REDACTED]
9 Mathod (Yverdon)	[REDACTED]
10 Perlen	[REDACTED]

■■ AFRY hat für die Auswahl der denkbaren Standorte auf die Informationen von Google Earth zurückgegriffen.  
Es bleibt deswegen vorbehalten, dass zwischenzeitlich Teile der selektierten Flächen überbaut wurden.

Standort	Unterwerk
11 Schweizerhalle	
12 St-Triphon (Aigle 1)	
13 St-Triphon (Aigle 2)	
14 St-Triphon (Collombey)	
15 St-Triphon (Monthey)	
16 St-Triphon (Bex)	
17 Utzenstorf	

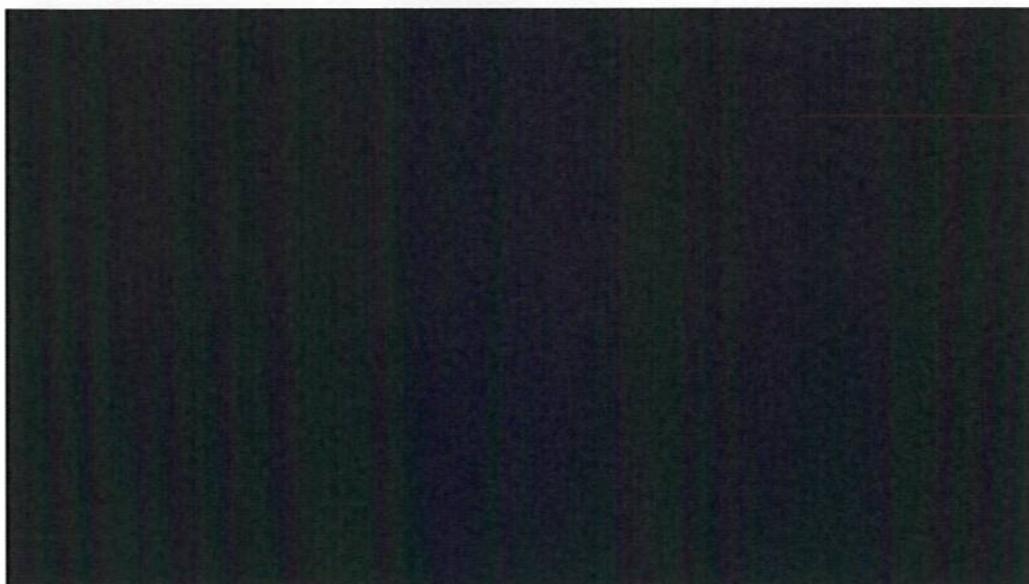
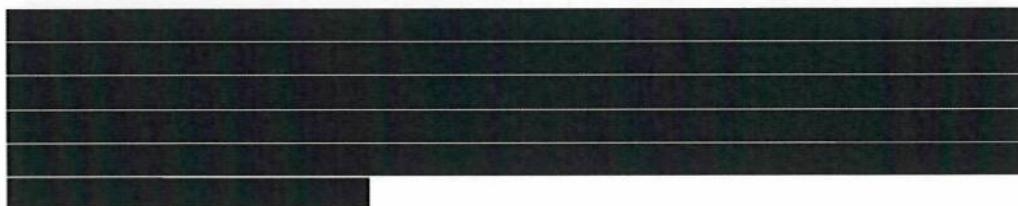


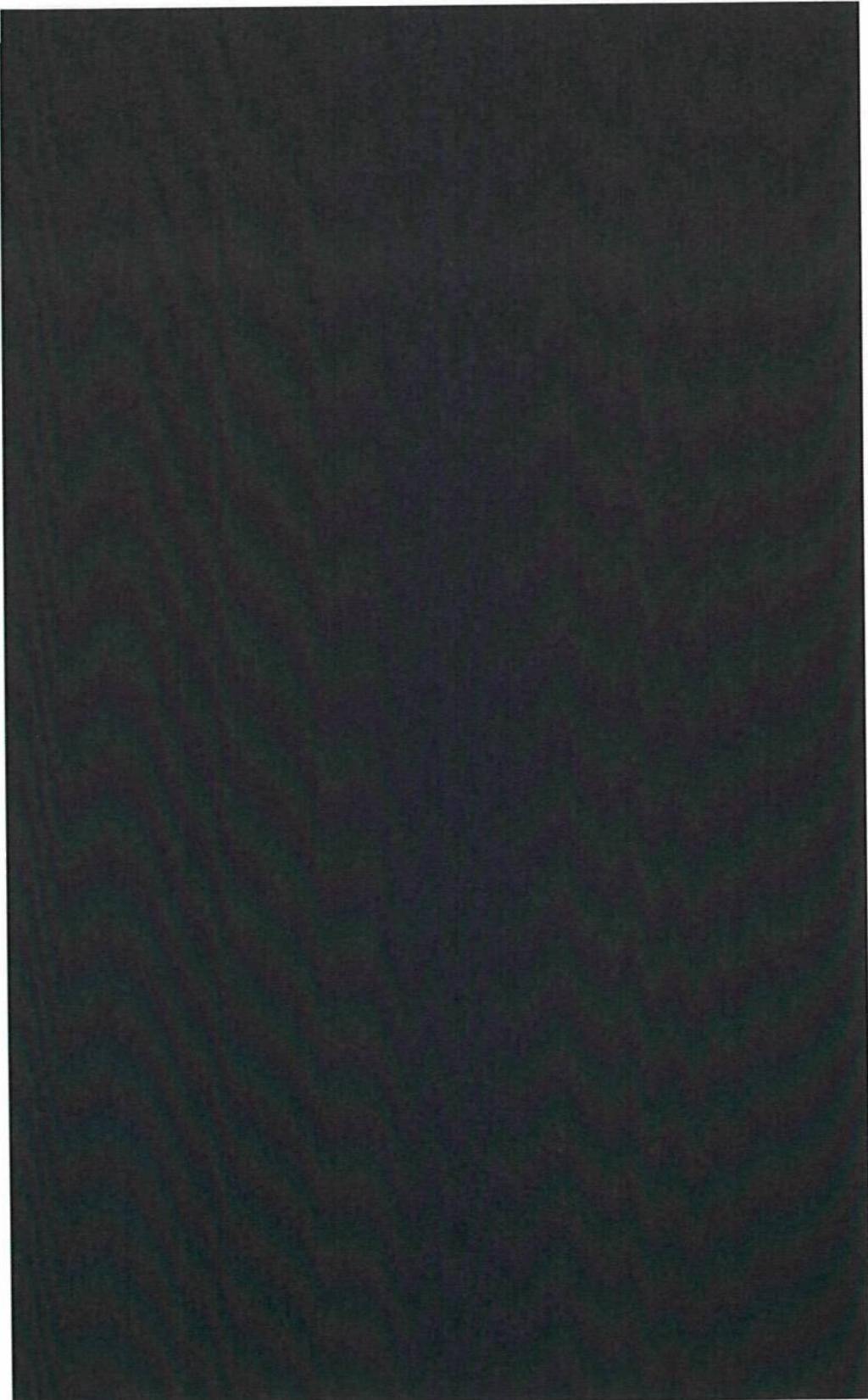
Abbildung 5-4: Übersicht denkbare Standorte

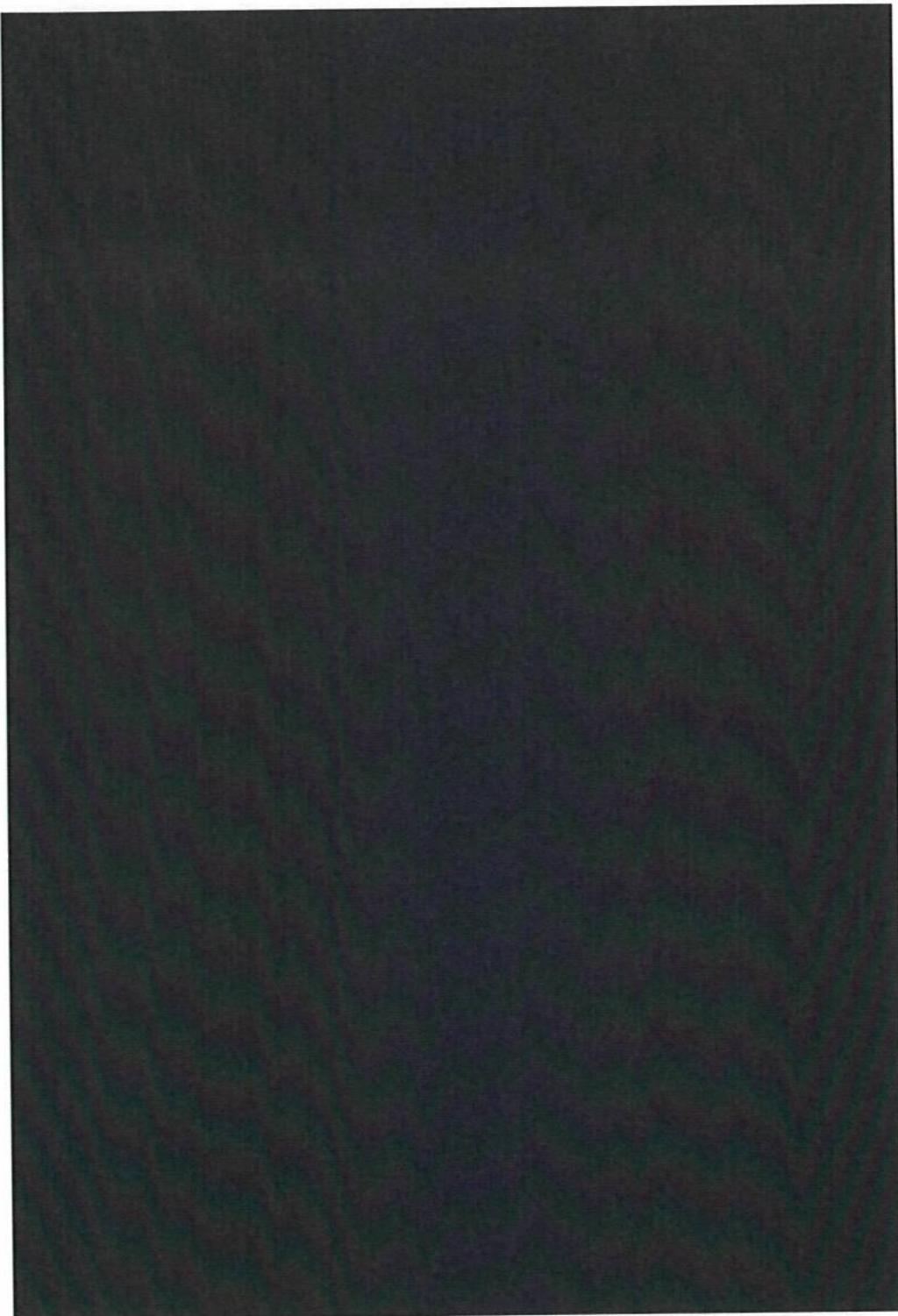


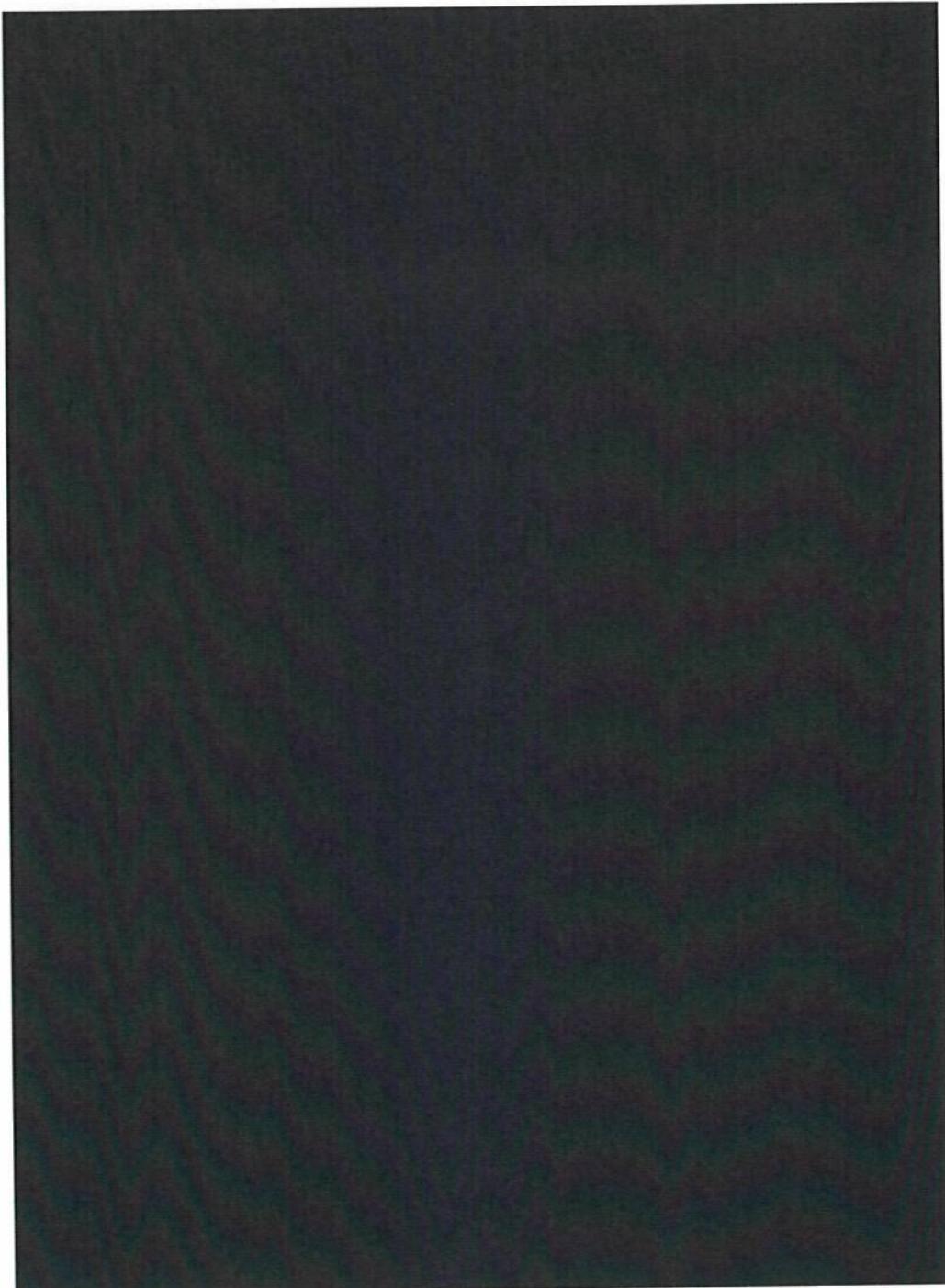
📍 Standort  
**Konsultationsbereiche Rohrleitungen**  
▲ Lage der Rohrleitungsanlage  
■ Konsultationsbereich  
**Bauzonen Schweiz (harmonisiert)**  
■ Wohnzonen  
■ Arbeitszonen  
■ Mischzonen  
■ Zentrumszonen  
■ Zonen für öffentliche Nutzungen  
■ eingeschränkte Bauzonen  
■ Tourismus- und Freizeitzonen  
■ Verkehrszeichen innerhalb der Bauzonen  
■ weitere Bauzonen

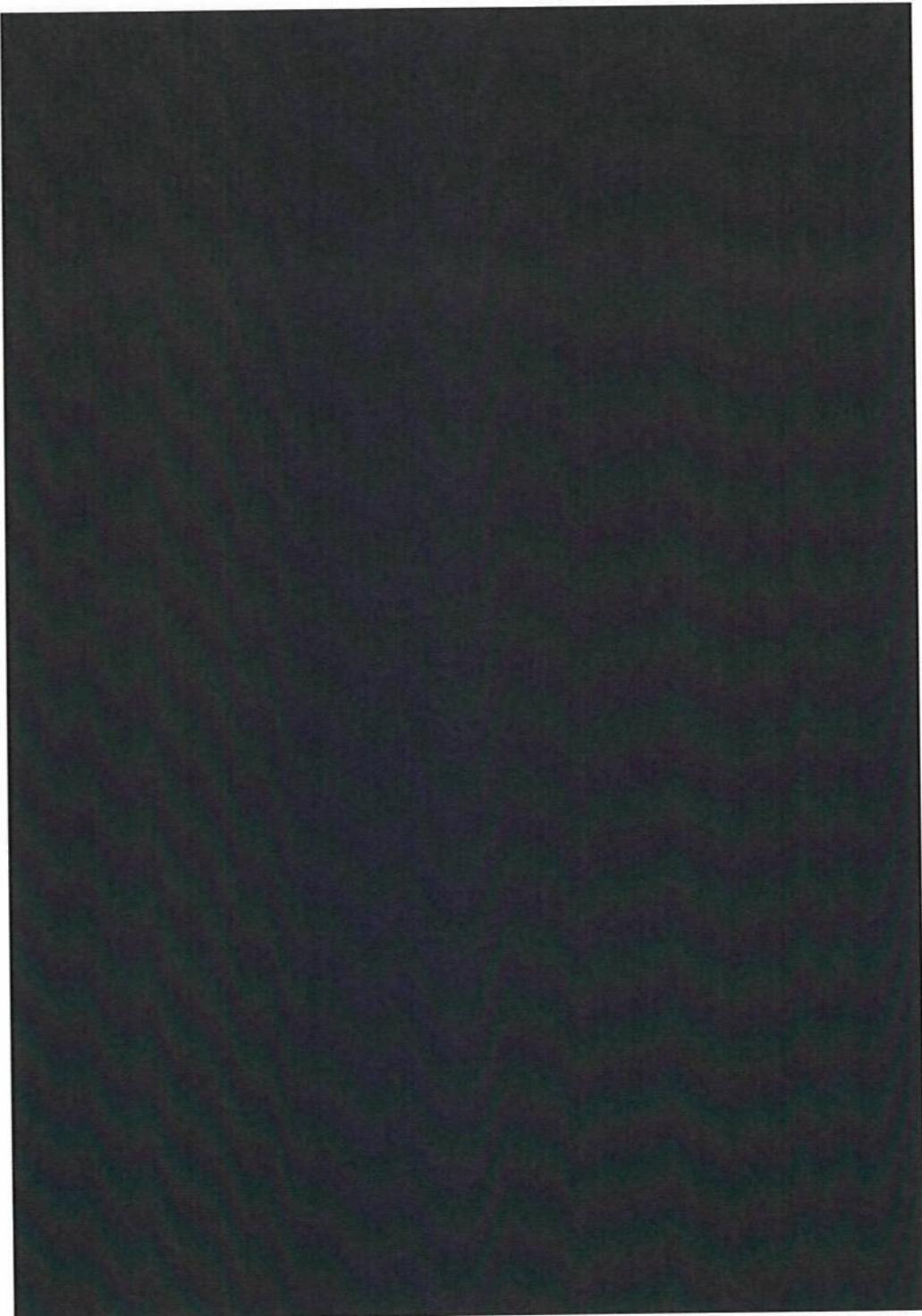
Abbildung 5-5: Legende für Karten

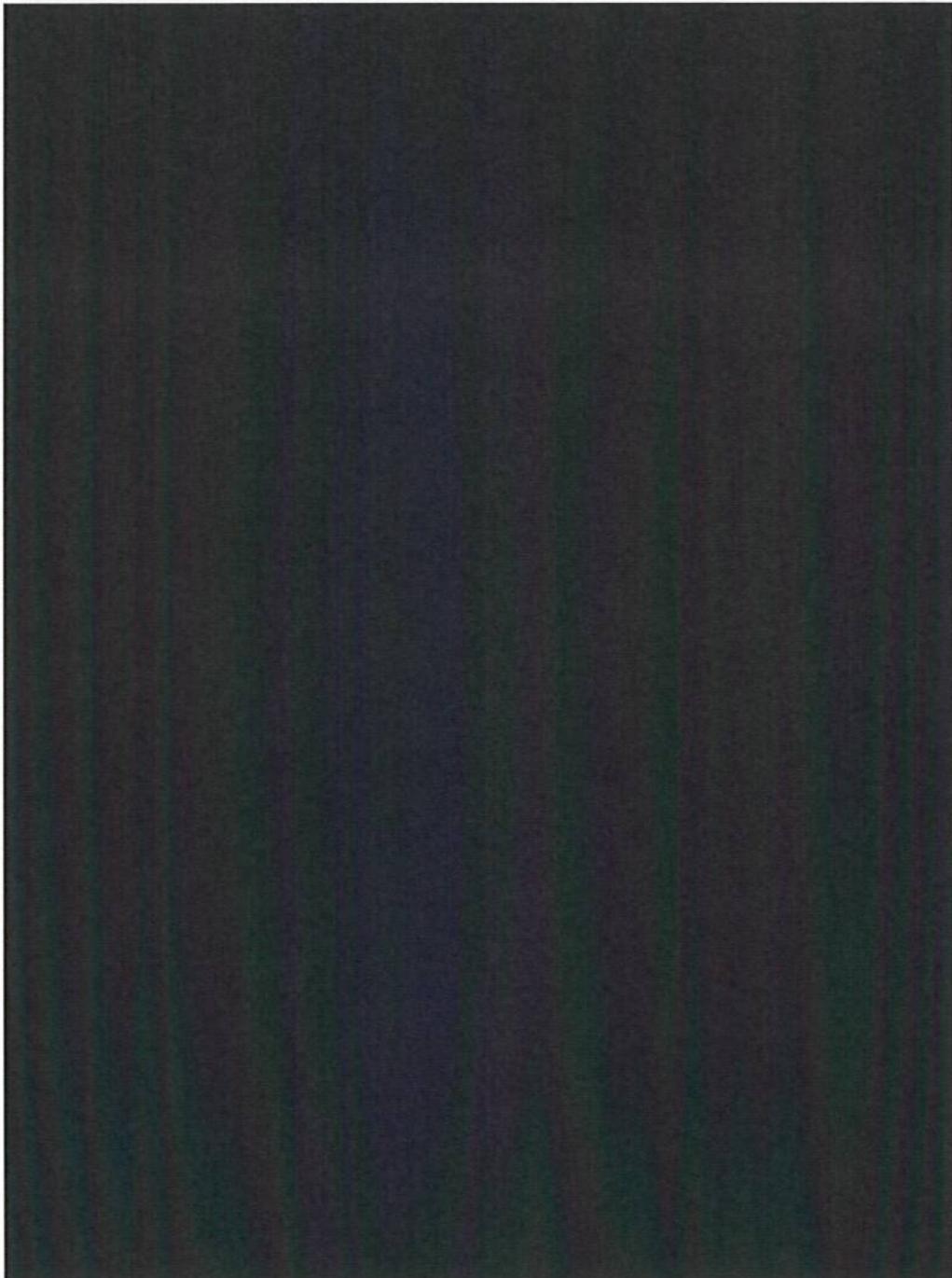




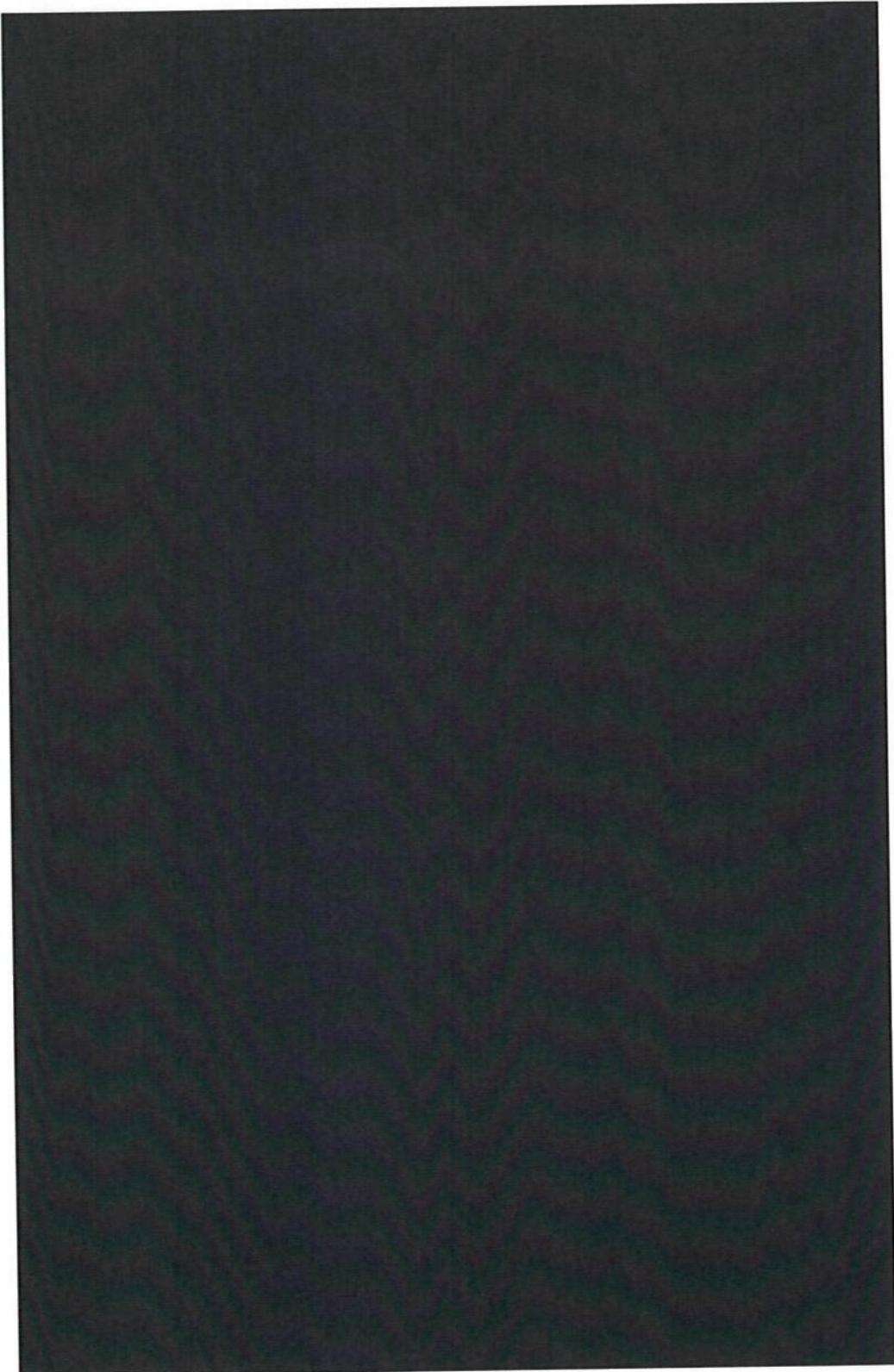


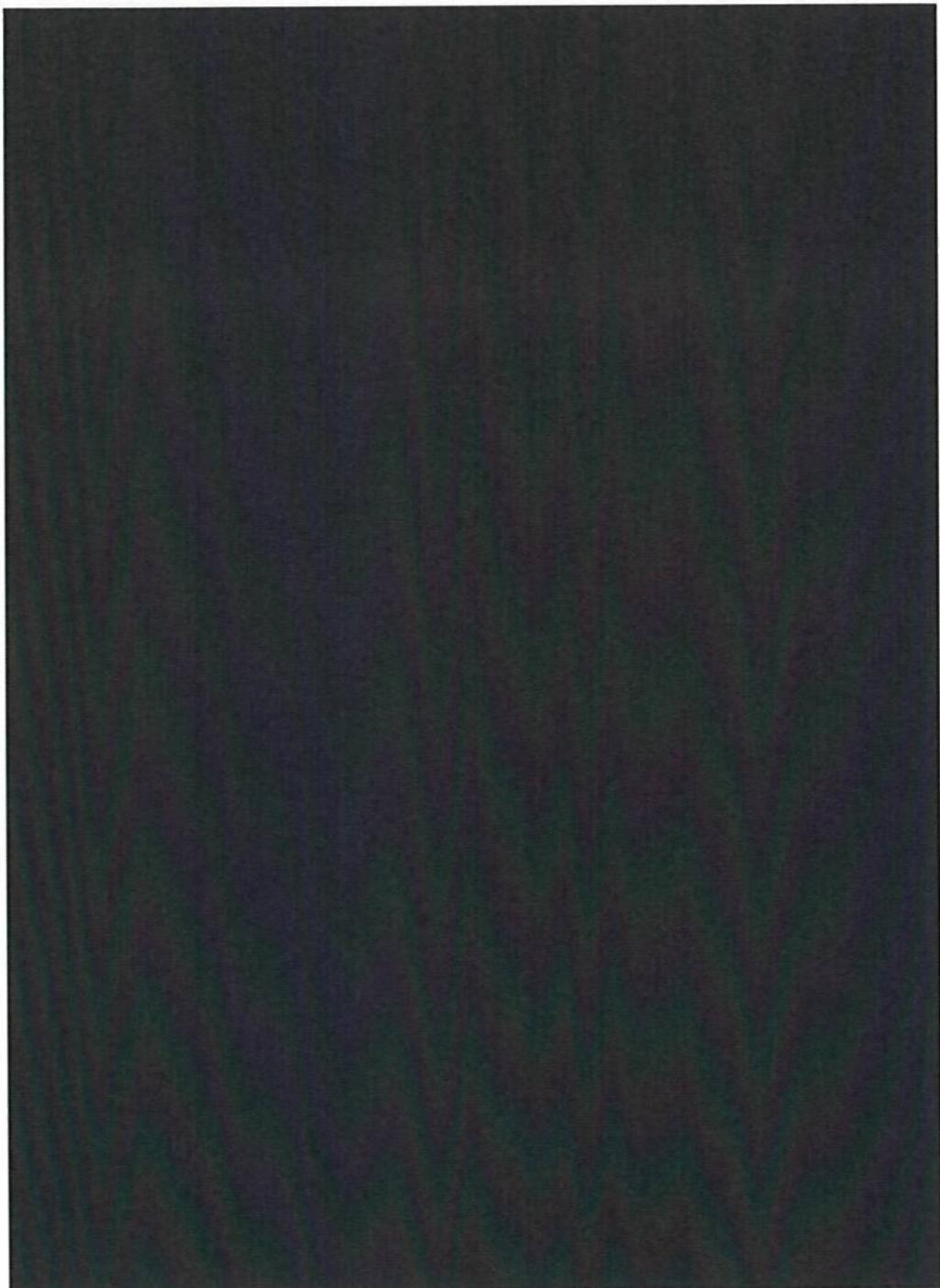


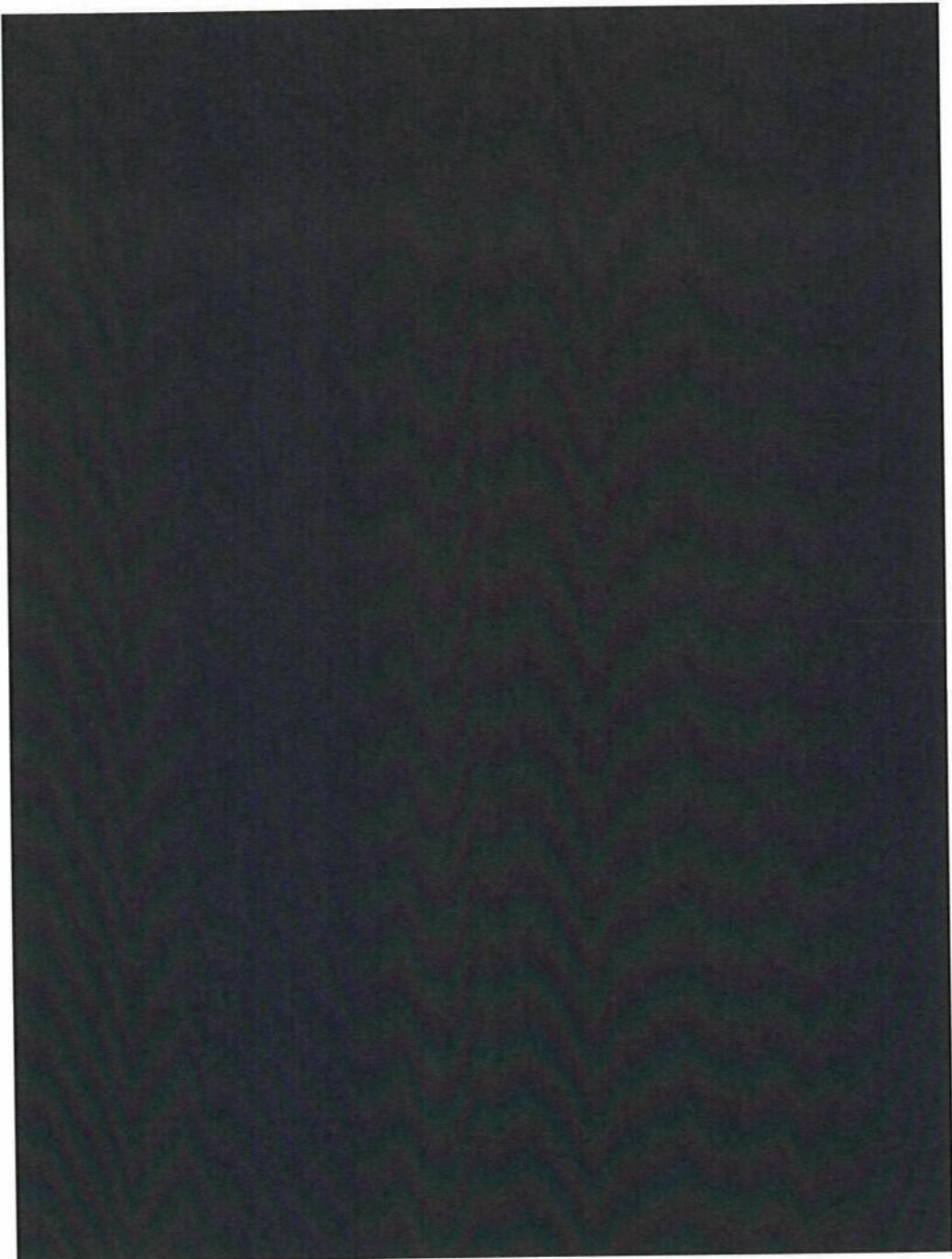


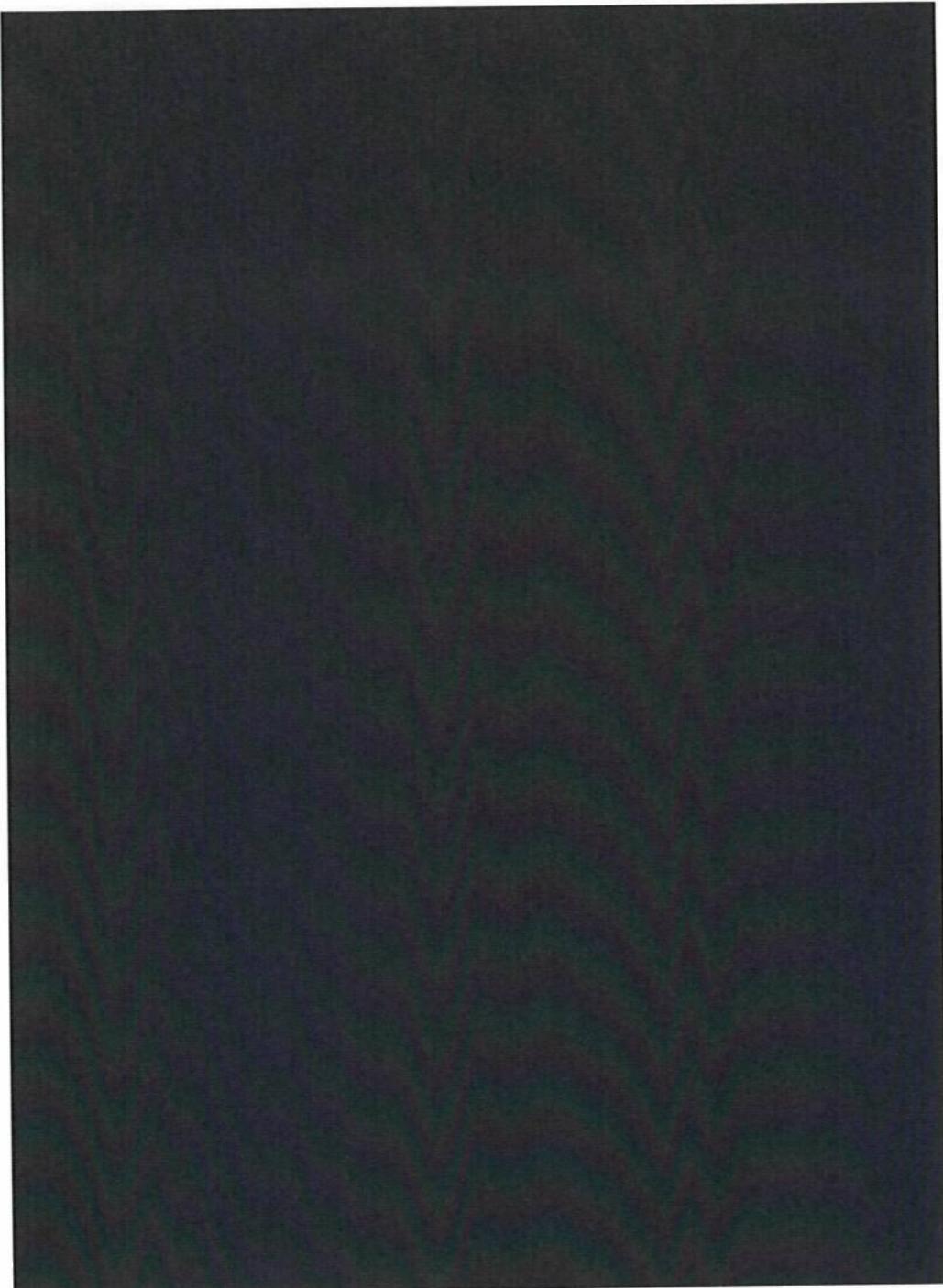


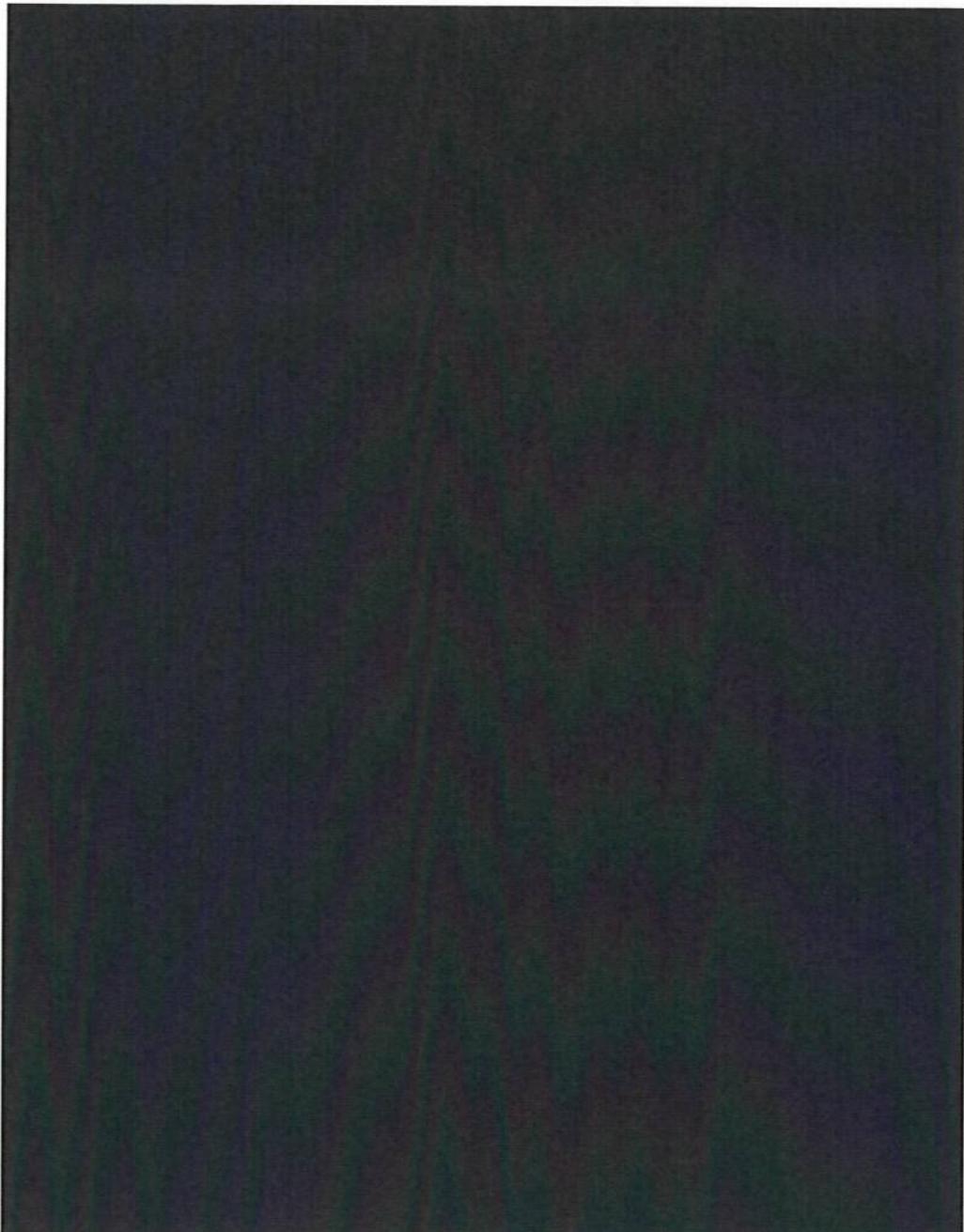


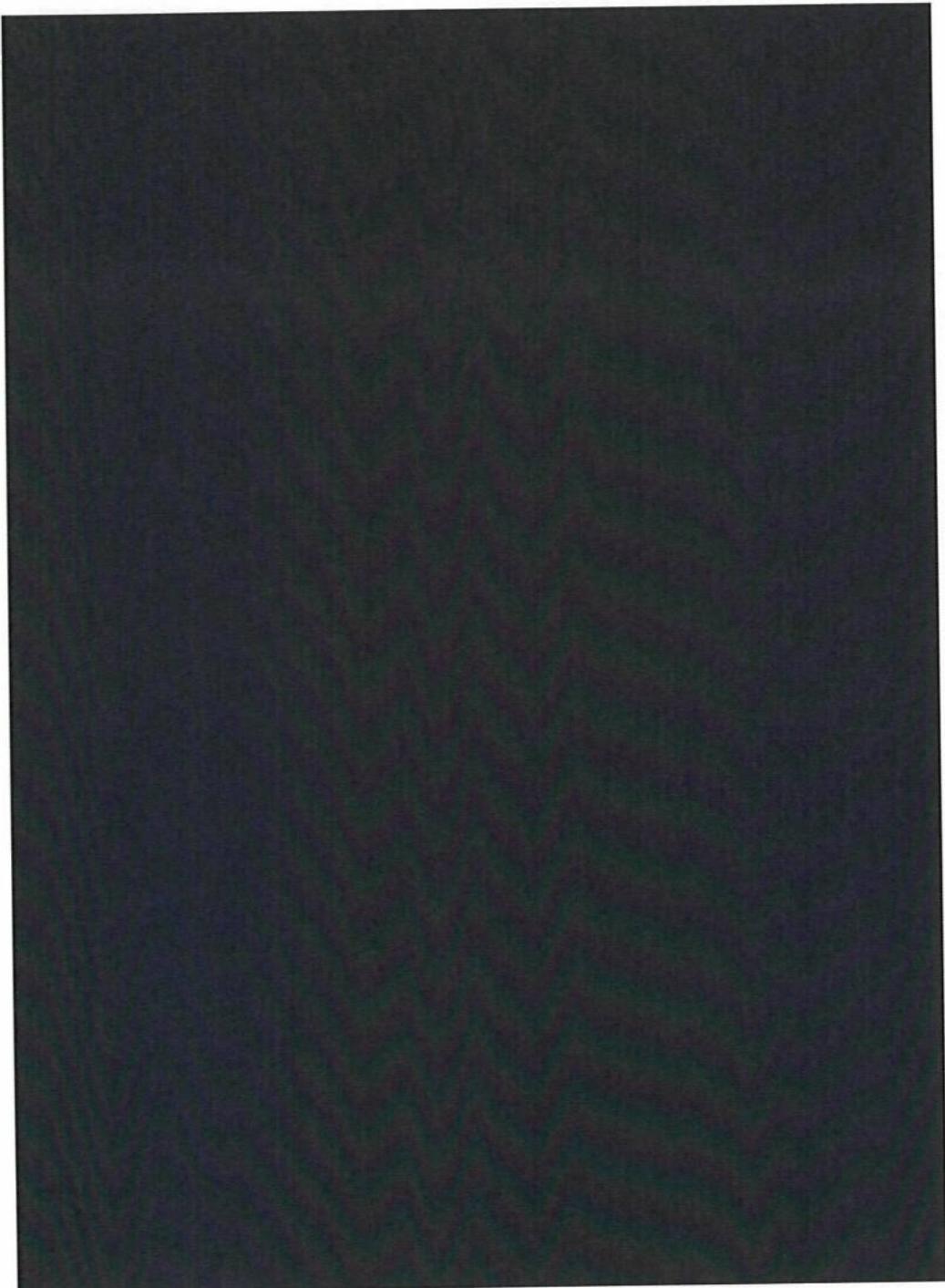


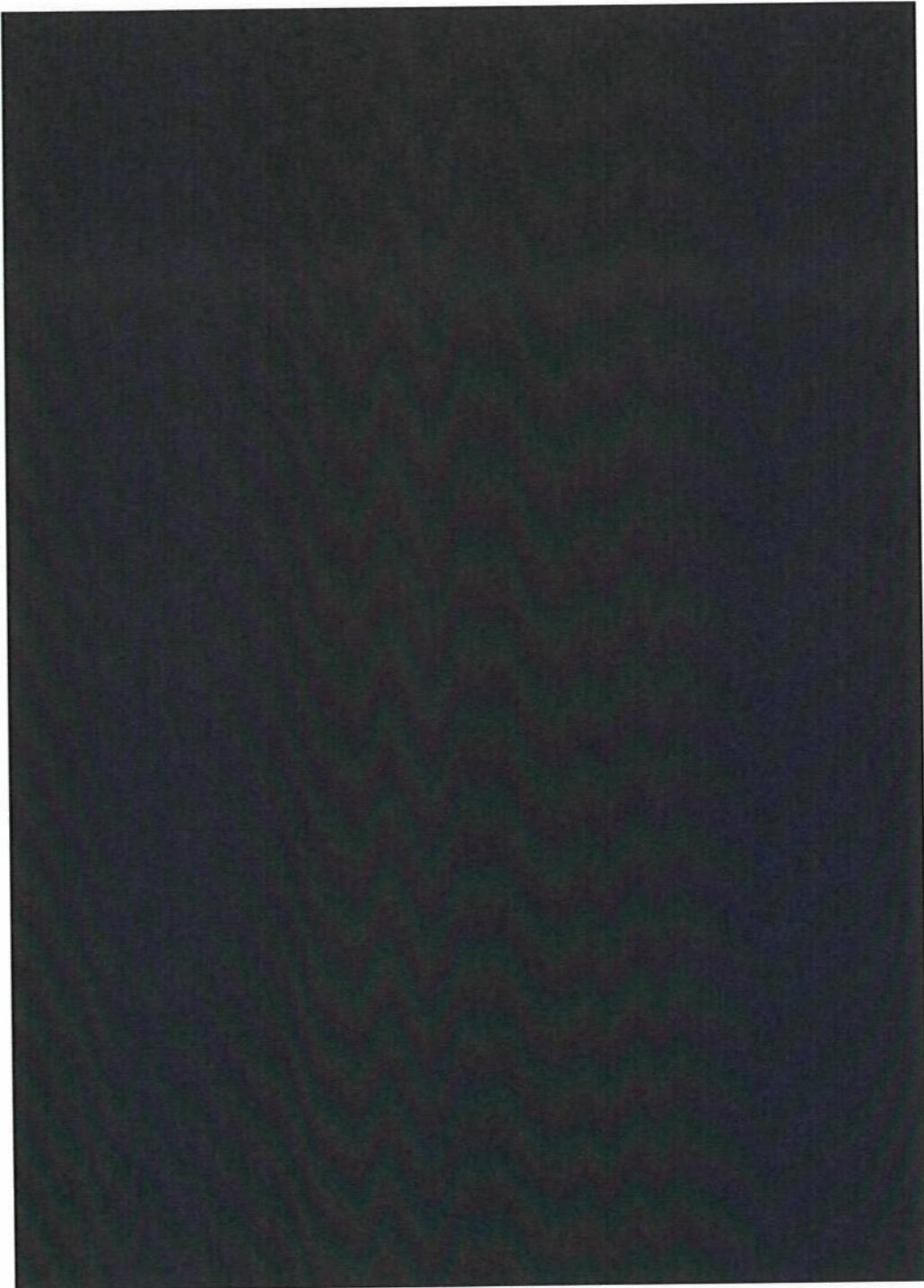


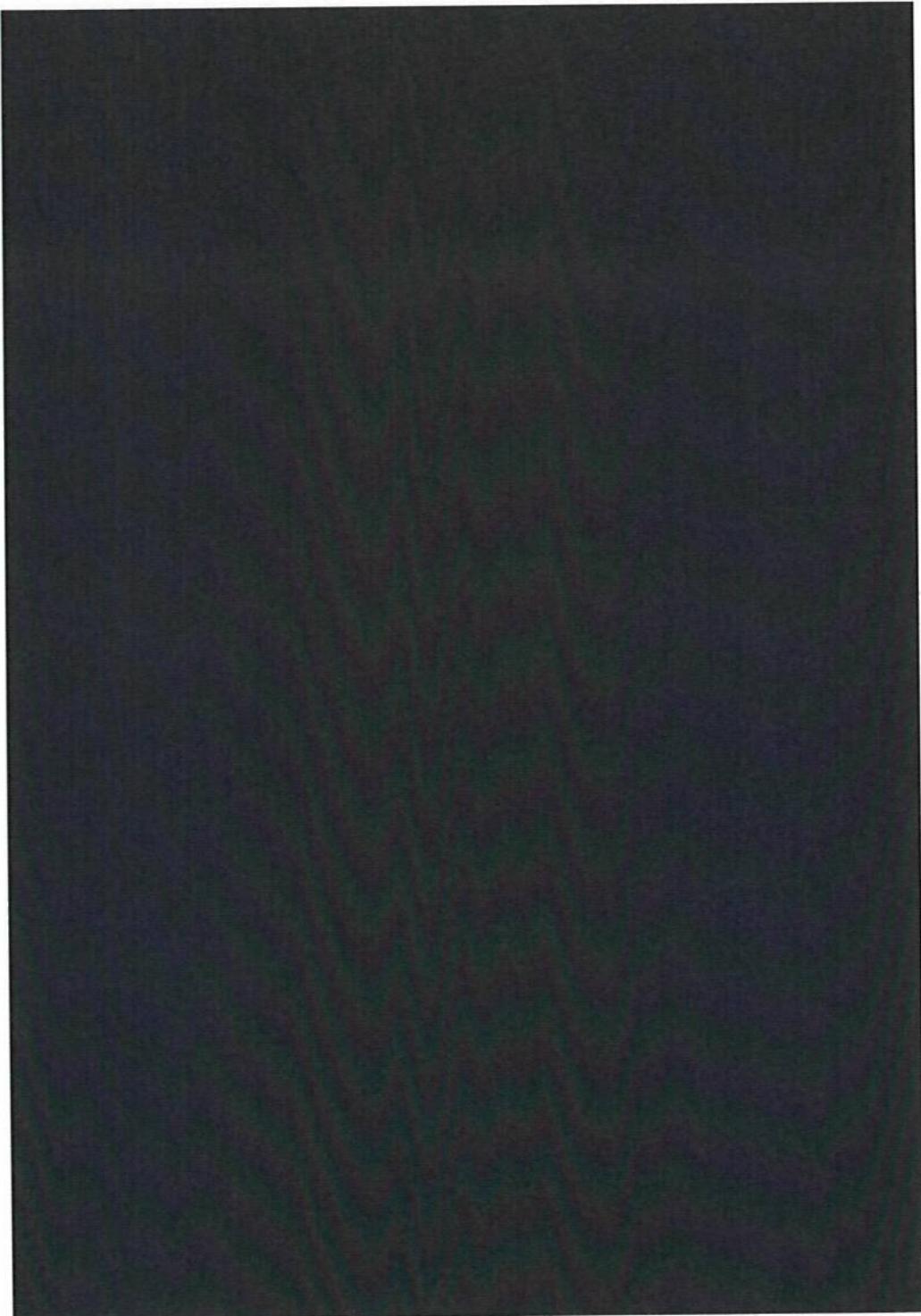


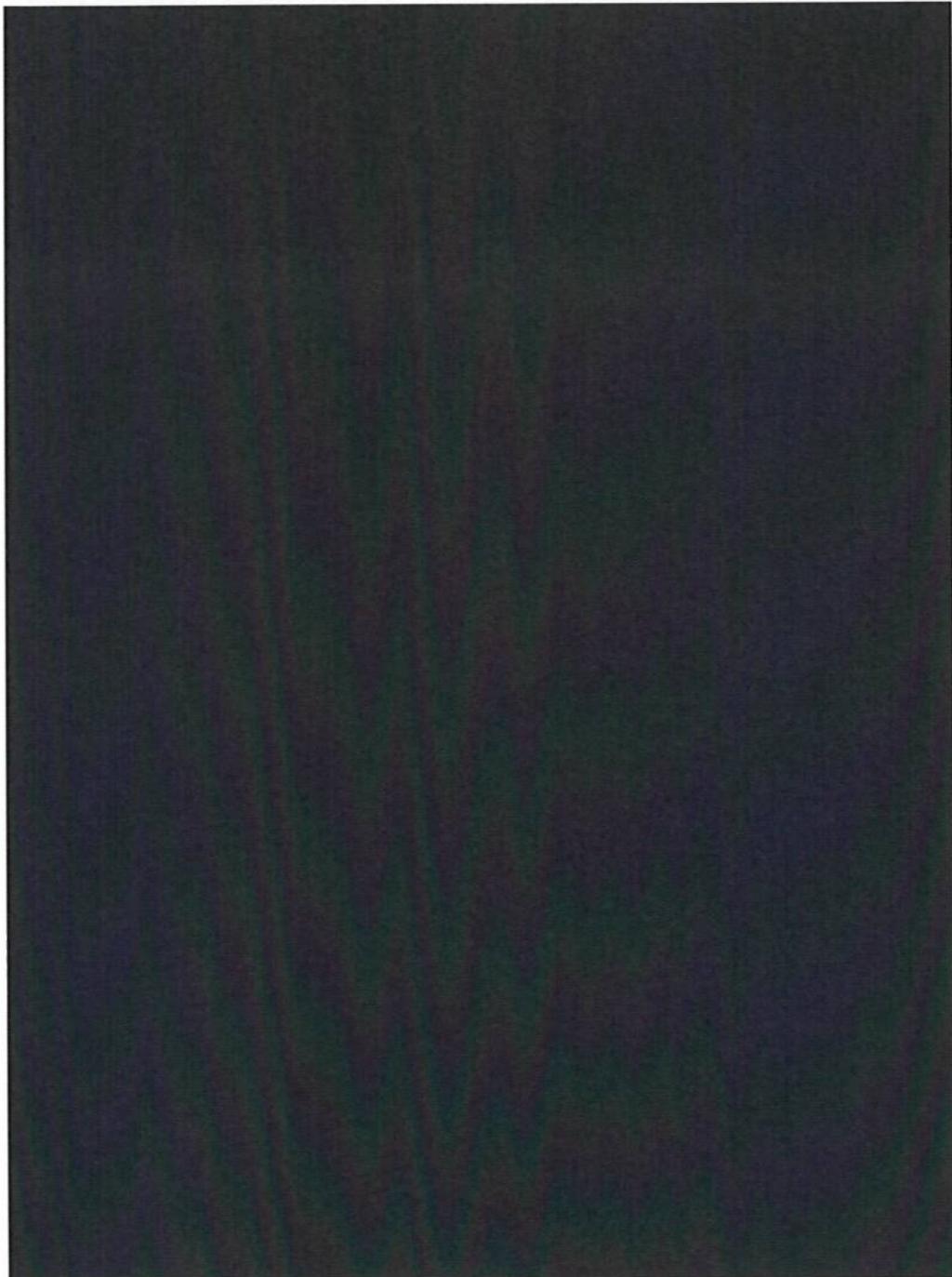


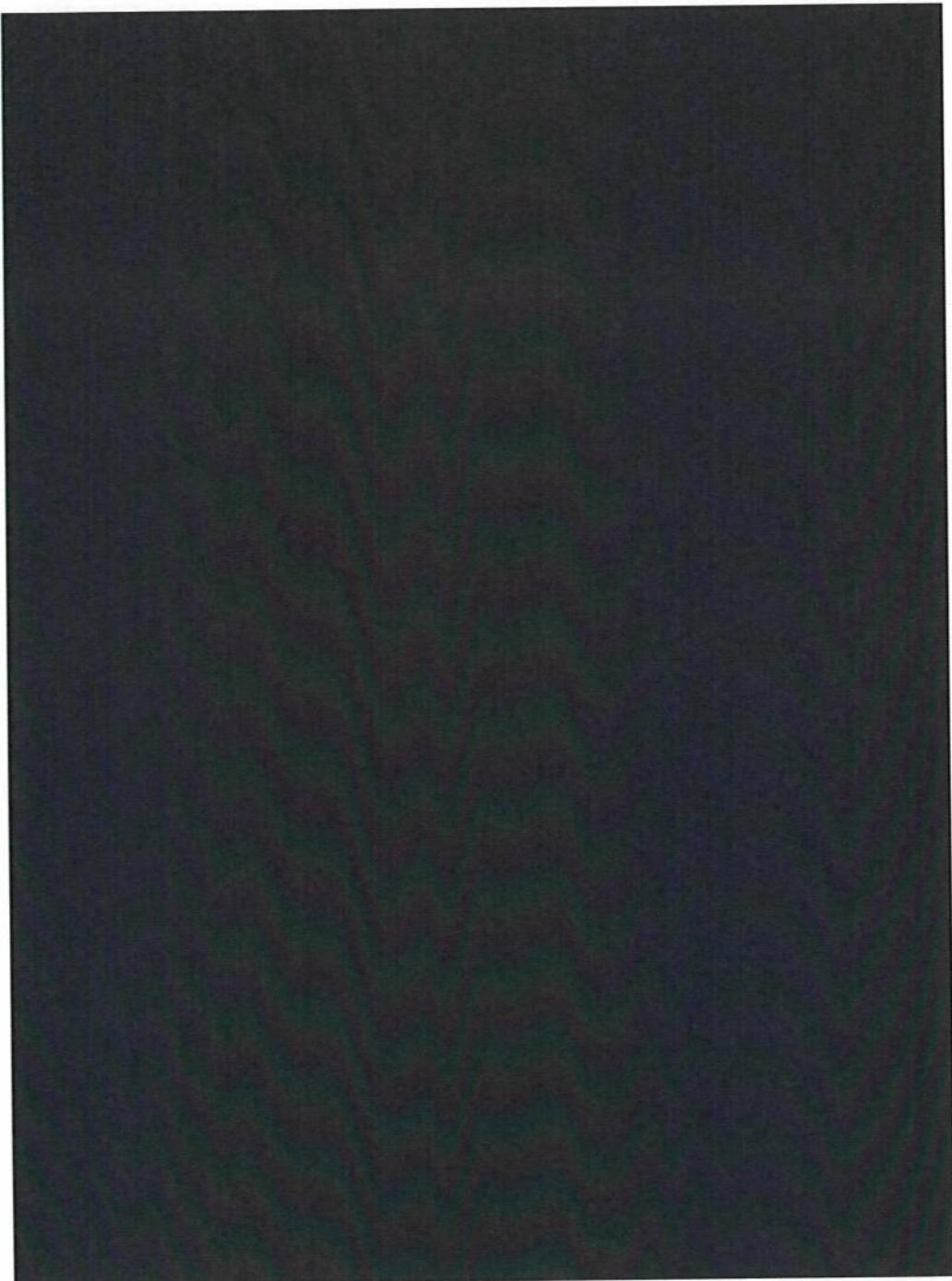




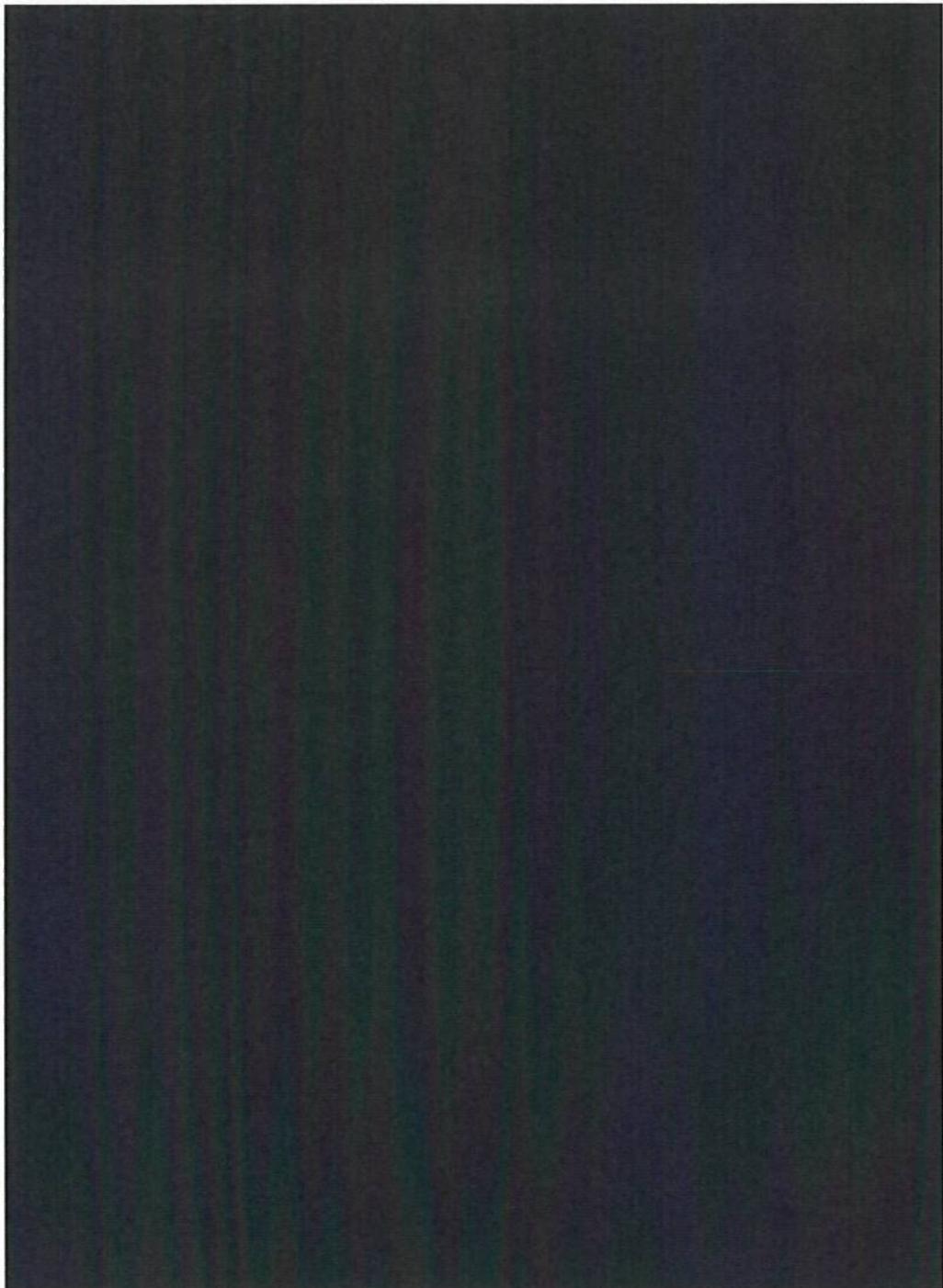


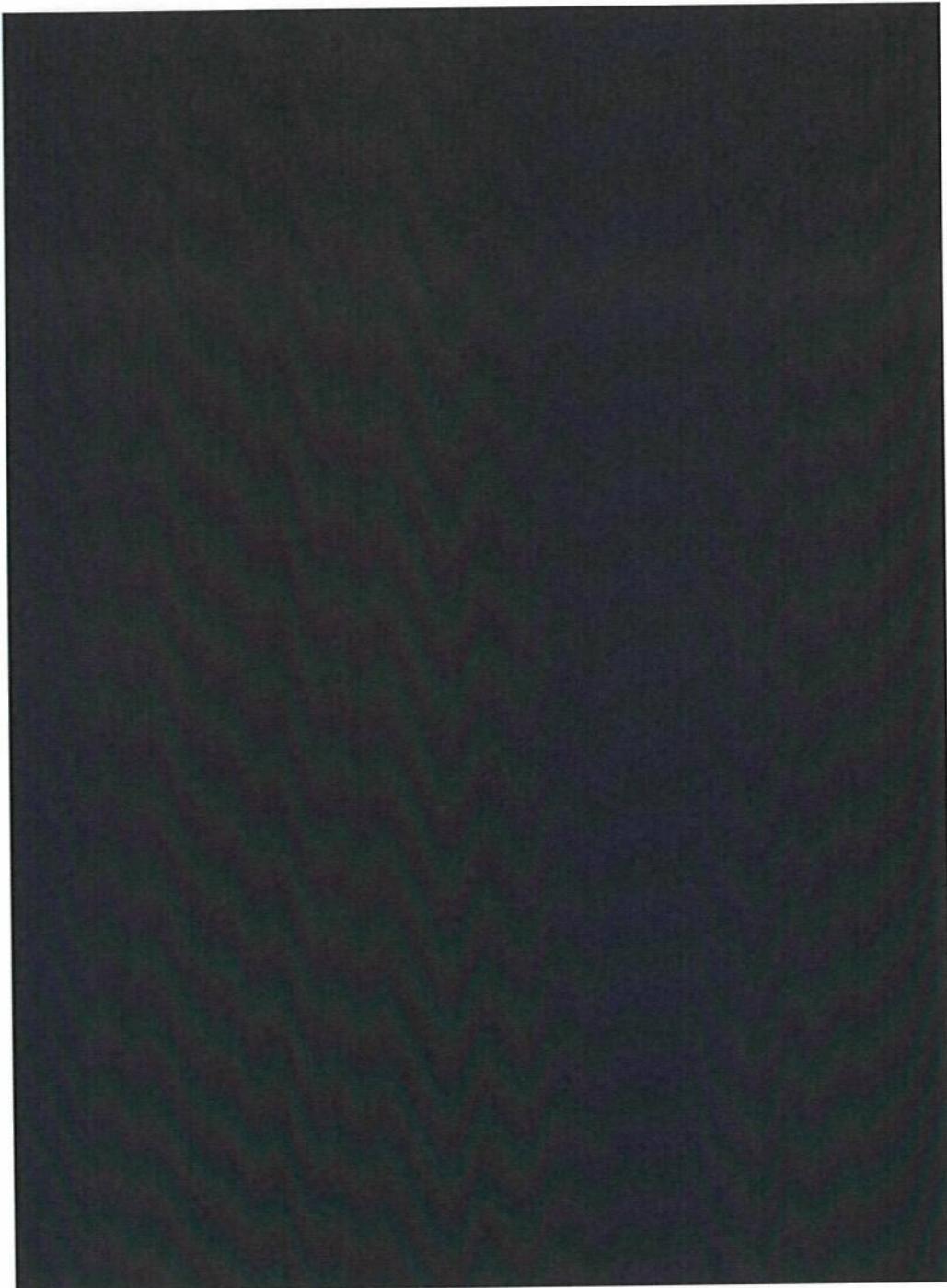


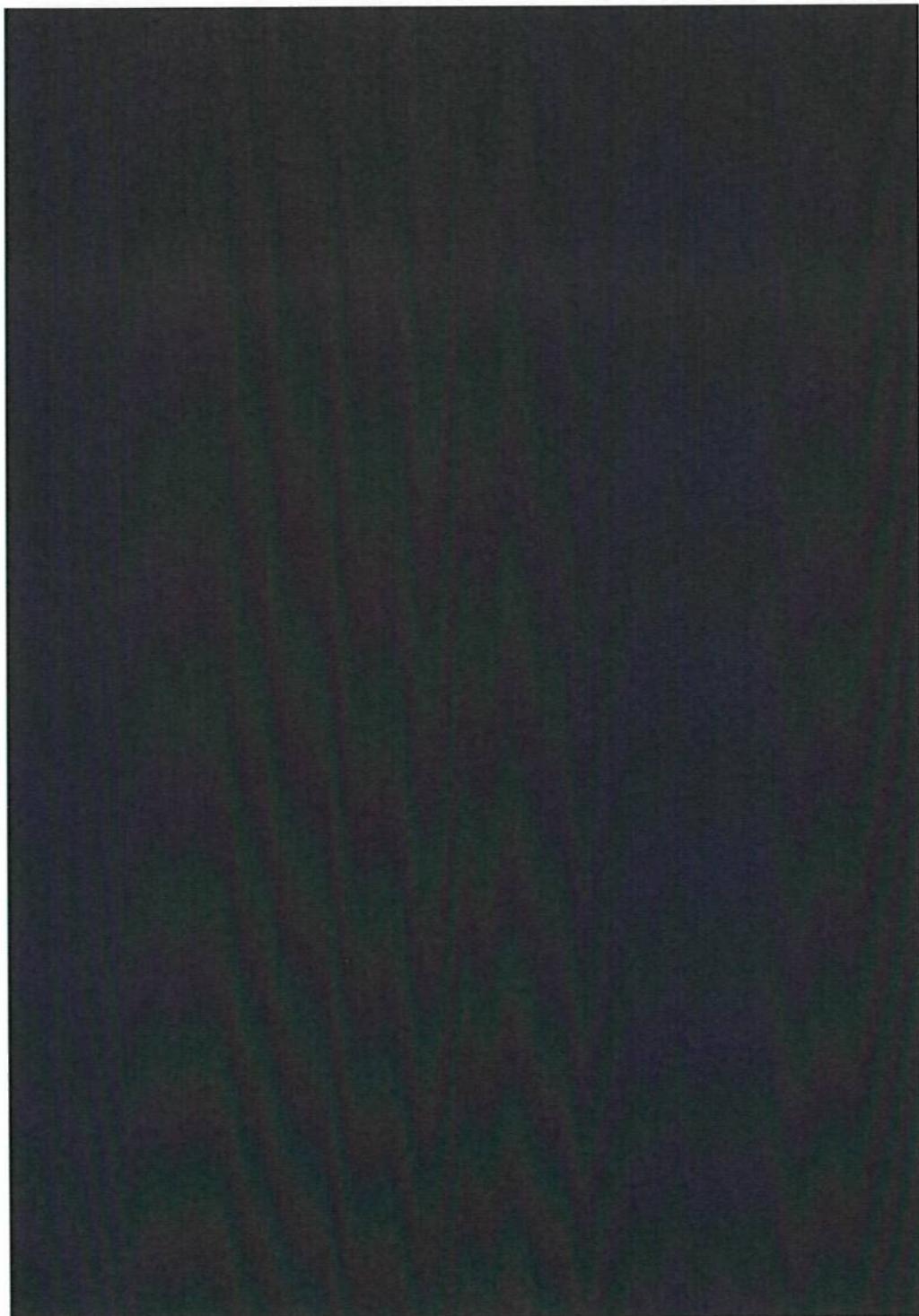


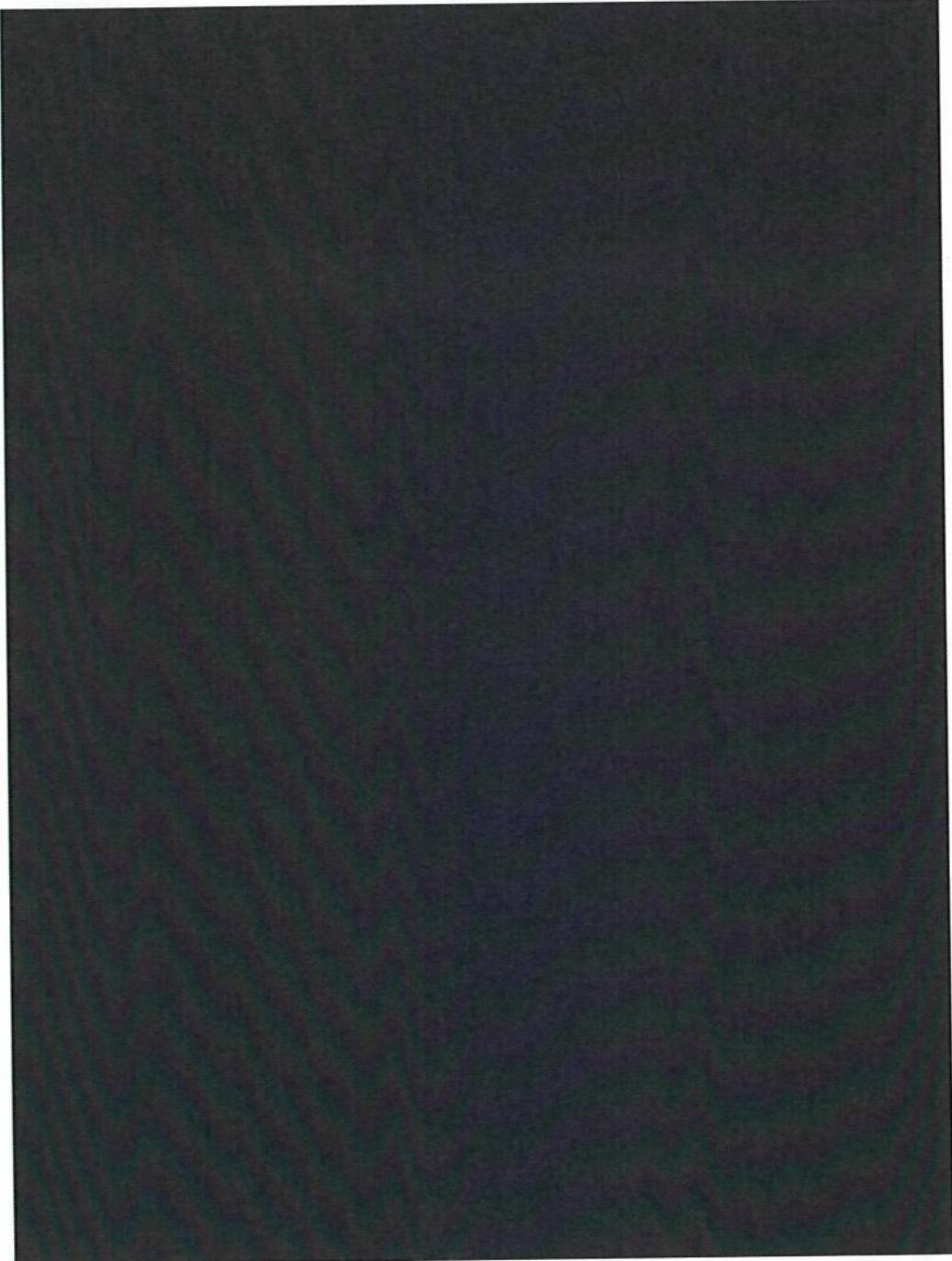


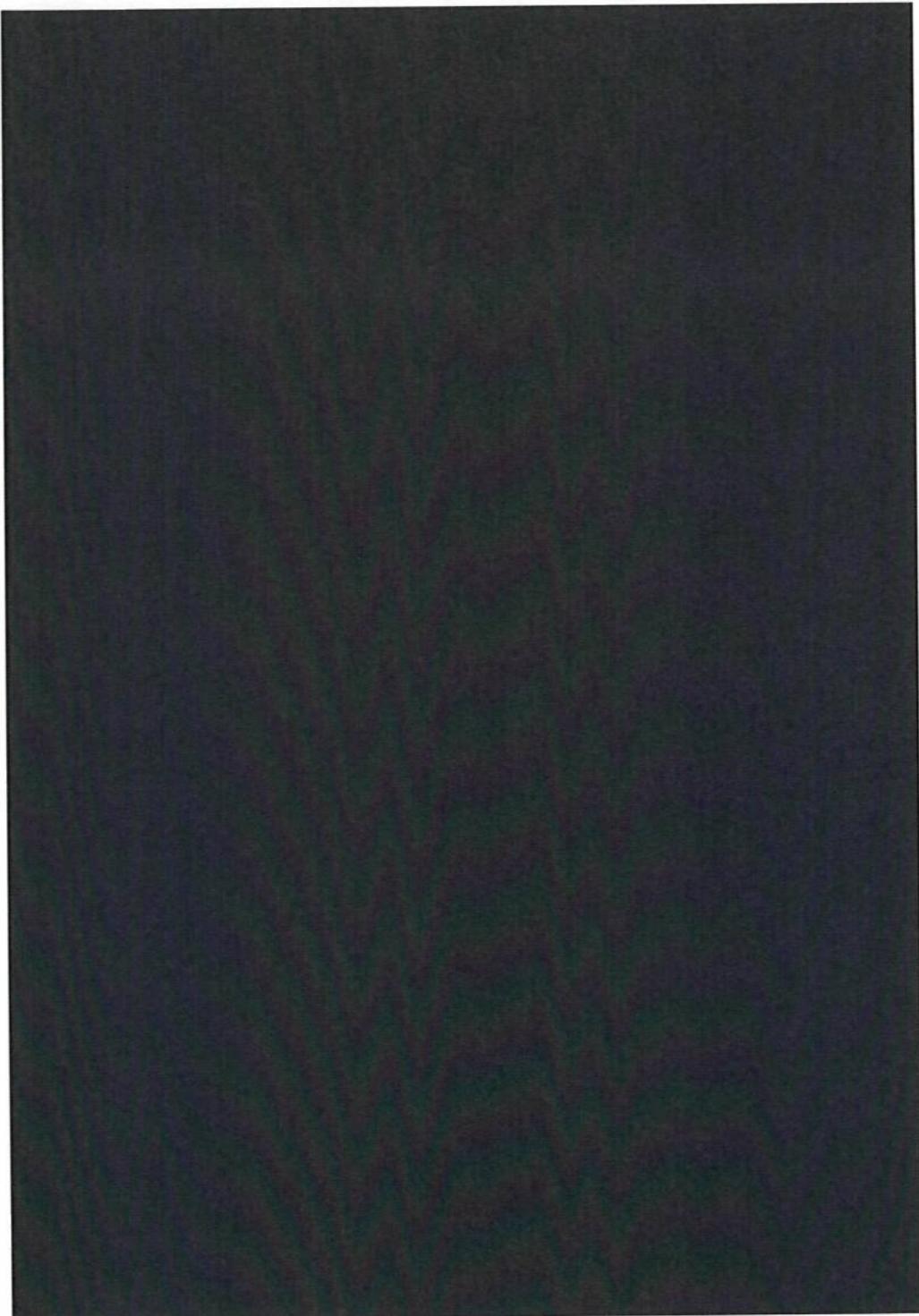


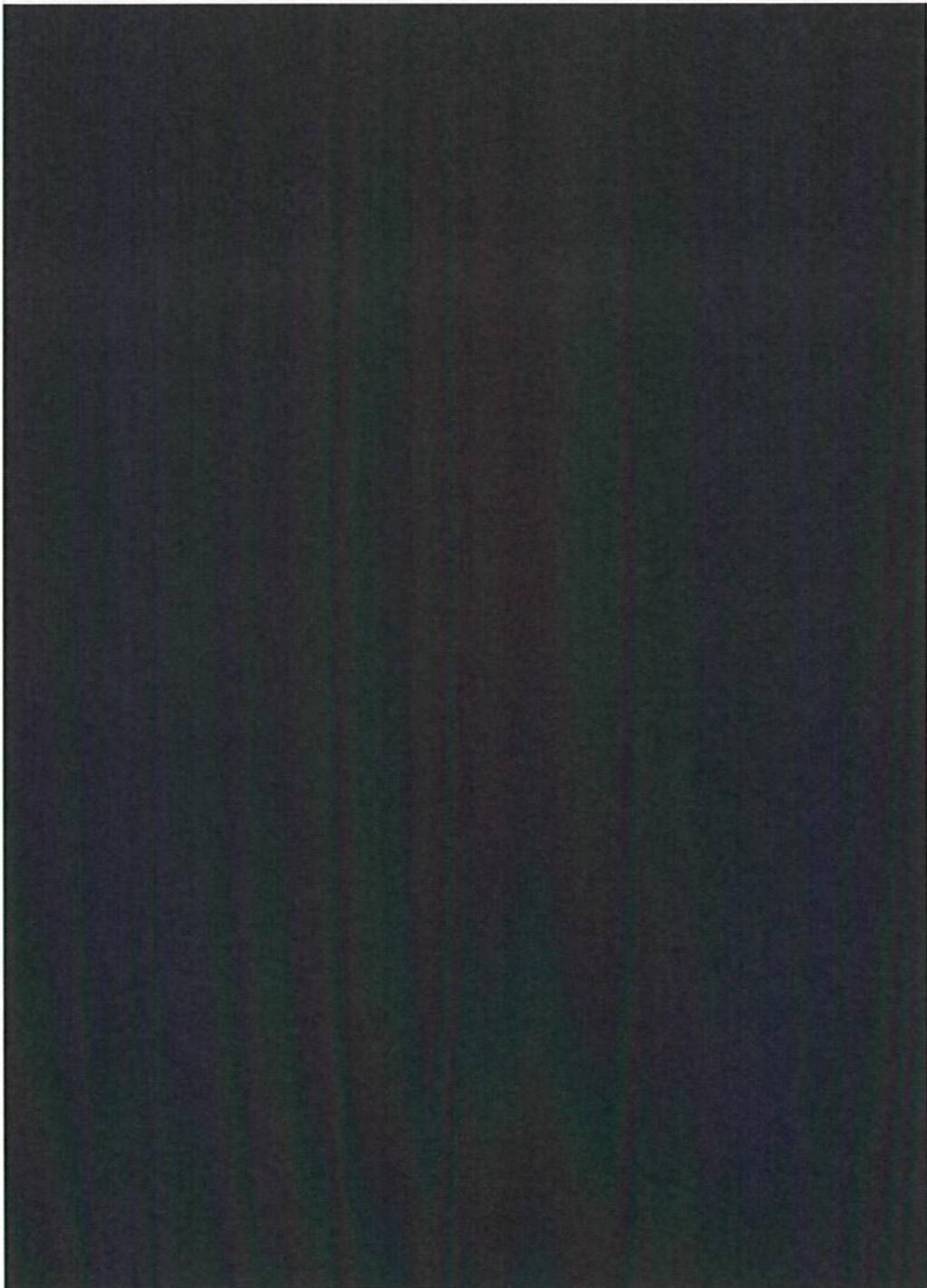


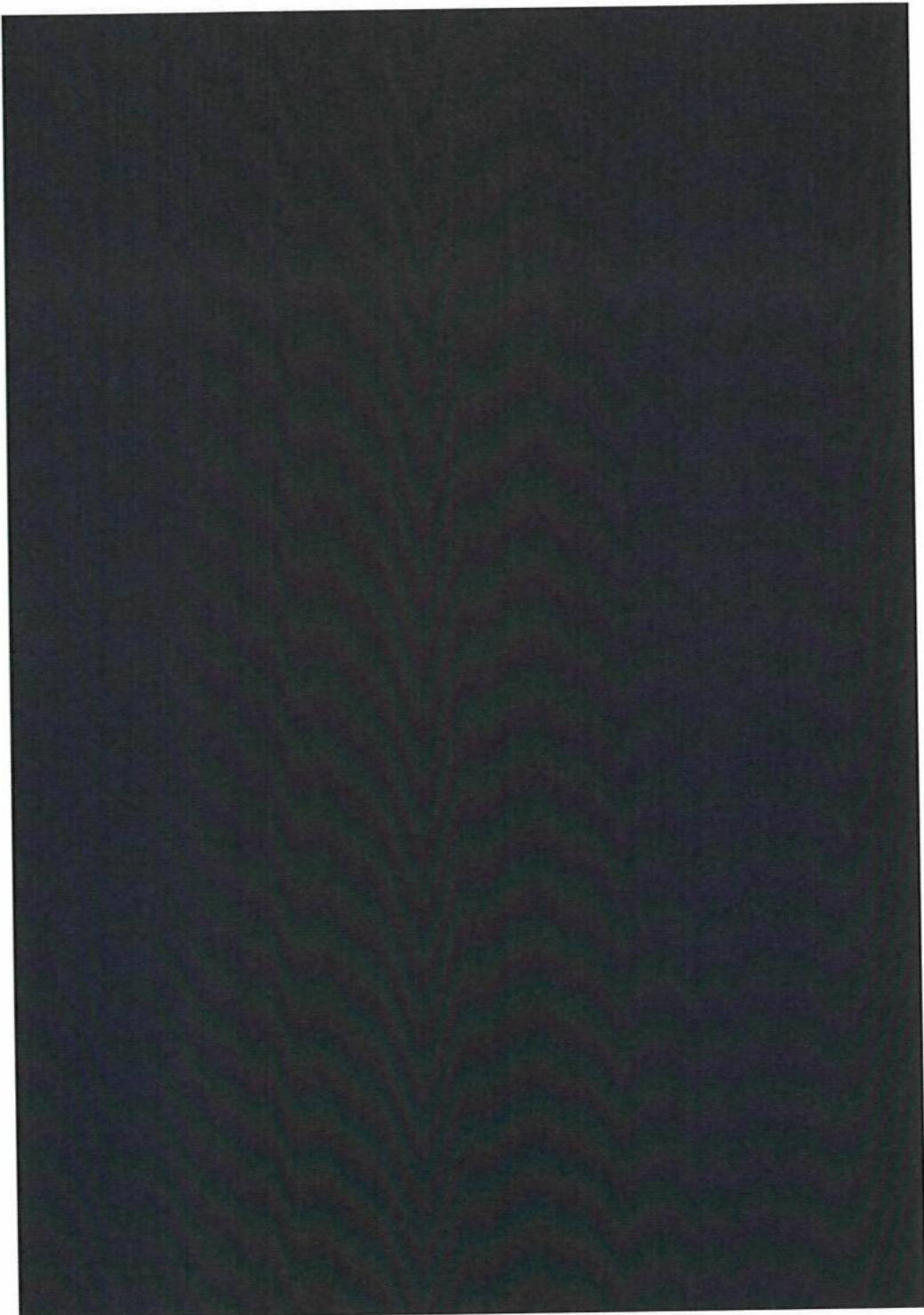


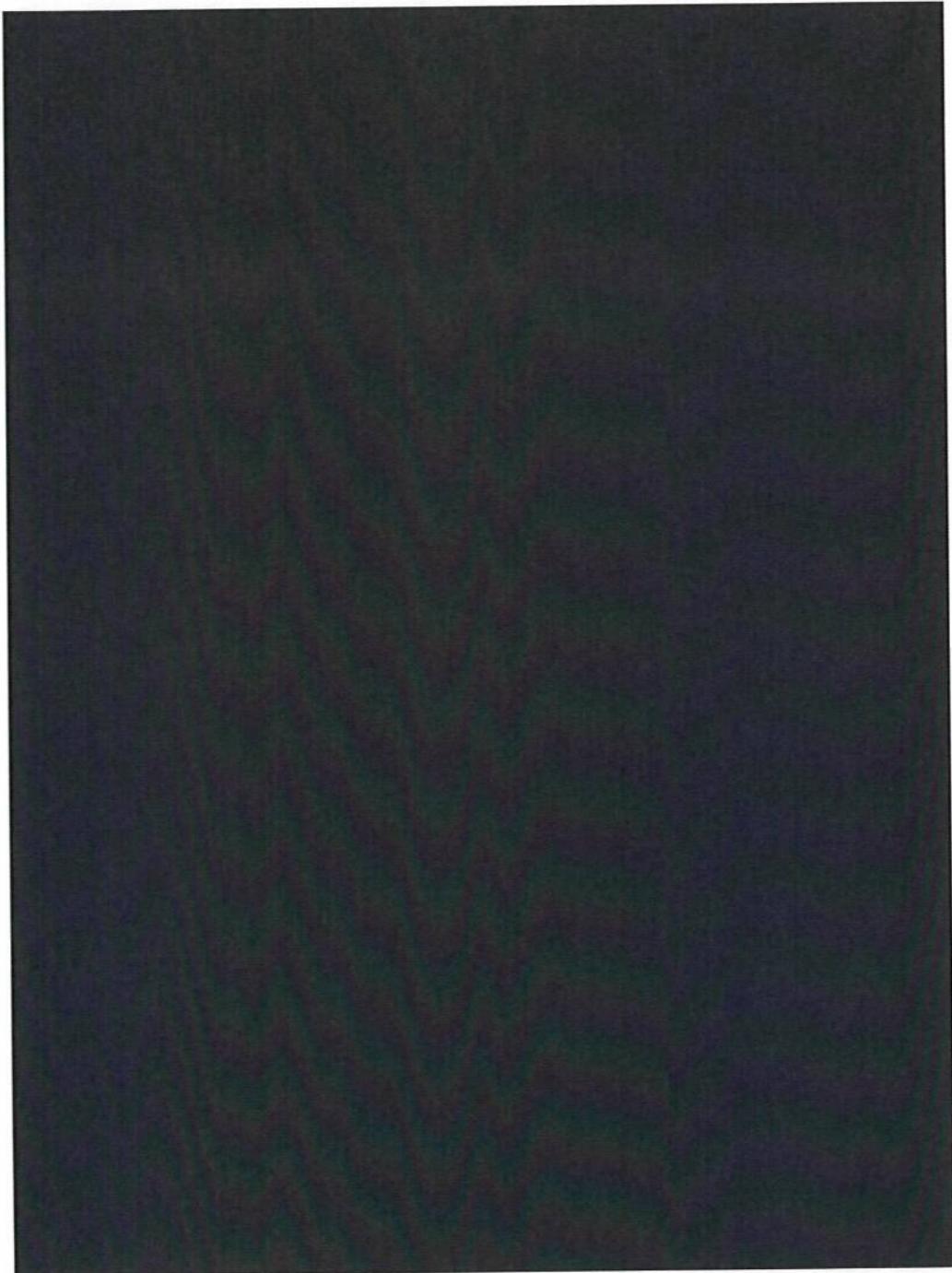


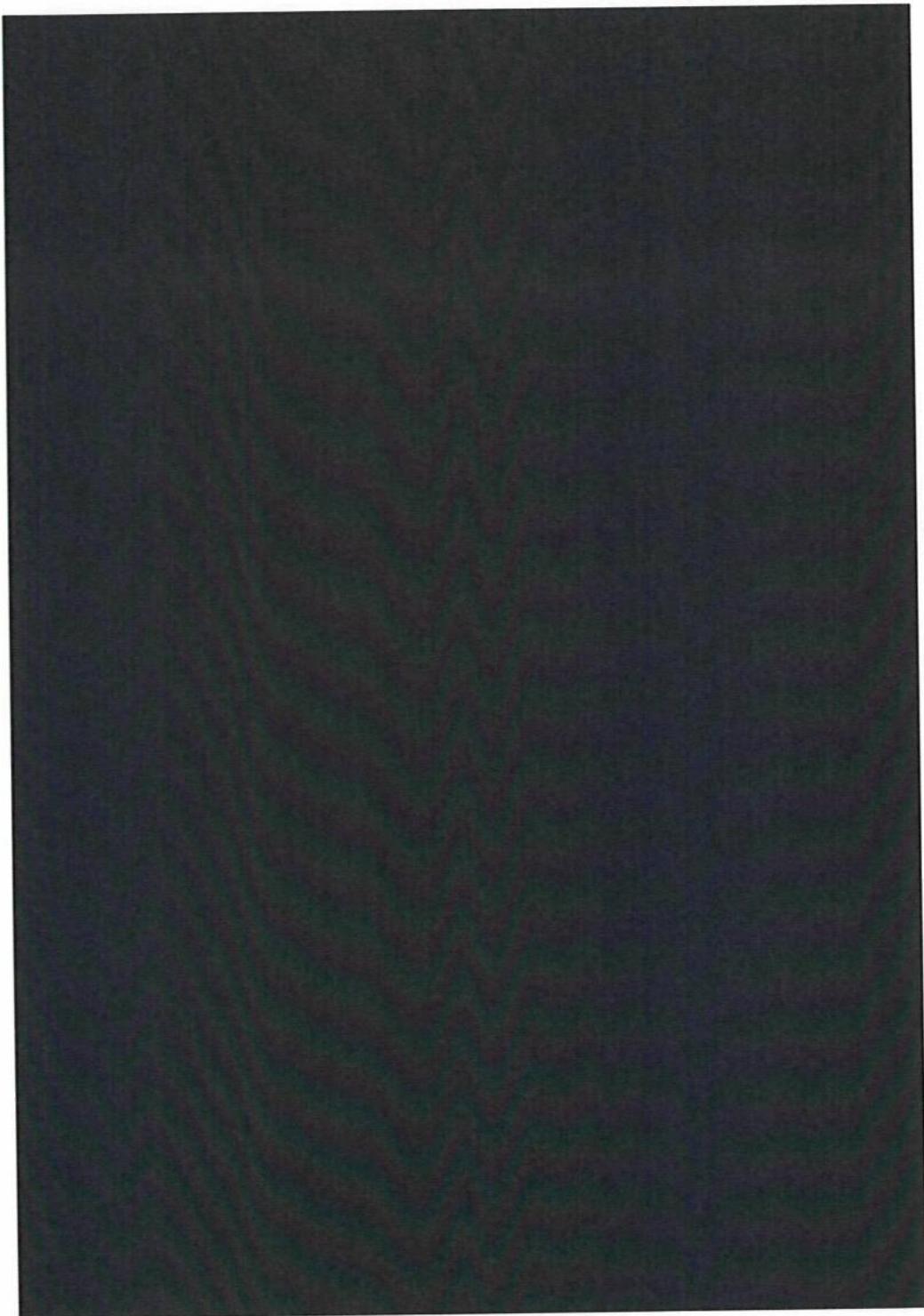


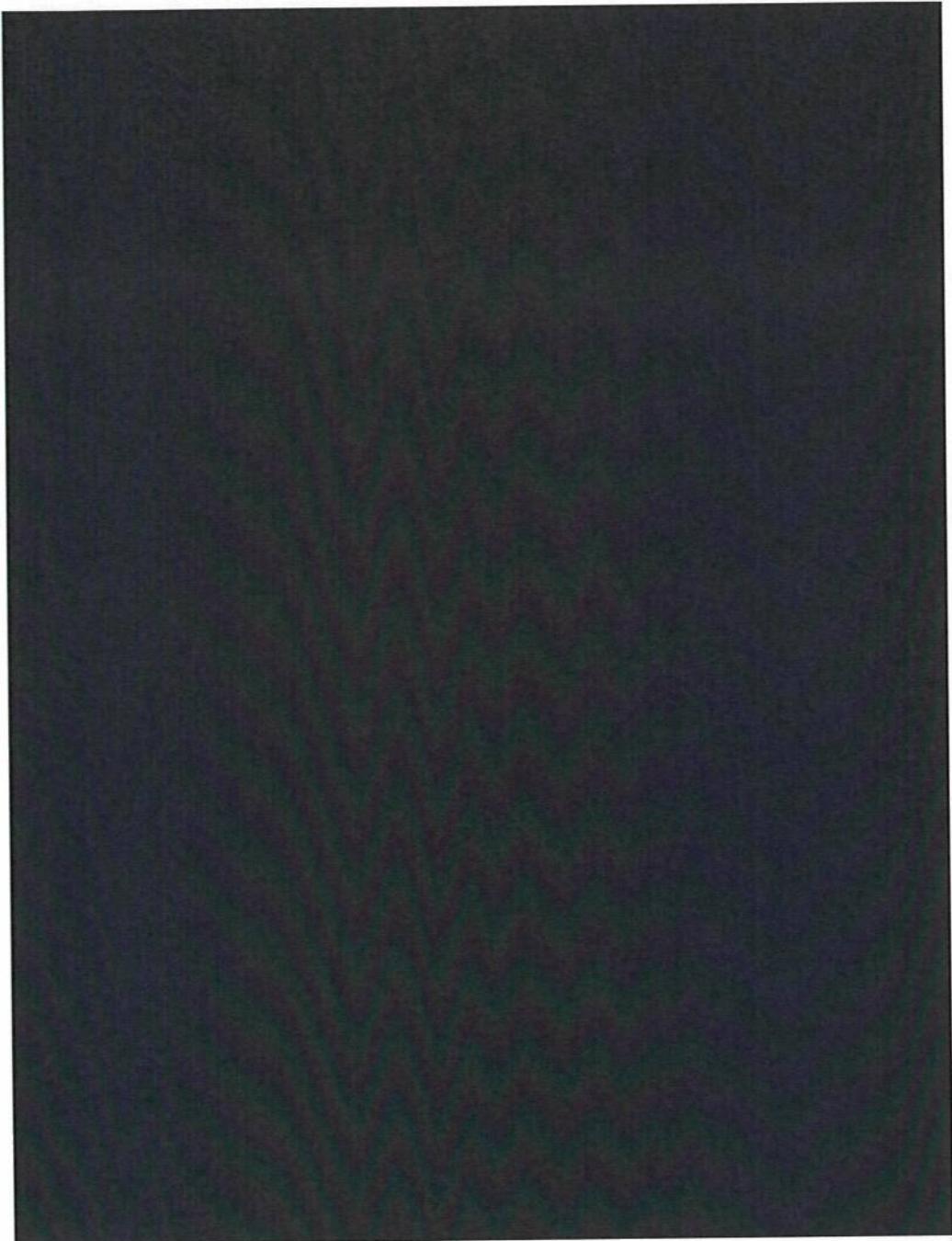


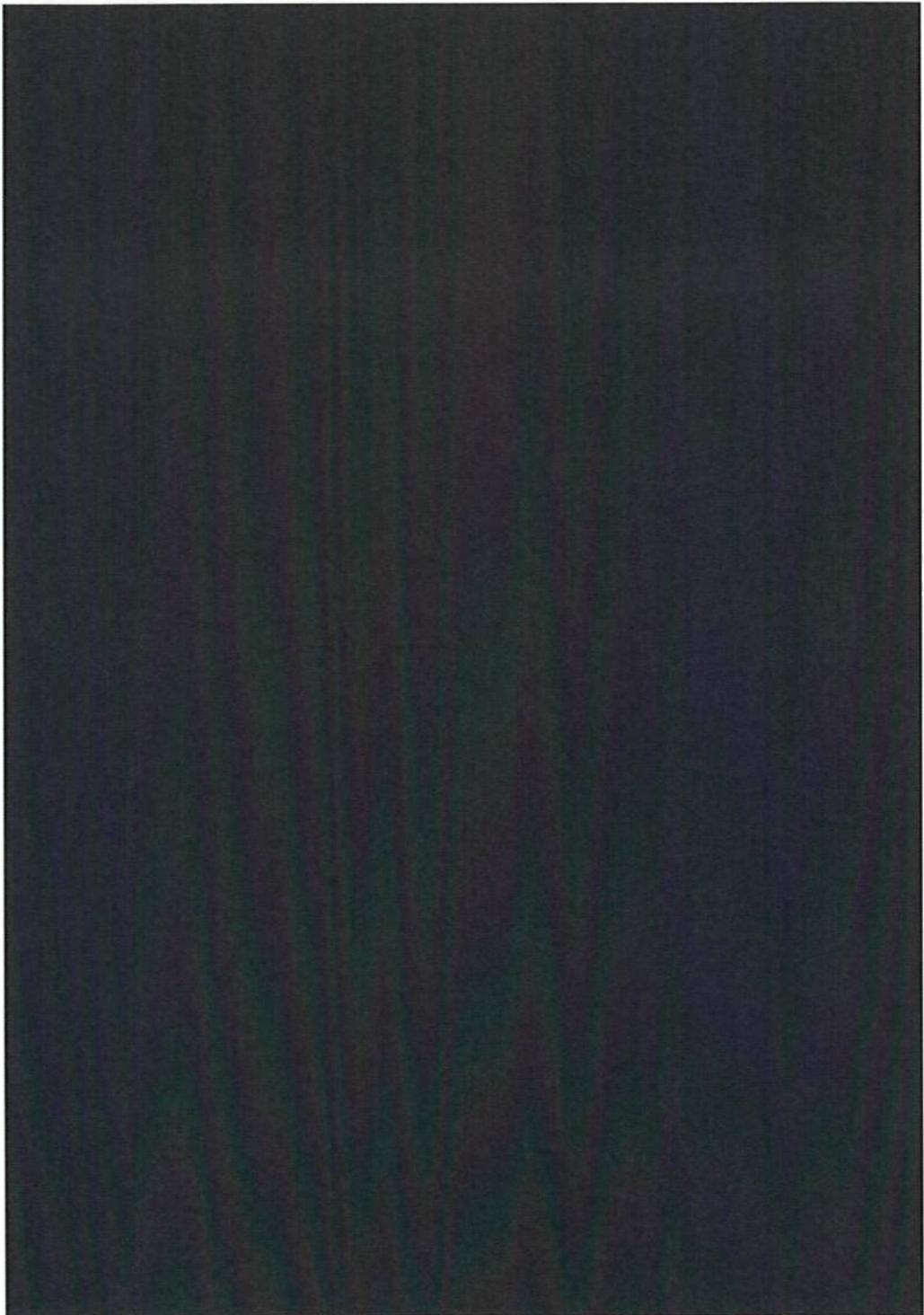


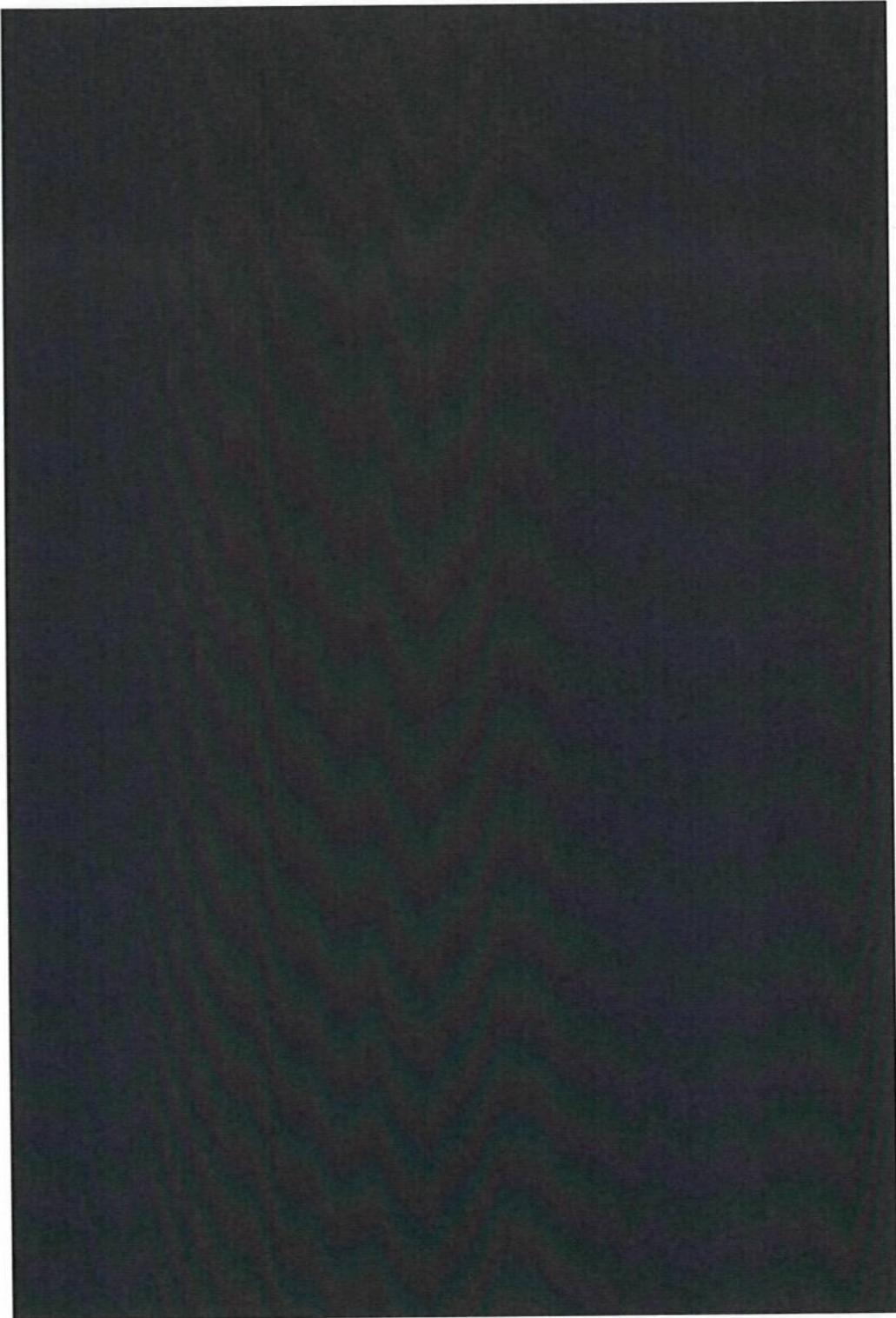


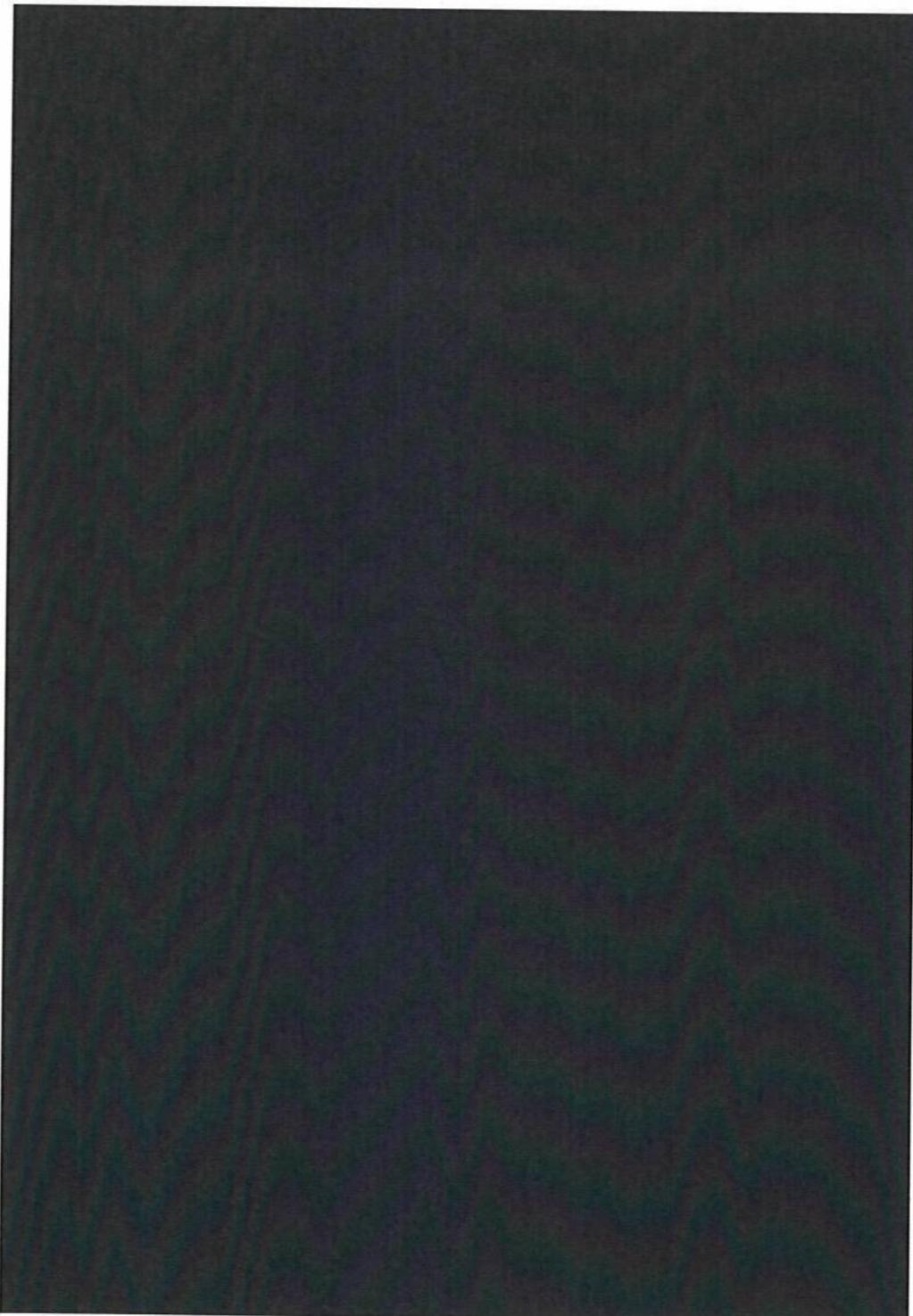


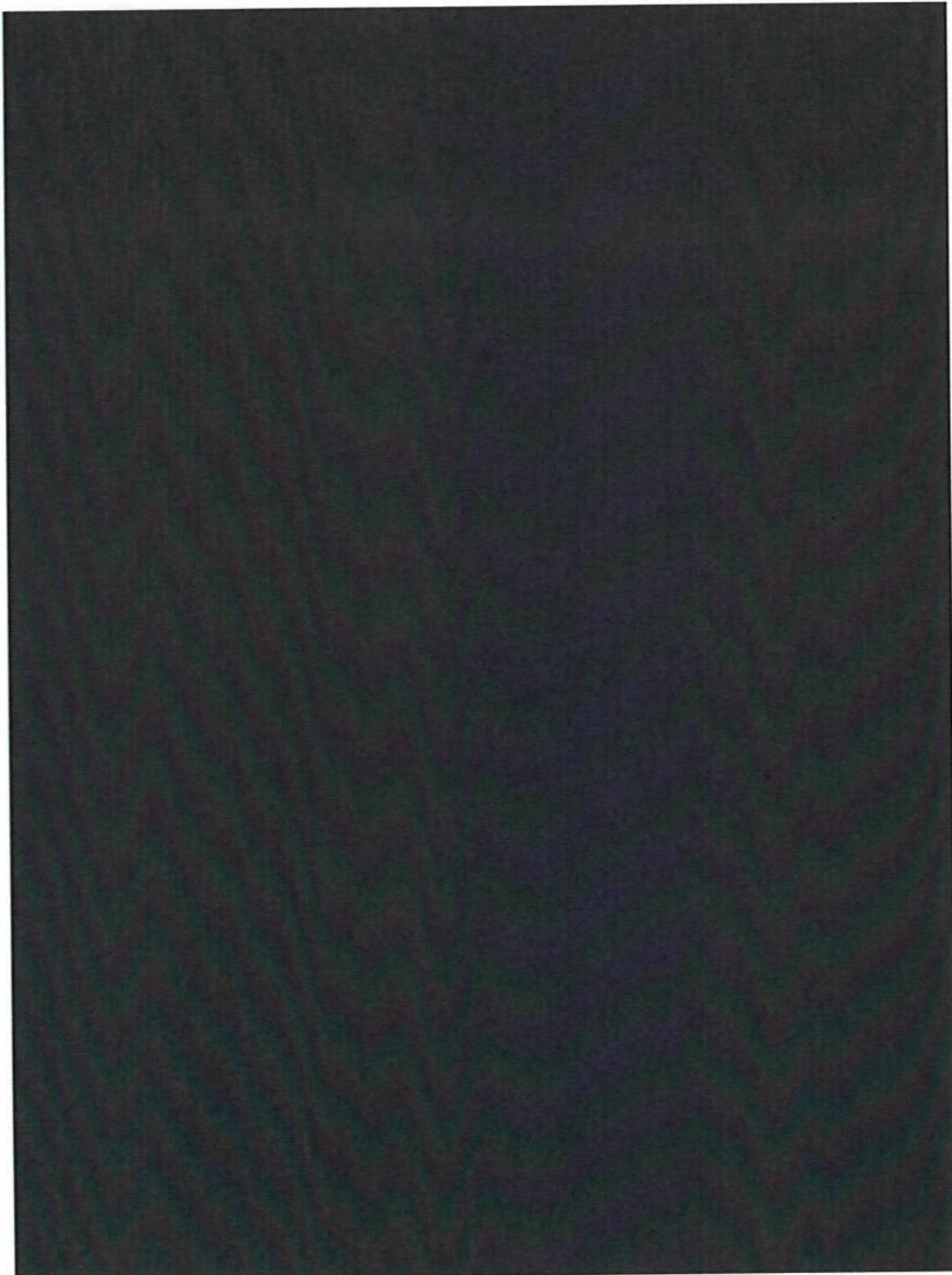


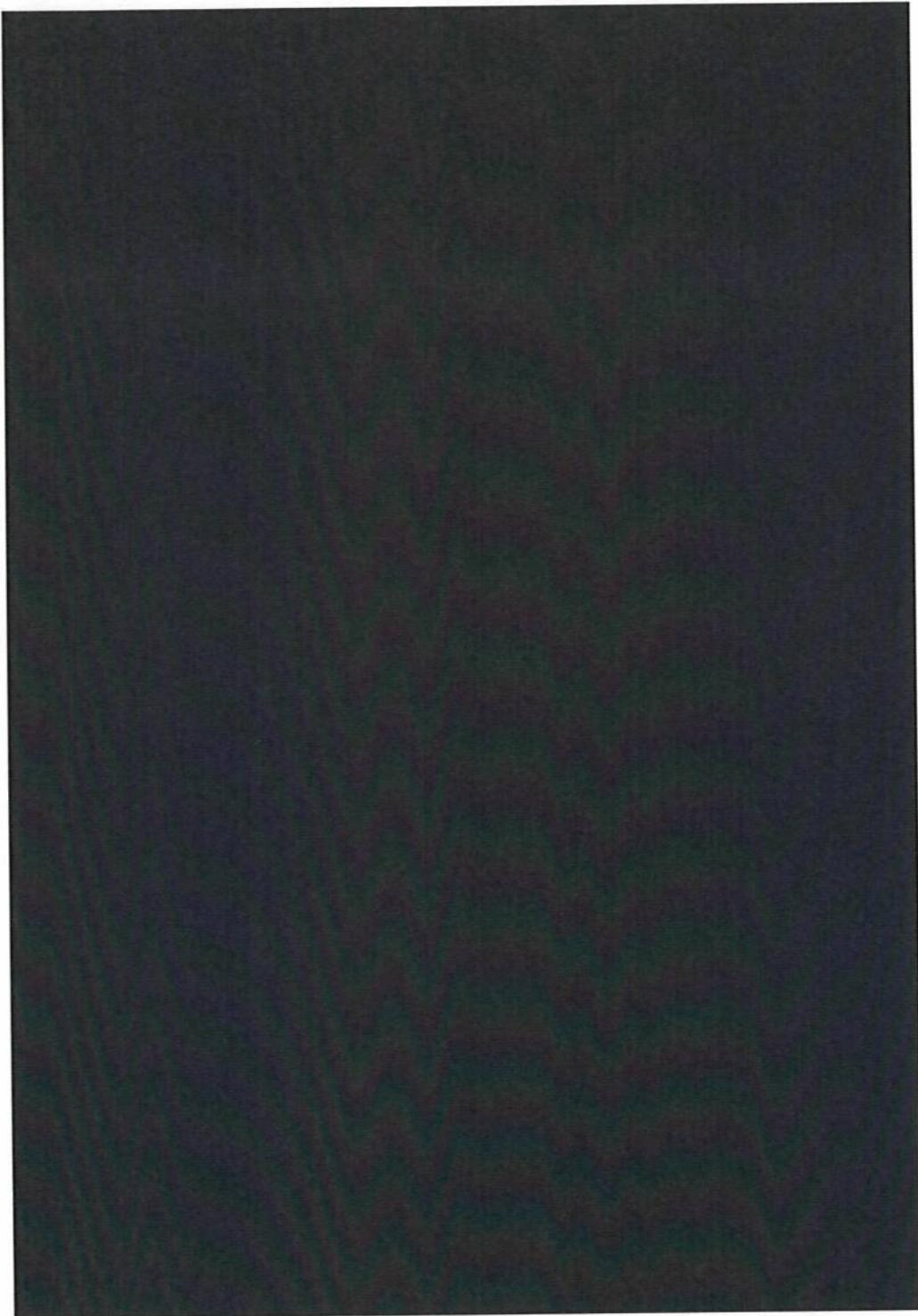


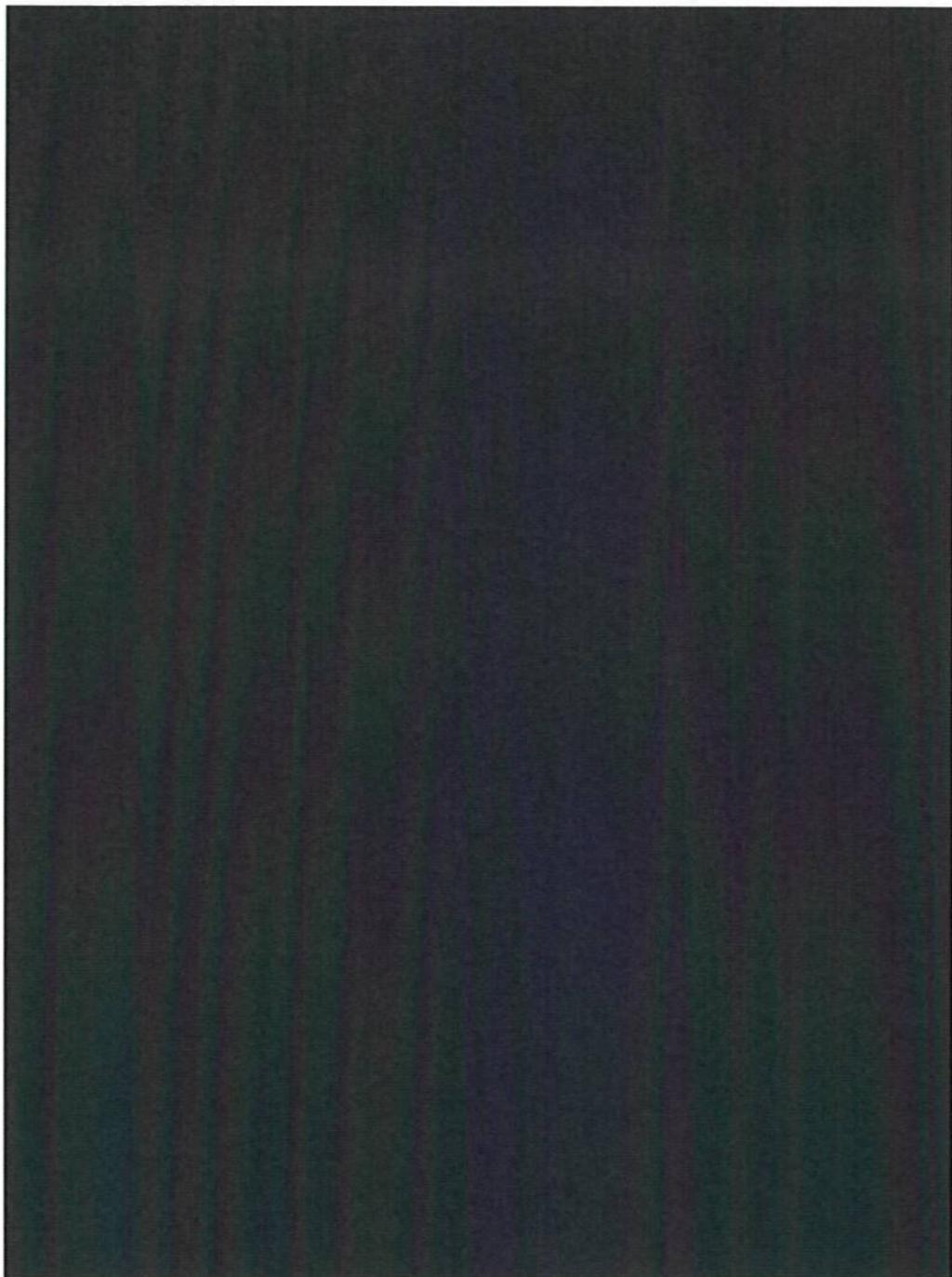










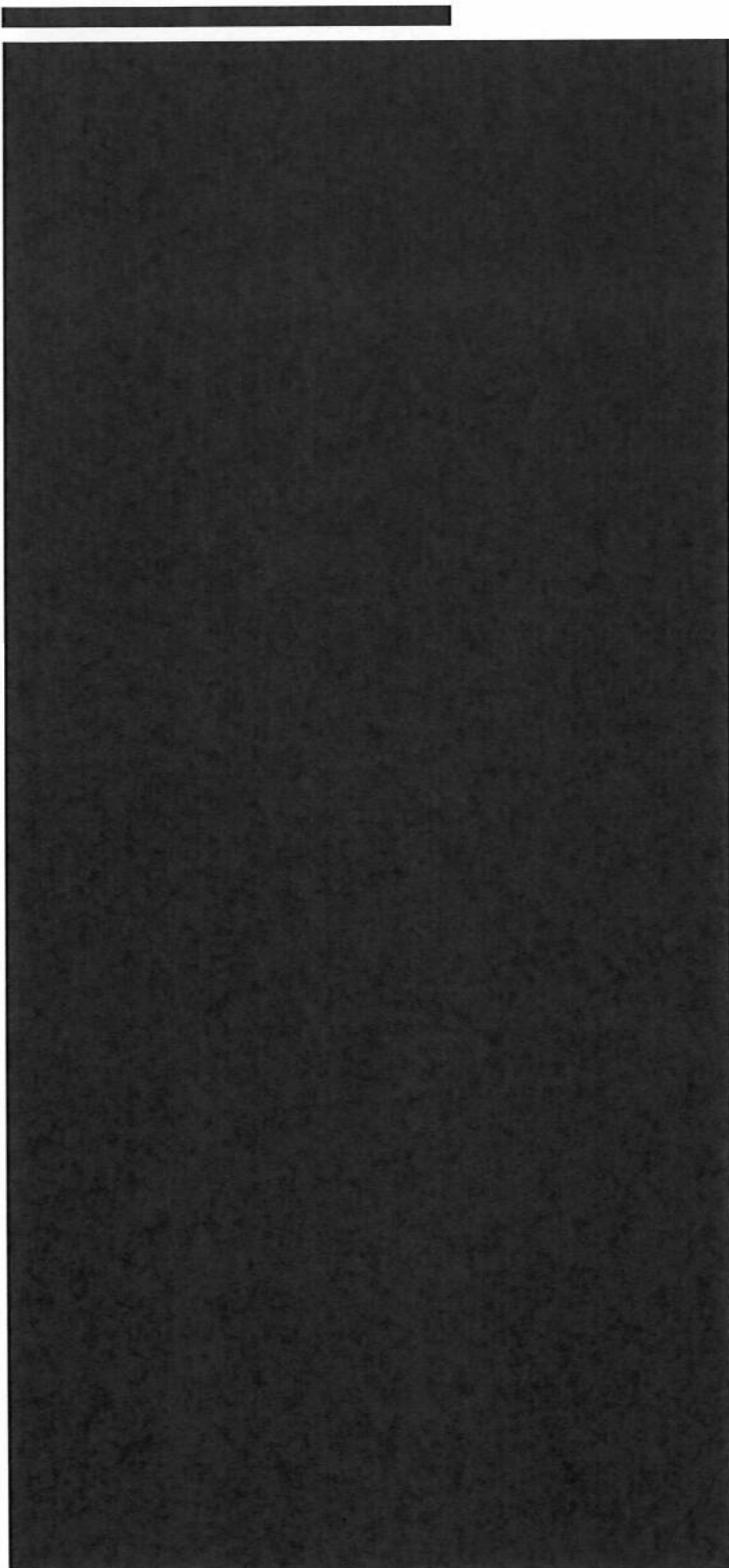




### 5.3 Ergebnisse der Evaluation

Tabelle 4: Rangfolge nach Standortevaluation

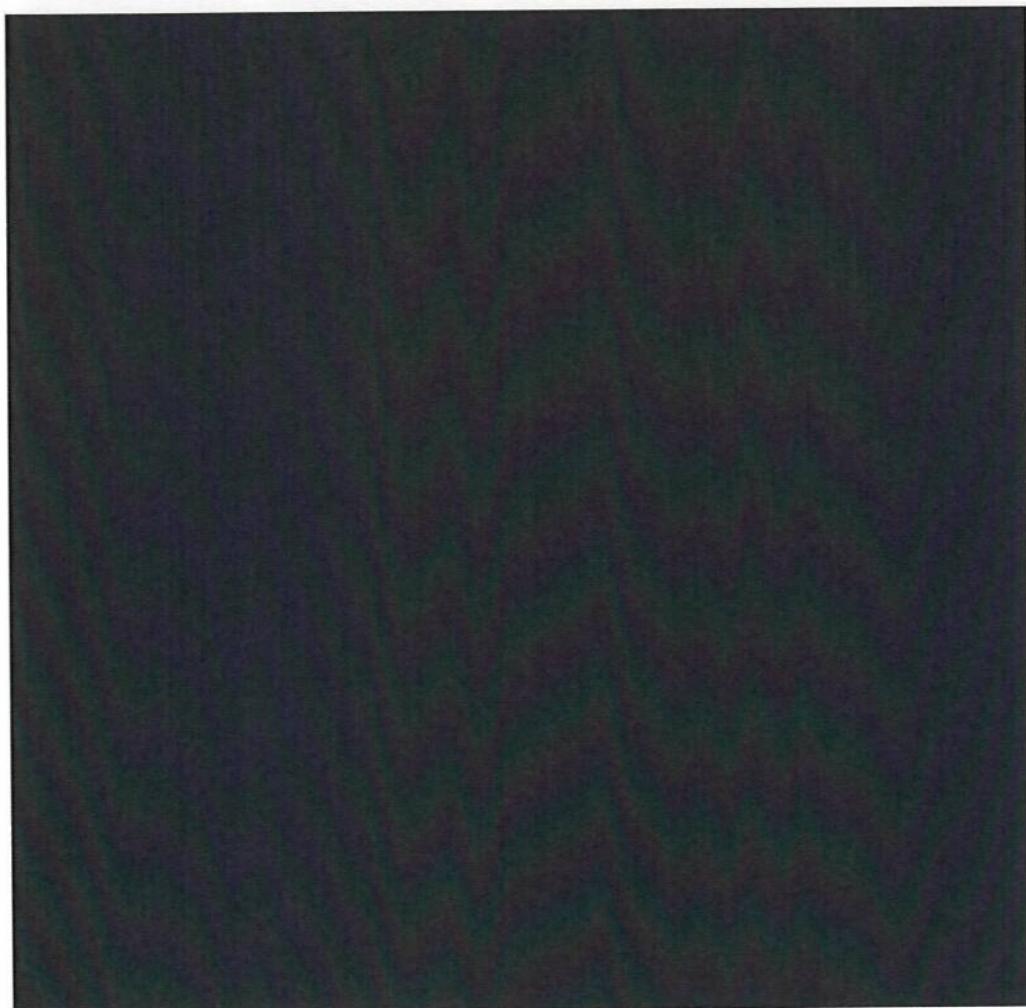
Platz	Koordinaten	Wertung
1	47.380000, 10.000000	100
2	47.380000, 10.000000	100
3	47.380000, 10.000000	100
4	47.380000, 10.000000	100
5	47.380000, 10.000000	100
6	47.380000, 10.000000	100
7	47.380000, 10.000000	100
8	47.380000, 10.000000	100
9	47.380000, 10.000000	100
10	47.380000, 10.000000	100
11	47.380000, 10.000000	100
12	47.380000, 10.000000	100
13	47.380000, 10.000000	100
14	47.380000, 10.000000	100
15	47.380000, 10.000000	100
16	47.380000, 10.000000	100
17	47.380000, 10.000000	100
18	47.380000, 10.000000	100
19	47.380000, 10.000000	100
20	47.380000, 10.000000	100
21	47.380000, 10.000000	100
22	47.380000, 10.000000	100
23	47.380000, 10.000000	100
24	47.380000, 10.000000	100
25	47.380000, 10.000000	100
26	47.380000, 10.000000	100
27	47.380000, 10.000000	100
28	47.380000, 10.000000	100
29	47.380000, 10.000000	100
30	47.380000, 10.000000	100
31	47.380000, 10.000000	100
32	47.380000, 10.000000	100
33	47.380000, 10.000000	100
34	47.380000, 10.000000	100
35	47.380000, 10.000000	100
36	47.380000, 10.000000	100
37	47.380000, 10.000000	100
38	47.380000, 10.000000	100
39	47.380000, 10.000000	100
40	47.380000, 10.000000	100
41	47.380000, 10.000000	100
42	47.380000, 10.000000	100
43	47.380000, 10.000000	100
44	47.380000, 10.000000	100
45	47.380000, 10.000000	100
46	47.380000, 10.000000	100
47	47.380000, 10.000000	100
48	47.380000, 10.000000	100
49	47.380000, 10.000000	100
50	47.380000, 10.000000	100
51	47.380000, 10.000000	100
52	47.380000, 10.000000	100
53	47.380000, 10.000000	100
54	47.380000, 10.000000	100
55	47.380000, 10.000000	100
56	47.380000, 10.000000	100
57	47.380000, 10.000000	100
58	47.380000, 10.000000	100
59	47.380000, 10.000000	100
60	47.380000, 10.000000	100
61	47.380000, 10.000000	100
62	47.380000, 10.000000	100
63	47.380000, 10.000000	100
64	47.380000, 10.000000	100
65	47.380000, 10.000000	100
66	47.380000, 10.000000	100
67	47.380000, 10.000000	100
68	47.380000, 10.000000	100
69	47.380000, 10.000000	100
70	47.380000, 10.000000	100
71	47.380000, 10.000000	100
72	47.380000, 10.000000	100
73	47.380000, 10.000000	100
74	47.380000, 10.000000	100
75	47.380000, 10.000000	100
76	47.380000, 10.000000	100
77	47.380000, 10.000000	100
78	47.380000, 10.000000	100
79	47.380000, 10.000000	100
80	47.380000, 10.000000	100
81	47.380000, 10.000000	100
82	47.380000, 10.000000	100
83	47.380000, 10.000000	100
84	47.380000, 10.000000	100
85	47.380000, 10.000000	100
86	47.380000, 10.000000	100
87	47.380000, 10.000000	100
88	47.380000, 10.000000	100
89	47.380000, 10.000000	100
90	47.380000, 10.000000	100
91	47.380000, 10.000000	100
92	47.380000, 10.000000	100
93	47.380000, 10.000000	100
94	47.380000, 10.000000	100
95	47.380000, 10.000000	100
96	47.380000, 10.000000	100
97	47.380000, 10.000000	100
98	47.380000, 10.000000	100
99	47.380000, 10.000000	100
100	47.380000, 10.000000	100

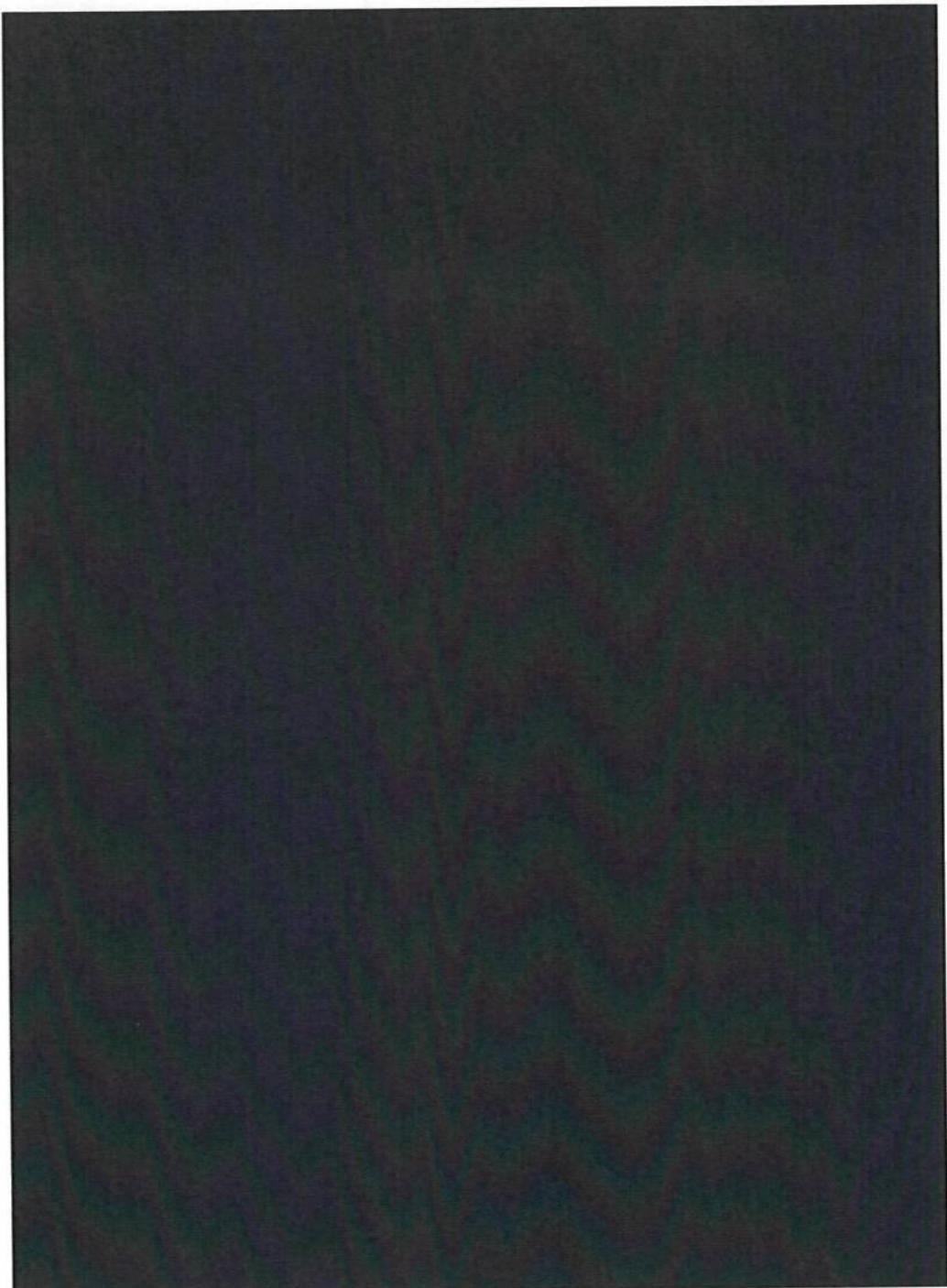




5.4







## 6 Kostenabschätzung

Den Kostenschätzungen sind folgende Wechselkurse zugrunde gelegt:

1 USD = 0.87 EUR = 0.92 CHF

### 6.1 CAPEX

Die Investitionskosten setzen sich aus den folgenden Komponenten zusammen:

- Die **Anlagenkosten** beinhalten die Kosten für Planung, Beschaffung, Errichtung und Inbetriebnahme der Anlage. Die Kostenschätzungen werden mit der weit verbreiteten Software GT Pro von Thermoflow™ mit entsprechenden Kostenmultiplikatoren für die Schweiz erstellt. Die Software stellt regionale Kostenmultiplikatoren bereit, die regelmäßig aktualisiert werden. Darüber hinaus modifiziert AFRY die Kostenmultiplikatoren basierend auf Kosteninformation auslaufenden Projekten. Die Kosten basieren auf einer schlüsselfertigen Lieferung der Anlage durch einen Generalunternehmer. Der Lieferumfang beinhaltet die gesamte Anlage innerhalb des Areals. Die elektrische Liefergrenze sind die HS-Transformatorklemmen. Tabelle 6-1 zeigt die Kostenaufschlüsselung der Anlagenkosten (welche für das Kraftwerk dann entsprechend zweimal anfallen).

Tabelle 6-1 Kostenaufschlüsselung Anlagenkosten

Kostenpunkt	
Maschinen und Ausrüstung	139.1 MCHF
Montage und Rohrleitungen	28.2 MCHF
Bauarbeiten und Gebäude	28.2 MCHF
Planung und Inbetriebsetzung	12.4 MCHF
Unvorhergesehenes	10.4 MCHF
Kosten Generalunternehmer	21.8 MCHF
<b>Anlagenkosten, schlüsselfertig</b>	<b>240.1 MCHF</b>

- Die Kosten für **Inbetriebnahme** und Tests beinhalten die Kosten für Brennstoff und CO<sub>2</sub>. Eine Vergütung für den dabei erzeugten Strom wird mit 40 CHF/MWh berücksichtigt. Die Kosten basieren auf 500 Vollaststunden und einem Gaspreis von 25 CHF/MWh und CO<sub>2</sub>-Preis von 121.5 CHF/t.
- Ein **Erstinventar** an Ersatzteilen, Ammoniakwasser und Verbrauchsmaterial muss vor dem Beginn des kommerziellen Betriebs beschafft werden.
- Die Kosten für die **Erdgasanbindung** werden anhand von konservativen Annahmen bezüglich der Entfernung zum Anschlusspunkt abgeschätzt. Die Kosten beinhalten die folgenden Komponenten:
  - Errichtung einer Gasdruckregel- und Messanlage (GDRM) am Abgang
  - 5 km Gasleitung inklusive Erdarbeiten
  - Planung und Bauüberwachung
- Die Kosten für die **elektrische Anbindung** werden anhand von konservativen Annahmen bezüglich Entfernung, Spannungsebene und Leitungsart abgeschätzt. Die Kosten beinhalten die folgenden Komponenten:
  - 380 kV gasisolierte Schaltanlage am Standort mit drei Eingangsfeldern und einem Abgangsfeld

- 5 km Kabelleitung
- Ein neues Eingangsfeld am bestehenden Unterwerk (AIS)
- Planung und Bauüberwachung
- Projektentwicklung, Bewilligungen und Management
- Für die Wartung von Gasturbinen werden üblicherweise **Long Term Service Agreements (LTSA)** mit dem Hersteller der Gasturbine oder Drittanbietern abgeschlossen. Für die Mobilisierung des LTSA Lieferanten wird üblicherweise eine einmalige Zahlung zu Beginn des kommerziellen Betriebes der Anlage fällig, die Teil der Investition ist. Für Details siehe Abschnitt 6.3.1.
- Die Organisation für den Betrieb und die Instandhaltung der Anlage muss bereits vor dem Beginn des kommerziellen Betriebs aufgebaut und das nötige Personal rekrutiert und geschult werden. Neben der theoretischen Schulung nimmt das Betriebspersonal an der Inbetriebsetzung teil, um sich mit der Anlage vertraut zu machen. Die Kosten für die **Mobilisierung des Personals** ist Teil der Investitionskosten. Als Mobilisierungskosten werden die Vollzeit-Arbeitskosten für ein halbes Jahr angenommen (siehe Abschnitt 6.3.2).
- Es wird angenommen, dass das **Land für den Standort** käuflich erworben werden muss. Die Kosten für den Grunderwerb werden basierend auf einer Fläche von 4 ha mit einem Bodenpreis für industrielles unbebautes Land von 275 CHF/m<sup>2</sup> abgeschätzt.

Tabelle 6-2 zeigt die Aufstellung der Investitionskosten von insgesamt 343 MCHF (je Anlage).

Tabelle 6-2 Kostenaufschlüsselung Investitionskosten

Kostenpunkt	
Anlagenkosten, schlüsselfertig	240.1 MCHF
Inbetriebnahme	28.0 MCHF
Erstinventar	1.2 MCHF
Gasanbindung	18.6 MCHF
Elektrische Anbindung	29.4 MCHF
Projektentwicklung, Genehmigung und Management	12.0 MCHF
Mobilisierung LTSA	3.6 MCHF
Mobilisierung Personal	1.2 MCHF
Land	11.0 MCHF
<b>Gesamt</b>	<b>345.1 MCHF</b>

## 6.2 CAPEX für Betrieb mit Heizöl statt Erdgas

Falls an einem Standort Erdgas nicht in ausreichender Menge verfügbar gemacht werden kann, muss HEL als Brennstoff eingesetzt werden<sup>NN</sup>. Dadurch entfallen die Kosten für die Gasanbindung aber es fallen Kosten für Gleisanlagen und Entladestation für Kesselwagen sowie ein Tanklager an. Technische Details sind in Abschnitt 4.5 dargestellt.

Die Mehrkosten (je Anlage) sind im Wesentlichen auf folgende Kosten zurückzuführen:

- Durch das Tanklager (2x30'000 m<sup>3</sup>) und die Anlagen zur Bahnentladung kann mit zusätzlichen Anlagenkosten von etwa 26 MCHF gerechnet werden
- Die Kosten für die Inbetriebnahme steigen um etwa 29 MCHF durch den höheren Brennstoffpreis (siehe Abschnitt 6.4) und die höheren CO<sub>2</sub> Emissionen im Vergleich zu Erdgas
- Zum Erstinventar gehört auch die Befüllung des Tanklagers mit 60'000 m<sup>3</sup> Heizöl für etwa 53 MCHF. Darin ist auch die CO<sub>2</sub>-Abgabe von 120 CHF/t CO<sub>2</sub> g.
- Durch den grösseren Platzbedarf der Anlage muss mit zusätzlichen 4 MCHF Kosten für den Kauf des Standortes gerechnet werden.
- Insgesamt kann mit Mehrkosten von 94 MCHF gerechnet werden.

Tabelle 6-3 Mehrkosten für Betrieb mit Heizöl statt Erdgas

Kostenpunkt	Kosten	Mehrkosten
Anlagenkosten, schlüsselfertig	266.6	26.5 MCHF
Inbetriebnahme	57.2	29.2 MCHF
Erstinventar	54.3	53.1 MCHF
Gasanbindung	0.0	-18.6 MCHF
Elektrische Anbindung	29.4	0.0 MCHF
Projektentwicklung, Genehmigung und Management	12.0	0.0 MCHF
Mobilisierung LTSA	3.6	0.0 MCHF
Mobilisierung Personal	1.2	0.0 MCHF
Land	15.1	4.1 MCHF
<b>Gesamt</b>	<b>439.4</b>	<b>94.3 MCHF</b>

## 6.3 Betriebskosten

Die Betriebskosten für die einzelne Anlage beinhalten die Kosten für Betrieb und Instandhaltung sowie Kosten für die Beschaffung von Brennstoff und erforderlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte.

Die Betriebskosten beinhalten die folgenden Komponenten:

- Instandhaltung der Anlage
- Arbeitskosten
- Energieverbrauch im Stillstand
- Brennstoff, CO<sub>2</sub>-Kosten und Ammoniakwasser

<sup>NN</sup> Das Anlagenkonzept sieht nur die Verwendung eines einzigen Brennstoffs vor – Erdgas. Technisch machbar wäre jedoch auch die Ausrüstung der Anlage für zwei Brennstoffe, welche dann alternativ genutzt werden können. Dann allerdings wäre auch die Infrastruktur für beide Brennstoffe zu implementieren.

- Verschiedenes

#### 6.3.1 Instandhaltung

Aufgrund der geringen Betriebsstunden der Anlage beschränkt sich die Instandhaltung auf die fachgerechte Konservierung der Ausrüstung und der Kontrolle der Funktions tüchtigkeit.

Für die Instandhaltung von Gasturbinen werden üblicherweise Long Term Service Agreements (LTSA) mit dem Hersteller der Gasturbine oder Drittanbietern abgeschlossen. Der LTSA Lieferant wird geplante Inspektionen und Wartungsarbeiten an den Gasturbinen und Generatoren durchführen. Je nach Gestaltung des Vertrages wird der LTSA Lieferant zu einem gewissen Grad ungeplante Wartungsarbeiten und Reparaturen durch führen.

Üblicherweise bestehen die Zahlungen für das LTSA aus den folgenden Komponenten:

- Für die Mobilisierung des LTSA Lieferanten, inklusive Ersatzteile, wird üblicherweise eine einmalige Zahlung zu Beginn des kommerziellen Betriebes der Anlage fällig, die Teil der Investition ist.
- Monatlich wird eine feste Zahlung erhoben, die unabhängig vom Betrieb der Anlage ist.
- Eine variable Summe wird in Abhängigkeit von den tatsächlichen Betriebsstunden der Anlage erhoben. Als Kriterium kommen hier je nach Anbieter äquivalente oder faktorierte Betriebsstunden zur Anwendung, die den Einfluss von Anfahrt- und Abfahrvorgängen und dem eingesetzten Brennstoff in Betracht ziehen.

Die geplanten Inspektionen und Wartungsarbeiten an den Gasturbinen folgen normalerweise einem Wartungsplan, bei dem bestimmte Aktivitäten nach festen Betriebsstunden-Intervallen und/oder Anzahl von Gasturbinenstarts ausgeführt werden müssen. Die für diese Anlage zu erwartenden Betriebsstunden und Starts sind jedoch so gering, dass gemäss üblichem Wartungsplan keine geplanten Aktivitäten zu erwarten wären.

Die Aufgabe eines LTSA Lieferanten würde sich in diesem Projekt auf kleine Inspektionen beschränken, die in festen Zeitintervallen durchgeführt werden. Ungeplante Wartungsarbeiten und Reparaturen, die sich aus den Inspektionen ergeben können oder durch Störungen notwendig werden, sollten vom LTSA Lieferanten ausgeführt werden.

Marktübliche LTSA Preise für Gasturbinen, die als Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke betrieben werden, sind für diese Anlage daher nicht anzusetzen. Es wird daher für dieses Project von einem signifikant reduzierten LTSA Preis ausgegangen.

#### 6.3.2 Arbeitskosten

Aufgrund der geringen Betriebsstunden der Anlage ist der Unterhalt einer kompletten Organisation für Betrieb und Instandhaltung nicht erforderlich. Zum Beispiel werden in Europa Gasturbinen-Kombianlagen mit weniger als 40 Personen betrieben. Das beinhaltet Anlagenbediener, Instandhaltungspersonal, Management und Administration.

Je nach Betreibermodell können die nötigen Ressourcen in einer anderen Anlage arbeiten und wenn erforderlich in der Anlage eingesetzt werden.

Für die Kostenschätzung wird davon ausgegangen, dass das Personal in einer anderen Anlage beschäftigt ist aber zu einem gewissen Prozentsatz für diese Anlage reserviert ist und bezahlt wird.

Die Arbeitskosten werden basierend auf den durchschnittlichen Einkommen, die vom Bundesamt für Statistik für 2020<sup>oo</sup> veröffentlicht worden sind, und den Sozialbeiträgen zulasten der Arbeitgeber und weiteren, insbesondere mit der beruflichen Bildung und Personalrekrutierung verbundenen Kosten, berechnet<sup>pp</sup>. Tabelle 6-4 zeigt die resultierenden, jährlichen Arbeitskosten (je Anlage).

Tabelle 6-4 Arbeitskosten

Kategorie	Jahreseinkommen pro VZS <sup>qq</sup>	Anzahl Personen	Reserviert für die Anlage	Arbeitskosten CHF/a
	CHF/a			
Führungskräfte	130'000	2	25%	81'761
Akademische Berufe (Ingenieure)	113'400	2	20%	57'057
Techniker und gleichrangige Berufe	93'800	5	25%	147'484
Bürokräfte, kaufmännische Angestellte	81'700	2	25%	51'384
Anlagen- und Maschinenbediener	73'500	10	25%	231'132
<b>Gesamt</b>	<b>110'450</b>	<b>21</b>	<b>25%</b>	<b>568'818</b>

### 6.3.3 Energieverbrauch im Stillstand

Während der Stillstandzeiten verbraucht die Anlage Strom für Beleuchtung, Heizung und Lüftung sowie für den Betrieb des Prozessleitsystems und der IT-Systeme. Weiterhin wird Strom für den Betrieb von Lufttrocknern und pumpen zur Konservierung der Anlage und für die Rotordrehvorrichtungen benötigt.

Zur Kostenschätzung wird ein jährlicher Verbrauch von 1'000 MWh mit einem Strompreis von 150 CHF/MWh angesetzt.

### 6.3.4 Brennstoff, CO<sub>2</sub>-Emissionen und Ammoniakwasser

Die Kosten für Brennstoff, CO<sub>2</sub>-Emissionen und Ammoniakwasser werden anhand der Wärme und Massenbilanzen in Abschnitt 4.11 und den folgenden Preisen berechnet:

- Erdgas wird gemäss Abschnitt 2.3.4 mit einem jährlichen Leistungspreis von 6.5 CHF/kW(Hu)<sup>rr</sup> berechnet. Als Leistung wird die erforderliche Feuerungswärmeleistung für 500 MW verwendet.
- Erdgas wird gemäss Abschnitt 2.3.4 mit einem Arbeitspreis von 25 CHF/MWh(Hu) berechnet.
- Für CO<sub>2</sub>-Emissionen wird gemäss Abschnitt 2.4.2 ein Preis von 121.5 CHF/t angesetzt.

<sup>oo</sup> <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/arbeit-erwerb/loehne-erwerbseinkommen-arbeitskosten/erwerbseinkommen.html>

<sup>pp</sup> <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/arbeit-erwerb/loehne-erwerbseinkommen-arbeitskosten/arbeitskosten.html>

<sup>qq</sup> VZS = Vollzeitstelle

<sup>rr</sup> Summe aus Kapazitätsgebühren für Netznutzung Deutschland und Schweiz

- Für Ammoniakwasser (29%) wird ein Preis von 300 CHF/t angesetzt.

### 6.3.5 Verschiedenes

Unter Verschiedenes werden zum Beispiel administrative Kosten und Beschaffung von Chemikalien und Verbrauchsmaterial zusammengefasst. Für Verschiedenes werden jährlich 250'000 CHF reserviert.

### 6.3.6 Zusammenfassung

Die berechneten Betriebskosten sind aufgeteilt nach Fixkosten (je Anlage) und variablen Kosten in Tabelle 6-5 und Tabelle 6-6 dargestellt. Die variablen Kosten beziehen sich auf die Netto-Stromerzeugung.

Tabelle 6-5 Fixkosten

Kostenpunkt	
Brennstoffkosten (Leistungspreis)	9.02 MCHF/a
Arbeitskosten	0.57 MCHF/a
Instandhaltung Fixkosten	2.10 MCHF/a
Stromverbrauch im Stillstand	0.15 MCHF/a
Verschiedenes	0.25 MCHF/a
<b>Fixkosten gesamt</b>	<b>12.09 MCHF/a</b>

Tabelle 6-6 Variable Betriebskosten

Kostenpunkt	
Brennstoffkosten (Arbeitspreis)	69'366.9 CHF/GWh
CO <sub>2</sub> -Kosten	68'526.0 CHF/GWh
Ammoniak	111.9 CHF/GWh
Instandhaltung variable Kosten	319.1 CHF/GWh
<b>Variable Kosten gesamt</b>	<b>138'323.9 CHF/GWh</b>

## 6.4 Betriebskosten für Betrieb mit Heizöl statt Erdgas

Beim Betrieb mit Heizöl fallen die gleichen Kosten an wie beim Betrieb mit Erdgas, jedoch entfällt der Leistungspreis für den Brennstoff.

Die Kosten für Brennstoff, CO<sub>2</sub>-Emissionen und Ammoniakwasser werden anhand der Wärme und Massenbilanzen in Abschnitt 4.11 und den gleichen Preisen wie für den Betrieb mit Erdgas berechnet.

Der Heizölpreis wird anhand der *ICE Low Sulphur Gasoil Futures (ARA)* bestimmt. Die Preise beziehen sich auf die zukünftige Lieferung von schwefelarmem Heizöl vom Verkäufer an den Käufer auf ein Binnenschiff in der Region Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen.

Als langfristig erwartbarer Preis wird ein Kostenniveau von 620 USD/t angesetzt, das dem Future für die Lieferung im Dezember 2023 entspricht<sup>ss</sup>. Der Ölpreis frei Anlagenstandort beinhaltet die Transportkosten per Binnenschiff von Rotterdam nach Basel und [REDACTED] km per Bahn innerhalb der Schweiz sowie die anfallenden Umschlagskosten und die Mineralölsteuer. Für Heizöl (ohne CO<sub>2</sub>-Abgabe) wird ein Preis frei Anlagenstandort von 684 CHF/t angesetzt.

---

<sup>ss</sup> Stand 16.11.2021

Tabelle 6-7 Fixkosten mit Heizöl (je Anlage)

<b>Kostenpunkt</b>	
Brennstoffkosten (Leistungspreis)	0.00 MCHF/a
Arbeitskosten	0.57 MCHF/a
Instandhaltung Fixkosten	2.10 MCHF/a
Stromverbrauch im Stillstand	0.15 MCHF/a
Verschiedenes	0.25 MCHF/a
<b>Fixkosten gesamt</b>	<b>3.07 MCHF/a</b>

Tabelle 6-8 Variable Betriebskosten mit Heizöl

<b>Kostenpunkt</b>	
Brennstoffkosten (Arbeitspreis)	160'740.0 CHF/GWh
CO <sub>2</sub> -Kosten	89'667.0 CHF/GWh
Ammoniak	597.0 CHF/GWh
Instandhaltung variable Kosten	319.1 CHF/GWh
<b>Variable Kosten gesamt</b>	<b>251'323.1 CHF/GWh</b>

## 7 Schlussfolgerungen und Empfehlung für das weitere Vorgehen

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Untersuchungen basieren auf Projektgrundlagen, welche zu Beginn gemeinsam mit ElCom festgelegt wurden. Als vorläufig und bisher nicht im Detail abgeklärt muss die Frage der Verfügbarkeit von ausreichender Gasnetz-Kapazität für die untersuchten, denkbaren Standorte gesehen werden. Insbesondere aus diesem Grund war es notwendig, in den Projektgrundlagen, sowohl für die Standortfrage als auch das eigentliche Anlagenkonzept die grundsätzliche Eignung sowohl für den Brennstoff Erdgas als auch den alternativen Brennstoff HEL zu fordern. Ein wesentlicher Vorteil des Brennstoffs HEL wäre die Möglichkeit, diesen in grösseren Mengen anlagennah zu bevorraten und so auch jegliche (Rest-)Risiken bezüglich der Brennstoffverfügbarkeit zum benötigten Zeitpunkt zu eliminieren. Allerdings wäre dies mit einer nicht unerheblichen Kapitalbindung verbunden, welche gegen die Fixkosten eines auf die speziellen Bedingungen des Kraftwerks abzustimmenden Gasliefervertrages abzuwägen sein wird.

Das Anlagenkonzept, aber auch die Evaluation denkbare Standorte lässt es zu, dass der eigentliche Zweck des Kraftwerks, nämlich das Risiko «ENS > 0» auszuschalten, sowohl mit Erdgas als auch mit HEL erreicht werden kann. Da ebenfalls in den Projektgrundlagen festgelegt wurde, dass die benötigte Nennleistung des Kraftwerks nicht an einem einzigen Standort bereitgestellt werden soll, sondern jeweils zur Hälfte an zwei Standorten, wäre insofern auch ein Brennstoffsplitt denkbar.

Es konnten [REDACTED] denkbare Standorte identifiziert werden, an denen eine Anlage im Grundsatz realisierbar erscheint, wenngleich die finale Abklärung der Brennstoffverfügbarkeit für die einzelnen Standorte nicht erfolgen konnte. Eine Evaluation der Standorte wurde dennoch durchgeführt und ergab eine Rangliste der einzelnen Standorte. Es sei nochmals betont, dass eine solche Grobevaluation lediglich eine Orientierung dafür liefern kann, wo für die weitere Projektentwicklung vertiefte Abklärungen zu empfehlen sind. Auch konnten in dieser Studie aufgrund des knappen Zeitrahmens keine Vor-Ort-Untersuchungen stattfinden. Bereits in den Projektgrundlagen wurde schon darauf hingewiesen, dass eine räumlich gute Verteilung der beiden Standorte aus Sicht der Netzstabilität deutlich zu bevorzugen sein wird. Im Verlaufe des Projektes wurde zudem deutlich, dass es an einzelnen Standorten schwierig werden könnte, die erforderliche Brennstoffleistung von 1'500 MW für die Anlage (GTK) bereit zu stellen. Auch aus diesem Grund sollte die Prämissen «2 Standorte» nach erfolgten, weiteren Abklärungen nochmals überprüft werden. Eventuell muss das Kraftwerk aus Anlagen an drei Standorten aufgebaut werden. Im Extremfall könnten sogar sechs Standorte in Betracht gezogen werden.

Unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen wurde die Technologie «schwere Gasturbinen, E-Klasse» als am besten für das Vorhaben geeignet ermittelt und konkretisiert. Auch dies muss ganz klar unter Berücksichtigung der Projektgrundlagen gesehen werden. Die Technologieauswahl könnte durchaus anders ausfallen, wenn beispielsweise die je Standort zu installierende (Anlagen-)Leistung anders gewählt wird (und dann die Maschinen der F-Klasse berücksichtigt werden können) oder die Brennstoffverfügbarkeit für einzelne Standorte geringer ausfällt als hier angenommen wurde. Dies könnte nämlich eine höhere Anlageneffizienz erzwingen, um die geforderte Anlagenleistung auch mit einer geringeren Brennstoffleistung zu erreichen. Dies sei erwähnt, um zu verdeutlichen, dass das Gesamtbild nach Durchführung dieser Studie zwar wesentlich klarer geworden ist, aber immer noch einige wichtige Parameter, welche dann für die finale

Anlagenkonzeption zu berücksichtigen wären, nicht als endgültig betrachtet werden können. Im Kapitel 8 wird daher auch ein Ausblick gegeben, wie sich das Anlagenkonzept präsentieren könnte, wenn aus den (geänderten) Projektgrundlagen die GKK-Technologie als beste Lösung abgeleitet werden muss.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass unter Beachtung der in dieser Studie getroffenen Annahmen (Projektgrundlagen), das Projektziel durch die Installation von zwei Anlagen basierend auf jeweils 3 schwere Gasturbinen der E-Klasse erreichbar wäre. Eine grobe Kostenschätzung für die notwendigen Investitionskosten sowie Betriebskosten konnte gleichfalls erfolgen. Mögliche Standorte wurden vorgeschlagen und auf sehr hoher Flughöhe vorevaluierter. Wo konkret die beiden Anlagen errichtet und mit welchem Brennstoff sie betrieben werden können, muss zunächst offen bleiben. Weitere Untersuchungen diesbezüglich sind notwendig und AFRY empfiehlt zu diesem Zweck:

1. Detaillierte Abklärung der tatsächlichen Verfügbarkeit der denkbaren Standorte und Auswahl bevorzugter Standorte für die weiteren Untersuchungen.
2. Sowohl mit der Erdgas- als auch mit der Erdölbranche sollten Vorverhandlungen geführt werden, mit dem Ziel dem zukünftigen Betreiber der Anlagen aufzeigen zu können, wie er für die bevorzugten Standorte die notwendige Versorgungssicherheit sicherstellen kann. Dies, um in einer späteren Ausschreibung verlangen zu können, dass der Betreiber die Brennstofflogistik vertraglich und anlagentechnisch gewährleistet.
3. Sicherstellung des rechtlichen Rahmens für alle bevorzugten Standorte, so dass die Realisierung der beiden Anlagen nicht an juristischen Hürden scheitert (insbesondere ist in diesem Zusammenhang zu erwähnen, dass die kantonalen Bestimmungen ein fossil-thermisches Kraftwerk ohne Wärmenutzung ermöglichen müssen).
4. Festlegung des juristischen Modells für die Umsetzung des Vorhabens.
5. Überprüfung der Projektgrundlagen und eventuelle Anpassung dieser, um das finale Anlagenkonzept für zwei konkrete Standorte fixieren zu können.
6. Festlegung des Finanzierungsmodells für die Umsetzung des Vorhabens.
7. Sicherstellung der Verfügbarkeit der Grundstücke für die konkret ausgewählten Standorte für den zukünftigen Betreiber (Kauf, Pacht, ...)

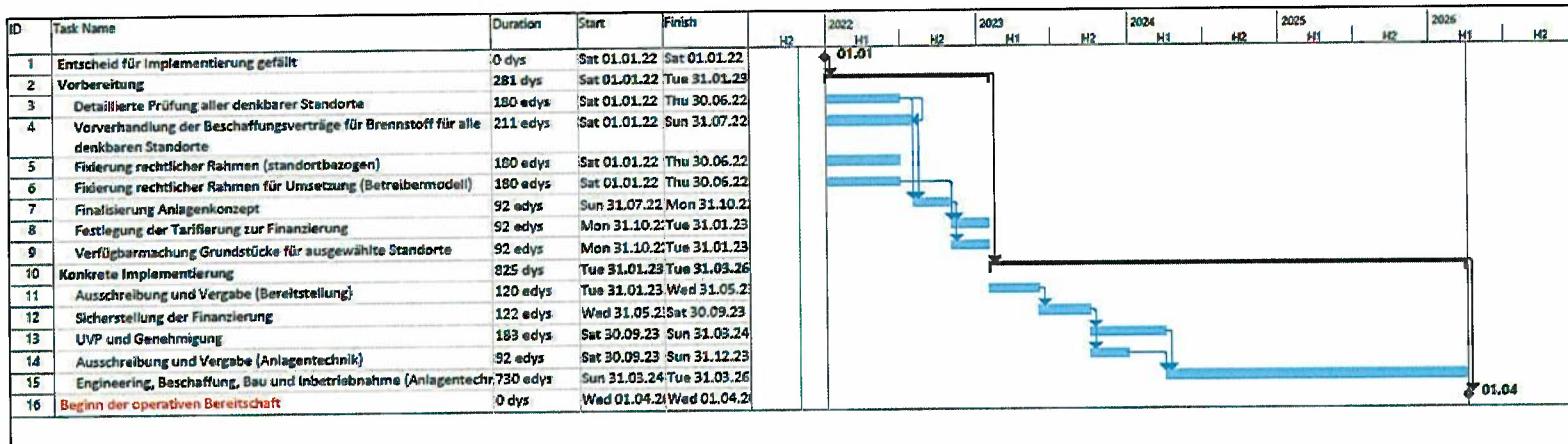
Die vorstehenden genannten Aktivitäten müssten auf der einen Seite mit hoher Priorität und insofern mehr oder weniger gleichzeitig angegangen werden. Andererseits macht insbesondere die Finalisierung des Anlagenkonzepts erst dann Sinn, wenn sowohl die Standort- als auch die damit zusammenhängende Brennstofffrage abschliessend geklärt worden ist. Erst mit dem finalen Anlagenkonzept, der klaren rechtlichen Vorgaben für die Finanzierung und Umsetzung des Vorhabens sowie der Verfügbarkeit der beiden Standorte kann dann die die konkrete Umsetzung des Vorhabens erfolgen.

## 8 Zeitplan Implementierung

Nach Durchführung dieser Studie erscheint das Ziel, ab dem Jahr 2025 zwei betriebsbereite Anlagen implementiert zu haben, kaum erreichbar. Insbesondere die fehlende Sicherheit bezüglich der Brennstoffverfügbarkeit, aber auch der Standorte macht es notwendig, zunächst und energisch weitere Projektentwicklungsschritte voran zu treiben.

In Kapitel 8 wird ein aus heutiger Sicht denkbarer Zeitplan für die Projektrealisierung vorgestellt. Dieser muss als absolut ambitioniert bezeichnet werden und weist den Beginn der Betriebsbereitschaft des Kraftwerks für April 2026 aus. Um ihn einhalten zu können, müssten mit hoher Dringlichkeit zwei Standorte (oder, wenn dies zum Beispiel aus Gründen der Brennstofflogistik notwendig wird, auch drei) entsprechend entwickelt werden. Unbedingte Voraussetzung für diesen Terminplan wäre es, dass die Entscheidung, das Vorhaben in die Tat umzusetzen, noch in diesem Jahr 2021 fällt und dann mit grossem Nachdruck weiterverfolgt wird. Wo immer möglich, müssten einzelne Projektentwicklungsschritte parallel erfolgen. In diesem Zusammenhang wäre es sicherlich auch prüfenswert, allenfalls die Umweltverträglichkeitsprüfung sowie die Genehmigungsverfahren basierend auf ein provisorisches Projekt vorzuziehen. Natürlich bräuchte es für das finale Projekt eine erneute Umweltverträglichkeitsprüfung sowie Genehmigungsverfahren. Sollten die Änderungen zum provisorischen Projekt aber nicht allzu gross sein, könnten diese Verfahren dann aber womöglich schneller durchgeführt werden und hätten auch eine höhere Erfolgsaussicht. Ganz sicher sind für die Einhaltung eines solch ehrgeizigen Terminplans erhebliche personelle Ressourcen auf allen Ebenen zu alloklieren. Wenn nach a) Auswahl der Standorte, b) ausreichender Klärung der Brennstoffverfügbarkeit, c) Definition des rechtlichen Rahmens und d) des Finanzierungskonzepts dann Ausschreibungen für den Besitz und den Betrieb der Anlage erstellt werden, sowie Vergabeverfahren durchzuführen sind, wird bei diesem Zeitplan von zielgerichtet abgeschlossenen Vorarbeiten ausgegangen. Notwendige Nacharbeiten an den Grundlagen würden mit grosser Sicherheit zu Verzögerungen führen.

Zu «Engineering, Beschaffung, Bau und Inbetriebnahme (Anlagentechnik)» gehören auch die Einbindungen in das Stromnetz sowie der Anschluss an die Brennstofflogistik. Der Zeitraum wurde mit 24 Monaten festgelegt, weil davon ausgegangen wird, dass die Beschaffung, bauliche Errichtung und Inbetriebsetzung der Gasturbinen auf dem kritischen Terminpfad liegen werden. Dies bedingt sicherlich, dass schlussendlich Standorte ausgewählt werden, für die die Netzeinbindung eher unkompliziert ist.



## 9 Überblick über die Alternative Gas-Kombi-Kraftwerk (GKK)

In Kapitel 7 werden weitere Untersuchungen empfohlen, um letztlich die finale Entscheidung auch bezüglich der Anlagentechnologie treffen zu können. Mehrfach wurde darauf hingewiesen, dass hohe Kosten für die Brennstoffbereitstellung durchaus dazu führen können, dass sich statt der vorgeschlagenen GTK-Technologie, die GKK-Technologie als die unter dem Strich wirtschaftlichere Alternative erweist. Oder aber, Limite bei den Anschlussleistungen (Erdgas) erzwingen eine solche Entscheidung. Auch wenn all diese Einflussparameter schlussendlich nur nach Abschluss der vorgeschlagenen Abklärungen und Vorverhandlungen mit der notwendigen Eindeutigkeit feststehen werden, soll in diesem Kapitel ein Ausblick bezüglich der wichtigsten Kennzahlen für ein Kraftwerk mit der Gesamtleistung von 2 x 500 MW, realisiert mit GKK-Technologie, gegeben werden. Zu beachten ist in diesem Zusammenhang, dass die Dynamikanforderungen, welche in den Projektgrundlagen definiert sind, mit den hier vorgestellten Anlagen nicht erfüllt werden können.

Mit folgenden GKK-Konfigurationen kann die gewünschte Leistung einer Anlage (500 MW) erzielt werden:

- E-Klasse Kombi: 2 x AE94.2 Kombi
- F-Klasse Kombi: 1 x GE 9F.05 Kombi

Es wird von einer Kühlung durch Nasskühlzellen ausgegangen. Betriebskosten, die durch die Entnahme von Zusatzwasser für das Kühlwasser entstehen können, sind nicht berücksichtigt.

Es sei betont, dass die hier vorgestellten Anlagenkonzepte **nicht** direkt mit der im Abschnitt 4.14 beschriebenen Erweiterung einer 1 x 500 MW Anlage basierend auf die GTK-Technologie vergleichbar ist. Die Anlagenleistungen unterscheiden sich deutlich voneinander!

## 9.1 GKK basierend auf E-Klasse

### 9.1.1 Technische Parameter

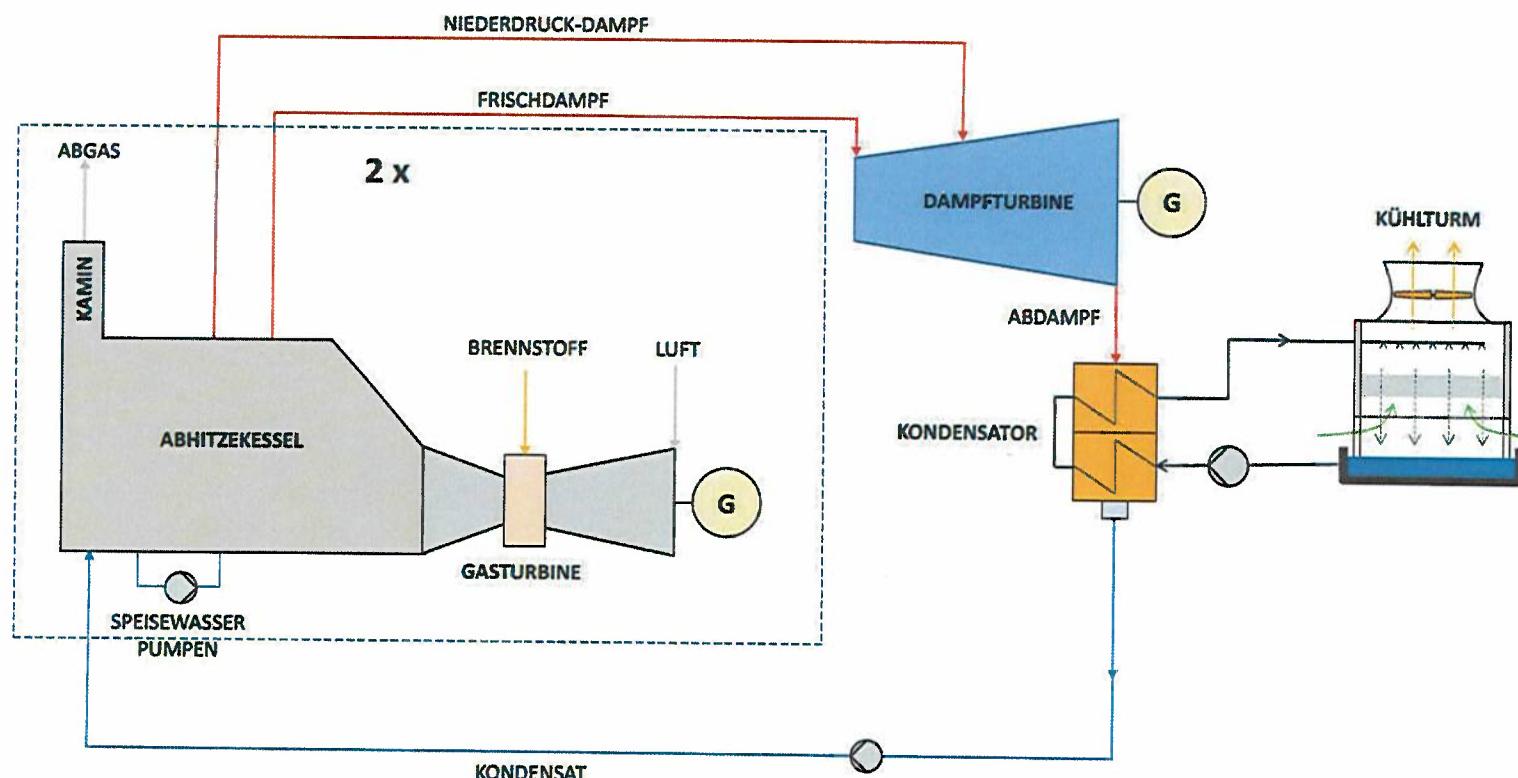
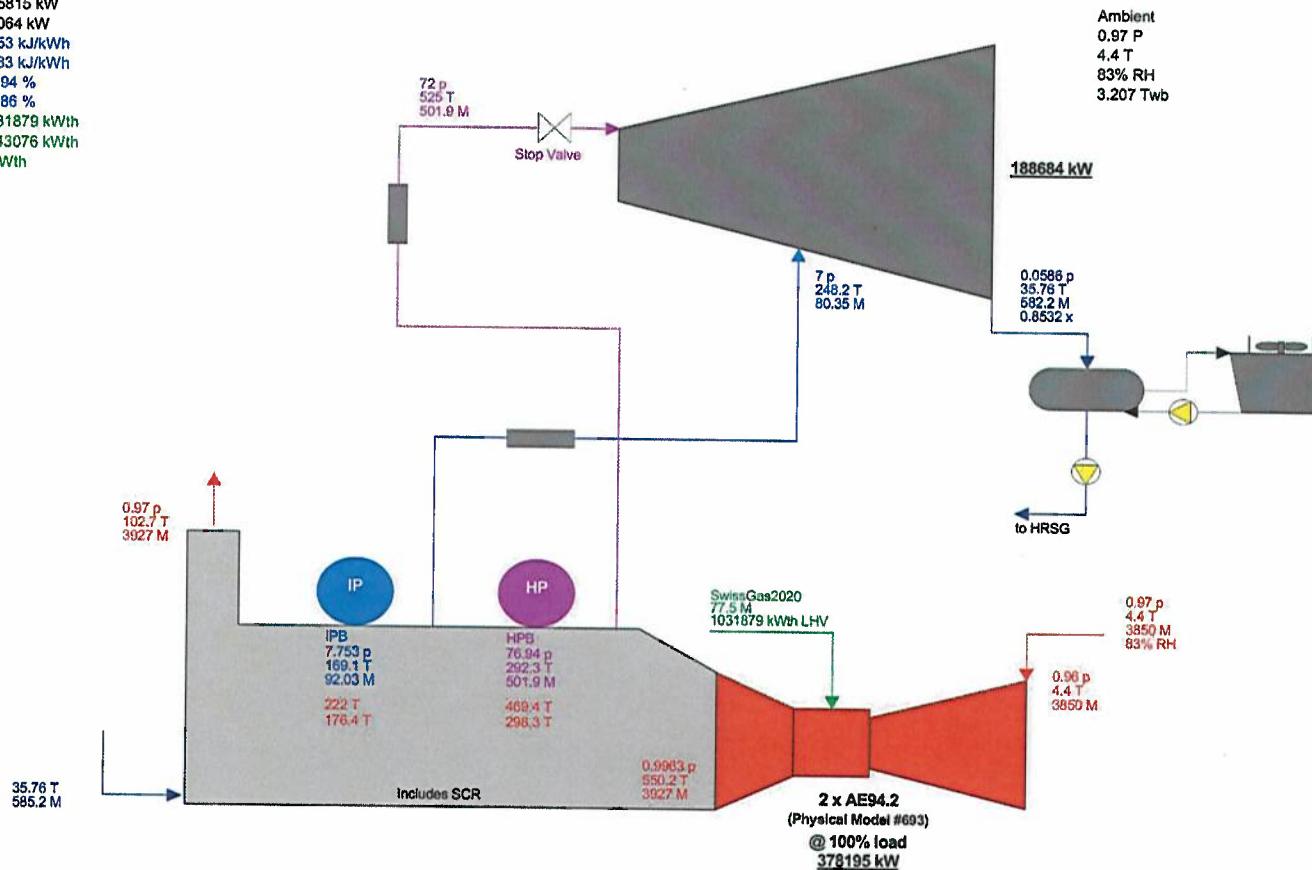


Abbildung 9-1 Vereinfachtes Fließschema E-Klasse Komblanlage

GT PRO 29.0 -	
Gross Power	566679 kW
Net Power	555815 kW
Aux. & Losses	11064 kW
LHV Gross Heat Rate	6553 kJ/kWh
LHV Net Heat Rate	6683 kJ/kWh
LHV Gross Electric Eff.	54.94 %
LHV Net Electric Eff.	53.86 %
Fuel LHV Input	1031879 kWth
Fuel HHV Input	1143076 kWth
Net Process Heat	0 kWth



p [bar] T [C] M [t/h], Steam Properties: IFC-67  
 169 11-05-2021 10:51:35 file=C:\Users\A410343\AFRY\EICom - Studie Reservekraftwerk - AFRY Intern - 300\_Process\350\_Calculation\GTPRO\Design\E-classKombi.GTP

Abbildung 9-2 Wärmeschaltbild E-Klasse Kombianlage

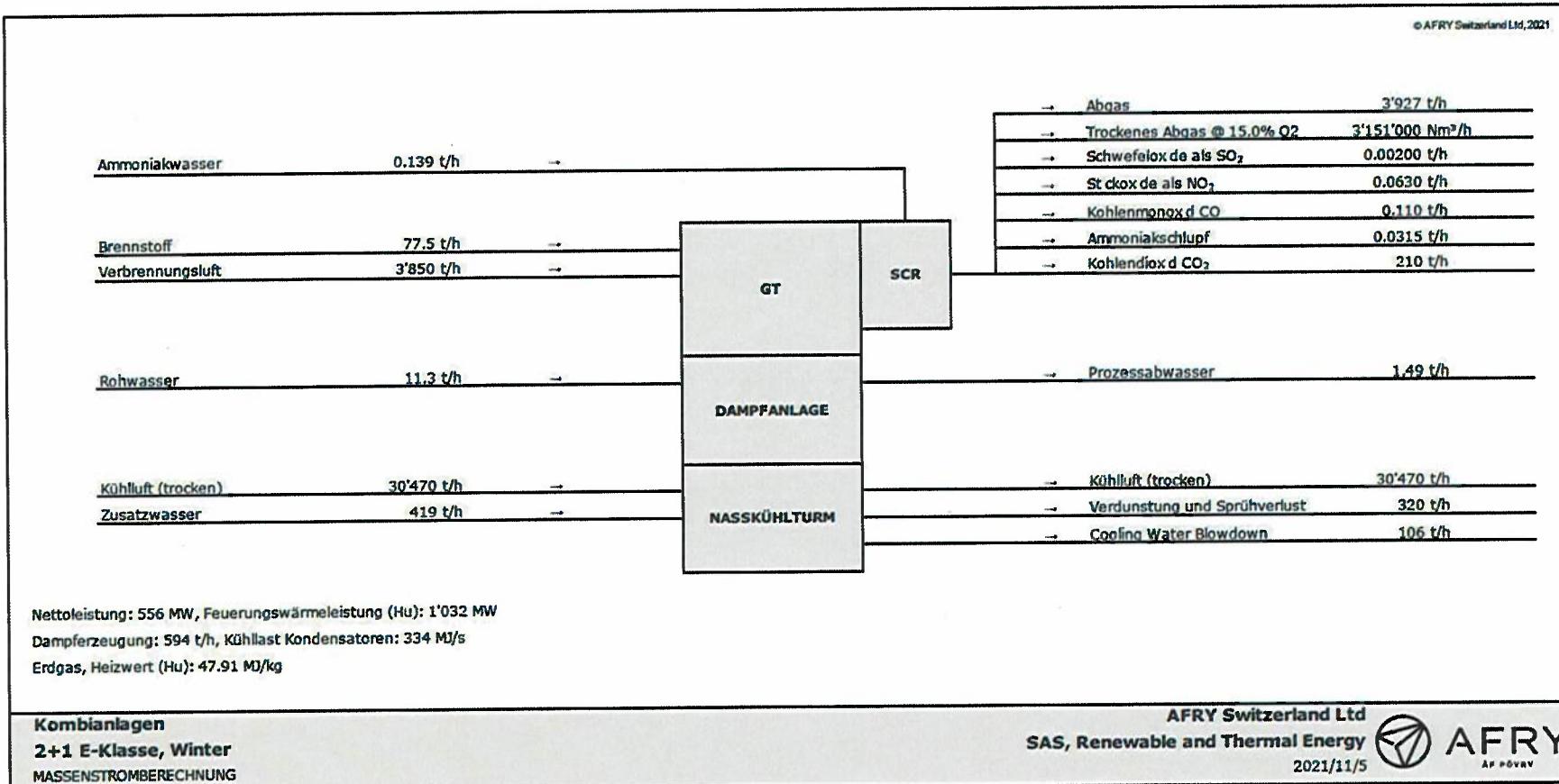


Abbildung 9-3 Massenströme E-Klasse Kombianlage

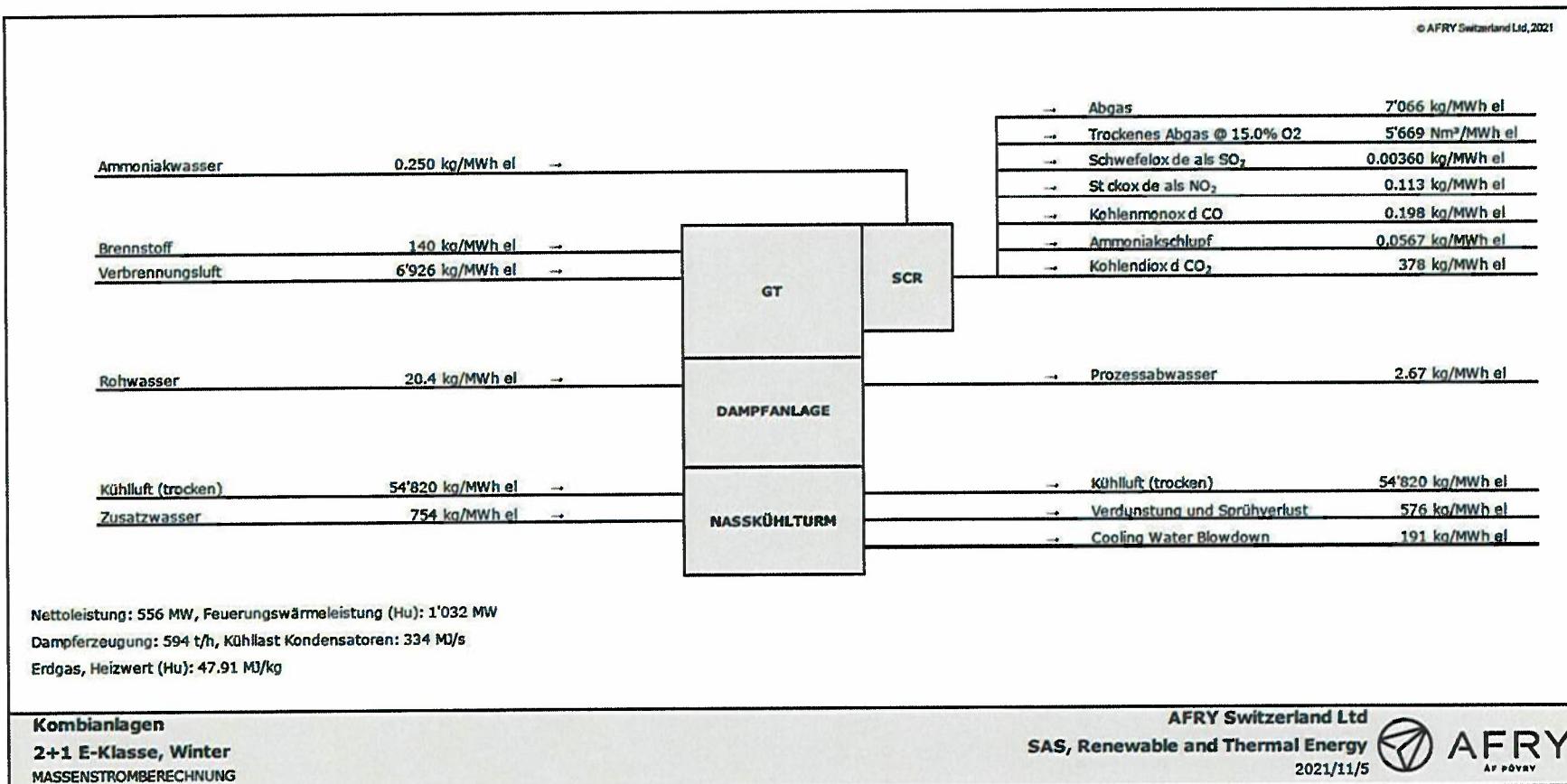


Abbildung 9-4 Spezifische Massenströme E-Klasse Kombianlage

### 9.1.2 Kostenschätzung

Tabelle 9-1 Investitionskosten E-Klasse Kombianlage

<b>Kostenpunkt</b>	
Anlagenkosten, schlüsselfertig	336.1 MCHF
Inbetriebnahme	46.9 MCHF
Erstinventar	1.7 MCHF
Gasanbindung	18.6 MCHF
Elektrische Anbindung	29.4 MCHF
Projektentwicklung, Genehmigung und Management	15.0 MCHF
Mobilisierung LTSA	2.4 MCHF
Mobilisierung Personal	2.2 MCHF
Land	16.5 MCHF
<b>Gesamt</b>	<b>468.8 MCHF</b>

Tabelle 9-2 Fixkosten Betrieb E-Klasse Kombianlage

<b>Kostenpunkt</b>	
Brennstoffkosten (Leistungspreis)	6.03 MCHF/a
Arbeitskosten	0.70 MCHF/a
Instandhaltung Fixkosten	1.70 MCHF/a
Stromverbrauch im Stillstand	0.33 MCHF/a
Verschiedenes	0.25 MCHF/a
<b>Fixkosten gesamt</b>	<b>9.01 MCHF/a</b>

Tabelle 9-3 Variable Kosten Betrieb E-Klasse Kombianlage

<b>Kostenpunkt</b>	
Brennstoffkosten (Arbeitspreis)	46'414.0 CHF/GWh
CO <sub>2</sub> -Kosten	45'927.0 CHF/GWh
Ammoniak	75.0 CHF/GWh
Instandhaltung variable Kosten	319.1 CHF/GWh
<b>Variable Kosten gesamt</b>	<b>92'735.1 CHF/GWh</b>

## 9.2 GKK basierend auf F-Klasse

### 9.2.1 Technische Parameter

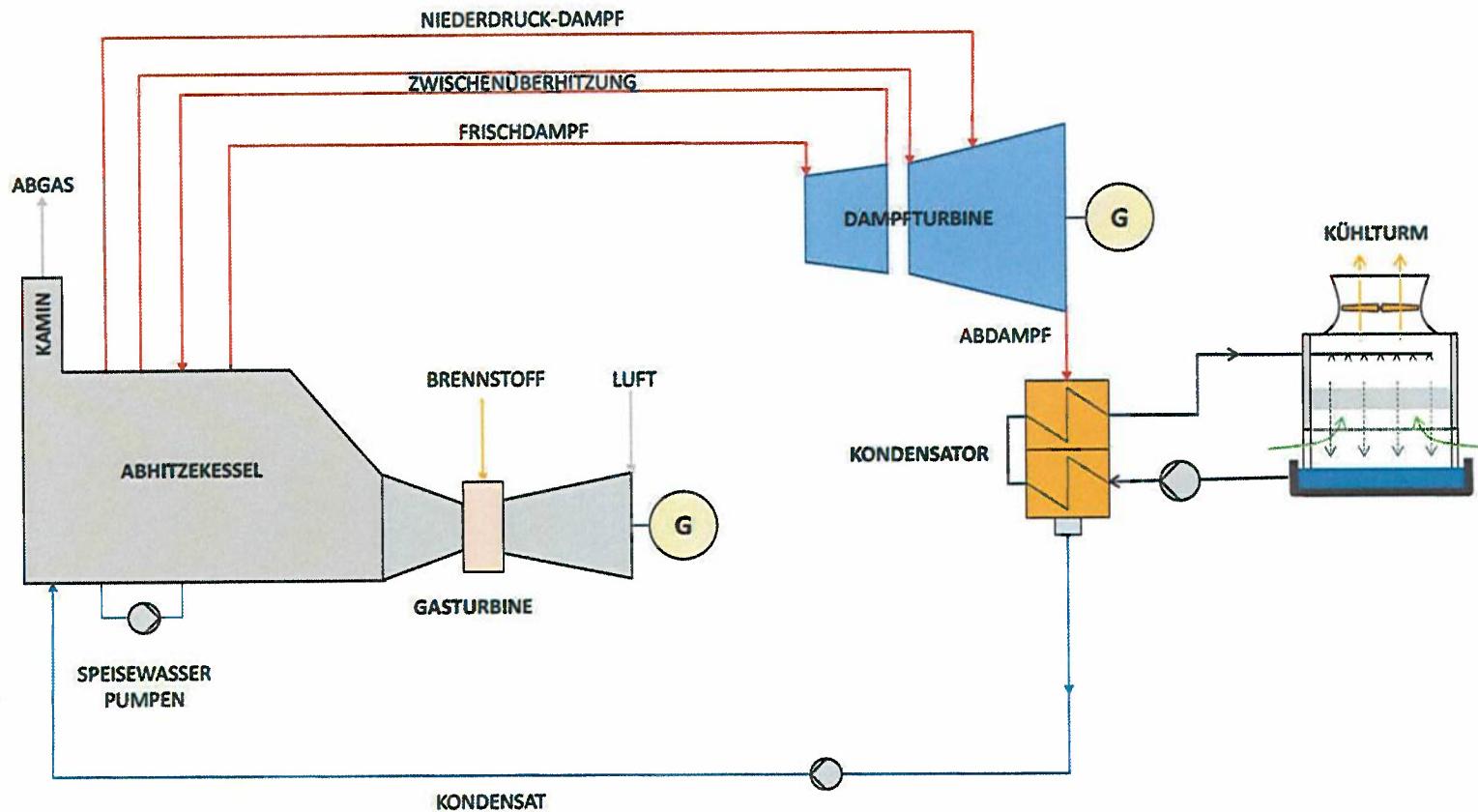
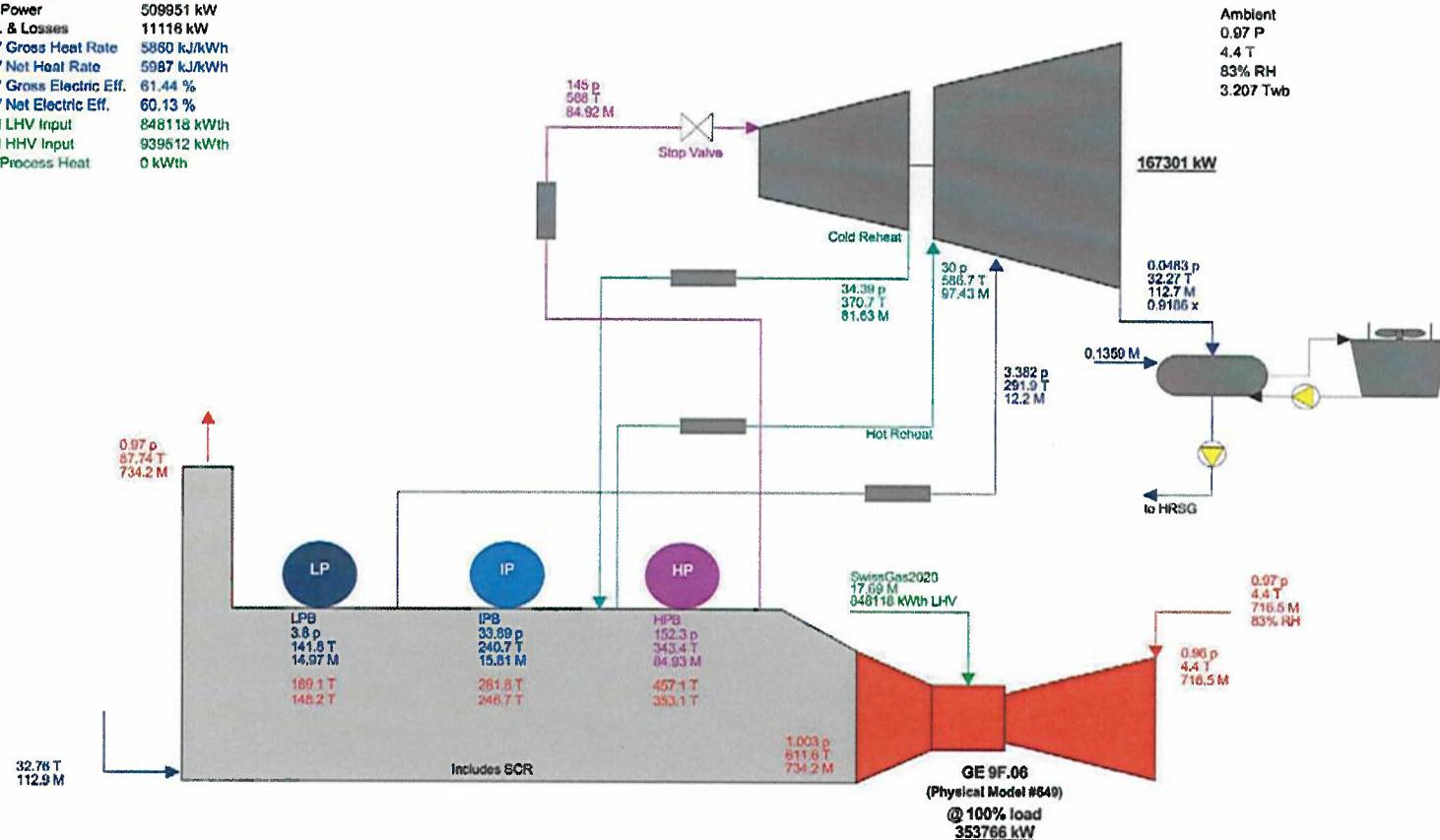


Abbildung 9-5 Vereinfachtes Fließschema F-Klasse Komblanlage

GT PRO 29.0 -	
Gross Power	521087 kW
Net Power	509951 kW
Aux. & Losses	11116 kW
LHV Gross Heat Rate	5860 kJ/kWh
LHV Net Heat Rate	5967 kJ/kWh
LHV Gross Electric Eff.	61.44 %
LHV Net Electric Eff.	60.13 %
Fuel LHV Input	848118 kWh
Fuel HHV Input	939612 kWh
Net Process Heat	0 kWh



p [bar] T [C] M [kg/s], Steam Properties: IFC-67  
 169 11-05-2021 12:04:41 file=C:\Users\A410343\AFRY\EICom - Studio Reserviekraftwerk - AFRY Intern - 300\_Process1350\_Calculation\GTPRO\Design\F-ClassKombi.GTP

Abbildung 9-6 Wärmeschaltbild F-Klasse Kombianlage, Betrieb mit Erdgas

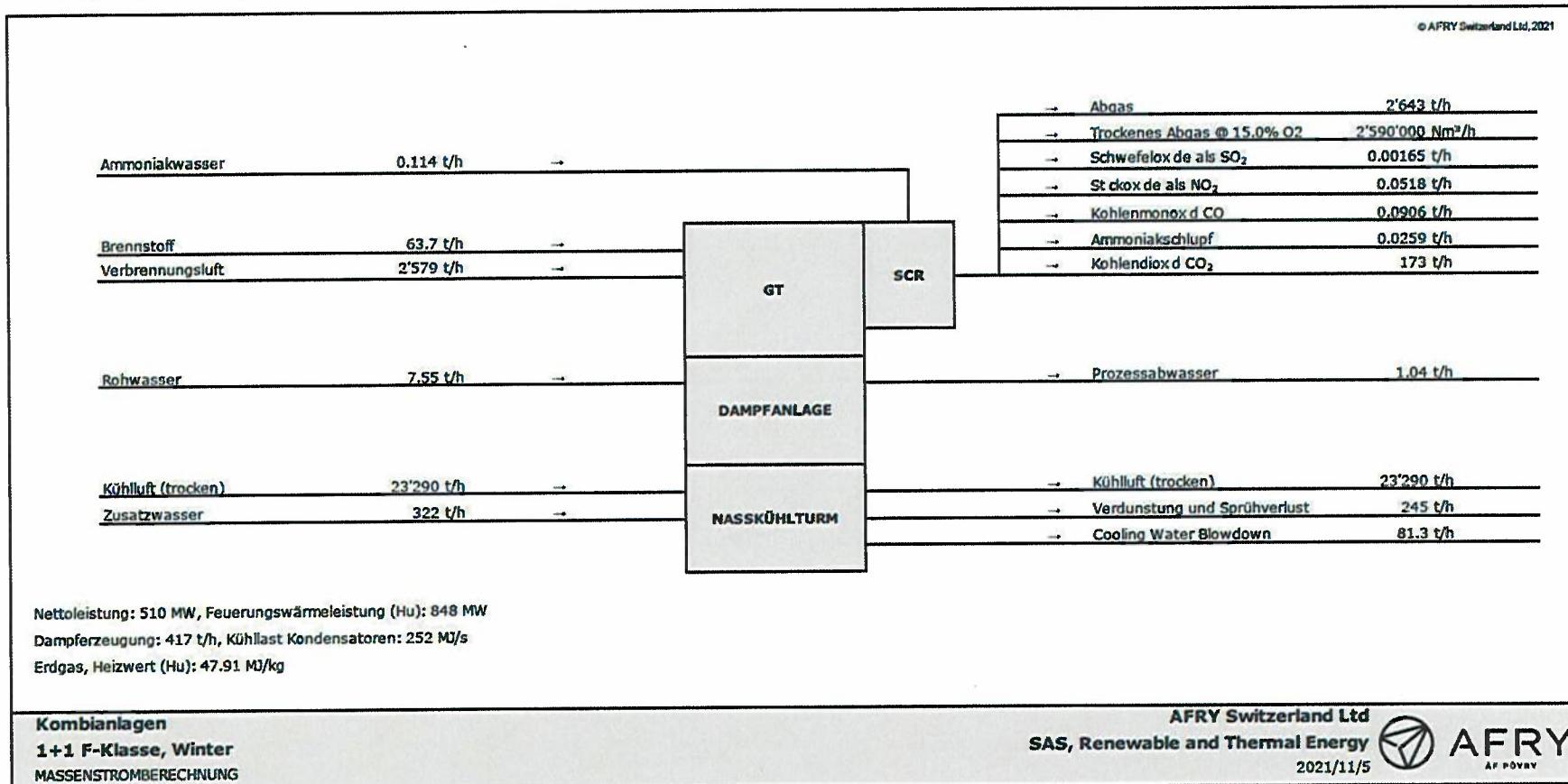


Abbildung 9-7 Massenströme F-Klasse Kombianlage, Betrieb mit Erdgas

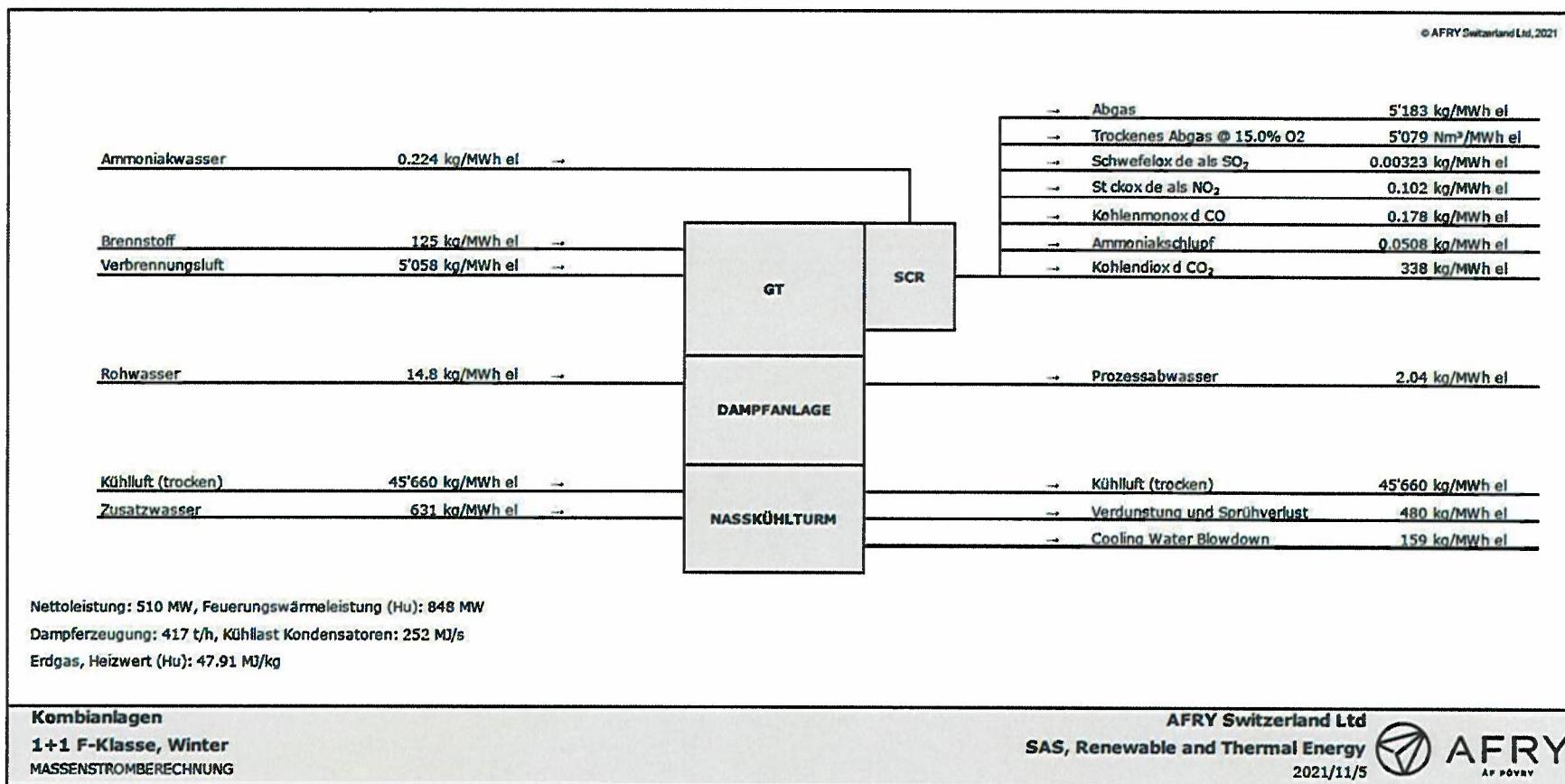
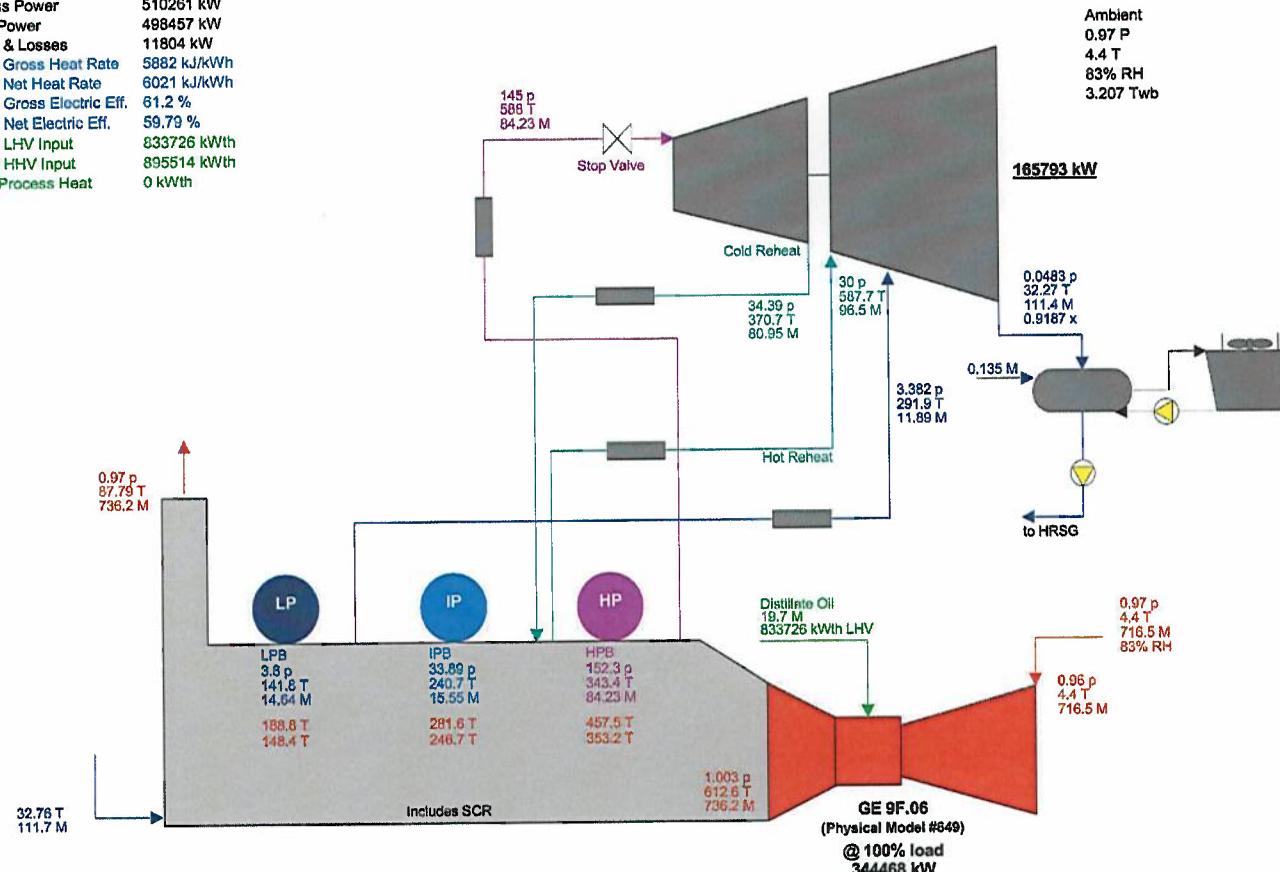


Abbildung 9-8 Spezifische Massenströme F-Klasse Kombianlage, Betrieb mit Erdgas

GT PRO 29.0 –	
Gross Power	510261 kW
Net Power	498457 kW
Aux. & Losses	11804 kW
LHV Gross Heat Rate	5882 kJ/kWh
LHV Net Heat Rate	6021 kJ/kWh
LHV Gross Electric Eff.	61.2 %
LHV Net Electric Eff.	59.79 %
Fuel LHV Input	833726 kWh
Fuel HHV Input	895514 kWh
Net Process Heat	0 kWh



p [bar] T [C] M [kg/s], Steam Properties: IFC-67  
 169 11-23-2021 10:55:50 file=C:\Users\A410343\AFRY\ECom - Studie Reservekraftwerk - AFRY intern - 300\_Process\350\_Calculation\GTPRO\Design\F-ClassKombi\_oll.GTP

Abbildung 9-9 Wärmeschaltbild F-Klasse Kombianlage, Betrieb mit Holzöl

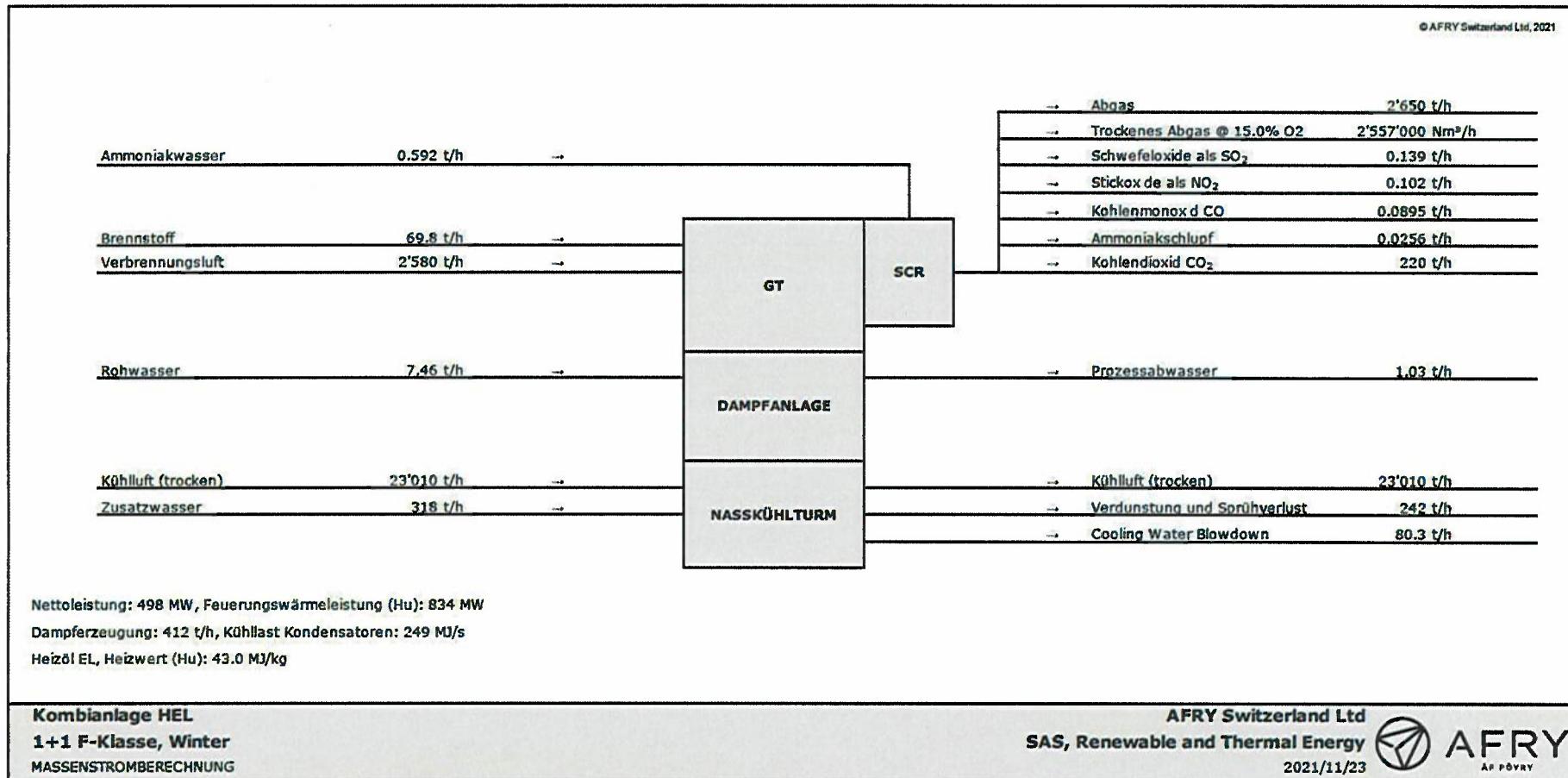


Abbildung 9-10 Massenströme F-Klasse Kombianlage, Betrieb mit Heizöl

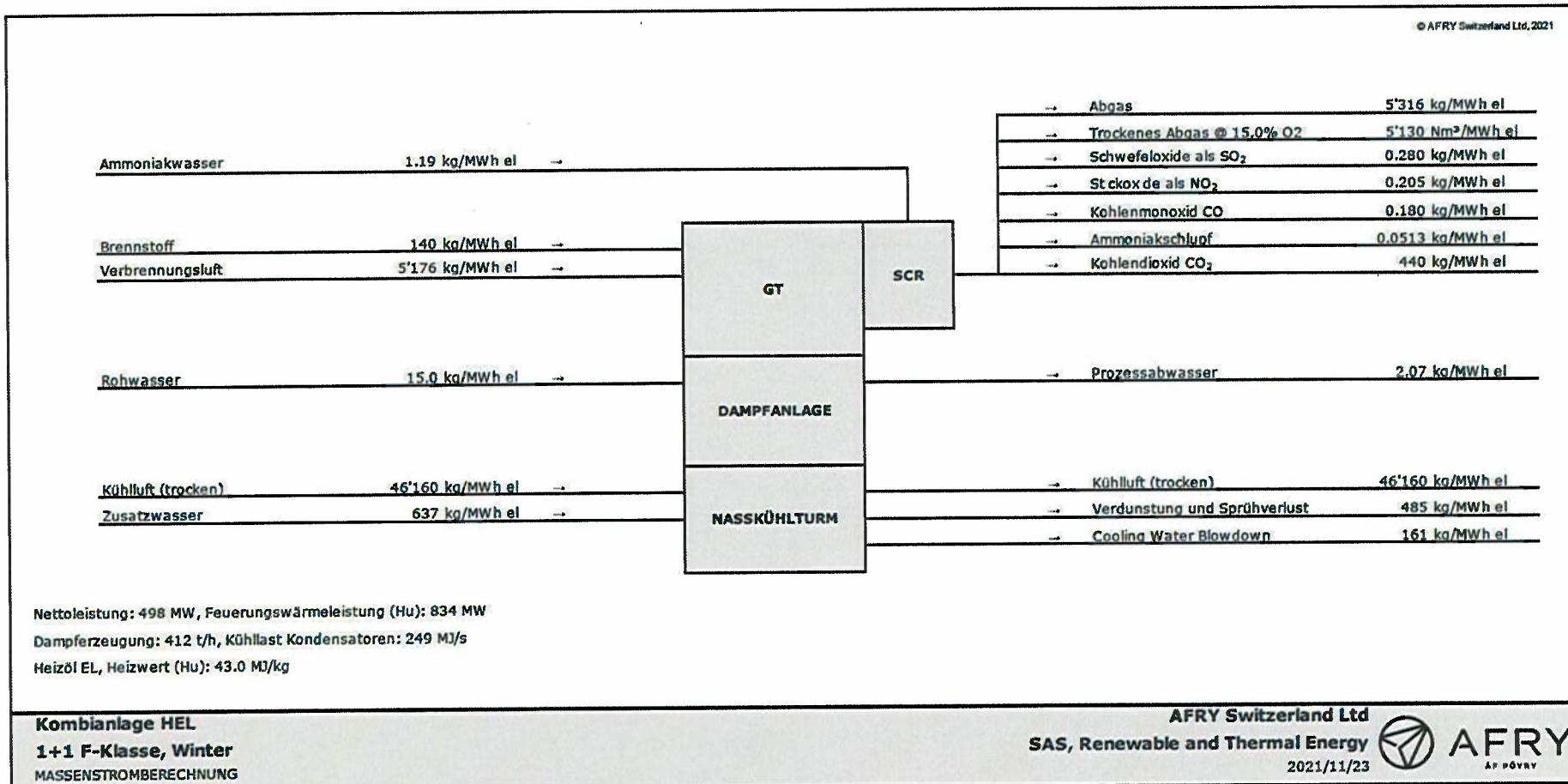


Abbildung 9-11 Spezifische Massenströme F-Klasse Kombianlage, Betrieb mit Heizöl

### 9.2.2 Kostenschätzung, Erdgas

Tabelle 9-4 Investitionskosten F-Klasse Kombianlage, Erdgas

<b>Kostenpunkt</b>	
Anlagenkosten, schlüsselfertig	326.3 MCHF
Inbetriebnahme	35.8 MCHF
Erstinventar	1.6 MCHF
Gasanbindung	18.6 MCHF
Elektrische Anbindung	29.4 MCHF
Projektentwicklung, Genehmigung und Management	15.00 MCHF
Mobilisierung LTSA	2.7 MCHF
Mobilisierung Personal	2.2 MCHF
Land	16.50 MCHF
<b>Gesamt</b>	<b>448.1 MCHF</b>

Tabelle 9-5 Fixkosten Betrieb F-Klasse Kombianlage, Erdgas

<b>Kostenpunkt</b>	
Brennstoffkosten (Leistungspreis)	5.41 MCHF/a
Arbeitskosten	0.70 MCHF/a
Instandhaltung Fixkosten	1.84 MCHF/a
Stromverbrauch im Stillstand	0.33 MCHF/a
Verschiedenes	0.25 MCHF/a
<b>Fixkosten gesamt</b>	<b>8.53 MCHF/a</b>

Tabelle 9-6 Variable Kosten Betrieb F-Klasse Kombianlage, Erdgas

<b>Kostenpunkt</b>	
Brennstoffkosten (Arbeitspreis)	41'577.5 CHF/GWh
CO <sub>2</sub> -Kosten	41'067.0 CHF/GWh
Ammoniak	67.2 CHF/GWh
Instandhaltung variable Kosten	366.1 CHF/GWh
<b>Variable Kosten gesamt</b>	<b>83'077.8 CHF/GWh</b>

### 9.2.3 Kostenschätzung, Heizöl

Tabelle 9-7 Investitionskosten F-Klasse Kombianlage, Heizöl

Kostenpunkt	Kosten
Anlagenkosten, schlüsselfertig	352.7 MCHF
Inbetriebnahme	67.9 MCHF
Erstinventar	54.7 MCHF
Gasanzug	0.0 MCHF
Elektrische Anbindung	29.4 MCHF
Projektentwicklung, Genehmigung und Management	12.0 MCHF
Mobilisierung LTSA	3.6 MCHF
Mobilisierung Personal	1.2 MCHF
Land	20.6 MCHF
<b>Gesamt</b>	<b>542.1 MCHF</b>

Tabelle 9-8 Fixkosten Betrieb F-Klasse Kombianlage, Heizöl

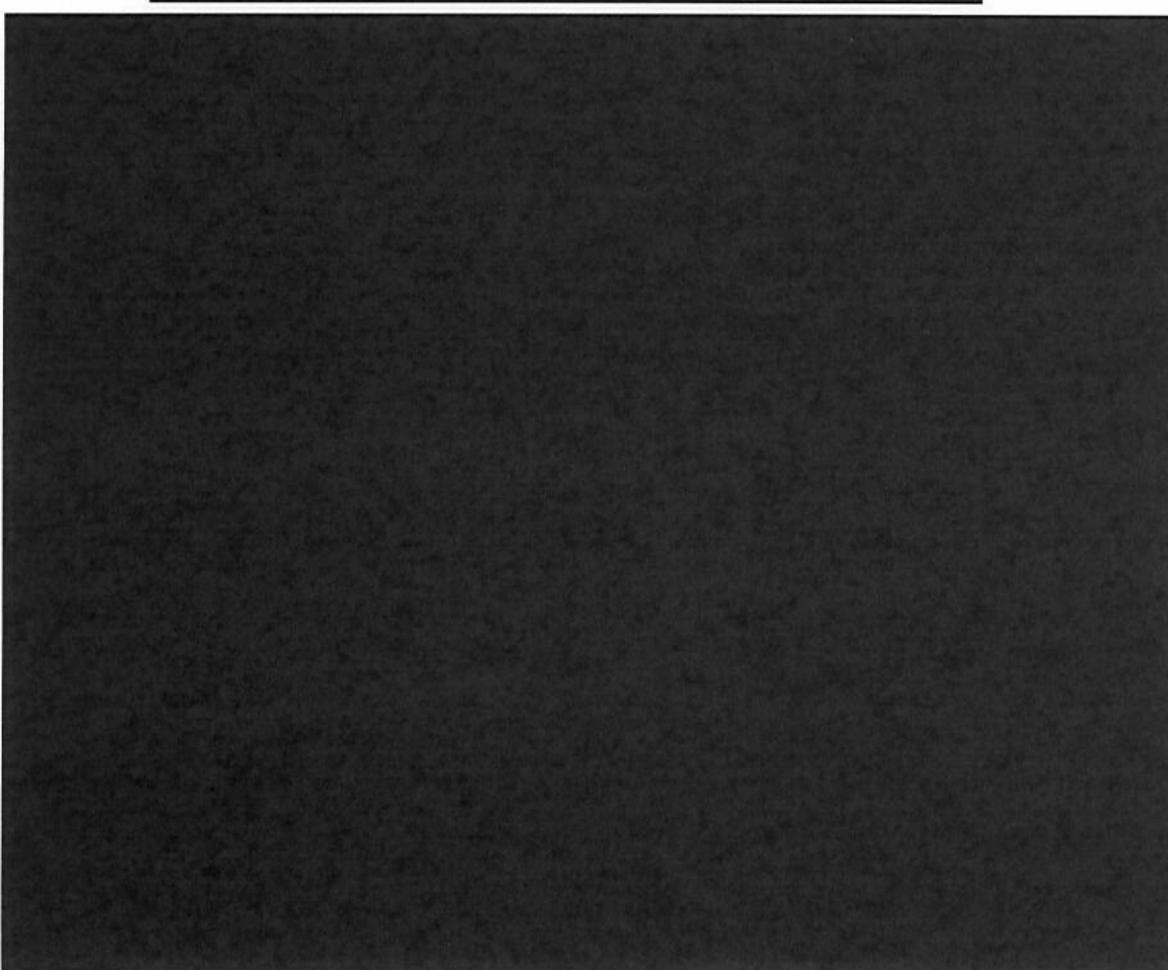
Kostenpunkt	
Brennstoffkosten (Leistungspreis)	0.00 MCHF/a
Arbeitskosten	0.70 MCHF/a
Instandhaltung Fixkosten	1.84 MCHF/a
Stromverbrauch im Stillstand	0.33 MCHF/a
Verschiedenes	0.25 MCHF/a
<b>Fixkosten gesamt</b>	<b>3.12 MCHF/a</b>

Tabelle 9-9 Variable Kosten Betrieb F-Klasse Kombianlage, Heizöl

Kostenpunkt	
Brennstoffkosten (Arbeitspreis)	95'760.0 CHF/GWh
CO2-Kosten	53'460.0 CHF/GWh
Ammoniak	357.0 CHF/GWh
Instandhaltung variable Kosten	366.1 CHF/GWh
<b>Variable Kosten gesamt</b>	<b>149'943.1 CHF/GWh</b>

## A Anhang A

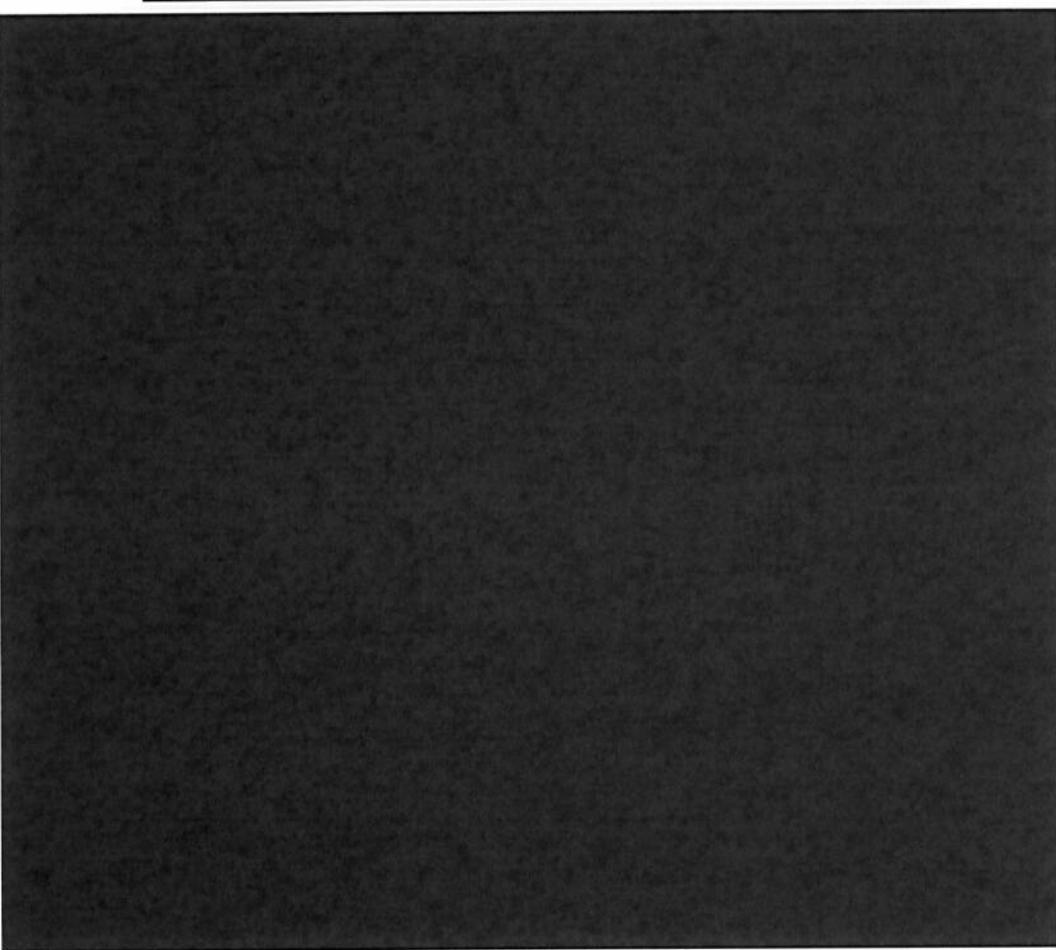
A.1



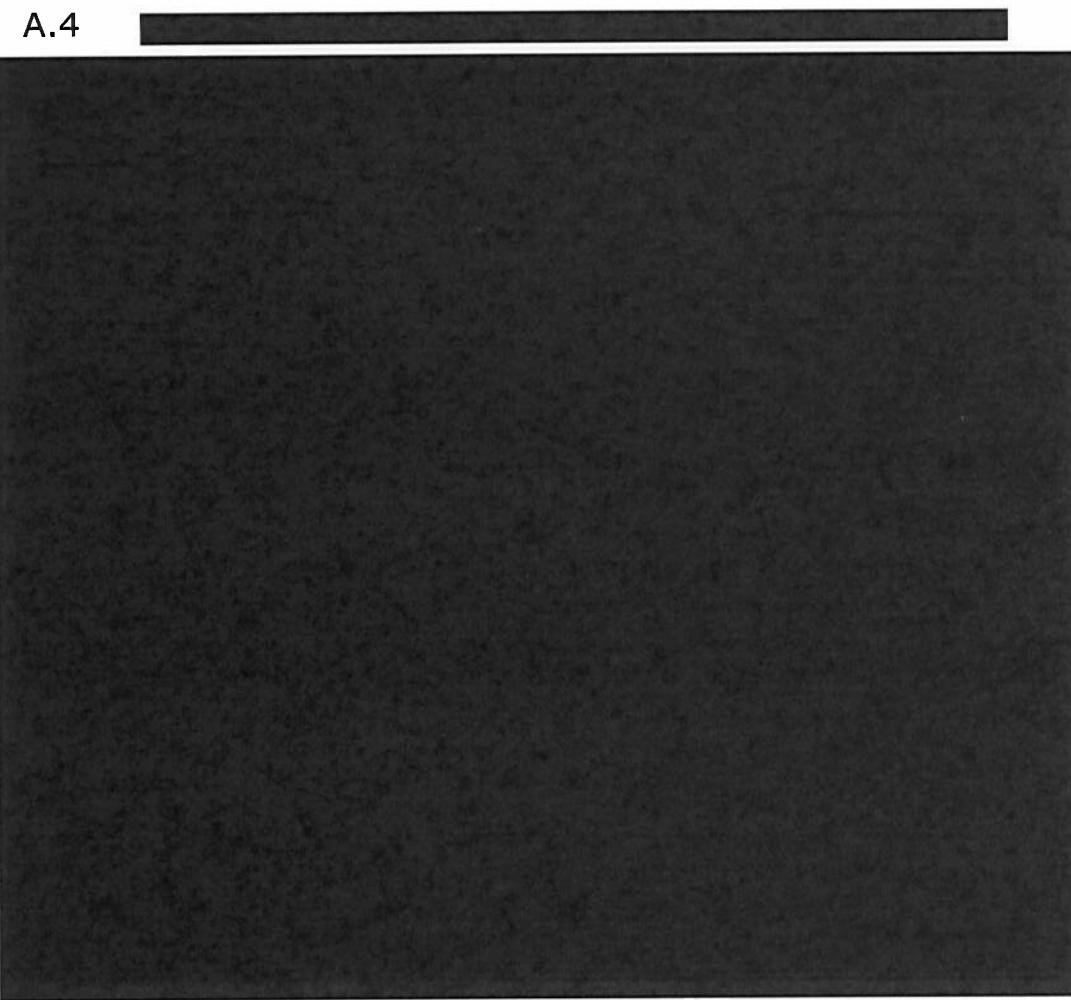
A.2



A.3



A.4



A.5



A.6

