



Concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe pour assurer la sécurité du réseau dans des situations d'urgence exceptionnelles

Rapport à l'attention du Conseil fédéral

Berne, le 30 novembre 2021

Table des matières

1	Introduction	11
1.1	Situation initiale	11
1.2	Mission confiée par le Conseil fédéral	12
2	Concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe.....	13
2.1	Cadre légal	13
2.2	Possibilités de déploiement.....	19
2.3	Garanties concernant la neutralité climatique	22
2.4	Dimensionnement	23
2.5	Exigences techniques	25
2.6	Combustibles.....	26
2.7	Sites.....	31
2.8	Estimation des coûts	33
2.9	Financement.....	37
2.10	Concept d'exploitation et réalisation	38
3	Solutions alternatives.....	44
3.1	Installations CCF décentralisées.....	44
3.2	Délestages et consommateurs interruptibles.....	44
3.3	Générateurs de secours.....	45
3.4	Mesures augmentant l'efficacité énergétique	45
3.5	Recours à des transformateurs-déphaseurs.....	45
3.6	Mesures préventives des groupes-bilan	46
4	Conclusions.....	47
4.1	Démarches requises	47
4.2	Dimensionnement de la réserve	48
4.3	Technologie de la centrale à gaz	48
4.4	Recommandation de l'ElCom.....	49
5	Glossaire.....	51
	Rapport Swissgrid.....	52
	Rapport de la société AFRY	96

Index des figures

Figure 1: Utilisation de recours aux différentes mesures en fonction de la quantité d'électricité manquante	4
Abbildung 2: Einsatz verschiedener Massnahmen in Abhängigkeit der fehlenden Strommenge	8
Figure 3 : Réseau suisse de transport de gaz naturel (source : ASIG)	28
Figure 4 : Interaction entre les différents rôles pour la variante « production alternée d'énergie visant à remplir la réserve hydraulique »	40

Index des tableaux

Tableau 1 : Calcul de la rétribution de l'utilisation du réseau, pour des transports de moins de 12 mois.....	29
Tableau 2 : Classement des sites potentiels après évaluation	32
Tableau 3 : Comparaison de l'estimation des coûts pour une centrale à gaz de réserve en fonction de la technologie et du combustible.....	34
Tableau 4 : Rôles et tâches possibles pour le concept d'exploitation de la variante « production alternée d'énergie visant à remplir la réserve hydraulique »	39

Résumé

En juin 2021, l'EICOM 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 transfrontalier) 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'EICOM 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'EICOM 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 déploieront 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'EICOM a mené les réflexions suivantes sur le concept :

Cadre juridique : l'EICOM 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 mégawatts (à titre de comparaison, la puissance de la centrale nucléaire de Gösgen est de 1010 mégawatts 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).

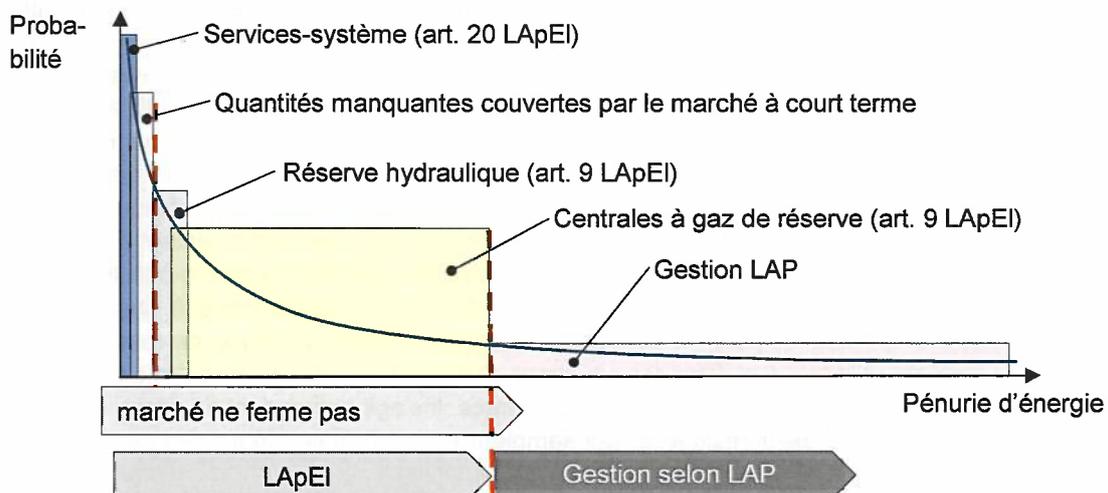


Figure 1: Utilisation de recours aux différentes mesures en fonction de la quantité d'électricité manquante

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'installation 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]

[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 : [REDACTED]

[REDACTED] Étant 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, LApEI. 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 CO₂ en vigueur. Si les émissions de CO₂ sont gérées par l'achat de certificats d'émission correspondants dans le cadre du système européen d'échange de quotas d'émission (SEQUE), elles sont réduites dans la même proportion ailleurs sur le marché européen. La loi sur le CO₂ exige en outre qu'il en résulte dans tous les cas un montant minimal pour la taxe sur le CO₂ 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 [REDACTED] 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 LApEI). 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 LApEI 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.

Zusammenfassung

Im Juni 2021 hat die ECom 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 ECom 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 ECom aufgefordert, ein «Konzept Spitzenlast-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 Spitzenlast-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 ECom hat im Rahmen dieses Auftrags folgende Überlegungen zum Konzept angestellt:

Rechtliche Rahmenbedingungen: Artikel 9 StromVG ist nach Auffassung der ECom eine geeignete Rechtsgrundlage, um rasch zusätzliche Reservekapazitäten zu schaffen. Voraussetzung für das Ergreifen 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 Abwärmenutzung, 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 Spitzenlast-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 Fehlansätze 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 andererseits die Wahrscheinlichkeit für die Ergreifung der viel einschneidenderen Bewirtschaftungsmassnahmen nach Landesversorgungsgesetz deutlich reduziert (siehe folgende Grafik).

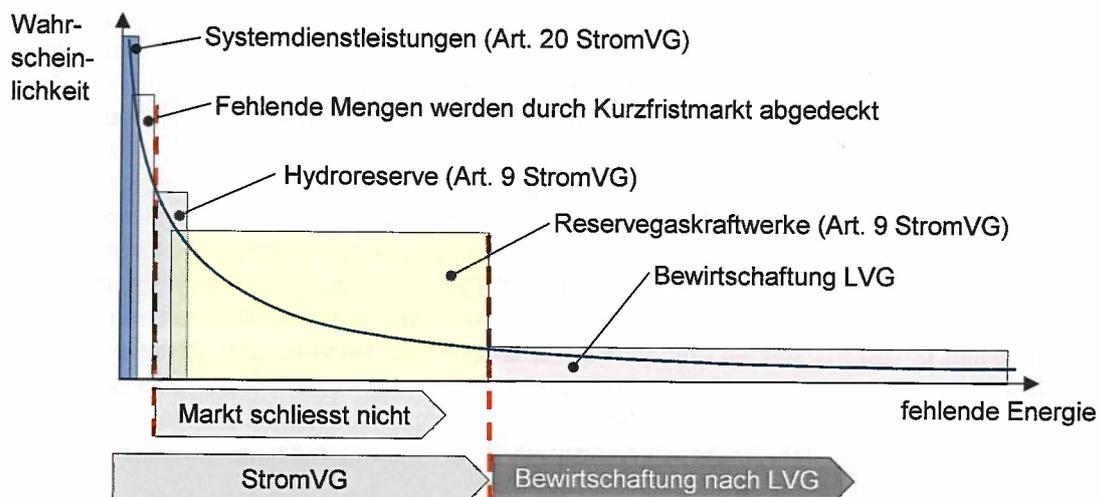


Abbildung 2: Einsatz verschiedener Massnahmen in Abhängigkeit der fehlenden Strommenge

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 Stressszenarien 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 [REDACTED] 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: [REDACTED]

[REDACTED] 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). [REDACTED]

Gasspeicherung: [REDACTED]

[REDACTED]. 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 substanziellen Zugewinn an Versorgungssicherheit. Eine zusätzliche (ohnein 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 Stromendkundertarife 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 CO₂-Emissionen durch Zukauf von entsprechenden Emissionszertifikaten im europäischen Handel (EHS) gedeckt, werden andernorts im europäischen Markt die CO₂-Emissionen in diesem Umfang reduziert. Darüber hinaus verlangt das CO₂-Gesetz, dass in jedem Fall eine CO₂-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 ElCom:

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), substantziell 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 ElCom 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 Vernehmlassungsentwurfs für eine Verordnung zu Artikel 9 StromVG für wettbewerbliche Ausschreibungen für die Beschaffung

- von zwei bis drei Reservegaskraftwerken mit einer elektrischen Leistung von insgesamt bis zu ca. 1000 Megawatt.

1 Introduction

1.1 Situation initiale

La Commission fédérale de l'électricité (EICOM) a pour mission de surveiller l'évolution des marchés de l'électricité en vue d'assurer un approvisionnement sûr et abordable en vertu de l'art. 22, al. 3, de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI). Si la sécurité de l'approvisionnement du pays est sérieusement compromise à moyen ou à long terme, l'EICOM doit proposer au Conseil fédéral de prendre les mesures visées à l'art. 9 LApEI (art. 22, al. 4 LApEI). Dans le cadre de cette tâche qui lui a été confiée par le législateur, l'EICOM a présenté au Conseil fédéral, en juin 2021, une appréciation de la sécurité de l'approvisionnement, en prenant soin d'indiquer les actions jugées nécessaires. Outre les risques dus à un besoin d'importation croissant durant le semestre d'hiver (sortie du nucléaire, développement trop lent de la production en Suisse, mobilité électrique, pompes à chaleur), on observe un accroissement des risques liés aux importations. A cela pourraient s'ajouter des goulets d'étranglement concernant les capacités de transport, en raison de l'extension du couplage des marchés européens, de l'échange d'énergie d'équilibrage via des plates-formes internationales et de la maximisation des capacités transfrontalières entre les États membres de l'UE. L'arrêt des négociations relatives à l'accord institutionnel intensifie ces risques, notamment à partir de 2025. C'est ce qui ressort de l'étudeⁱ réalisée en octobre 2021 par Frontier Economics sur mandat de l'OFEN, de l'EICOM et de l'Association des entreprises électriques suisses (AES), laquelle visait à évaluer les répercussions de la coopération entre la Suisse et l'UE sur l'approvisionnement en électricité. Selon cette étude, d'importants problèmes d'approvisionnement, voire des interruptions d'approvisionnement, pourraient survenir, en cas d'incapacité à instaurer une réelle coopération.

L'horizon 2025 étant relativement proche, l'EICOM a proposé au Conseil fédéral, début juin 2021, de centrer les travaux de préparation et de planification sur deux aspects :

- i. augmenter l'efficacité énergétique durant le semestre d'hiver (remplacement des chauffages électriques),
- ii. maintenir et créer des capacités de production supplémentaires, et ce autour de deux axes :
 - a. l'énergie hydraulique,
 - b. les centrales à gaz.

La proposition actuelle concernant la poursuite de l'élaboration des mesures visées à l'art. 9, LApEI, se rapporte à la période à partir de 2025. À plus long terme, l'EICOM entrevoit d'autres risques en cas de scénario de base prévoyant la mise hors service des centrales nucléaires suisses. Mais pour cet horizon plus lointain, il est encore trop tôt pour prendre des mesures au sens de l'art. 9, LApEI, étant donné que les responsables politiques disposent (encore) du temps nécessaire pour adapter les conditions-cadre qui permettront aux entreprises de la branche énergétique d'engager elles-mêmes les mesures qui s'imposent. Cela peut s'inscrire notamment dans le cadre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables.

De l'avis de l'Office fédéral de la protection de la population (OFPP), le plus grand risque pour la Suisse n'est pas une pandémie de grippe mais une pénurie d'électricité, si l'on tient compte du potentiel de dommages combiné à la probabilité d'occurrence de ces deux risques.ⁱⁱ Sur la base de l'expérience tirée de la pandémie de COVID-19, il semble judicieux de prendre des mesures, à titre d'assurance, pour se prémunir contre les pénuries d'électricité.

ⁱ Approvisionnement en électricité de la Suisse en 2025, résumé de l'étude « Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU », 2021, voir https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/2016/Bericht_Stromversorgungssicherheit_2016_FR_Web.pdf.download.pdf/Bericht_Stromversorgungssicherheit_2016_FR_Web.pdf et <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/68528.pdf>

ⁱⁱ Rapport sur l'analyse nationale des risques (OFPP 2020)

1.2 Mission confiée par le Conseil fédéral

Compte tenu de la situation et des arguments mis en avant, le Conseil fédéral a chargé l'EICom, par arrêté du 18 juin 2021, d'élaborer un « Concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe » (spécifiant la puissance requise, les sites envisageables, les coûts engendrés, la solution de financement, le stockage de gaz réalisable et la garantie de la neutralité climatique), puis de le soumettre au DETEC d'ici novembre 2021. Le concept doit être élaboré en partant de l'hypothèse que de telles centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe ne seraient utilisées que pour assurer la sécurité du réseau dans des situations d'urgence exceptionnelles. Le présent rapport fournit une synthèse des constatations faites dans le cadre de la mission confiée par le Conseil fédéral.

Par ailleurs, le Conseil fédéral a chargé le DETEC, à la mi-juin, d'analyser le potentiel correspondant aux augmentations d'efficacité jusqu'en 2025 puis de lui faire parvenir le résultat de son analyse – conjointement avec le « Concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe » – d'ici décembre 2021. Ce faisant, il convient d'indiquer en particulier les mesures à prendre, au niveau fédéral et cantonal, le temps nécessaire à leur mise en œuvre et les ressources financières requises à cet effet. Le présent rapport n'aborde pas les résultats de cette analyse.

Le Conseil fédéral a également invité l'EICom et Swissgrid à élaborer des mesures liées au réseau pour garantir à court et à moyen terme la sécurité de l'approvisionnement et la stabilité du réseau, puis à les soumettre au DETEC avant fin août 2021. Le Conseil fédéral a pris connaissance de ce rapport dès le mois d'octobre 2021.

2 Concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe

2.1 Cadre légal

2.1.1 Compétences

En vertu de l'art. 89, al. 1, de la constitution fédérale de la Confédération suisse du 18 avril 1999 (Cst. ; RS 101), la Confédération et les cantons s'emploient à promouvoir, dans les limites de leurs compétences respectives, un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économiquement optimal et respectueux de l'environnement, ainsi qu'une consommation économe et rationnelle de l'énergie.

Au sens de l'art. 6, al. 2, première phrase, de la loi sur l'énergie du 30 septembre 2016 (LEne ; RS 730.0), l'approvisionnement énergétique relève de la branche énergétique.

La Confédération et les cantons doivent toutefois créer les conditions générales nécessaires pour que cette branche puisse assurer l'approvisionnement énergétique de manière optimale dans l'intérêt général (art. 6, al. 2, seconde phrase, LEne). En vertu de l'art. 4, al. 1, LEne, la Confédération et les cantons coordonnent leur politique énergétique et tiennent compte des efforts consentis par les milieux économiques et par les communes.

S'il apparaît que l'approvisionnement énergétique de la Suisse n'est pas suffisamment assuré à long terme, la Confédération et les cantons créent à temps, et dans le cadre de leurs compétences respectives, les conditions permettant d'assurer les capacités voulues de production, de réseau et de stockage (art. 8, al. 1, LEne). Cette disposition n'embrasse pas uniquement l'approvisionnement en électricité, mais l'approvisionnement énergétique dans son ensemble, ce qui inclut les agents énergétiques jugés essentiels à l'approvisionnement en énergie électrique (FF 2013, p. 6875 et suiv.).

Le Conseil fédéral évalue tous les cinq ans, sur la base du suivi réalisé par l'OFEN, l'impact et l'efficacité des mesures prévues dans la LEne et fait rapport à l'Assemblée fédérale sur les résultats obtenus et sur le degré de réalisation des valeurs indicatives fixées aux art. 2 (Valeurs indicatives pour le développement de l'électricité issue d'énergies renouvelables) et 3 (Valeurs indicatives de consommation), LEne (art. 55, al. 3, première phrase, LEne). S'il apparaît que celles-ci ne pourront pas être atteintes, il propose simultanément à l'Assemblée fédérale les mesures supplémentaires qu'il estime nécessaires (art. 55, al. 3, seconde phrase, LEne).

Les principes directeurs indiqués précédemment visent à s'assurer que le Conseil fédéral prendra les décisions politiques requises, et ce de façon anticipée, afin d'établir et, le cas échéant, de maintenir, les conditions-cadre permettant à la branche énergétique de garantir (entre autres) un approvisionnement sûr. Il convient donc d'adapter ces conditions-cadre dans les meilleurs délais et de façon efficace, pour que la branche énergétique soit en mesure d'assurer un approvisionnement sûr et qu'elle agisse en conséquence. À cet égard, les principes de coopération et de subsidiarité (voir les art. 4, al. 2 et 3, LEne, ainsi que l'art. 3, LApEI) demeurent inchangés quant au fond.

Par ailleurs, pour ce qui est du secteur de l'énergie électrique, l'ElCom se doit d'observer et de surveiller l'évolution des marchés de l'électricité en vue d'assurer un approvisionnement sûr et abordable dans toutes les régions du pays (art. 22, al. 3, LApEI). Si la sécurité de l'approvisionnement du pays est sérieusement menacée à moyen ou à long terme, l'ElCom propose au Conseil fédéral de prendre les mesures visées à l'art. 9 LApEI. L'ElCom a soumis une proposition en ce sens au Conseil fédéral dans son courrier du 10 juin 2021.

2.1.2 Précisions sur la gouvernance

Selon la mission confiée par le Conseil fédéral le 18 juin 2021, le présent concept doit être élaboré en partant de l'hypothèse qu'une centrale à gaz destinée à couvrir les charges de pointe ne sera utilisée que pour assurer la sécurité du réseau dans des situations d'urgence exceptionnelles.

En raison de la séparation (unbundling) entre l'activité d'exploitation du réseau et l'approvisionnement énergétique prévue par le droit en matière d'approvisionnement en électricité, on est en droit de s'interroger sur la distinction à effectuer entre les prestations de services-système utiles au réseau (puissance

de réglage et énergie de réglage) et l'injection d'énergie supplémentaire en cas de difficultés d'approvisionnement. En vertu de l'art. 18, al. 6, LApEI, Swissgrid SA ne peut ni exercer d'activités dans les secteurs de la production, de la distribution ou du commerce d'électricité, ni détenir de participations dans des sociétés exerçant de telles activités. En revanche, l'acquisition et la fourniture d'électricité pour les besoins de l'exploitation, notamment pour les services-système, sont admises.

Si la mise en place d'une centrale à gaz de réserve (ou l'acquisition de l'électricité injectée par cette dernière) et son exploitation étaient considérées comme des prestations de services-système (c'est-à-dire répondant aux besoins de l'exploitation au sens de l'art. 18, al. 6, LApEI), Swissgrid SA occuperait un rôle déterminant en tant que société nationale. Dans ce cas, le financement s'effectuerait via les coûts de réseau imputables du niveau de réseau 1 (art. 15, LApEI), sauf dans le cas des coûts de l'énergie d'ajustement devant être facturés directement aux groupes-bilan (voir l'art. 16, LApEI et l'art. 15, al. 1, let. b, OApEI). Si une centrale à gaz de réserve est en revanche considérée comme un site de production d'énergie supplémentaire pour parer à des difficultés d'approvisionnement, Swissgrid SA peut être amenée à jouer un rôle lors de sa mise en place et de son utilisation, mais un rôle secondaire tout au plus ; le financement ne peut alors pas s'effectuer via les coûts de réseau imputables et la facturation de coûts pour l'énergie d'ajustement est exclue. Dans ce cas, le financement doit être assuré au moyen d'un supplément réseau, au sens de l'art. 9, al. 4, LApEI. Or, cette délimitation est un élément majeur pour la définition des possibilités de déploiement de la centrale et d'un modèle d'exploitation et de financement adéquat dans le cadre du présent concept.

Les puissances et énergies de réglage primaire, secondaire et tertiaire acquises en continu par Swissgrid SA conformément à l'art. 20, al. 2, let. b, LApEI, servent à régler le réseau en veillant constamment à établir l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité. Dans la branche, le consensus règne sur un point : cette mesure doit permettre uniquement de maîtriser les écarts entre les programmes prévisionnels et les valeurs réelles dus à l'imprécision des prévisions de la consommation ainsi que les défaillances imprévisibles des centrales. Procéder de la sorte permet de s'assurer que les risques de marché ne seront pas répercutés sur la société nationale Swissgrid SA. On a donc recours à l'énergie de réglage lorsque les programmes prévisionnels des groupes-bilan sont équilibrés, mais présentent des écarts (conjecturables) par rapport aux programmes prévisionnels.

Les situations dans lesquelles l'énergie d'approvisionnement n'est pas disponible en quantité suffisante représentent néanmoins un cas particulier. Comme indiqué au chapitre 1.1, le présent concept repose sur l'hypothèse selon laquelle nous pourrions, dans le pire des cas, être confrontés dès 2025 à des difficultés telles que les entreprises suisses d'approvisionnement en énergie seraient temporairement dans l'incapacité de couvrir la consommation prévue avec leurs propres installations de production ou des importations d'énergie. Bien que ces difficultés d'approvisionnement compromettent systématiquement le bon fonctionnement du réseau, l'ElCom estime qu'il n'y a pas lieu de recourir à l'énergie de réglage dans ce cas de figure. En effet, le recours à l'énergie de réglage en présence de difficultés d'approvisionnement ne ferait qu'atténuer la délimitation entre l'exploitation du réseau et l'approvisionnement en énergie et, partant, serait contraire au principe même de la séparation.

Pour les raisons évoquées précédemment et pour les motifs techniques et économiques explicités dans la suite du document (voir le chapitre 2.4), nous présenterons en premier lieu les possibilités de déploiement de la centrale à gaz de réserve permettant de mettre à disposition une quantité supplémentaire d'énergie d'approvisionnement pour faire face aux situations d'urgence (voir le chapitre 2.2) et dont le but premier n'est donc pas de contribuer au réglage du réseau. La présentation d'un concept d'exploitation envisageable au chapitre 2.10.1 et les explications concernant le financement au chapitre 2.9 reposent sur le même principe.

2.1.3 Art. 9 LApEI

2.1.3.1 Introduction

Si la sécurité de l'approvisionnement du pays en électricité offerte à un prix abordable est sérieusement compromise à moyen ou à long terme malgré les dispositions prises par les entreprises du secteur de l'électricité, le Conseil fédéral peut, en vertu de l'art. 9, al. 1, LApEI, prendre des mesures en collaboration avec les cantons et les organisations de l'économie pour :

- a) augmenter l'efficacité de l'utilisation de l'électricité ;
- b) acquérir de l'électricité, notamment au moyen de contrats d'achat à long terme et du développement des capacités de production ;
- c) renforcer et développer les réseaux électriques.

L'art. 9, LApEI, s'adresse au Conseil fédéral. Par conséquent, l'interprétation et la mise en œuvre de cette disposition relèvent des compétences du Conseil fédéral. Cependant, l'ElCom doit examiner, à titre préjudiciel, et ne serait-ce que sommairement, si les mesures qu'elle propose au sens de l'art. 22, al. 4, LApEI, peuvent a priori être mises en œuvre par le Conseil fédéral en vertu de l'art. 9, LApEI. Les conditions de mise en œuvre des mesures au sens de l'art. 9, LApEI, et les règles d'élaboration de mesures envisageables sont donc présentées en détail ci-après.

2.1.3.2 Conditions de mise en œuvre des mesures au sens de l'art. 9, LApEI

Pour que le Conseil fédéral puisse mettre en œuvre les mesures au sens de l'art. 9, LApEI, les critères indiqués ci-dessous doivent être remplis.

- La sécurité de l'approvisionnement du pays en électricité offerte à un prix abordable est compromise à moyen ou à long terme :

un approvisionnement en électricité sûr comprend en particulier la fourniture permanente d'énergie électrique et la garantie de capacités suffisantes en termes de production, de transport et de distribution (DANIELA WYSS, *Kommentar zum Energierecht, Band 1*, Art. 22 StromVG, Rz. 28 [commentaires sur la législation en matière d'énergie, volume 1, art. 22, LApEI, Cm 28]). La notion de prix abordable se réfère au cadre contractuel dans lequel s'effectue l'approvisionnement en électricité, dans de bonnes conditions d'efficacité économique et sociale. De ce fait, un approvisionnement abordable signifie que les consommateurs finaux peuvent acheter l'électricité en raison de son prix modéré (id., Rz. 29 [id., Cm 29]). L'approvisionnement en électricité des consommateurs finaux est considéré comme compromis si l'un de ces deux critères n'est pas rempli. Pour que l'art. 9, LApEI, s'applique, il suffit donc que l'un des deux critères ne soit pas rempli.

Le critère « à moyen ou à long terme » ne se réfère pas au laps de temps durant lequel la sécurité de l'approvisionnement est compromise, mais au moment de son éventuelle survenance. L'art. 22, al. 4, LApEI, est clair en la matière : l'ElCom ne doit proposer des mesures au Conseil fédéral que si la sécurité de l'approvisionnement du pays est sérieusement compromise à moyen ou à long terme. Or, ni l'art. 22, al. 4, ni l'art. 9, LApEI, ne donnent une définition précise de cet horizon à moyen ou à long terme. Étant donné que la mise en œuvre des mesures au sens de l'art. 9, LApEI, prend un certain temps, seules les situations critiques repérables suffisamment tôt et offrant une certaine marge de manœuvre peuvent être considérées comme étant à moyen terme selon cette disposition. Face à une difficulté d'approvisionnement survenant à court terme, il convient de procéder conformément aux dispositions de la loi sur l'approvisionnement du pays du 17 juin 2016 (LAP ; RS 531) (voir le message relatif à la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité, FF 2005, p. 1531). En vertu du principe de subsidiarité (voir les explications ci-dessous), les responsables politiques doivent, lorsque la sécurité de l'approvisionnement du pays est compromise (à moyen comme à long terme), adapter en premier lieu les conditions légales et factuelles, pour que les entreprises de la branche énergétique puissent engager les mesures qui s'imposent. Si la sécurité de l'approvisionnement du pays est compromise, il convient donc de recourir systématiquement aux mesures définies en vertu de l'art. 9, LApEI, dès lors qu'il paraît évident que les entreprises de la branche énergétique ne seront pas en mesure d'assurer à elles seules la sécurité de l'approvisionnement malgré une adaptation des conditions-cadre (légales) ou si une telle adaptation n'est pas envisageable ou ne peut être effectuée dans les délais impartis (p. ex. délais trop court pour effectuer des changements au niveau de la loi).

- La sécurité de l'approvisionnement est sérieusement compromise : ni l'art. 22, al. 4, ni l'art. 9, LApEI, ne précisent dans quelles conditions exactes la sécurité de l'approvisionnement doit être

considérée comme étant sérieusement compromise Si l'on se réfère aux débats au Conseil national, il semble que le législateur ne voulait pas restreindre cette disposition aux « graves difficultés d'approvisionnement » (NICOLE ZELLER, *Kommentar zum Energierecht, Band 1, Art. 9 StromVG, Rz. 14* [commentaires sur la législation en matière d'énergie, volume 1, art. 9, LApEI, Cm 14]). Pour déterminer si la sécurité de l'approvisionnement pourrait être sérieusement compromise, il faut tenir compte de la probabilité d'occurrence du scénario envisagé et de l'éventuelle ampleur des dommages y afférents. Au final, cette décision est fondée sur la libre appréciation de la situation (décision discrétionnaire). En ce qui concerne l'évaluation par le Conseil fédéral, il est important de souligner que lorsqu'elle propose une mesure en vertu de l'art. 9, LApEI, l'EICom, en qualité d'autorité compétente, a déjà évalué les risques en amont et jugé que la sécurité de l'approvisionnement était sérieusement compromise.

- La sécurité de l'approvisionnement est compromise malgré les dispositions prises par les entreprises du secteur de l'électricité : cette formulation à l'art. 9, al. 1, LApEI, révèle le caractère subsidiaire de l'art. 9, LApEI. En effet, le Conseil fédéral doit uniquement intervenir en dernier lieu pour engager des mesures, si des indices suffisants laissent penser que la branche énergétique, compétente en matière d'approvisionnement énergétique, en vertu de l'art. 6, al. 2, 1^{ère} phrase, LEnE, ne sera pas en mesure de contrecarrer à temps ou par ses propres moyens la menace pesant sur la sécurité de l'approvisionnement (message relatif à la modification de la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité, FF 2005, p. 1532).

Comme évoqué précédemment au chapitre 1.1 et explicité plus en détail au chapitre 4.1, l'EICom considère que les conditions requises pour la prise de mesures au sens de l'art. 9, LApEI, sont actuellement réunies : la sécurité de l'approvisionnement du pays pourrait être sérieusement compromise dès 2025 et une centrale à gaz destinée à couvrir les charges de pointe au sens du présent concept ne peut pas être mise en place à temps selon la procédure législative ordinaire (p. ex. dans le cadre du projet de loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables du 18 juin 2021).

2.1.3.3 Développement des capacités de production

L'art. 9, al. 1, let. a à c, LApEI, fournit une liste non exhaustive de mesures pouvant être prises par le Conseil fédéral. En prenant les mesures visées à l'art. 9, le Conseil fédéral devrait respecter le principe de la proportionnalité. Il choisira les interventions les moins draconiennes pour atteindre l'objectif requis (assurer l'approvisionnement) (message relatif à la modification de la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité, FF 2005, p. 1532).ⁱⁱⁱ Dans ce contexte précis, seule la mesure indiquée à la lettre b (acquérir de l'électricité en développant les capacités de production) paraît pertinente. La mise en place d'une ou de plusieurs centrales à gaz de réserve relève incontestablement du champ d'application de cette disposition et constitue donc une mesure envisageable pour le Conseil fédéral. La mesure doit être élaborée dans le respect du principe de la légalité. Les mesures prises en référence à l'art. 9, LApEI, doivent donc être mises en œuvre dans le respect du cadre réglementaire en vigueur. Toutes les exigences du droit de l'environnement et normes de procédure doivent être observées. Le chapitre 2.10.2 indique plus en détail si la méthode préconisée par l'EICom pour la mise en place d'une centrale à gaz de réserve au sens du présent concept est admissible ou non.

Par ailleurs, en vertu de l'art. 9, al. 3, LApEI, les énergies renouvelables ont la priorité pour l'acquisition d'électricité et le développement des capacités de production, en présence d'offres équivalentes. Le respect de cet ordre de priorité ne doit néanmoins pas impacter la sécurité de l'approvisionnement (NICOLE ZELLER, *OP. CIT.*, Rz. 24 [op. cit., Cm 24]). Comme indiqué ci-après, au chapitre 2.2.1, l'EICom propose ainsi la mise en place d'une centrale à gaz de réserve combinée à une réserve hydraulique, afin de limiter le dimensionnement et l'utilisation de la centrale à gaz de réserve.

ⁱⁱⁱ Concernant la question de l'intensité d'intervention permise, voir également la note de pied de page xxvii.

2.1.3.4 Appel d'offres et financement

En vertu de l'art. 9, al. 2, LApEI, le Conseil fédéral peut mettre en soumission, en respectant les règles de la concurrence, l'augmentation de l'efficacité de l'utilisation de l'électricité et l'acquisition d'électricité et, partant, le développement des capacités de production. Il fixe dans l'appel d'offres les critères auxquels le projet doit satisfaire en termes de sécurité de l'approvisionnement et de rentabilité.

L'art. 9, al. 4, LApEI, prévoit que la société nationale du réseau de transport peut, pendant un certain temps et à des fins de financement, appliquer un supplément sur les coûts de transport des réseaux à haute tension, de sorte à compenser les surcoûts dus à un appel d'offres conforme aux règles de la concurrence. La centrale à gaz de réserve proposée dans le présent rapport ne peut évidemment pas être exploitée de façon rentable et nécessite donc la mise en place d'un supplément réseau dans une perspective de financement. Étant donné que le recours à cet instrument de financement doit être limité dans le temps, il convient de le prévoir pour un laps de temps prédéfini. Des solutions subséquentes doivent être étudiées pour la poursuite de l'exploitation au terme de cette phase.

Tout bénéfice généré dans le cadre de l'exploitation d'une centrale à gaz de réserve financée au moyen d'un supplément réseau doit être reversé à la société nationale du réseau de transport en vertu de l'art. 9, al. 5, LApEI, qui pourra les utiliser pour procéder à des baisses de tarif ou pour renforcer ou développer les réseaux à haute tension.

Les chapitres 2.10.2.1 et 2.9 abordent plus en détail les appels d'offres et conditions de financement.

2.1.4 Procédure d'autorisation pour le raccordement au réseau électrique et au réseau de gaz

Avant d'effectuer le raccordement électrique d'une centrale à gaz de réserve au niveau du réseau à très haute tension (niveau de réseau 1) et le raccordement au réseau de gaz, il est nécessaire de se procurer les autorisations correspondantes.

Concernant le raccordement électrique, il convient de clarifier au préalable si le projet doit être fixé dans un plan sectoriel au sens de l'art. 13 de la loi sur l'aménagement du territoire du 22 juin 1979 (LAT ; RS 700). C'est le cas lorsque le projet a des effets considérables sur l'aménagement du territoire et sur l'environnement (art. 15e, al. 1, de la loi sur les installations électriques du 24 juin 1902 [LIE ; RS 734.0]). Dans certaines conditions, il est possible d'adresser une demande à l'OFEN afin de déroger à l'obligation de fixer le projet dans un plan sectoriel et de renoncer ensuite à la procédure de plan sectoriel (procédure PSE). Mais ce uniquement si les dispositions de l'ordonnance du 23 décembre 1999 sur la protection contre le rayonnement non ionisant¹ (ORNI ; RS 814.710) peuvent vraisemblablement être respectées et si les possibilités d'adjonction à d'autres lignes ou à d'autres infrastructures ont été exploitées (art. 1b, al. 1, de l'ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques [OPIE ; RS 734.25]). Si ces conditions sont remplies, une exception à l'obligation de fixer le projet dans un plan sectoriel peut être définie pour les projets suivants :

- a. création de nouvelles lignes ne dépassant pas cinq kilomètres, dans la mesure où elles ne portent pas atteinte aux objectifs des aires protégées au sens du droit fédéral ou du droit cantonal ;
- b. [...]
- c. projets dont les lignes sont réalisées sur au moins 80 % de leur longueur à l'aide de câbles dans des installations existantes ou prescrites par les autorités, telles que des routes, des tunnels ou des galeries souterraines ;
- d. projets pour lesquels le requérant démontre, à l'aide d'explications techniques, économiques et relatives à l'aménagement du territoire ainsi qu'au droit de l'environnement, qu'aucune autre variante ne saurait être privilégiée.

En vertu des art. 16 ss, LIE, et des art. 2 ss, OPIE, une procédure d'approbation des plans doit être menée pour la ligne de raccordement électrique après la clôture de la procédure PSE ou l'approbation de la renonciation à un PSE.

Le raccordement au gaz doit faire l'objet d'une demande d'approbation des plans au sens des art. 2 ss de la loi sur les installations de transport par conduites du 4 octobre 1963 (LITC ; RS 746.1) et des art. 7 ss de l'ordonnance sur les installations de transport par conduites du 26 juin 2019 (OITC ; RS 746.11). Là encore, il y a lieu de vérifier si une procédure simplifiée d'approbation des plans au sens de l'art. 17, LITC, peut être envisagée, en fonction de la conception du projet. Dès l'entrée en force de la décision d'approbation des plans et de l'approbation des travaux, l'exploitant d'une conduite de gaz doit se procurer une autorisation d'exploiter au sens de l'art. 30, LITC, et des art. 23 ss, OITC.

2.1.5 Autorisation de construire pour la centrale à gaz de réserve

La procédure d'autorisation de construire applicable aux centrales à gaz de réserve varie en fonction des dispositions légales cantonales et communales en vigueur sur le site d'implantation choisi. Lors de la sélection de sites envisageables dans le cadre de l'établissement du rapport de la société AFRY Schweiz AG (voir le chapitre 5 correspondant), seules des surfaces se trouvant dans des zones industrielles visées ont été prises en compte. Il a néanmoins été décidé de ne pas procéder à une analyse plus poussée des exigences en matière d'aménagement du territoire et de droit des constructions dans divers cantons. Une importance particulière devra donc être apportée à ces critères lors de l'évaluation des sites d'implantation potentiels. Il conviendra alors de vérifier si les études de base actuelles des plans directeurs cantonaux concernés sont suffisantes ou s'il est nécessaire d'adapter lesdits plans en vertu de l'art. 8, al. 2, LAT.^{iv}

Il est important de préciser que la plupart des lois cantonales sur l'énergie n'autorisent pas la construction de centrales thermiques à combustibles fossiles sans utilisation de chaleur ou que leur construction est soumise à d'importantes restrictions. Par exemple, plusieurs cantons disposant de sites d'implantation potentiels de centrales à gaz de réserve (voir le chapitre 2.7) n'autorisent la construction de centrales thermiques à combustibles fossiles qu'à condition que la chaleur ainsi engendrée soit utilisée intégralement et dans les règles de l'art.^v D'autres cantons exigent p. ex. que la chaleur soit utilisée « en grande partie », « en très grande partie », « autant que possible » ou « conformément à l'état de la technique ».^{vi} Ces conditions devront faire l'objet d'un examen minutieux au sein des cantons lors de l'évaluation approfondie des sites. Dans certains cas, les conditions d'obtention d'une autorisation de construire peuvent influencer sur le choix final du type d'installation, dans la mesure où il est parfois plus facile de se voir octroyer une autorisation pour une centrale à gaz à cycle combiné (CCC) que pour une centrale à turbine à gaz (GTK).

2.1.6 Droit régissant la protection de l'environnement

En vertu de l'art. 10a, al. 2, de la loi sur la protection de l'environnement du 7 octobre 1983 (LPE ; RS 814.01), puis de l'art. 1 et du ch. 21.2 de l'annexe de l'ordonnance relative à l'étude de l'impact sur l'environnement du 19 octobre 1988 (OEIE; RS 814.011), les centrales thermiques à combustibles fossiles d'une puissance thermique supérieure à 50 Mwth doivent être soumises à une étude de l'impact sur l'environnement.

Les dispositions s'appliquant en matière d'émissions de polluants et de nuisances sonores sont indiquées dans le rapport de la société AFRY. Pour s'y conformer, il suffit de recourir à des mesures techniques courantes.

Concernant le rejet de CO₂, les exploitants de centrales thermiques à combustibles fossiles sont tenus de participer au système d'échange de quotas d'émission (SEQE), conformément aux dispositions émanant de la loi fédérale sur la réduction des émissions de CO₂ du 23 décembre 2011 (loi sur le CO₂ ;

^{iv} Voir le document « Complément au guide de la planification directrice » de mars 2014 de l'Office fédéral du développement territorial (ARE), p. 30 ss (publié sur le site <https://www.are.admin.ch/> → Développement et aménagement du territoire → Stratégie et planification → Plans directeurs cantonaux → Documents) et le rapport « Le traitement des grands projets dans les plans directeurs cantonaux au sens de l'article 8 alinéa 2 LAT » du 27 novembre 2020 de l'association pour l'aménagement du territoire EspaceSuisse, chap. 3.3.4 (disponible sur le site <https://www.bpuk.ch/> → COSAC → À propos de la COSAC).

^v LU, SG, ZH.

^{vi} AG, BE, GE, NE, SO.

RS 641.71) et de l'ordonnance sur la réduction des émissions de CO₂ du 30 novembre 2012 (ordonnance sur le CO₂ ; RS 641.711). Se référer aux indications du rapport de la société AFRY, joint en annexe au présent document.

2.2 Possibilités de déploiement

La finalité première d'une centrale à gaz de réserve est d'éviter des pénuries d'approvisionnement dans des situations extrêmes, en particulier vers la fin de l'hiver. Elle constitue à ce titre une sorte d'assurance pour l'électricité. En temps normal, c'est-à-dire tant que le marché fonctionne correctement, il n'y a pas lieu de recourir à la centrale à gaz. Selon le rapport de Swissgrid, la mise en place d'une réserve hydraulique à des fins stratégiques n'apporterait guère d'amélioration face à des difficultés d'approvisionnement structurelles. Pour sa part, ElCom estime qu'il serait judicieux de combiner une (petite) réserve hydraulique à caractère stratégique à une centrale à gaz de réserve.

2.2.1 Finalité première

La centrale à gaz de réserve doit uniquement être mise en service si le marché énergétique est tel que l'offre ne permet plus de satisfaire la demande. Diverses options sont alors envisageables.

- Déploiement analogue à celui de l'énergie d'ajustement : la centrale est mise en service en cas de sous-couverture en Suisse lors de l'exploitation en temps réel. Néanmoins, en raison des exigences dynamiques, il se peut que ce type de déploiement soit uniquement réalisable en combinaison avec une réserve hydraulique, selon la technologie de la centrale à gaz considérée.
- Déploiement dès que le marché « day-ahead » de l'électricité ou le marché « intraday » ne ferme plus : cela permet d'intervenir suffisamment tôt dans le cas du marché day-ahead, si bien que l'on peut envisager de déployer uniquement la centrale à gaz de réserve (et pas la réserve hydraulique) selon l'évolution temporelle de la part d'énergie manquante, alors qu'une réserve hydraulique permettrait d'augmenter la puissance de réserve.

L'ElCom préconise la dernière variante, compte tenu de la marge de manœuvre y associée. Une mise en œuvre simple accompagnée d'une faible distorsion du marché pourrait consister à proposer la réserve, sur le marché day-ahead comme sur le marché intraday, à la valeur maximale du prix technique fixée pour les marchés considérés ou à soumettre une offre légèrement supérieure à celle de l'offre la plus élevée sur le marché. Les prix doivent être fixés de telle sorte qu'aucun arbitrage ne soit possible^{vii}. Si le marché day-ahead ne ferme plus, une nouvelle enchère a lieu. Il y a de fortes chances que tous les fournisseurs proposent l'ensemble de leurs ressources lors de cette nouvelle enchère grâce à laquelle ils espèrent obtenir des prix très élevés. Si cette nouvelle enchère ne permet toujours pas de satisfaire entièrement la demande, malgré les offres proposées sur le marché, le recours à la centrale à gaz de réserve pourra certainement être envisagé (déploiement justifié).

Un déploiement analogue à celui de l'énergie d'ajustement pourrait en outre être envisagé lorsque le groupe-bilan correspondant n'est pas en mesure de remplacer sur le marché la part d'énergie manquante, suite à une défaillance importante d'une centrale électrique.

Lorsque de grandes difficultés d'approvisionnement se profilent clairement, un déploiement de ce type effectué à titre purement curatif peut s'avérer trop tardif dans des situations extrêmes, lorsqu'il s'agit de limiter l'ampleur de pénuries d'approvisionnement ou il faudrait veiller à disposer de très grandes puissances supplémentaires provenant de centrales à gaz. Par conséquent, un déploiement préventif devrait également pouvoir être effectué dans des cas extrêmes prévisibles. Le principal défi consistera alors à définir un élément déclencheur adéquat pour la mise en service de la centrale à gaz. Identifier en amont une sous-couverture le plus tôt possible de sorte à mettre en service la centrale à gaz dans les meilleurs

^{vii} Le mécanisme exact de formation des prix doit être examiné de plus près. Un prix trop bas pourrait être une incitation inopportune à une gestion « offensive » de l'énergie provenant d'installations à accumulation. Il pourrait en résulter des exportations outre mesure suite à des congestions survenues à l'étranger. Pour limiter les exportations d'énergie, il convient de faire en sorte que le prix soit toujours au minimum équivalent au prix défini juste avant dans tous les pays voisins et pouvant y être obtenu. D'un autre côté, un prix trop élevé pourrait s'accompagner de démarches visant à faire sciemment augmenter le prix.

délais, puis l'exploiter sur une période suffisamment longue permet de limiter le risque concernant l'énergie non fournie (ENS)^{viii} et de restreindre en conséquence la puissance à installer en centrale à gaz. D'un autre côté, ce type d'intervention sur le marché peut s'avérer injustifié.

Différentes options sont également envisageables pour un tel déploiement préventif. Les deux premières variantes présentées ci-dessous (production alternée d'énergie) pourraient être interprétées comme un redispatching préventif, bien que le terme « redispatching » désigne généralement l'ensemble des mesures visant à maîtriser une congestion du réseau. Pour éviter tout malentendu, nous préférons ne pas utiliser le terme « redispatch » dans ce contexte. Dans le cas des deux autres variantes, de l'énergie d'approvisionnement supplémentaire est directement produite à titre préventif.

- « Production alternée d'énergie » avec les autres acteurs de la branche : un élément déclencheur est défini, à partir duquel la centrale au gaz est mise en service et assure la production en lieu et place de la centrale à accumulation. Le groupe-bilan de la centrale à accumulation qui ne produit plus verse une indemnisation pour les économies d'eau ainsi réalisées. Inconvénient : comme l'énergie supplémentaire est directement mise à disposition sur le marché (sans réel déficit pour la Suisse), le montant de cette indemnisation doit être défini de sorte à empêcher toute incitation inopportune pouvant p. ex. favoriser d'autres exportations. Pour ce modèle et celui présenté ensuite, l'élément déclencheur peut prendre la forme d'une évaluation de l'adéquation à court terme^{ix}.
- « Production alternée d'énergie » visant à remplir la réserve hydraulique stratégique : là encore, un élément déclencheur est défini, à partir duquel la centrale au gaz est mise en service et remplace la centrale à accumulation. L'eau ainsi économisée permet de remplir la réserve hydraulique ou peut être utilisée pour éviter de puiser dans la réserve. En procédant de la sorte, on dispose d'une quantité d'énergie et d'une puissance suffisantes pour parer à une éventuelle sous-couverture. Ce faisant, il est essentiel de veiller à bien répartir l'eau entre différents bassins, de manière à pouvoir réellement disposer d'une puissance suffisante en cas de sous-couverture^x.
- Mise en service temporaire d'une centrale à gaz de réserve : selon ce modèle, la centrale à gaz de réserve serait mise en service dès l'apparition d'un élément déclencheur défini. La procédure serait particulièrement simple, puisqu'il suffirait de définir cet élément déclencheur (et un second élément déclencheur pour remettre la centrale à gaz hors service). Néanmoins, ce modèle écrêterait les pics de prix et serait donc caractérisé par une plus forte distorsion du marché que dans le cas d'une production alternée d'énergie. Pour ce modèle, l'élément déclencheur pourrait être un seuil prédéfini pour les prix du marché.
- Marché de capacité : le soumissionnaire dont l'offre est la plus basse met en place une centrale à gaz dont l'énergie produite est vendue au prix du marché. Pour s'assurer que le recours à cette centrale aura lieu uniquement en cas de situation d'urgence, de sorte à limiter entre autres la distorsion du marché, il serait possible de définir un montant devant être reversé par la centrale aux utilisateurs du réseau pour chaque MWh produit. Ce montant doit être répercuté sur le prix proposé sur le marché. Ce montant assume la même fonction que l'élément déclencheur défini dans les autres modèles.

^{viii} Energy not supplied

^{ix} Dans le cadre du paquet sur l'énergie propre de l'UE, des évaluations de l'adéquation à court terme sont évoquées (art. 8 et 9 du règlement (UE) 2019/941). Dans un premier temps, ces évaluations ont été effectuées sur une base hebdomadaire selon Swissgrid, bien qu'une évaluation mensuelle soit également prévue ultérieurement, si nécessaire. En cas de délai de mise en place d'une seule semaine, il se pourrait que l'élément déclencheur se manifeste trop tardivement pour que l'on puisse écarter avec certitude tout risque d'ENS.

^x En effet, si l'eau est uniquement répartie entre quelques bassins, il se pourrait que ces centrales à accumulation continuent à produire de l'électricité sur le marché, alors que d'autres ne sont plus en mesure de le faire. Bien qu'il y aurait de l'énergie de réserve, celle-ci ne pourrait pas être utilisée, puisque la puissance correspondante aurait déjà été mise sur le marché. Or, si des réserves d'énergie ont été effectuées dans plusieurs centrales à accumulation différentes, ce cas de figure ne peut pas se produire. Si plusieurs centrales à accumulation produisent de l'énergie, aucune sous-couverture ne peut se produire (sauf si la production de nombreuses centrales est destinée à l'exportation, ce qui n'est guère probable lorsque la Suisse se trouve en situation de pénurie ; de plus, il serait toujours possible de racheter la quantité d'énergie destinée à l'exportation).

L'ElCom préconise l'option consistant en une production alternée d'énergie visant à remplir la réserve hydraulique stratégique, et ce pour deux raisons : cette option est celle qui entraîne le moins une distorsion du marché et elle garantit que l'énergie produite par la centrale à gaz ne sera utilisée qu'en cas d'urgence. L'interaction entre la réserve hydraulique et la centrale à gaz est la plus efficace dans le cas de cette variante. L'élément déclencheur du remplissage et son étendue doivent être définis sur la base des évaluations de l'adéquation à court terme. La procédure exacte reste à définir^{xi}. Ce type de production alternée d'énergie pourrait reposer sur un système d'enchères, de sorte à compenser les éventuels inconvénients économiques liés à une gestion de l'énergie provenant de centrales à accumulation, tout en tenant compte des besoins du marché.

Les conditions d'un déploiement préventif doivent être particulièrement strictes, pour éviter d'y recourir trop fréquemment ou de manière précipitée, ce qui entraînerait une distorsion supplémentaire du marché, et pour limiter la mise en service de la centrale à gaz au strict nécessaire, de sorte à rejeter le moins possible de CO₂. L'ElCom recommande de définir non seulement un élément déclencheur, mais aussi un critère formel (activation du niveau de préparation 2 [NP 2] par l'organisation Ostral) ou informel (sous la forme d'un groupe de coordination formé en cas de crise et composé de représentants des autorités compétentes et d'acteurs de la branche) à respecter avant toute mise en fonctionnement effectuée à titre préventif. Il faudrait également vérifier si le Conseil fédéral ne devrait pas approuver à court terme le déploiement préventif sur demande de l'ElCom.

En revanche, il devrait être possible, après chaque recours à titre curatif, de reconstituer la réserve hydraulique conformément à la quantité d'énergie initialement contractée, et ce sans avoir à remplir de telles conditions. Après un recours effectué à titre curatif, la situation doit toujours être considérée comme critique. En cas de recours opéré en début d'année, la réserve doit de nouveau être remplie. Par contre, si le recours a lieu vers la fin de l'hiver, il est possible d'y renoncer, selon le résultat des évaluations de l'adéquation à court terme.

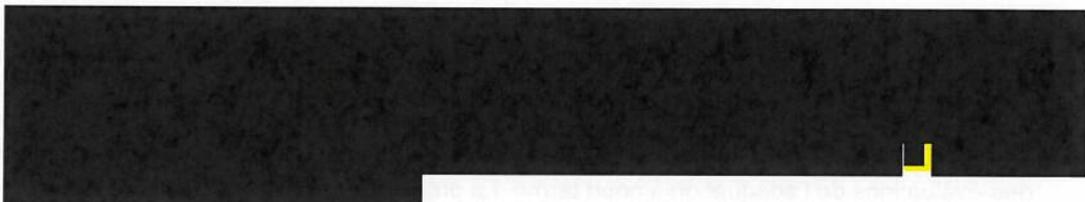
2.2.2 Aspects secondaires

Au-delà de la finalité première, une centrale à gaz de réserve peut être mise en fonctionnement à diverses fins, comme explicité ci-dessous.

- Mise en fonctionnement visant à augmenter la capacité de transport transfrontalier (NTC) : [REDACTED] la mise en fonctionnement de la centrale à gaz de réserve peut contribuer à augmenter la NTC dans une certaine mesure. Il convient d'opter pour cette solution lorsque la centrale à gaz de réserve est en fonctionnement en raison de sa finalité première ; il n'en résulte aucune exigence de conception.
- Maintien des mesures de redispatching visant à augmenter la NTC : on a évalué s'il était possible de calculer la NTC de manière plus offensive, au cas où la centrale à gaz de réserve pourrait être mise à disposition sur un site adéquat pour un redispatching curatif. Cette éventualité a néanmoins été exclue en raison des exigences dynamiques y afférentes.

^{xi} À défaut d'intervention sur le marché, la production alternée d'énergie ne pourrait être mise en place que lorsque les programmes prévisionnels définitifs de la centrale à accumulation sont clairement établis. D'un point de vue opérationnel, cela serait très difficilement réalisable. Si la production alternée d'énergie s'appuyait simplement sur les programmes prévisionnels day-ahead, les centrales à accumulation perdraient de leur flexibilité et devraient être dédommagées en conséquence. C'est particulièrement flagrant dans le cas des centrales de pompage-turbinage où une telle production alternée entraverait la gestion des opérations. Au vu de ces explications, il semble judicieux d'axer une production alternée d'énergie sur les besoins du marché en organisant des enchères : la centrale à accumulation correspondant à l'offre la moins élevée transfère la quantité d'énergie produite à l'aide de la centrale à gaz à la réserve hydraulique. Pour cela, il est nécessaire que les centrales à accumulation qui dépassent une certaine part contractée dans la réserve hydraulique totale puissent être exclues, afin de répartir les capacités de production ou l'énergie de ladite réserve entre plusieurs installations de stockage. Il faudrait également clarifier la question de la gestion des débits au printemps, au cas où les réserves constituées seraient trop importantes.

^{xii} Toutefois, selon les simulations de réseau effectuées dans le cadre de l'étude Frontier, les éléments de réseau limitant la NTC dans le scénario 1 se trouvent principalement en dehors de la Suisse ou à proximité. Par conséquent, le recours à une centrale à gaz, que ce soit durant son fonctionnement prévu ou en cas de maintien d'une mesure de redispatching, n'a qu'un effet limité sur la NTC.

- 
- Maintien de la puissance de réglage : cette possibilité est exclue en raison des exigences dynamiques très strictes qui y sont associées. De plus, il en résulterait une distorsion du marché de la puissance de réglage, ce qui ne serait pas justifiable.
 - Maintien de la tension : en effectuant quelques investissements supplémentaires, il serait possible d'utiliser le générateur comme déphaseur lorsque la centrale à gaz de réserve ne fonctionne pas. Étant donné que le maintien de la tension est un phénomène local amené à s'accroître, cette solution pourrait être très judicieuse selon le site.
 - Démarrage autonome : une centrale à gaz de réserve pourrait être conçue de sorte à démarrer de manière autonome. Dans la mesure où la Suisse dispose déjà d'un nombre important de centrales aptes au démarrage autonome, ce critère n'est pas le plus important.
- 

2.3 Garanties concernant la neutralité climatique

L'exploitation d'une centrale à gaz est considérée climatiquement neutre lorsque les émissions de gaz à effet de serre, en l'occurrence de CO₂ et de méthane, peuvent être ramenées à un seuil minimum à l'aide de mesures judicieuses et que les émissions de gaz à effet de serre qui ne peuvent être évitées sont couvertes par le système d'échange de quotas d'émissions (SEQE).

Les émissions de CO₂ inévitables d'une centrale à gaz de réserve sont principalement générées lors du test de fonctionnement annuel requis. À cela s'ajoutent les émissions liées au fonctionnement de la centrale en cas de mise en service dans des situations d'urgence. Dans le cas d'une centrale à turbine à gaz, cela représente des émissions de CO₂ de l'ordre de 564 g/kWh (fonctionnement au gaz) et de 738 g/kWh (fonctionnement au mazout^{xiv}). Or, les valeurs d'une centrale à gaz à cycle combiné équipée d'une turbine comparable sont environ un tiers inférieure à celles d'une centrale à turbine à gaz (fonctionnement au gaz et fonctionnement au mazout).

Une centrale à gaz fonctionnant au gaz naturel émet du méthane, un composant du gaz naturel également nuisible au climat, bien que très rarement et en très faible quantité (la plupart du temps en cas de défaillances ou de rinçage uniquement).

À l'heure actuelle, pour compenser ces émissions de gaz à effet de serre non évitables, il convient de respecter les dispositions de la loi fédérale sur la réduction des émissions de CO₂ du 23 décembre 2011 (loi sur le CO₂ ; RS 641.71). Les exploitants de centrales à gaz de réserve sont tenus de participer au SEQE, selon la quantité d'émissions de CO₂ produite chaque année (et en tenant compte des éventuels rejets de méthane, exprimés en équivalents CO₂). Il n'est pas prévu d'attribuer gratuitement des droits d'émission aux centrales thermiques à combustibles fossiles. L'acquisition de droits d'émission dans des enchères ou sur le marché secondaire permet alors de réduire en conséquence les émissions de CO₂ sur le marché européen. De ce fait, une centrale à gaz de réserve dont le fonctionnement est conforme aux dispositions de la loi sur le CO₂ ne devrait pas entraîner d'émissions supplémentaires si le SEQE fonctionne de façon optimale.^{xv} Par ailleurs, la loi sur le CO₂ exige qu'une taxe sur le CO₂ soit prélevée sur les combustibles. Celle-ci se fonde sur la valeur moyenne des coûts externes (établis par l'OFEV).

^{xiii} En vertu de l'art. 16(8) du règlement (UE) 2019/943, l'UE exige que ses États membres mettent à disposition au moins 70 % de la capacité de leurs éléments de réseau pour les échanges transfrontaliers.

^{xiv} Pour connaître les combustibles de substitution, voir le chapitre 2.6.2.2.

^{xv} Voir le « message concernant l'approbation de l'accord conclu entre la Suisse et l'Union européenne sur le couplage de leurs systèmes d'échange de quotas d'émission et sa mise en œuvre (Modification de la loi sur le CO₂) du 1^{er} décembre 2017 », ch. 4.5 ; FF 2018, p. 441 et 442.

En théorie, on pourrait également recourir à la technique de capture et stockage du CO₂, nommée en anglais « Carbon dioxide Capture and Storage (CCS) ». Cette technique consiste à séparer le dioxyde de carbone des gaz de combustion, puis à l'emmagasiner directement dans des couches géologiques profondes pendant une durée illimitée. Cette technologie en est encore au stade du développement^{xvi}. Compte tenu de l'utilisation prévue de la centrale à gaz de réserve et de son temps de fonctionnement relativement restreint, la technique CCS ne semble pas adaptée aux difficultés que nous pourrions rencontrer dès 2025 et ne sera donc pas prise en considération. Lorsque la technique sera au point, il sera toujours possible d'y recourir ultérieurement pour la centrale.

Lors du choix des technologies, il peut être judicieux de veiller, à l'avenir, à réduire les émissions générées en utilisant des combustibles de substitution issus de matières premières biogènes. Il est également possible d'incorporer de l'hydrogène neutre en CO₂ aux carburants fossiles. Si l'on considère les difficultés techniques rencontrées, les quantités requises et celles (trop insuffisantes) disponibles de biogaz, de biodiesel et d'hydrogène dit « vert » ou « jaune », p. ex., tout semble indiquer que l'exploitation d'une centrale à gaz de réserve à partir de 2025 devrait se faire majoritairement sans combustibles de substitution. En outre, les combustibles de substitution biogènes devraient être emmagasinés de sorte à disposer d'une réserve et ne seraient donc plus disponibles sur le marché pour lequel ils sont pourtant si importants, car neutres en CO₂. Or, en cas de non-utilisation de la centrale à gaz de réserve, cette mesure pourrait avoir un effet néfaste sur le bilan climatique, si aucune autre infrastructure dédiée à la production de combustibles biogènes n'a été mise en place pour compenser cette mise en réserve.

2.4 Dimensionnement

Pour déterminer la puissance requise de la centrale, il convient de tenir compte de la mission confiée par le Conseil fédéral^{xvii}, des analyses détaillées de la problématique (notamment les évaluations de l'adéquation pour S1mod), puis des réflexions concernant le régime d'utilisation, les analyses coûts-bénéfices, les risques de distorsion du marché et la mise en œuvre.

Comme indiqué dans les précisions sur la gouvernance (voir le chapitre 0), l'ElCom estime qu'elle doit, conformément à la mission qui lui a été confiée par le Conseil fédéral, tenir les centrales à gaz de réserve à disposition pour générer de l'énergie d'approvisionnement en cas d'urgence, et qu'elle ne doit pas les intégrer au réseau exploité.

Parenthèse : le scénario de stress « S1mod » correspondant au scénario 1 de l'étude Frontier

Le scénario 1 décrit une situation où il n'y a pas d'entente sur une prise en compte mutuelle adéquate lors du calcul des capacités entre la Suisse et les régions voisines de l'UE dites « de calcul de la capacité », alors qu'on présuppose que l'Italie a également été intégrée au couplage de marchés fondé sur les flux (en anglais : Flow-based Market Coupling). Dans ce scénario, les capacités d'importation de la Suisse sont très limitées. Le scénario de stress « S1mod » repose par ailleurs sur l'hypothèse que les deux tranches de la centrale nucléaire de Beznau et qu'un tiers des centrales nucléaires françaises sont hors service. Un tel scénario de stress est certes peu vraisemblable, mais il ne reste pas impossible : les négociations techniques avec les régions de calcul de la capacité progressent très lentement et la disponibilité des centrales nucléaires durant l'hiver 2016/2017 était comparable aux conditions de ce scénario (Beznau I hors service, Leibstadt hors service jusqu'à la mi-février, une part importante des centrales nucléaires françaises était hors

Le rapport établi par Swissgrid contient des analyses détaillées de la problématique et propose des réflexions sur le régime d'utilisation. Il en ressort ce qui suit : plus la durée d'utilisation de la centrale est courte et plus la puissance requise pour éviter une interruption d'approvisionnement est élevée. Elle

^{xvi} Voir la page Internet [Séquestration CO₂ \(geologieportal.ch\)](http://Séquestration CO2 (geologieportal.ch)), consultée en novembre 2021

^{xvii} Arrêté du Conseil fédéral du 18 juin 2021 relatif au « message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables », chiffre 5 du dispositif

avoisine 6000 MW dans les cas les plus extrêmes. En contrepartie, la puissance requise est moins importante lorsque la centrale à gaz est utilisée sur une période plus longue. Force est de constater qu'une utilisation sur le marché, axée sur les prix, dans le scénario S1mod avec une centrale à gaz d'une puissance de 400 MW permettrait déjà de réduire considérablement les problèmes d'approvisionnement, alors que la centrale à gaz produit en moyenne 1477 GWh d'électricité. Toutefois, le fonctionnement préventif d'une centrale à gaz de réserve jusqu'à sept semaines avant l'apparition des problèmes d'approvisionnement prévus et le maintien de son fonctionnement pendant trois mois permettent, dans le pire des cas, d'écarter tout risque d'ENS dans le cas d'une centrale à turbine à gaz avec une puissance de quelque 1000 MW « seulement ».

Une mise en service effectuée à titre purement curatif nécessiterait une puissance de 6000 MW pour empêcher toute interruption d'approvisionnement. Or, la mise à disposition d'une telle puissance serait difficilement réalisable. De plus, elle ne serait pas raisonnable, d'un point de vue tant énergétique qu'économique. Et l'approvisionnement en combustible nécessaire à cet effet (gaz ou mazout) n'est possible que dans une certaine mesure, en Suisse et sur certains sites, et ce en raison des quantités requises en cas de mise en service.

Une solution bien plus efficace consiste à déployer suffisamment tôt à l'avance (mesure préventive) une puissance de centrale à gaz supplémentaire. En combinant l'énergie hydraulique existante à une source d'énergie complémentaire, il est possible de parer aux risques identifiés à l'horizon 2025, et ce à divers niveaux (approvisionnement, énergie, économie). Indiquer clairement les règles applicables à la mise en service d'une centrale à gaz de réserve permet d'écarter la quasi-totalité des risques de distorsion du marché et les incitations inopportunes pouvant être favorables à des exportations supplémentaires.

Une évaluation de l'adéquation à court terme permettrait d'analyser les éléments déclencheurs requis en vue d'un fonctionnement préventif. Le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E) a d'ores et déjà mis au point et introduit un système d'évaluation de l'adéquation. Il porte sur un horizon de sept jours et fait l'objet d'une mise à jour régulière. On envisage également la possibilité que ENTSO-E procède à une évaluation de l'adéquation à court terme sur un horizon mensuel (sur initiative des Regional Coordination Centers [RCC] ou des Transmission System Operators [TSO], le cas échéant), laquelle permettrait de détecter p. ex. une évolution majeure des hypothèses associées aux perspectives saisonnières, telles qu'un décalage important dans la planification de la maintenance. Rien ne permet néanmoins d'affirmer si la Suisse peut elle aussi initier de telles évaluations aujourd'hui et demain, par l'intermédiaire de Swissgrid.

Selon le scénario S1mod, il faudrait pouvoir disposer d'une puissance de centrale à gaz de quelque 1000 MW. Procéder de la sorte en acceptant également un fonctionnement préventif dans des situations extrêmes permettrait de couvrir la plupart des scénarios sans ENS. Mais il ne s'agit toutefois pas d'une garantie absolue. En cas de défaillance soudaine et prolongée d'une grande centrale nucléaire suisse dans un contexte déjà particulièrement tendu, il se pourrait que les difficultés d'approvisionnement ne puissent pas être totalement écartées malgré l'existence d'une centrale à gaz de réserve supplémentaire. Concernant la conception et l'aptitude au fonctionnement des installations, les directives de l'ElCom sont les suivantes : en situation d'urgence, la centrale à gaz d'une puissance de 1000 MW doit, dans le pire des cas, fonctionner pendant environ trois mois^{xviii}.

Comme l'indique l'analyse de l'utilité marginale, l'efficacité de la mesure diminue lorsque la capacité augmente. C'est la raison pour laquelle il semble opportun de procéder de manière échelonnée lors de la mise en place de nouvelles installations. Une ou deux unités de production de quelques centaines de mégawatts améliorent déjà considérablement la résilience de l'approvisionnement en électricité. Le développement des capacités pourrait s'effectuer en fonction de l'évolution de la situation.

^{xviii} Ce qui correspond à la durée du cas extrême du scénario S1mod sans fonctionnement en tant que réserve stratégique

Parenthèse : utilité d'une réserve hydraulique stratégique

Dans son message du 18 juin 2021 concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (FF 2021 1666), le Conseil fédéral propose d'instituer une réserve d'énergie stratégique pouvant notamment consister en un volume donné d'eau conservé (réserve hydraulique). Ce faisant, il convient de dédommager les centrales à accumulation pour l'énergie réservée pour la fin de la période hivernale. L'utilité d'une telle réserve hydraulique a été analysée lors des évaluations de l'adéquation pour le scénario S1mod. Une réserve de 1,1 TWh n'a quasiment aucun effet en la matière. Mais lorsque le système suisse d'électricité est porté à ses limites pendant une longue période, comme c'est le cas envisagé dans le scénario S1mod, il y a lieu d'y recourir le plus tôt possible en cas d'ENS au lieu de retirer du marché de l'électricité issue des centrales à accumulation. L'usage fait de l'eau (mise sur le marché ou constitution d'une réserve) n'est d'aucune importance en matière d'adéquation. Pour améliorer sensiblement l'adéquation, il est nécessaire d'injecter de l'énergie supplémentaire dans le système. Cela peut se faire au moyen d'une centrale à gaz de réserve, p. ex., mais pas d'une réserve hydraulique.

Une réserve hydraulique stratégique peut s'avérer utile en cas d'incident de courte durée (comme la défaillance durant quelques jours d'un élément de réseau important pour les importations).

De même, lorsqu'elle est combinée à une centrale à gaz de réserve, une réserve hydraulique permet de disposer d'une plus grande flexibilité, et ce rapidement, de manière à développer la puissance de réserve et à stocker de l'énergie durant le fonctionnement préventif de la centrale à turbine à gaz. La réserve hydraulique, dont la capacité est limitée, n'offre qu'une quantité d'énergie donnée, mais qui suffit néanmoins à couvrir brièvement d'importants pics de puissance si elle est répartie sur plusieurs installations différentes. La « capacité à durer » d'une réserve hydraulique peut être considérablement prolongée et optimisée lorsque celle-ci est combinée à des centrales à gaz de réserve. Il n'est alors pas nécessaire de la surdimensionner. À l'inverse, la puissance des centrales à gaz peut être réduite autant que possible, dans la mesure où il n'est pas nécessaire de les dimensionner pour couvrir les pics de puissance. Le maintien d'une réserve hydraulique de [REDACTED] gigawattheures, pouvant être complétée au besoin par la mise en service d'une centrale à turbine à gaz, semble être suffisant à cet effet.

2.5 Exigences techniques

Outre le dimensionnement des centrales à gaz, les objectifs de leur déploiement sont déterminants lors de la définition des exigences techniques. Le présent concept a été élaboré en partant de l'hypothèse que les centrales à gaz ne seront généralement pas utilisées, sauf dans des situations d'urgence exceptionnelles. Puisque le scénario proposé permet de recourir à une centrale à gaz combinée à une réserve hydraulique, les exigences techniques en termes de disponibilité et de comportement dynamique peuvent être relativement faibles. Un démarrage en moins d'une heure ou des gradients plus élevés pour les variations de charge seraient certes réalisables d'un point de vue technique, mais ne sont pas indispensables au regard du déploiement visé.

Lors de la sélection de la technologie, plusieurs possibilités ont été envisagées : des moteurs à combustion stationnaires, des turbines à gaz dérivées de l'aviation (également dites « aérodérivées ») et des turbines à gaz lourdes. C'est ce qui correspond à l'approche internationale en matière de centrales destinées à couvrir les charges de pointe ou de centrales de réserve pour situations d'urgence. Tous ces dispositifs et appareils sont proposés dans plusieurs gammes de modèles, peuvent fonctionner au gaz et au mazout et présentent à la fois des avantages et des inconvénients spécifiques en matière de coûts, de rendement, de comportement dynamique ou de possibilité de conversion en une installation combinée.

Les technologies associées à des combustibles solides (comme le charbon ou le bois) n'ont pas été approfondies en raison des scénarios de recours et de la forte quantité d'émissions de CO₂ générées par la combustion de charbon.

Les exigences techniques ont permis de constater qu'un certain nombre de machines de la catégorie des turbines à gaz lourdes de la classe E (entre 140 et 210 MW par machine) semble satisfaire au mieux à divers critères : coûts spécifiques de l'installation, redondance, émissions et possibilité de conversion en une installation combinée.

Le concept de centrale proposé est conforme aux dispositions de la législation en vigueur en matière d'environnement (CO₂, qualité de l'air, protection des eaux, nuisances sonores, etc.).

2.6 Combustibles

2.6.1 Disponibilité physique

Avant de constituer des réserves à partir de centrales thermiques à combustibles fossiles, il est nécessaire de vérifier la disponibilité des combustibles utilisés. La suite du document vise à déterminer s'il est possible, nécessaire et pertinent de stocker des combustibles.

Pour l'analyse de ces disponibilités, il est important de rappeler que le problème d'approvisionnement détecté à l'horizon 2025 sera probablement dû avant tout à des capacités très limitées concernant le transport de l'électricité et aux possibilités de production restreintes des centrales hydrauliques et nucléaires. Or, la pénurie d'électricité est avant tout un phénomène spécifique à la Suisse et ne repose en aucun cas sur l'hypothèse d'une pénurie générale de gaz en Europe. Le concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe porte donc essentiellement sur les mesures à prendre pour faire face à un tel scénario en Suisse. Le scénario – peu probable à l'horizon 2025 – d'une crise simultanée de l'approvisionnement en gaz n'est pas envisagé de façon explicite. Il ne semble donc pas nécessaire de renforcer la sécurité pour contrer une éventuelle pénurie de gaz.

Il serait toutefois possible d'assurer l'approvisionnement physique, en combustibles, des centrales à gaz. L'intégration institutionnelle de la Suisse au marché intérieur du gaz au sein de l'Union européenne étant insuffisante, celle-ci n'est pas impliquée dans les mécanismes européens de gestion des crises d'approvisionnement en gaz. De ce fait, rien ne permet d'être sûr que des livraisons de gaz convenues par contrat et les capacités de réseau et de stockage à l'étranger pourraient effectivement être assurées en cas de pénurie de gaz à l'échelle européenne. Il serait donc nécessaire de stocker des combustibles physiques en Suisse. Les deux solutions indiquées ci-dessous peuvent être prises en compte.

- Constitution et exploitation de stocks de gaz en Suisse :
actuellement, la Suisse ne dispose pas de grandes capacités de stockage pour le gaz. Les capacités journalières de stockage sont celles des réservoirs tubulaires et des réservoirs sphériques existants. Elles servent en premier lieu à stabiliser le réseau et ne sont pas conçues pour un stockage saisonnier ou stratégique du fait de leur volume particulièrement restreint. En raison des particularités géologiques de la Suisse, il n'est pas évident de savoir si de grands réservoirs enterrés, par exemple, pourraient être mis en place à titre de mesure à long terme. En l'état actuel des choses, on ne peut donc pas affirmer que la Suisse dispose d'installations de stockage de gaz stratégiques.
- Stockage de combustibles de substitution en Suisse :
dans le cadre de l'approvisionnement économique du pays, le stockage de mazout (également appelé « huile de chauffage ») est obligatoire, à titre supplétif, pour remplacer le gaz naturel. Les entreprises industrielles qui possèdent des installations de type bicomcombustible peuvent, en cas de pénurie de gaz, être contraintes de les faire fonctionner au mazout et non au gaz. Par analogie, des centrales à gaz pourraient tout à fait être conçues comme des installations de type « dual fuel », c'est-à-dire à deux combustibles. Ces installations pouvant commuter en mode de fonctionnement au mazout léger, il serait possible de stocker ce combustible pour assurer l'approvisionnement en cas de pénurie de gaz. Comme les besoins en mazout ne cessent de décroître, des capacités en termes de réserves obligatoires peuvent être libérées. Il serait possible

de les utiliser pour les besoins des centrales à gaz. En guise d'alternative, le stockage de combustibles de substitution issus de matières premières biogènes ou d'hydrogène neutre en CO₂ pourrait être envisagé en vue du fonctionnement de centrales à gaz. Mais comme de tels combustibles sont aujourd'hui rares et ne représentent qu'une part de marché relativement faible, leur réservation ou leur stockage préventif 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.

S'il fallait également prendre des mesures pour faire face à une éventuelle pénurie de gaz en Europe, la première d'entre elles consisterait, à court et à moyen terme, à stocker^{xix} du mazout comme combustible alternatif. Une pénurie d'électricité et/ou de gaz n'allant pas forcément de pair avec des difficultés d'approvisionnement en mazout, il est possible que les stocks existants (commerciaux et obligatoires) suffisent à couvrir les besoins, de sorte qu'il ne serait pas nécessaire de constituer de réserves de mazout supplémentaires ou uniquement pour de petites quantités.

Indépendamment de ces éléments, il convient de relativiser l'utilité d'une telle réserve dans la pratique. Tant qu'il y a suffisamment de gaz en Europe, les risques concernant l'approvisionnement en Suisse sont faibles et sont uniquement liés à l'exploitation des infrastructures des réseaux de gaz. Or, il est très improbable qu'une défaillance de l'infrastructure du réseau de gaz et une pénurie d'électricité dans le pays surviennent au même moment. Une pénurie de gaz en Europe serait bien plus problématique pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse. En effet, comme la Suisse est tributaire des importations pour couvrir ses besoins en hiver, et ce dans tous les scénarios envisagés, même ceux examinés dans le cadre de l'étude Frontier, cela impacterait obligatoirement la sécurité de l'approvisionnement du pays. Néanmoins, il convient de s'interroger sur l'utilité d'une réserve de combustible en Suisse, qui serait liée à l'exploitation des centrales à gaz de réserve. Pour un tel scénario, il faudrait dimensionner plus fortement la réserve de combustible et celle de la centrale à gaz.

En conclusion, pour le scénario de risque considéré, il n'est pas nécessaire de prévoir une réserve de combustible en Suisse, comme indiqué dans le rapport établi suite à l'étude Frontier. Si la constitution d'un stock en Suisse est néanmoins souhaitée pour la sécurité de l'approvisionnement en combustible primaire, l'ElCom préconise une mise en œuvre axée sur du combustible liquide (mazout).

2.6.2 Chaînes d'approvisionnement

Pour être en mesure d'exploiter le combustible en Suisse, il est nécessaire de le faire importer. Or, les chaînes d'approvisionnement usuelles en la matière présentent des caractéristiques dont il convient de tenir compte lors de l'exploitation d'une centrale à gaz de réserve.

2.6.2.1 Gaz

L'achat du gaz naturel nécessaire à la réalisation des tests et à l'exploitation des centrales à gaz de réserve pourrait s'effectuer sur une plate-forme de négoce liquide pour le gaz dans un pays voisin. Il pourrait s'agir, p. ex., de Trading Hub Europe (THE) en Allemagne, de Points d'Échange de Gaz (PEG) en France ou de Punto di Scambio Virtuale (PSV) en Italie. L'achat de gaz naturel en grandes quantités via le Central European Gas Hub (CEGH) en Autriche impliquerait un transport transitant par l'Allemagne ou l'Italie. Une solution alternative à l'achat direct de combustible sur la plate-forme de négoce du gaz consiste à conclure un contrat de fourniture de gaz (« over the counter » ou OTC) avec un producteur ou fournisseur de gaz.

Au coût d'achat de la quantité d'énergie requise sur la plate-forme de négoce du gaz s'ajoutent deux éléments : une redevance de réseau pour l'acheminement jusqu'à la frontière suisse, ainsi qu'une rémunération pour l'utilisation du réseau (également appelée « rétribution de l'utilisation du réseau ») lors du transport en Suisse. Autre possibilité : stocker la quantité de gaz acquise sur la plate-forme de négoce, au lieu de la transporter directement jusqu'à la centrale à gaz de réserve. Bien entendu, cette

^{xix} L'organisation Carburia évalue les coûts de réalisation d'installations de stockage de mazout à 17 millions de francs pour un volume de 20 000 m³, à 27 millions de francs pour 50 000 m³ et à 51 millions de francs pour 150 000 m³

option pourrait générer des frais supplémentaires (rémunération pour l'utilisation du réseau). Les pays voisins, en particulier l'Allemagne et la France^{xx}, proposent un stockage de gaz fondé sur le marché. Concernant la rémunération pour l'utilisation du réseau, il existe bien souvent un système tarifaire différencié permettant de réserver des capacités infra-annuelles. Il est possible de revendre partiellement les capacités acquises, mais non requises, sur des plates-formes de négoce ou, le cas échéant, via des contrats OTC, afin d'optimiser les coûts de la puissance. Dans le cadre de la stratégie d'approvisionnement, des conditions peuvent être définies dans le but d'optimiser la réservation des capacités en tenant compte des risques encourus.

Les indications fournies ci-dessous reposent sur l'hypothèse d'un approvisionnement via la plate-forme de négoce allemande THE (mais ce principe peut également très bien s'appliquer en France comme en Italie). Dans le cadre de cet exemple, la puissance en énergie primaire requise^{xxi} correspond à 2,74 GWh/h. Les informations actuellement disponibles sur les prix font office de référence. Pour la plate-forme de négoce virtuelle THE, l'achat de produits gazeux sur le marché spot et sur le marché à terme peut s'effectuer via European Energy Exchange (EEX). La durée de livraison des produits gazeux négociés s'étend du marché intraday aux produits annuels avec une période d'anticipation de quatre années.

- Utilisation du réseau allemand :

le gaz naturel acheté auprès de THE peut être fourni à n'importe quel point de soutirage en Allemagne, moyennant le versement d'une rétribution au point de soutirage. La redevance de réseau pour l'acheminement jusqu'au point de soutirage de Wallbach (DE) à la frontière au nord de la Suisse s'élèverait à environ **2 millions d'euros/an**^{xxii} en cas de réservation pour une période de deux mois. Il est possible de réserver des capacités pour une année complète, pour des périodes trimestrielles ou mensuelles, ou simplement pour quelques jours. L'utilisation de certains produits de capacité pourrait même permettre d'abaisser le montant de la redevance de réseau. Les capacités de transport de gaz non requises pourraient éventuellement être revendues par l'intermédiaire d'une plate-forme de négoce existante ou via un contrat OTC.

- Utilisation du réseau suisse :

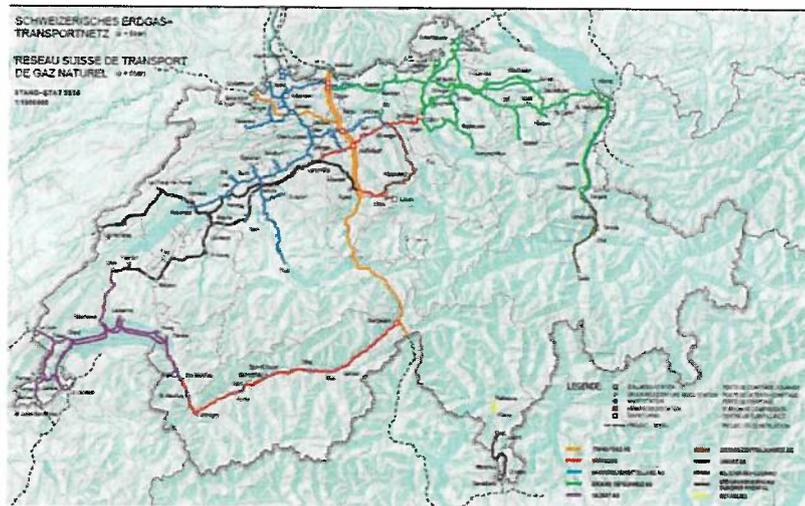


Figure 3 : Réseau suisse de transport de gaz naturel (source : ASIG)

Le transport de gaz de la frontière suisse jusqu'au lieu d'utilisation s'effectue contre le versement d'une rémunération pour l'utilisation du réseau. Celle-ci est de 10 à 14 francs/kW/an selon l'emplacement de la centrale à gaz. Son montant est dégressif, en fonction du moment du démarrage

^{xx} Voir l'accord entre la Suisse et la France garantissant l'approvisionnement pour la Suisse occidentale.

^{xxi} La puissance en énergie primaire de 2,74 GWh/h correspond au pire scénario.

^{xxii} Ce montant s'appuie sur une redevance de réseau de 3,51 euros/kW/an. Les réservations infra-annuelles sont pondérées au moyen d'un facteur. Celui correspondant à une période d'un mois est de 1,25. La redevance de réseau en Allemagne se calcule donc de la manière suivante pour l'exemple fourni : 3,51 euros/kW/an * 2,74 millions de kW/12 mois * 2 mois * 1,25 = 2,00 millions d'euros/an.

et de la durée de la réservation. Le tableau suivant explicite le calcul d'une rémunération pour l'utilisation du réseau sur une période infra-annuelle : en cas de réservation pour une durée de 2 mois et si l'approvisionnement démarre début février, la rémunération pour l'utilisation du réseau correspond à 37,5 % du montant annuel, ce qui représente un escompte de 62,5 %.

Durée du contrat (mois)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Début du transport												
Janvier	21,7	42,5	59,2	73,3	83,3	91,7	97,5	100	100	100	100	100
Février	20,8	37,5	51,7	61,7	70	75,8	81,7	89,2	100	100	100	100
Mars	16,7	30,8	40,8	49,2	55	60,8	68,3	80,8	97,5	100	100	100
Avril	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
Juin	8,3	14,2	20	27,5	40	56,7	76,7	98,3	100	100	100	100
Juillet	5,8	11,7	19,2	31,7	48,3	68,3	90	100	100	100	100	100
Août	5,8	13,3	25,8	42,5	62,5	84,2	100	100	100	100	100	100
Septembre	7,5	20	36,7	56,7	78,3	99,2	100	100	100	100	100	100
Octobre	12,5	29,2	49,2	70,8	91,7	100	100	100	100	100	100	100
Novembre	16,7	36,7	58,3	79,2	95,8	100	100	100	100	100	100	100
Décembre	20	41,7	62,5	79,2	93,3	100	100	100	100	100	100	100

Tableau 1 : Calcul de la rétribution de l'utilisation du réseau, pour des transports de moins de 12 mois^{xxiii}.

En cas de réservation de février à mars, la rémunération pour l'utilisation du réseau est d'environ **12,3 millions de francs/an^{xxiv}**, si l'on intègre l'escompte de quelque 63 % par rapport à une réservation annuelle, sur la base des rémunérations infra-annuelles actuelles pour l'utilisation du réseau.

- Utilisation du réseau allemand, stockage, utilisation du réseau suisse :

Lorsque du gaz doit être mis en stock dans un réservoir pour faire face aux risques repérés^{xxv}, une rétribution est due au point de soutirage pour le transport entre le réseau et le réservoir, ainsi qu'une rétribution au point d'injection pour la procédure inverse. Cette rétribution se calcule sur la base du tarif appliqué à l'utilisation du réseau en un point de raccordement transfrontalier, à la différence près qu'un rabais de 75 % est actuellement octroyé en cas d'utilisation d'un réservoir dans le cas de la rétribution au point de soutirage ou d'injection. En effet, ces réservoirs permettent un « stockage tampon », ce qui déleste le système, d'où l'intérêt de favoriser leur utilisation. L'acheminement entre la plate-forme de négoce et le réservoir nécessite généralement une capacité de transport limitée, puisque le remplissage du réservoir peut s'effectuer sur un laps de temps relativement long. Si le remplissage devait avoir lieu plus rapidement, les économies de temps réalisables seraient (considérablement) inférieures aux coûts supplémentaires induits par la différence de puissance. En revanche, le déstockage, c'est-à-dire le transport du réservoir au point de raccordement transfrontalier de Wallbach, requiert en général une bien plus grande capacité. Si on part de l'hypothèse qu'un remplissage étalé sur deux trimestres ne requiert qu'une puissance de 1,25 GWh/h, la vidange, effectuée sur deux mois, nécessite 2,74 GWh/h, dans le pire scénario. Sur la base de ces paramètres, la rétribution au point de soutirage s'élève à 0,6 million d'euros et celle au point d'injection à 0,5 million d'euros. La réser-

xxiii Source : <https://www.ksdl-erdgas.ch/fr/telechargements> (Conditions générales du réseau, annexe 5)

xxiv Compte tenu des paramètres indiqués et si l'on considère la valeur moyenne (12 francs/kW/an) du tarif pouvant être appliqué (à savoir de 10 à 14 francs/kW/an), le calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau suisse s'effectue comme suit : 12 francs/kW/an * 2,74 millions de kW * 0,375 = 12,33 millions de francs/an.

xxv Si l'on se réfère aux explications du chapitre 2.6.1 « Disponibilité physique », il s'agit en premier lieu de couvrir les risques géopolitiques, et non pas une pénurie dans l'ensemble de l'Europe.

vation du stockage peut se faire au moyen d'offres de services groupés. Une solution de stockage avec une puissance de déstockage de 2,74 GWh/h coûterait 28,5 millions d'euros^{xxvi}. L'achat de gaz présenté, avec utilisation de réservoir, coûterait au total **44,5 millions de francs**, dont 1,2 million de francs au titre de redevance du réseau allemand, 31 millions de francs pour le stockage et 12,3 millions de francs de rémunération pour l'utilisation du réseau suisse. Et pourtant, les coûts de l'énergie ne sont pas inclus dans ce montant.

Les achats de gaz effectués longtemps à l'avance sur le marché à terme et la réservation, à long terme, de capacités de transport et de stockage à l'étranger ne sont pas des mesures de prévention des crises, mais permettent plutôt de se protéger contre les risques de prix spécifiques au marché du gaz. Or, une pénurie d'électricité en Suisse ne s'accompagne pas toujours d'une hausse des prix du gaz. En outre, le marché du gaz peut continuer à fonctionner, même si les prix du gaz sont élevés, de sorte à équilibrer l'offre et la demande. Le maintien d'une centrale à gaz de réserve ne devrait en aucun cas distordre ce mécanisme de marché fonctionnant de manière satisfaisante. Par conséquent, les acteurs du marché devraient se prémunir uniquement contre les difficultés d'approvisionnement, et non pas contre les prix élevés du gaz et de l'électricité. Il y a donc lieu de s'interroger sur la nécessité d'une stratégie de couverture concernant l'approvisionnement en gaz : tant que le mécanisme de marché et le mécanisme de prix fonctionnent pour le gaz, ce dernier peut être obtenu à court terme sur le marché.

Comme indiqué précédemment, il est possible de renoncer à réserver des capacités sur la base d'une réflexion sur les risques ou d'optimiser cette réservation dans le cadre de la stratégie d'approvisionnement.

2.6.2.2 Mazout ultra-léger

Le mazout ultra-léger (HEL) peut être utilisé comme combustible de substitution et a donc été analysé de près en vue d'un éventuel usage sur des sites ne pouvant disposer d'une puissance de soutirage suffisante pour le gaz. D'un point de vue technique, il serait possible de constituer des réserves de mazout ultra-léger en Suisse afin d'utiliser ce combustible pour les centrales à gaz de réserve. Mais avant d'y recourir, il convient de se demander si les coûts additionnels alors engendrés ne seraient pas trop importants par rapport à l'utilité (somme toute limitée) de cette mesure sur la sécurité de l'approvisionnement.

Compte tenu des grandes quantités qui pourraient alors être requises (une centrale à turbine à gaz de 500 MW nécessite plus ou moins 3600 m³ de mazout par jour), l'approvisionnement en mazout serait vraisemblablement assuré par train et de façon continue. Les convois pourraient se composer de trains complets comprenant 20 wagons-citernes d'une capacité respective de 80 m³. Au total, il faudrait décharger entre deux et trois trains complets par jour et par installation.

Pour que l'installation puisse fonctionner de manière autonome, en attendant la mise en place d'une logistique ferroviaire permettant d'assurer une livraison continue, il faudrait disposer de deux sites de stockage tampon d'une capacité de 30 000 m³ chacun. Ces deux sites permettraient d'exploiter l'installation pendant pas moins de 14 jours.

L'achat de mazout s'effectue en bourse ou directement auprès du producteur, à l'étranger ou en Suisse.

L'importation en Suisse de mazout ultra-léger depuis le nord, acheminé jusqu'à Bâle par bateau sur le Rhin depuis l'un des ports de la mer du Nord, puis par wagon-citerne grâce à la logistique ferroviaire, serait une chaîne de transport envisageable. Mais le transport peut également s'effectuer par chemin de fer, et ce directement depuis un port de la mer du Nord.

La possibilité d'un transport ferroviaire depuis un port de la mer du Nord a été examinée plus en détail. Les éléments jugés déterminants pour le bon fonctionnement de la chaîne de transport sont les suivants :

^{xxvi} Le coût de stockage à hauteur de 28,5 millions d'euros correspond à une réservation faisant suite à une offre de services groupés. Un service groupé de stockage pour un réservoir allemand donné s'élève p. ex. à 103 965 euros et couvre, entre autres, une puissance de déstockage de 10 MWh/h, une puissance de remplissage de 4,55 MWh/h et un volume utile de gaz de 15 GWh. Pour utiliser le réservoir de sorte à prévoir une puissance de déstockage de 2,74 GWh/h, il faut réserver 274 sites de stockage commun pour un montant total de 28,5 millions d'euros. La puissance de remplissage serait de 1247 MWh/h et un volume utile de gaz de quelque 4,1 TWh serait ainsi tenu à disposition.

la réservation du sillon (possibilité d'utiliser l'infrastructure ferroviaire pour le passage du train), la locomotive et le mécanicien, le supplément pour les marchandises dangereuses, ainsi que la location des wagons-citernes. Le site considéré doit être équipé d'une gare de déchargement avec du personnel formé en conséquence et toute l'infrastructure requise.

Lorsque le marché du mazout ultra-léger fonctionne correctement, ses mécanismes sont tels qu'ils couvrent généralement les besoins des centrales en combustible. Le stockage stratégique est un levier d'action pour l'approvisionnement économique du pays. Le recours à ce stock serait uniquement possible (et de toute façon nécessaire) si une grave pénurie en pétrole devait survenir au même moment. Néanmoins, il est fort improbable qu'une pénurie de pétrole et une pénurie d'électricité se produisent simultanément. Indépendamment de cela, la consommation attendue des centrales en mazout ultra-léger serait prise en compte lors du dimensionnement des quantités à stocker, puisque les centrales sont considérées comme des consommateurs. Or, étant donné qu'elles ne devraient guère fonctionner, ou uniquement sur une période très courte, elles ne devraient consommer que très peu de combustible. La probabilité de faire face simultanément à des difficultés d'approvisionnement en électricité et à une pénurie de pétrole étant faible, les quantités supplémentaires de mazout ultra-léger à stocker seraient probablement négligeables.

En revanche, des sites de stockage tampon seraient indispensables pour assurer la logistique des transports. Le rapport de la société AFRY souligne également la nécessité de disposer d'un site de stockage tampon pour la logistique ferroviaire et prend ce fait en considération (voir le rapport AFRY).

La navigation sur le Rhin peut être soumise à des restrictions, voire totalement impossible, si le niveau de l'eau est trop élevé ou trop bas. Si le transport est effectué par chemin de fer, d'éventuels retards ou suppressions de train sont à prévoir.

Parenthèse : fonctionnement à l'aide de combustibles renouvelables

Toutes les technologies pouvant entrer en ligne de compte permettent l'incorporation partielle d'hydrogène, mais dans des proportions toutefois différentes. Certaines technologies permettent d'ores et déjà de faire fonctionner une installation entièrement à l'hydrogène. Dans le cas de la technologie analysée de façon approfondie, l'installation pourrait fonctionner avec une part d'hydrogène représentant 25 % du volume.

Combinées à des systèmes à combustion particuliers, certaines turbines à gaz peuvent partiellement fonctionner avec d'autres combustibles biogènes produits synthétiquement (p. ex. du méthanol ou de l'éthanol).

2.7 Sites

Les sites ont été sélectionnés à l'aide d'une carte du réseau et en se posant les questions suivantes :

[redacted] d'une part, de ne pas aggraver mais de réduire, si possible, les problèmes impactant le réseau et, d'autre part, de contribuer à la sécurité de l'approvisionnement grâce à des NTC d'importation élevées, du fait d'allègements spécifiques du réseau de transport? [redacted]

Ces considérations sont décrites en détail dans le rapport de la société Swissgrid. Les faits présentés ci-dessous sont quant à eux documentés dans le rapport AFRY.

Des sites adéquats (terrains non bâtis > 3 ha dans une zone industrielle visée, les plus éloignés possibles des habitations, non exposés à un climat alpin tel qu'on le rencontre en haute altitude) ont ainsi

donc y installer une petite centrale thermique^{xxviii} ou une centrale à gaz à cycle combiné ou utiliser du mazout comme combustible. De surcroît, la capacité du réseau de gaz de chaque région est limitée. Si l'on se réfère au classement ci-dessus, tout semble indiquer [REDACTED].

2.8 Estimation des coûts

2.8.1 Remarques préliminaires

Le montant des investissements nécessaires à la mise en place des centrales à gaz de réserve dépend avant tout du dimensionnement (puissance en MW) de la capacité de réserve, du choix de la technologie, du nombre de sites et de leurs emplacements respectifs, puis du combustible utilisé. Les coûts d'exploitation des centrales à gaz de réserve prêtes à être déployées se composent essentiellement des coûts fixes. En cas d'activation de la puissance de réserve s'y ajoutent des coûts d'exploitation variables qui fluctuent sensiblement selon la quantité d'énergie produite, la technologie (centrale à turbine à gaz ou centrale à gaz à cycle combiné) et le combustible choisi (gaz naturel ou mazout ultra-léger). Lorsque les installations sont prêtes à intervenir, les coûts fixes annuels des centrales à turbine à gaz sont moins élevés que ceux des centrales à gaz à cycle combiné, car elles immobilisent moins de capital. Cependant, les coûts d'exploitation variables des centrales à turbine à gaz sont bien plus élevés, étant donné que leur rendement est nettement inférieur à celui des centrales à gaz à cycle combiné.

Comme indiqué au chapitre « 2.4 Dimensionnement », il est envisageable, si le pire scénario se produit – ce qui est certes très improbable, mais pas impossible – d'utiliser la totalité de la puissance de réserve disponible durant 2232 heures de pleine charge. Mais dans ce cas précis, les quelque 2,2 TWh d'électricité produite entraîneraient des coûts d'exploitation variables de plus de cent millions de francs. Notons toutefois qu'en cas d'activation de la réserve, l'électricité injectée dans le système est proposée sur le marché ou imputée aux groupes-bilan non équilibrés à un prix « très élevé » (p. ex. majoration minimale par rapport à la dernière offre de négoce en bourse, prix maximal de 3000 euros/MWh sur le marché day-ahead ou prix maximal de 9999 euros/MWh sur le marché intraday)^{xxix}. Le prix de rétribution (valeur absolue ou valeur relative par rapport à un indice de référence) de l'électricité produite par la centrale de réserve activée, connu à l'avance de tous les acteurs, doit être fixé de manière à s'assurer que les centrales en question seront déployées uniquement pour le motif prévu. Il convient d'éviter qu'une intervention des centrales de réserve soit envisagée dans une perspective d'arbitrage.

L'estimation des coûts passe par la définition de paramètres déterminants et la formulation d'hypothèses, même si une incertitude – parfois très grande – règne concernant l'évolution future des prix. Il faut également procéder à certaines généralisations et poser des hypothèses en partie génériques (p. ex. pour le raccordement au réseau électrique et l'achat de combustibles), puisque les coûts sont évalués non pas pour deux sites précis d'implantation de centrales thermiques, mais pour plusieurs sites potentiels. Dans le cas d'une centrale à gaz, des éléments de coûts essentiels sont étroitement liés à l'évolution du marché, aux résultats finaux des appels d'offres publics et à la négociation des contrats, ce qui complique également l'estimation des coûts. Cela concerne non seulement la centrale à gaz de réserve, mais aussi l'achat du combustible et le maintien des capacités. En particulier les prix des combustibles (gaz naturel, mazout ultra-léger) et le cours des certificats d'émission peuvent s'avérer très volatils dans une perspective à court ou à moyen terme. Les estimations de coûts présentées dans ce chapitre s'appuient en grande partie sur les éléments de coûts évalués qui figurent dans le rapport AFRY concernant la construction, la préparation et l'exploitation de centrales à gaz de réserve.

^{xxviii} Le rapport AFRY suggère de répartir la puissance de 1000 MW sur deux sites de 500 MW chacun. La puissance pourrait également être répartie sur trois sites, p. ex., ce qui entraînerait néanmoins une légère hausse du coût total.

^{xxix} Ces aspects sont analysés en détail avec des acteurs de la branche.

2.8.2 Tableau synoptique de l'estimation des coûts

	GTK		CCC	
	Gaz	HEL	Gaz	HEL
Coûts d'investissement (en millions de francs)	690	878	896	1084
Installation	480	533	652	705
Mise en service	56	114	72	136
Raccordement au réseau électrique	59	59	59	59
Raccordement au réseau de gaz	37	-	37	-
Projet, inventaire de dép., mobilisation (res-)	36	142	43	143
Bien-fonds	22	30	33	41
Coûts d'exploitation				
Coûts fixes (en millions de francs)	65	81	83	99
Coûts de capital (amortissements, intérêts)	59	75	77	93
Personnel, maintenance, éléments divers	6	6	6	6
Coûts variables (en milliers de francs/GWh)	138	243	85	151
Combustible	69	154	43	95
Taxes, frais d'émission	68	89	42	55
Maintenance, ammoniac	0,43	0,92	0,43	0,73

Tableau 3 : Comparaison de l'estimation des coûts pour une centrale à gaz de réserve en fonction de la technologie et du combustible

Remarques générales

- L'abréviation « GTK » signifie centrale à turbine à gaz (en allemand : Gasturbinenkraftwerk) ; « CCC » signifie centrale à gaz à cycle combiné.
- Les coûts d'investissement et les coûts fixes d'exploitation estimés correspondent à la mise en place et à l'exploitation de deux centrales à gaz de réserve, implantées sur des sites différents. Dans le cas des centrales à turbine à gaz (GTK), la puissance nominale prise en considération pour celles fonctionnant au gaz est de l'ordre de 559^{xxx} MW (puissance de réserve totale : 1118 MW), contre 547 MW (1094 MW) pour celles fonctionnant au mazout ultra-léger. Dans le cas des centrales à gaz à cycle combiné (CCC), la puissance nominale prise en considération pour un fonctionnement au gaz est de 510 MW (1020 MW) contre 498 MW (996 MW) pour un fonctionnement au mazout ultra-léger.
- Le rendement des GTK a été évalué à 36,5 %, contre 59 % pour les CCC.
- Les coûts externes du CO₂ sont pris en compte indirectement sous le poste « Taxes, frais d'émission », sur la base de la formule indiquée au chapitre 2.4.2 du rapport AFRY.
- Aucun prix de la puissance pour le combustible « gaz naturel » n'a été pris en compte, et ce de façon intentionnelle. La raison en est simple : les coûts fixes d'une centrale à gaz de réserve doivent être aussi bas que possible. Les capacités de gaz naturel pouvant être réservées à court terme et selon les besoins, il ne semble pas opportun d'envisager une réservation systématique à long terme. Les redevances de réseau dues dépendent fortement de la puissance requise sur une période donnée (deux mois, un trimestre, etc.). Le poste « Prix de la puissance Gaz naturel » est surtout déterminé par la mise en service des centrales à gaz de réserve. Le chapitre 2.6.2.1 porte sur l'achat de gaz naturel et les coûts supplémentaires ainsi générés.
- Concernant les centrales à gaz à cycle combiné, on part du principe qu'elles seront équipées d'un système de refroidissement par voie humide se présentant sous la forme de cellules. Les

^{xxx} En fonction des dimensions possibles

charges liées à l'extraction d'eau requise en vue du refroidissement ne sont pas intégrées dans les coûts d'exploitation des CCC, mais devraient néanmoins être négligeables.

- Les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation d'une installation de type « dual fuel » (gaz naturel et mazout ultra-léger) n'ont pas été calculés dans le cadre de ce concept, dans la mesure où un seul type de combustible est jugé suffisant pour le scénario de pénurie considéré^{xxxii}.

Selon les données du tableau 3, une centrale à turbine à gaz fonctionnant au gaz est la solution la plus efficace d'un point de vue économique pour une centrale de réserve, étant donné que les coûts fixes sont un critère majeur.

2.8.3 Centrales à gaz de réserve fonctionnant au gaz naturel

2.8.3.1 Centrales à turbine à gaz

On estime que la totalité des coûts d'investissement pour deux centrales à turbine à gaz, conçues pour fonctionner au gaz naturel et réparties sur des sites distincts, s'élève à environ 690 millions de francs. L'installation « clés en main » représente à elle seule près de 70 % de ces coûts. Le coût de la mise en service des centrales à turbine à gaz est estimé à 56 millions de francs. Selon les estimations, le raccordement au réseau de gaz correspond à un investissement de 37 millions de francs. Le raccordement électrique de chaque centrale à la sous-station la plus proche devrait coûter au total 59 millions de francs.

Pour l'estimation des coûts, les coûts d'exploitation sont subdivisés en deux catégories : les coûts fixes annuels (dus indépendamment de la mise en service ou non de la centrale) et les coûts variables (calculés en fonction de la quantité d'électricité à produire). Le montant des coûts fixes annuels est évalué à 65 millions de francs, dont des coûts de capital à hauteur de 59 millions de francs, qui résultent d'un amortissement linéaire sur 15 ans et des intérêts au titre du capital immobilisé. Les coûts fixes estimés comprennent en outre des charges d'entretien d'un montant de 5 millions de francs et des charges de personnel de 1,1 million de francs. Les coûts d'exploitation variables, estimés à 138 000 francs/GWh, sont essentiellement dus à l'achat de gaz naturel (69 000 francs/GWh), aux taxes sur le CO₂ et aux certificats d'émission (68 000 francs/GWh). L'estimation du coût des combustibles s'appuie sur le cours DEC24 du TTF^{xxxiii} Gas Future, qui s'élève à 23 euros/MWh. La part des coûts d'exploitation variables correspondant à l'eau ammoniacale et aux charges de maintenance représente 430 francs/GWh, mais fluctue en fonction de la quantité d'électricité produite.

2.8.3.2 Centrales à gaz à cycle combiné

La mise en place de centrales à gaz à cycle combiné en guise de centrales de réserve nécessite un investissement d'environ 30 % plus important que dans le cas des centrales à turbine à gaz fonctionnant au gaz (soit une différence de 206 millions de francs et un total de 896 millions de francs). Les installations dites « clés en main » seraient alors d'environ 172 millions de francs plus chères que celles des centrales à turbine à gaz. Les charges liées à la mise en service seraient supérieures d'environ 16 millions de francs, les frais induits par l'étude de projet, la mobilisation de ressources (personnel et partenaires) et l'inventaire de départ représenteraient un surcoût d'environ 7 millions de francs. Les coûts fixes annuels seraient plus élevés d'environ 18 millions de francs, ce qui s'explique essentiellement par des coûts de capital plus importants, dus à la différence du montant des investissements. Le recul des éléments de poste « Maintenance, éléments divers » (- 0,2 million de francs) est plus ou moins compensé par l'augmentation des charges de personnel (+ 0,3 million de francs). Le rendement des centrales à gaz à cycle combiné étant plus important que celui des centrales à turbine à gaz, les coûts d'exploitation variables sont inférieurs d'environ 38 % et s'établissent à 85 000 francs/GWh.

2.8.4 Centrales à gaz de réserve fonctionnant au mazout ultra-léger

2.8.4.1 Centrales à turbine à gaz

La mise en place de centrales à turbine à gaz d'une puissance totale de 1094 MW, fonctionnant au mazout ultra-léger, et leur implantation sur deux sites différents représente un investissement estimé à

^{xxxii} Dans ce contexte, se référer aux explications figurant au chapitre 4.3 « Technologie de la centrale à gaz ».

^{xxxiii} Le hub gazier TTF (Title Transfer Facility) aux Pays-Bas est un point de négoce virtuel. C'est l'une des places de marché les plus importantes pour le gaz naturel sur le continent européen, compte tenu du volume de négoce qui y est opéré.

878 millions de francs. Ce sont 188 millions de francs supplémentaires, par rapport aux centrales à turbine à gaz fonctionnant au gaz naturel, ce qui est dû avant tout au coût plus élevé des installations (+ 53 millions de francs), à une mise en service plus onéreuse (+ 58 millions de francs), à l'inventaire de départ (+ 106 millions de francs) et à des biens-fonds plus coûteux (+ 8 millions de francs), malgré des économies de coûts en raison de l'absence d'un raccordement au réseau de gaz (- 37 millions de francs). Le coût plus élevé des installations s'explique par l'infrastructure requise pour le déchargement des wagons du fait de l'utilisation de mazout ultra-léger et par l'installation de stockage y afférente (2 x 30 000 m³) par site. La différence de coût concernant la mise en service est due aux charges plus élevées liées au combustible (et aux taxes y relatives), nécessaire à la réalisation des tests. Le remplissage en mazout ultra-léger de l'installation de stockage (prix du combustible et taxe sur le CO₂) explique les coûts élevés de l'inventaire de départ.

Les coûts d'exploitation fixes annuels sont estimés à environ 81 millions de francs, ce qui comprend les coûts de capital (75 millions de francs), la maintenance, y compris divers petits postes (5 millions de francs) et les charges de personnel (1,1 million de francs). Comparés aux centrales à turbine à gaz fonctionnant au gaz naturel, les coûts d'exploitation variables d'une telle centrale fonctionnant au mazout ultra-léger sont presque plus élevés de 77%, puisqu'ils s'établissent à 243 000 francs/GWh. Ce montant comprend les coûts de combustible estimés (154 000 francs/GWh), les taxes et les frais d'émission (89 000 francs/GWh), ainsi que les charges de maintenance et l'eau ammoniacale (environ 1000 francs/GWh). L'estimation des coûts de combustible s'appuie sur le cours DEC23 des prix Low Sulphur Gasoil Futures^{xxxiii}, étant donné que ce contrat à terme (ou « future ») est celui qui, au moment actuel, est le plus proche de l'horizon dont il est question dans le présent concept (2025 et période suivante). Par ailleurs, une partie des coûts de combustible pris en compte correspond aux charges de transport, à raison de 50 dollars américains par tonne de mazout ultra-léger (montant généralement prévu). Le chapitre 2.6.2.2 propose des solutions alternatives pour l'achat de mazout ultra-léger comme combustible de substitution et explicite leurs effets sur les coûts.

2.8.4.2 Centrales à gaz à cycle combiné

Les centrales à gaz à cycle combiné d'une puissance installée de 498 MW chacune, implantées sur deux sites, et conçues pour fonctionner au mazout ultra-léger, représentent, selon les estimations, des investissements de 1,1 milliard de francs. En comparaison avec des centrales à turbine à gaz fonctionnant au mazout ultra-léger, les coûts de ces installations sont supérieurs d'environ 172 millions de francs. De plus, leur mise en service (+ 22 millions de francs), les charges liées au projet, à l'inventaire de départ et à la mobilisation de ressources (+ 1 million de francs) et les biens-fonds correspondants (+ 11 millions de francs) impliqueraient de plus grands investissements. Le besoin d'investissement total est plus élevé que celui des centrales à turbine à gaz fonctionnant au mazout ultra-léger (+ 206 millions de francs). Les coûts d'exploitation fixes annuels de 99 millions de francs, qui couvrent les coûts de capital estimés (93 millions de francs), la maintenance/les éléments divers (4,8 millions de francs) et les charges de personnel (1,4 million de francs), sont d'environ 22 % plus élevés que ceux des centrales à turbine à gaz. Le rendement des centrales à gaz à cycle combiné étant plus important que celui des centrales à turbine à gaz, les coûts d'exploitation variables sont inférieurs d'environ 38 % et s'établissent à 151 000 francs/GWh.

2.8.5 Réserve hydraulique

Une estimation des coûts de la réserve hydraulique (stratégique) n'est pas formellement prévue dans le cadre du présent rapport. Mais la réalisation d'une telle réserve a été étudiée de près dans le rapport du 18 mai 2018 « Ausgestaltung einer strategischen Reserve für den Strommarkt Schweiz » (en allemand, avec résumé en français pp. 5–8 : Introduction d'une réserve stratégique pour le marché de l'électricité). Selon ce rapport élaboré par les sociétés Frontier Economics et Consentec GmbH, l'établissement d'une réserve d'énergie (réserve stratégique) d'une puissance de 750 GWh coûterait chaque année pas moins de 25 millions d'euros.

^{xxxiii} À la mi-novembre 2021, le cours DEC23 de Low Sulphur Futures s'est établi à 622 dollars américains/tonne métrique.

2.9 Financement

Si le Conseil fédéral ou une entité agissant sur son mandat met en soumission des centrales à gaz de réserve au titre des mesures visées à l'art. 9, al. 1, LApEI, les éventuels surcoûts (générés par une mesure dont la mise en œuvre ne permet pas de couvrir les coûts) sont compensés par un supplément sur les coûts de transport des réseaux à haute tension, limité dans le temps et prélevé par la société nationale du réseau de transport, conformément aux dispositions de l'art. 9, al. 4, LApEI. L'art. 9, al. 4, LApEI, ne précise pas la manière dont ce supplément doit être prélevé. Compte tenu de la formulation « supplément sur les coûts de transport des réseaux à haute tension », qui correspond à celle de l'art. 7, al. 7, de la version actuelle de la LEnE au moment de l'entrée en vigueur de la LApEI, tout semble indiquer que le législateur envisageait alors une méthode analogue à celle qui était prévue par la loi sur l'énergie. L'ElCom estime que le mode de répercussion de ce supplément sur les consommateurs finaux devrait donc être défini par le Conseil fédéral au niveau de l'ordonnance, comme c'est actuellement le cas à l'art. 35, al. 1, LEnE (avec d'autres détails, en particulier le montant du supplément ; se référer au chapitre 2.10.2.1 pour comprendre s'il est possible ou non de régler ce point au niveau de l'ordonnance).

La sécurité de l'approvisionnement étant dans l'intérêt de tous les consommateurs finaux, le concept de l'ElCom ne prévoit pas de dérogation consistant en une possibilité de remboursement du supplément sur les coûts de transport des réseaux pour les entreprises à forte consommation d'électricité – contexte différent de celui de l'art. 39, LEnE. La question de la nécessité et de l'étendue d'un financement intermédiaire des centrales à gaz de réserve doit être examinée lors de l'élaboration d'un modèle d'exploitation concret ou des modalités de l'appel d'offres. Les modalités qui en résultent peuvent être intégrées dans un système de tarification souple.

Il est supposé que si l'appel d'offres est émis par le Conseil fédéral ou une entité mandatée par ses soins, les centrales à gaz de réserve seront intégrées dans une société existante ou à fonder (propriétaire ; voir le chapitre 2.10.1). La durée d'amortissement supposée de l'installation, indiquée dans l'appel d'offres, est fixée à 15 ans. Pendant cette période, la société perçoit des paiements fixes, établis sur la base de l'offre soumise. Ces paiements définis lors du processus d'appel d'offres visent à compenser les coûts attendus et pris en charge par la société durant la construction et la préparation de l'installation (coûts de capital et coûts fixes d'exploitation). Plusieurs systèmes d'incitation et de paiement sont envisageables pour la réalisation des critères définis dans l'appel d'offres. Par ailleurs, la structure de capital doit être mûrement réfléchie. En d'autres termes, il convient de déterminer s'il y a lieu de définir des règles concernant la structure de financement et, si oui, dans quelle mesure. Il est indiqué, dès le départ, que les coûts doivent être endossés par les consommateurs finaux en Suisse via un mécanisme de répercussion. Pour cette raison et puisque l'exposition au risque est jugée très faible du fait de la finalité de la société exploitante, un financement externe important, ainsi que la levée de fonds et la rémunération y afférentes ne sembleraient pas problématiques.

L'estimation du montant du supplément sur les coûts de transport des réseaux à haute tension (au sens de l'art. 9, LApEI) s'appuie sur les coûts annuels engendrés par l'investissement et la préparation des centrales à gaz de réserve en vue de leur déploiement. Les revenus perçus couvrent généralement les coûts d'exploitation variables, dus à l'activation de la réserve. Le décompte des charges supplémentaires liées à l'exploitation de l'installation s'effectuerait en fonction des coûts générés. Les éventuels excédents seraient remboursés à la société nationale du réseau de transport en faveur des consommateurs finaux.

Lors de la prise en considération du supplément réseau, il est supposé que les centrales à gaz de réserve sont tenues à disposition comme capacité de réserve pendant la durée d'amortissement de 15 ans. Par conséquent, le supplément réseau doit couvrir les coûts d'exploitation des centrales prêtes à être déployées – en plus des coûts de capital – pendant toute cette durée. Les coûts d'exploitation sont ajustés en fonction de l'inflation, pour le calcul du supplément réseau moyen requis durant la durée d'amortissement et la durée de maintien de la réserve. Si les centrales à gaz devaient encore être maintenues comme réserve après la fin de leur durée d'amortissement, il n'y aurait plus qu'à financer les

coûts d'exploitation via le supplément réseau perçu. Son montant serait donc bien moins important, puisqu'il n'y aurait plus de coûts de capital à couvrir.

Pour une durée d'amortissement de 15 ans, le supplément réseau à percevoir durant 15 années pour financer les centrales à turbine à gaz fonctionnant au gaz naturel serait en moyenne de 0,11 centime/kWh. Au départ, son montant approximatif s'élèverait à 0,14 centime/kWh, contre seulement 0,09 centime/kWh vers la fin de la période d'amortissement. Mais si les centrales à turbine à gaz sont conçues pour fonctionner au mazout ultra-léger, le supplément réseau à percevoir serait en moyenne de 0,14 centime/kWh pour une durée d'amortissement et de maintien de la réserve de 15 ans.

Le supplément réseau moyen à percevoir pour la mise en place et l'exploitation de centrales à turbine à gaz fonctionnant au gaz naturel est de 0,14 centime/kWh pour une durée d'amortissement et de maintien de la réserve de 15 ans. Cette différence concernant le supplément réseau (+ 0,03 centime/kWh), par rapport à la variante avec les centrales à turbine à gaz, s'explique par des coûts de capital bien plus élevés. Certes, les coûts d'exploitation sont moins importants, mais cela ne suffit pas à compenser l'écart. En revanche, si les centrales à gaz à cycle combiné fonctionnaient au mazout ultra-léger, cela représenterait un supplément réseau moyen de 0,17 centime/kWh sur toute la durée d'amortissement et de maintien de la réserve de 15 ans.

2.10 Concept d'exploitation et réalisation

2.10.1 Concept d'exploitation

L'élaboration d'un concept d'exploitation adéquat dépend en majeure partie de la raison pour laquelle la centrale à gaz de réserve doit être mise en place et exploitée (voir le chapitre 2.2). Étant donné que l'ElCom a recommandé la variante « production alternée d'énergie visant à remplir la réserve hydraulique », comme indiqué au chapitre 2.2, un modèle d'exploitation envisageable doit être proposé ci-après, de sorte à permettre la mise en œuvre de cette variante.

Dans un premier temps, il convient de définir les différents rôles et les tâches associées.

Rôle	Tâche et description	Bases légales
Propriétaire	<ul style="list-style-type: none"> - Il emporte le marché dans le respect des règles de la concurrence, en vertu de l'art. 9, al. 2, LApEI, pour la mise en place (planification, construction) et l'exploitation de la centrale à gaz de réserve pendant une période d'une durée définie de 15 ans. - Il assure le financement du projet sur une durée d'amortissement de 15 ans, conformément au cadre réglementaire fixé par le contrat et l'ordonnance en vigueur. - Il est le propriétaire légal de la centrale à gaz de réserve. - Il fait appel à un exploitant s'il n'est pas en mesure d'exploiter lui-même la centrale à gaz de réserve. - Il facture le montant annuel indiqué lors de la procédure d'adjudication à la société Swissgrid SA. En vertu de l'art. 9, al. 5, LApEI, il reverse les éventuels bénéfices de la centrale à gaz de réserve (revenus excédant le montant des coûts variables) à Swissgrid SA. 	Appel d'offres, contrat, ordonnance, art. 9, al. 4 et 5, LApEI

Exploitant	<ul style="list-style-type: none"> - Il assure la préparation et l'exploitation de la centrale à gaz de réserve conformément aux dispositions réglementaires et aux programmes prévisionnels de l'organe en charge de la gestion du déploiement préventif de la centrale à gaz de réserve. - L'exploitant peut, mais ne doit pas forcément, être le propriétaire. 	Contrat conclu avec le propriétaire, ordonnance
Autorité responsable	<ul style="list-style-type: none"> - Elle détermine – le cas échéant, avec d'autres autorités, organes et/ou des acteurs de la branche – la réserve hydraulique à constituer chaque année. - En présence d'indicateurs spécifiques, elle ordonne le déploiement préventif de la centrale à gaz de réserve et donc une « production alternée d'énergie » visant à remplir la réserve hydraulique. - Elle définit (si nécessaire de façon dynamique) le calendrier de remplissage minimal requis de la réserve hydraulique tout au long de l'année. Il sert d'indicateur pour savoir quand déployer la centrale à gaz et quand recourir directement à la réserve hydraulique. - Elle établit un décompte des coûts d'exploitation variables. 	Ordonnance
Organe en charge du déploiement préventif de la centrale à gaz de réserve	<ul style="list-style-type: none"> - Il organise, sur demande de l'autorité responsable, une production alternée d'énergie entre la centrale à gaz de réserve et des centrales à accumulation appropriées (le cas échéant, par le biais d'enchères) et veille à répartir l'énergie entre plusieurs installations. - Il est indépendant des entreprises d'approvisionnement en énergie concernées et n'exerce pas d'activités dans les secteurs de la production, de la distribution ou du commerce d'électricité.^{xxxiv} - Il est tenu d'accomplir cette tâche d'une manière directe par une ordonnance reposant sur l'art. 9, LApEI, ou il peut déposer sa candidature dans le cadre d'une mise en soumission respectueuse des règles de la concurrence au sens de l'art. 9, al. 2, LApEI. 	Ordonnance, appel d'offres (éventuellement), contrat
Swissgrid SA	<ul style="list-style-type: none"> - En vertu de l'art. 9, al. 4, LApEI, elle compense les surcoûts par un supplément sur les coûts de transport des réseaux et rembourse au propriétaire les coûts fixes dont le montant est défini dans l'appel d'offres, ainsi que les éventuels coûts variables non couverts. 	Art. 9, al. 4 et 5, LApEI

Tableau 4 : Rôles et tâches possibles pour le concept d'exploitation de la variante « production alternée d'énergie visant à remplir la réserve hydraulique »

Le graphique suivant illustre l'interaction entre les différents rôles indiqués précédemment, et ce pour la variante « production alternée d'énergie visant à remplir la réserve hydraulique stratégique » présentée au chapitre 2.2 et recommandée par l'EICOM.

^{xxxiv} Swissgrid SA conviendrait parfaitement pour ce rôle. Néanmoins, dans la mesure où cette activité ne relève pas des besoins de l'exploitation au sens de l'art. 18, al. 6, LApEI (voir le chapitre 0), le financement ne pourrait se faire via les coûts de réseau imputables mais devrait être assuré grâce au supplément réseau perçu en vertu de l'art. 9, al. 4, LApEI. La prestation devant être fournie par Swissgrid devrait alors être considérée comme une prestation directement liée à la mise en soumission, de sorte qu'il s'agirait d'un surcoût entraîné par un appel d'offres tel que ceux visés à l'art. 9, al. 2, LApEI. Mais ce rôle pourrait aussi être directement mis en soumission, en respectant les règles de la concurrence, au sens de l'art. 9, al. 2, LApEI, bien que la candidature de Swissgrid SA serait une option parmi tant d'autres.

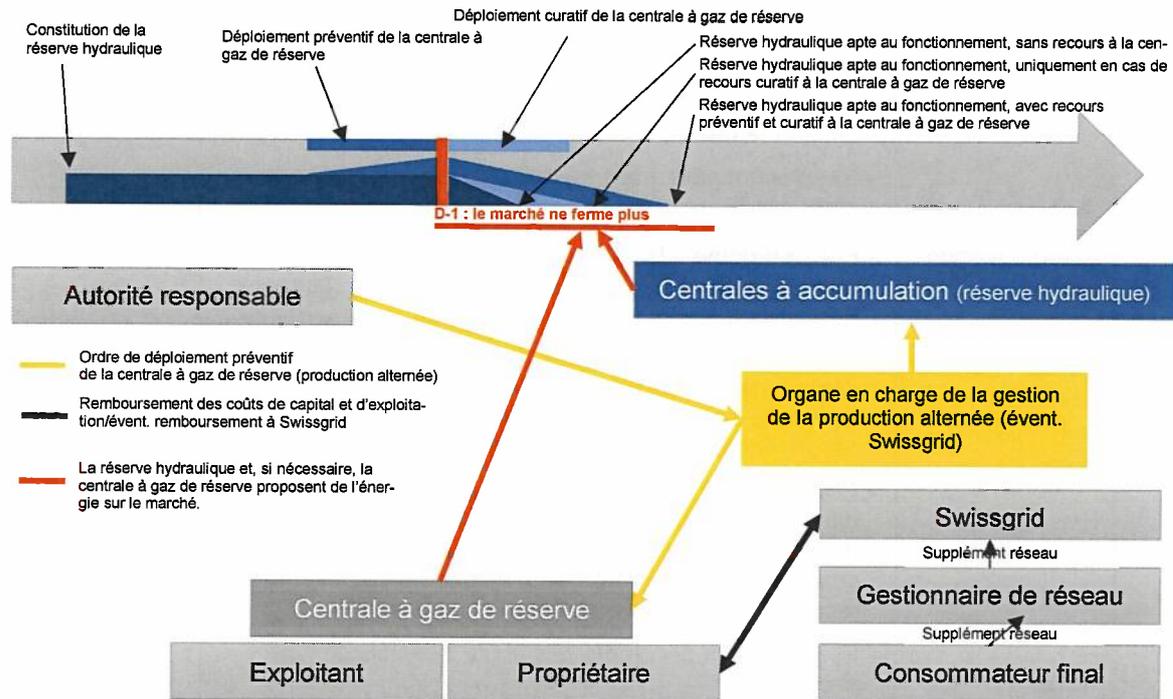


Figure 4 : Interaction entre les différents rôles pour la variante « production alternée d'énergie visant à remplir la réserve hydraulique »

Dans le cadre du concept d'exploitation, il y a lieu de définir ce qu'il adviendra de la centrale de réserve au terme de la durée d'utilisation et d'amortissement convenue avec le propriétaire. Une possibilité consisterait, p. ex., à appliquer le droit de retour : la centrale à gaz de réserve deviendrait alors la propriété de la Confédération suisse au terme de la période convenue. Un tel mécanisme permet à la Confédération de décider s'il y a lieu ou non de continuer à exploiter la centrale à gaz de réserve et, si oui, dans quelles conditions (démantèlement, conservation en tant que centrale de réserve, mise en exploitation sur le marché, conversion en une centrale à gaz à cycle combiné, etc.). Ce faisant, il faut tenir compte de la situation présumée de l'approvisionnement au-delà de cette échéance et, si nécessaire, de procéder à un nouvel appel d'offres pour la poursuite de l'exploitation. Dans la mesure où il s'agit, à l'instant présent, d'un horizon à long terme, l'art. 9, LApEI, ne pourrait être appliqué de nouveau. Il conviendrait davantage d'ancrer au niveau de la loi les bases d'une poursuite de l'exploitation, en fonction du modèle retenu, et ce en temps opportun, sauf si la centrale devait être transmise à une entreprise d'approvisionnement en énergie sans obligation, subvention ou autre condition particulière, de sorte à utiliser l'énergie produite sur le marché.

2.10.2 Réalisation

2.10.2.1 Appel d'offres

En vertu de l'art. 9, al. 2, LApEI, le Conseil fédéral peut mettre en soumission le développement des capacités de production. Pour cela, il fixe dans l'appel d'offres les critères auxquels le projet doit satisfaire en termes de sécurité de l'approvisionnement et de rentabilité. La procédure applicable aux appels d'offres publics n'est pas définie de manière précise dans le droit en matière d'approvisionnement en électricité. Or, la loi sur l'énergie prévoit le recours à des appels d'offres publics pour favoriser des mesures d'efficacité (art. 32, LEne). Rien n'indique clairement s'il faut, pour un appel d'offres public, se conformer à l'art. 32, LEne, dans le cadre de l'art. 9, LApEI, ou plutôt à la loi fédérale sur les marchés publics du 21 juin 2019 (LMP ; RS 172.056.1).

Dans le cas présent, l'ElCom estime que l'art. 9, al. 2, LApEI, ne doit pas donner lieu à une « *lex specialis* » en droit des marchés publics, puisqu'il repose sur l'accord révisé sur les marchés publics (GATT/accord sur l'OMC ; RS 0.632.231.422). Lorsque l'appel d'offres pour une centrale à gaz de réserve relève du champ d'application de la LMP, aucune autre procédure d'adjudication ne peut être envisagée.

D'un point de vue purement subjectif, la LMP s'applique si l'adjudicateur est l'une des unités de l'administration fédérale centrale et de l'administration fédérale décentralisée (art. 4, al. 1, let. a, LMP). Dans le cas présent, le Conseil fédéral devrait confier la mise en soumission au département responsable, conformément aux dispositions de l'art. 9, al. 2, LApEI. L'adjudicateur serait alors assujéti à la LMP.

D'un point de vue objectif, la LMP s'applique à la passation de marchés publics (art. 1, LMP) qui ne constituent pas une exception au sens de l'art. 10, LMP. Selon l'art. 8, al. 1, LMP, un marché public est un contrat conclu entre un adjudicateur et un soumissionnaire en vue de l'exécution d'une tâche publique. Il est caractérisé par sa nature onéreuse ainsi que par l'échange de prestations et contre-prestations, la prestation caractéristique étant fournie par le soumissionnaire. Comme indiqué dans le message concernant la révision de la loi fédérale sur les marchés publics, la contre-prestation ne doit cependant pas toujours consister dans de l'argent. Elle peut également prendre la forme d'avantages appréciables en argent (comme la possibilité de jouir d'un droit

exclusif). En revanche, un marché public implique obligatoirement une relation d'échange (synallagma), dans laquelle l'adjudicateur est l'acquéreur de la prestation. La prestation et la contre-prestation ne doivent pas nécessairement être échangées directement entre les mêmes parties. La prestation peut être fournie au profit non pas de l'adjudicateur, mais de tiers. De même, le soumissionnaire peut être rémunéré non pas par l'adjudicateur, mais par des tiers (FF 2017, p. 1741).

L'adjudication, par le Conseil fédéral ou le département responsable, d'un marché portant sur une centrale à gaz de réserve aboutit systématiquement sur la conclusion d'un contrat (de droit privé ou de droit public) entre la Confédération suisse et le soumissionnaire. Certes, la prestation à fournir (réalisation et exploitation d'une centrale) ne bénéficie pas directement à la Confédération suisse dans le cas présent. Par ailleurs, la Confédération n'intervient guère directement dans le financement par des fonds publics (voir l'art. 9, al. 4, LApEI, et le chapitre 2.9). La prestation est avant tout fournie au profit du secteur de l'énergie et, au final, de l'ensemble des consommateurs finaux en Suisse. Le financement est justement assuré indirectement par les consommateurs finaux. Mais comme indiqué dans les extraits ci-dessus du message concernant la révision totale de la loi fédérale sur les marchés publics, le contrat dont il est ici question devrait correspondre à l'art. 8, al. 1, LMP.

Dans le cas présent, il convient de déterminer si le contrat vise l'accomplissement d'une tâche publique. Constituent des tâches publiques toutes les tâches que l'État doit accomplir en vertu d'une norme juridique (FF 2017, p. 1740). Comme indiqué à l'art. 6, al. 2, 1^{ère} phrase, LEne, l'approvisionnement énergétique relève de la branche énergétique. En vertu des obligations de la Confédération et des cantons ancrées à l'art. 6, al. 2, et à l'art. 8, al. 1, LEne, (notamment pour la création des conditions permettant d'assurer les capacités voulues de production), l'engagement des mesures visées à l'art. 9, LApEI, doit être considéré comme une tâche publique, de l'avis de l'ElCom, malgré la formulation de l'art. 9, al. 1, LApEI, en ces termes : « le Conseil fédéral peut prendre des mesures ».

Il reste à clarifier si l'appel d'offres, dans le cas présent, constitue une exception au sens de l'art. 10, LMP. Il convient de vérifier uniquement l'art. 10, al. 1, let. c, LMP, lequel indique que la LMP ne s'applique pas au versement d'aides financières au sens de la loi du 5 octobre 1990 sur les subventions (LSu ; RS 616.1). Sont des aides financières (aides) les avantages monnayables accordés à des bénéficiaires étrangers à l'administration fédérale aux fins d'assurer ou de promouvoir la réalisation d'une tâche que l'allocataire a décidé d'assumer. Les avantages monnayables peuvent prendre notamment les formes suivantes : prestations pécuniaires à fonds perdu, conditions préférentielles consenties lors de prêts, cautionnements ainsi que prestations en nature et services accordés à titre gracieux ou à des conditions avantageuses (art. 3, al. 1, LSu). Selon l'ElCom, la mise en soumission d'une centrale à gaz

de réserve au sens du présent concept dépasse largement le simple octroi d'aides financières. En effet, pour l'adjudicateur, il ne s'agit pas d'assurer ou de promouvoir la réalisation d'une tâche, mais de commander des prestations définies, qu'il convient d'indemniser intégralement.

Ces explications laissent penser qu'un appel d'offres au sens de l'art. 9, al. 2, LApEI – du moins dans le cas présent – relève du droit des marchés publics. Il conviendrait d'approfondir ce point lors d'un appel d'offres concret et d'examiner en particulier si une mise en soumission dans le respect des règles de la concurrence au sens de l'art. 9, al. 2, LApEI, peut être considérée comme un concours portant sur les études et la réalisation de solutions. Si tel est le cas, il est possible d'adjudger de gré à gré au lauréat d'un concours portant sur les études et la réalisation des prestations d'étude ou de conception et la réalisation de la solution, conformément aux dispositions de l'art. 21, al. 2, let. I, LMP (voir également le message concernant la révision totale de la loi fédérale sur les marchés publics ; FF 2017, p. 1773).

Quelle que soit la conception concrète de la procédure d'adjudication, il convient de fixer le plus précisément possible les conditions-cadre pour une centrale à gaz de réserve dans l'appel d'offres, puis de les consigner dans le contrat dès l'adjudication du marché. Cela ne concerne pas uniquement les paramètres techniques, tels que la technologie, la puissance ou les sites, mais aussi les conditions-cadre en matière de réglementation. Exemples de points à clarifier :

- définir l'objectif de déploiement retenu, y c. les processus requis et les obligations qui en découlent ;
- interdire une exploitation sur le marché en dehors de l'objectif de déploiement défini ;
- précisions sur la durée d'utilisation et d'amortissement et sur les conditions de financement conformément aux dispositions de l'art. 9, al. 4 et 5, LApEI ;
- dispositions à prendre au terme de la durée d'utilisation et d'amortissement convenue par contrat (p. ex. droit de retour à la Confédération suisse).

2.10.2.2 Ordonnance

Selon l'objectif de déploiement de la centrale à gaz de réserve, une réglementation d'ordre supérieur sous la forme d'une ordonnance du Conseil fédéral s'avère nécessaire, en référence à l'art. 9, LApEI, lorsque les clauses contractuelles établies avec le propriétaire de la centrale sont insuffisantes. C'est notamment le cas si l'objectif de déploiement choisi prévoit des obligations non seulement pour le propriétaire/l'exploitant de la centrale à gaz de réserve, mais aussi pour d'autres intervenants, comme dans la variante « production alternée d'énergie visant à remplir la réserve hydraulique » préconisée par l'El-Com. Dans ce cas, il faudrait régler les points suivants au niveau de l'ordonnance (exemples) :

- désigner l'autorité responsable ;
- préciser les droits et les obligations de l'autorité responsable ;
- clarifier les conditions d'un recours provisoire à une réserve hydraulique, y c. les droits et les obligations des parties impliquées^{xxxv} ;
- mentionner la désignation/constitution, les tâches et l'indemnisation de l'organe en charge du déploiement préventif de la centrale à gaz de réserve ;
- expliciter l'ajustement du supplément réseau;
- indiquer les conditions de répercussion du supplément réseau visé à l'art. 9, al. 4, LApEI, par analogie avec l'art. 35, al. 1, LEne.

^{xxxv} Le présent rapport ne propose pas de concept en la matière.

Le Conseil fédéral devra donc définir dans l'ordonnance les droits et les obligations de tous les intervenants qui ne sont pas réglés dans le droit en vigueur. Certaines parties des dispositions à prendre auront probablement un caractère supplétif, qui devra reposer sur une norme de délégation suffisante dans la loi. Selon l'art. 164, al. 1, let. c, Cst., les dispositions fondamentales relatives aux droits et aux obligations des personnes doivent être édictées sous la forme d'une loi fédérale. Selon l'art. 164, al. 2, Cst., une loi fédérale peut prévoir une délégation de la compétence d'édicter des règles de droit, à moins que la Constitution ne l'exclue. Selon la jurisprudence, une délégation législative est réputée valable si elle n'est pas exclue par la Constitution, si elle est inscrite dans la loi au sens formel, se limite à un certain domaine décrit avec précision et si les grandes lignes de la matière déléguée, c'est-à-dire les dispositions importantes, sont ancrées dans la loi elle-même (arrêt du Tribunal administratif fédéral A-5627/2014 du 12 janvier 2015).

Comme les mesures visées à l'art. 9, al. 1, LApEI, – tel qu'on peut le constater dans le cas présent – ne peuvent pas être prises exclusivement dans le cadre d'une mise en soumission respectant les règles de la concurrence au sens de l'art. 9, al. 2, LApEI, sur la base d'un contrat, il est possible, de l'avis de l'ElCom, de considérer l'art. 9, al. 1, LApEI, fixant la compétence du Conseil fédéral quant à la prise de mesures, comme une norme de délégation qui autorise le Conseil fédéral à édicter, au niveau de l'ordonnance, les dispositions directement liées à un appel d'offres ouvert à la concurrence. Il ne s'agit pas de mettre en œuvre, au niveau de l'ordonnance, des mesures autonomes, mais simplement des dispositions complémentaires (degré d'intervention le plus faible possible) concernant une mesure engagée en référence à l'art. 9, al. 1, let. a à c, LApEI, dans le cadre d'un appel d'offres conforme aux règles de la concurrence.^{xxxvi}

^{xxxvi} Dans sa prise de position du 18 novembre 2021 à l'intention de l'OFEN, relative aux mesures visées à l'art. 9, LApEI, l'Office fédéral de la justice (OFJ) est parvenu à la conclusion que les appels d'offres respectant les règles de la concurrence, prévus de manière explicite à l'art. 9, al. 2, LApEI, font tout juste partie des mesures admises en matière d'intervention sur le marché de l'électricité et dans les droits fondamentaux des acteurs du marché. [...] Il précise qu'il n'est pas exclu que d'autres mesures d'un effet comparable à celle d'un appel d'offres, bien que non évoquées dans la loi, s'avèrent être conformes à cette dernière et à la Constitution au terme d'un examen détaillé ; selon lui, elles devraient néanmoins être développées de manière ciblée. L'OFJ ajoute que c'est le cas de mesures sans atteinte aux droits fondamentaux et qui ne contraignent pas les acteurs du marché à se comporter d'une manière précise ou à éviter certains comportements sur le marché. Il poursuit en indiquant qu'elles pourraient cependant s'écarter du principe de l'économie de marché, dans la mesure où elles s'appliqueraient uniquement de façon subsidiaire aux mécanismes de marché.

3 Solutions alternatives

3.1 Installations CCF décentralisées

Pour pallier aux pénuries d'électricité en hiver, une association professionnelle suisse a proposé un modèle d'assurance qui s'appuie sur des installations de couplage chaleur-force (installations CCF) décentralisées. Celui-ci prévoit la construction de telles installations en fonction des besoins. Les installations en question doivent produire simultanément de l'électricité et de la chaleur à partir de gaz naturel, de biogaz, de gaz d'épuration, de déchets ou de bois, bien qu'un fonctionnement au gaz naturel ne doive être envisagé que provisoirement. Selon l'association, les coûts approximatifs d'un modèle d'assurance basé sur des CCF s'élèvent à 112 millions de francs par an, pendant 30 ans, si la production d'électricité est entièrement développée de sorte à couvrir les besoins en période hivernale, soit un total de 3,5 milliards de francs pour une puissance maximale installée de 4500 MW.

La proposition consiste à développer chaque année les capacités de 150 MW, ce qui implique des investissements annuels à hauteur de 112 millions de francs, d'après l'association professionnelle. Il serait possible d'interrompre ce développement en cas de passation d'un accord de coopération avec les pays voisins ou en présence d'autres solutions fiables de production d'énergie en hiver. L'association précise que le recours à de petites installations décentralisées présente de nombreux avantages : des investissements progressifs, la mise en place ou le démantèlement rapide d'usines, une solution modulaire et l'utilisation simultanée de courant et de chaleur potentielle.

Avis de l'ElCom : cette technologie présente un fort rendement énergétique et permet une production plus élevée de chaleur. Elle pourrait donc être une alternative intéressante aux importations de courant produit à partir de charbon en attendant que la production renouvelable soit suffisamment développée. Particulièrement élevés, les coûts fixes représentent un inconvénient trop important pour une utilisation comme modèle d'assurance. En outre, il devrait être difficile de revendre la chaleur ainsi produite, étant donné que les installations, conçues pour assurer la sécurité de l'approvisionnement, sont par définition censées ne pas fonctionner, la plupart du temps (c'est-à-dire en règle générale).

3.2 Délestages et consommateurs interruptibles

Au lieu d'augmenter la capacité de production, il est possible d'assurer la sécurité de l'approvisionnement en réduisant la demande. Néanmoins, diverses mesures ont déjà été mises en place afin d'exploiter une part importante de ce potentiel sur le marché, par exemple en proposant des contrats flexibles (à des tarifs avantageux) pour l'acquisition d'énergie ou en proposant de participer au marché des services-système. De plus, des délestages automatiques sont déjà effectués depuis une dizaine d'années en cas d'importants écarts de fréquences. La mise en œuvre de délestages manuels (en guise de solution de dernier recours visant à stabiliser le réseau) est en cours de préparation.

Comme on a pu le constater sur le marché de capacité britannique, il est également possible de recourir à des délestages et à des mesures visant à cadrer la demande sur le marché de capacité, dans une optique de sécurité de l'approvisionnement sur le long terme. Néanmoins, il est difficile de savoir si cette démarche serait envisageable en Suisse et, si oui, dans quelle mesure.^{xxxvii} Dans l'ensemble, le pôle industriel suisse devrait compter davantage d'entreprises de haute technologie. Pour ces dernières, les coûts d'un délestage ou d'une interruption de l'approvisionnement et les difficultés y afférentes sont bien plus importants que pour d'autres entreprises grandes consommatrices d'énergie. De surcroît, les entreprises peuvent difficilement garantir qu'elles seront toujours disposées à restreindre volontairement leur consommation d'électricité (mécanisme de l'effacement) à moyen terme et à long terme. Des modifications structurelles de la production industrielle pourraient influencer sur le niveau et la structure de la

^{xxxvii} Le projet adopté par le Conseil fédéral le 18 juin 2021 concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables prévoit une réserve d'énergie pour les situations d'approvisionnement jugées critiques. Outre les exploitants de centrales à accumulation et de sites de stockage, des consommateurs prêts à restreindre leur consommation d'électricité peuvent contribuer à la formation de cette réserve.

consommation d'électricité, si bien qu'une coupure d'électricité auprès des consommateurs dits « interruptibles » ne permettrait pas nécessairement de réduire la consommation.

Avis de l'ElCom : compte tenu de l'importance des mesures déjà engagées sur le marché et de la structure industrielle particulière du pays, le potentiel associé à de nouveaux contrats prévoyant des interruptions de l'approvisionnement en électricité est jugé limité.

3.3 Générateurs de secours

Le recours à des générateurs de secours (également appelés groupes électrogènes de secours) s'effectue aux mêmes fins qu'un délestage. En effet, l'utilisation des générateurs de secours installés en Suisse pourrait permettre de disposer d'une plus forte puissance. C'est ce qui a été analysé en 2019 dans le cadre de l'étude « Potential Demand Side Management in der Schweiz »^{xxxviii} (étude du potentiel de la gestion de la demande en électricité [Demand Side Management, DSM] en Suisse). Selon cette étude, la Suisse comptait quelque 3000 installations n'utilisant pas les rejets de chaleur (chaleur résiduelle) en 2014^{xxxix}. Les générateurs de secours peuvent être mobiles ou fixes. Pour des raisons pratiques (matériel immédiatement disponible), seuls des générateurs de secours fixes ont été évalués dans le cadre de cette enquête. Ceux-ci sont installés p. ex. dans des centres de données, des installations frigorifiques ou des infrastructures critiques, comme les aéroports et les abris de protection civile. D'après le rapport établi, il y a un potentiel qui pourrait être exploité. Bien que les données actuelles ne permettent pas de se faire une idée précise du potentiel existant, une mise en œuvre semble tout à fait possible. L'Allemagne utilise des installations auxiliaires d'alimentation pour disposer d'une énergie de réglage. Néanmoins, le potentiel technique est limité par le fait que la réserve de combustible et la gestion de ce dernier ne sont pas adaptées à un fonctionnement prolongé. En outre, selon l'ordonnance sur la protection de l'air, ce type d'installation peut être utilisé tout au plus pendant 50 heures par année^{xl}.

Avis de l'ElCom : cette variante est intéressante dans la mesure où il s'agit d'une puissance supplémentaire déjà installée. Mais elle présente également des inconvénients (nombreuses interfaces, temps d'utilisation restreint et utilisation prolongée contraire aux dispositions de l'ordonnance sur la protection de l'air). En outre, on a d'ores et déjà recours aux générateurs de secours pour obtenir de la puissance de réglage secondaire et tertiaire. La plupart du temps, les générateurs de secours sont destinés à des hôpitaux, des installations de communication, des entrepôts frigorifiques, etc. La réserve de combustible généralement disponible sur le lieu d'utilisation du générateur doit impérativement être conservée pour permettre une utilisation en cas de pénurie d'approvisionnement.

3.4 Mesures augmentant l'efficacité énergétique

En juin 2021, le Conseil fédéral a chargé le DETEC d'analyser le potentiel d'augmentation de l'efficacité pouvant être exploité jusqu'en 2025. Cette analyse est soumise au Conseil fédéral avec le présent concept en décembre 2021. Les mesures à prendre, au niveau fédéral et cantonal, sont indiquées en particulier, tout comme le temps nécessaire à leur mise en œuvre et les ressources financières requises à cet effet. Cette analyse précise si les mesures identifiées peuvent permettre de renforcer nettement la résilience du pays face à une pénurie d'électricité d'ici 2025.

3.5 Recours à des transformateurs-déphaseurs

L'utilisation de transformateurs-déphaseurs est également envisagée, eu égard à la problématique des flux d'électricité à partir de 2025. Elle permettrait de protéger quelques éléments de réseau durant les plages horaires marquées par des flux d'électricité critiques.

^{xxxviii} Étude du 10 octobre 2019 réalisée par la société BET Suisse AG pour le compte de l'OFEEN

^{xxxix} Notter, Benedikt ; Graf, Cornelia (2016) : « Emissionsinventar stationäre Motoren und Gasturbinen. Standbericht 2014 » (rapport sur l'inventaire des émissions des moteurs stationnaires et turbines à gaz, disponible uniquement en allemand). Berne, p. 8

^{xl} Ordonnance sur la protection de l'air (OPair) du 16 décembre 1985 (État le 1^{er} avril 2020)



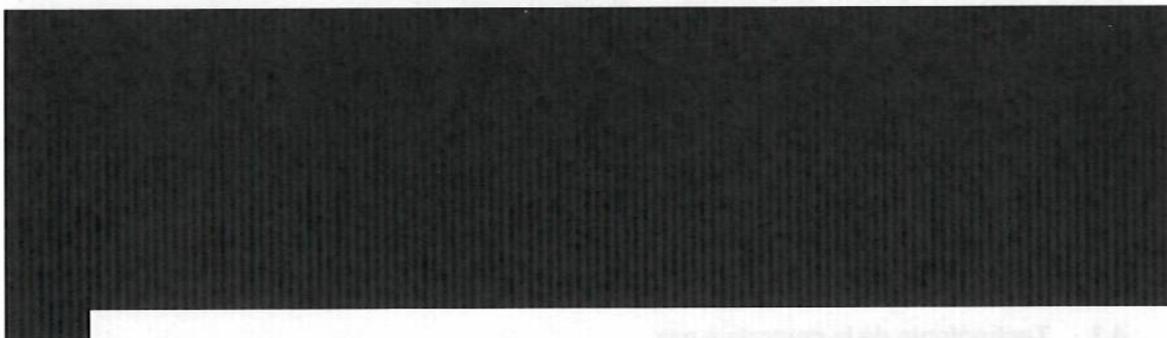
3.6 Mesures préventives des groupes-bilan

Compte tenu des investissements opérés actuellement, les entreprises de la branche énergétique ne semblent pas prendre de dispositions particulières pour réduire les risques identifiés à l'horizon 2025. À court terme, les acteurs du marché se préoccupent essentiellement de l'équilibre des groupes-bilan. La fonction des groupes-bilan s'apparente alors davantage à celle d'un service de décompte plutôt que d'entreprises ou d'investisseurs. À moyen terme et à long terme surtout, les signaux des prix du marché devraient inciter les entreprises à investir. Mais les prix du marché portent uniquement sur un horizon de trois ans. Au-delà, il faut se référer aux prévisions de prix. Or, celles-ci s'appuient sur des facteurs très incertains (développement global en matière de croissance économique et d'évolution des prix des agents énergétiques primaires, interventions en Suisse et à l'étranger dans le cadre de la politique énergétique et climatique, développements technologiques comme la mobilité électrique, etc.). La situation à l'étranger revêt une importance particulière pour la Suisse, en raison d'une forte interconnexion avec les autres pays européens. Par ailleurs, grâce à la conception même du réseau de transport, il suffisait jusqu'à présent de procéder à des importations lorsque la production du pays s'avérait insuffisante. Or, les acteurs du marché ne pouvaient pas s'attendre à une baisse des capacités d'importation comparable à celle envisagée dans le scénario 1, et ce à moyen terme déjà. Dans une situation aussi incertaine, il faudrait pouvoir disposer de signaux de marché ou de signaux de prix pour des investissements spécifiques servant à assurer la sécurité de l'approvisionnement, ce qui n'est pas le cas. Cet élément peut être perçu comme une thématique collective. À leur niveau, les entreprises s'attendent généralement à ce que d'autres acteurs assurent une production suffisante dans le pays et/ou prévoient des possibilités d'importation adaptées, puis à ce que les mesures requises soient prises par la sphère politique.

Avis de l'ElCom : les risques identifiés pour 2025 ne seront pas maîtrisés par les entreprises de la branche énergétique, ni par les groupes-bilan. Pour augmenter la résilience avant 2025, il y a lieu d'engager les mesures visées à l'art. 9, LApEI.

4 Conclusions

4.1 Démarches requises



Selon l'analyse nationale des risques de l'OFPP, une pénurie d'électricité représente le plus grand risque pour la Suisse. L'OFPP indique que ce risque pourrait survenir à raison d'une fois en 30 ans (probabilité d'occurrence) et évalue le potentiel agrégé des dommages à un montant bien supérieur à 100 milliards de francs. Comparée à cette estimation des risques, la solution proposée présente un excellent rapport coûts-bénéfices. La solution proposée, dont le coût est relativement faible, ne permet certes pas d'écartier une pénurie d'électricité en toutes circonstances (et surtout pas en présence d'une pénurie de gaz

²⁴ CH/FR, CH/DE, CH/AT en combinaison avec la région de calcul de la capacité CORE (la frontière sud CH/IT fonctionne en combinaison avec la région de calcul de la capacité Italy North)

dans l'ensemble de l'Europe), mais elle réduit considérablement sa probabilité d'occurrence et son potentiel de dommages.

4.2 Dimensionnement de la réserve

Au chapitre 2.4, la puissance visée de la centrale à gaz de réserve a été fixée à 1000 MW. Le DETEC a été chargé par le Conseil fédéral d'évaluer dans quelle mesure il est possible d'augmenter l'efficacité énergétique durant le semestre d'hiver (remplacement des chauffages électriques). S'il s'avère, au terme de cette analyse, que ce potentiel est considérable et qu'il peut être exploité de façon sûre d'ici 2025, il convient d'en tenir compte lors du dimensionnement de la puissance de la centrale à gaz.

En procédant à une répartition sur plusieurs sites, il est possible d'envisager un développement progressif. Le rapport coûts-bénéfices pour la couverture des risques liés à la sécurité de l'approvisionnement le plus important est celui de la première installation construite.

Comme indiqué au chapitre 2.2, une réserve combinée à une centrale à gaz semble particulièrement adaptée aux problèmes persistants, tandis qu'une simple réserve hydraulique correspond davantage aux problèmes de courte durée. Puisqu'une réserve hydraulique ne revêt quasiment aucune utilité en cas de difficultés d'approvisionnement majeures et de longue durée, il n'est pas nécessaire qu'elle soit très grande. Dans des situations critiques, il est possible de la remplir (de nouveau) ou d'éviter d'y recourir grâce à la centrale à gaz. Pour les problèmes qui persistent pendant quelques jours, le maintien de la réserve hydraulique initiale de quelques centaines de GWh semble suffire^{xiii}.

4.3 Technologie de la centrale à gaz

La centrale à gaz ne devant fonctionner que rarement, c'est-à-dire juste pour assurer la sécurité de l'approvisionnement lorsqu'une situation de pénurie se profile à l'horizon, les coûts fixes sont déterminants pour le choix de la technologie. En revanche, les émissions sont moins importantes, car elles sont quasiment inexistantes, la plupart du temps. Comme décrit aux chapitres 2.6 et 2.8, les coûts d'exploitation de la centrale à gaz dépendent en grande partie du niveau de garantie de la disponibilité physique du combustible (réservation anticipée de capacités du réseau de gaz, stockage). En l'absence de telle garantie ou en présence d'une faible garantie, les coûts sont les plus faibles dans le cas d'une centrale à turbine à gaz. En cas de forte garantie, une centrale à gaz à cycle combiné est plus avantageuse financièrement.

Trois cas de figure sont analysés, afin de déterminer dans quelle mesure une telle garantie est requise.

- Pénurie d'électricité en Suisse, mais pas en Europe (et donc pas de pénurie de gaz) : selon l'étude Frontier, cette situation peut se produire par exemple en présence de faibles capacités d'importation (comme dans le scénario 1) et de conditions de production défavorables en Suisse. Dans un tel cas, il est possible de se procurer le combustible sur des marchés spot du gaz, p. ex., et ce sans grande difficulté. Aucune garantie n'est requise.
- Pénurie d'électricité en Suisse et en Europe : cette situation peut se produire lorsque la France connaît une vague de froid au moment même où l'Allemagne fait face à une période sombre et sans vent. Dans ce cas de figure, toutes les centrales à combustibles fossiles du continent européen produiraient de l'énergie. La demande de gaz et donc les prix augmenteraient en conséquence. Des prix de gaz élevés ne sont pas forcément le signe d'une pénurie, comme en témoigne la situation actuelle (prix du gaz pour 2021). Dans une telle situation, la demande en gaz est entièrement couverte. Une garantie n'est pas nécessaire ou uniquement pour assurer la capacité de transport pendant plusieurs mois. La

^{xiii} À titre de comparaison : la production hebdomadaire de la plus grande centrale nucléaire (Leibstadt) est d'environ 205 GWh.

centrale à gaz permet de se prémunir contre les pénuries d'approvisionnement, mais pas contre une hausse des prix de l'électricité.

- Pénurie générale d'énergie en Europe : ce scénario ne repose pas uniquement sur l'hypothèse d'une pénurie d'électricité, mais d'une pénurie générale d'énergie. Dans une telle situation, il serait avantageux de garantir l'approvisionnement en gaz, qui est également affecté. Mais selon la directive 2004/67/CE et ses transpositions nationales, une telle garantie ne permet pas de s'assurer que le gaz sera réellement mis à disposition en Suisse en cas de pénurie de ce combustible. En situation de pénurie, la *Realpolitik* joue un rôle important, comme on a pu le constater durant la pandémie de COVID-19, où certains pays voisins ont conservé du matériel médical. Par conséquent, une garantie physique serait certes nécessaire, mais en réalité probablement insuffisante, si bien qu'elle ne présente qu'un intérêt limité.

Mais dans les trois cas envisagés, il faut partir du principe qu'une mise en service anticipée de la centrale à gaz, à titre préventif, est judicieuse. En particulier dès qu'une pénurie générale d'énergie se profile à l'horizon en Europe, il est possible, dans un premier temps, de ne pas puiser dans les réserves des installations à accumulation ou d'augmenter ces dernières.

Dans les trois cas, une garantie n'est pas d'une grande utilité. Une centrale à turbine à gaz est donc la solution la plus avantageuse en termes de coûts. Si une garantie est néanmoins souhaitée, seules des mesures en ce sens prises en Suisse peuvent permettre de contribuer à assurer l'approvisionnement. Une turbine à gaz conçue comme une installation de type « dual fuel » pourrait être une solution alternative, car elle peut également fonctionner au mazout en étant complétée par un réservoir correspondant.

Et si cette centrale à turbine à gaz devait être amenée à fonctionner plus souvent, il serait possible et relativement aisé de la convertir en une centrale à gaz à cycle combiné. Un tel scénario pourrait être envisagé, p. ex. si le développement de nouvelles énergies renouvelables ne pouvait se faire comme prévu avant la mise hors service des centrales nucléaires ou si une technologie « Power-to-Gas » neutre en CO₂ devait s'imposer à long terme, ce qui permettrait de conserver pour la période hivernale les excédents d'énergie disponibles durant l'été.

4.4 Recommandation de l'EICOM

Comme indiqué dans le rapport, il n'est pas impossible que la sécurité de l'approvisionnement soit sérieusement compromise à partir de 2025. Par conséquent, il convient de poursuivre la préparation des mesures visées à l'art. 9, LApEI. Le maintien de réserves supplémentaires contribue à améliorer efficacement la résilience de l'approvisionnement de la Suisse en électricité d'un point de vue économique. Par ailleurs, des mesures ciblées pour améliorer la résilience seront engagées dans le cadre de l'objectif politique lié à la stratégie énergétique et de la poursuite de la décarbonisation, ce qui devrait avoir un effet positif sur la mise en œuvre de la stratégie énergétique et l'adhésion à cette dernière. Les réserves peuvent être conçues de manière à y recourir uniquement en cas de situation d'urgence, pour éviter des distorsions du marché.

L'EICOM recommande donc de poursuivre en priorité les préparations en vue de la constitution de réserves. Avant de constituer des réserves, il y a lieu de soumettre des propositions aux cantons et aux organisations du secteur de l'électricité dans le cadre d'une consultation.

Les aspects essentiels des mesures à élaborer sont indiqués ci-dessous.

- Le concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe a été élaboré en premier lieu pour prendre des dispositions afin de faire face à un scénario reposant sur des

capacités d'importation limitées et des possibilités de production restreintes des centrales hydrauliques et nucléaires. Un scénario prévoyant une crise simultanée de l'approvisionnement en gaz n'est donc pas pris en compte.

- Les réserves servent exclusivement à surmonter (de façon réglementée) les situations de pénurie d'une durée de quelques jours à plusieurs semaines, qui pourraient survenir vers la fin de l'hiver. Les réserves doivent uniquement être utilisées en présence d'un déséquilibre entre l'offre et la demande sur le marché (« le marché ne ferme pas »).
- Les réserves hydrauliques de quelques centaines de GWh permettent de disposer d'une puissance très flexible (de quelques milliers de mégawatts) et donc d'augmenter la résilience en cas de problèmes inattendus et de courte durée (brève panne d'une centrale nucléaire suisse ou restrictions d'importation en hiver).
- L'énergie supplémentaire provenant de réserves thermiques d'une capacité maximale de 1000 MW renforce la flexibilité de la réserve hydraulique et permet de faire face aux risques encourus lors de difficultés d'approvisionnement sur une longue période (de quelques jours à plusieurs semaines).
- Pour des raisons d'efficacité, le combustible recommandé est le gaz. D'un point de vue économique, une centrale à gaz à cycle combiné serait uniquement plus efficace en cas de coûts très élevés pour la mise à disposition du combustible ou de risque d'une durée d'utilisation prolongée.
- La constitution, le maintien, le financement et l'utilisation de réserves s'effectuent conformément aux dispositions de l'ordonnance (définition par l'autorité compétente des grandes lignes directrices en matière opérationnelle), la gestion opérationnelle étant assurée par l'entité compétente.

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, LApEI). 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 procédures d'autorisation des différents sites avec les communes et cantons 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, LApEI, en vue d'appels d'offres publics pour l'approvisionnement
 - [REDACTED]
 - de deux ou trois centrales à gaz de réserve d'une puissance électrique totale pouvant atteindre environ 1000 mégawatts.

5 Glossaire

Abréviation	Signification
Acte modificateur unique	La révision prévue de la LEne et celle de la LApEI sont réunies en un acte modificateur unique, la « loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables »
CARBURA	Organisation de stockage obligatoire de la branche des huiles minérales en Suisse
CCC	Centrale à gaz à cycle combiné ; il s'agit d'une centrale à turbine à gaz qui récupère la chaleur résiduelle de la turbine pour générer de l'électricité à l'aide d'un second circuit (à vapeur)
CCS	Carbon dioxide Capture and Storage (Capture et stockage du CO ₂ , en anglais)
CN	Centrale(s) nucléaire(s)
ENS	Energy Not Supplied (énergie non fournie)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité)
GTK	Centrale à turbine à gaz ; la chaleur résiduelle de la turbine à gaz n'est pas récupérée
GW	Gigawatt (unité de puissance correspondant à 1000 MW)
GWh	Gigawattheure (unité de puissance correspondant à 1000 MWh)
HEL	Mazout ultra-léger
LApEI	Loi sur l'approvisionnement en électricité, RS 734.7
LEne	Loi sur l'énergie ; RS 730
MW	Mégawatt (unité de puissance correspondant à 1000 kilowatts)
MWh	Mégawattheure (unité de puissance correspondant à 1000 kilowattheures)
NTC	Net Transfer Capacity (capacité de transport transfrontalier)
OFEN	Office fédéral de l'énergie
OTC	Over The Counter (transactions bilatérales)
Règle des 70 %	En vertu de l'art. 16(8) du règlement (UE) 2019/943, l'UE exige de ses États membres qu'ils mettent à disposition au moins 70 % de la capacité de leurs éléments de réseau pour les échanges transfrontaliers, et ce d'ici à 2025 au plus tard.
Réserve hydraulique	Maintien d'eau d'accumulation en dehors du marché en guise de réserve d'énergie, tel que proposé dans l'acte modificateur unique
SEQE	Système d'échange de quotas d'émission
TSO	Transmission System Operator (Gestionnaire de réseau de transport)
TWh	Térawattheure (unité de puissance correspondant à 1000 GWh)

Date : 30 novembre 2021

Lieu : Berne

Mandant :

Commission fédérale de l'électricité ElCom
Christoffelgasse 5
CH-3003 Bern
www.elcom.admin.ch

Mandataire :

Swissgrid SA
Bleichemattstrasse 31
Case postale
CH-5001 Aarau

Auteur :

Swissgrid

Date : mardi, 30 novembre 2021

Lieu : Berne

Mandant :

Commission fédérale de l'électricité ElCom
Christoffelgasse 5
CH-3003 Berne
www.elcom.admin.ch

Mandataire :

AFRY Schweiz AG
Herostrasse 12
CH-8048 Zurich

Auteur :

société AFRY

Spitzenlast-Gaskraftwerke zur Stärkung der Versorgungssicherheit in der Schweiz

Datum 30. November 2021

Swissgrid

Inhalt

1	Executive Summary	55
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
2	Allgemeines Vorgehen	58
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
3	Szenariorahmen «S1 mod»	70
3.1	Verbrauch und Kraftwerkspark im Jahr 2025	71
3.2	Annahmen zu Brennstoff- und CO ₂ -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	Ergebnisse und technische Interpretation	76
5	Schlussfolgerungen und Ausblick	84
6	Mögliche Standorte für den Anschluss eines Gaskraftwerks	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	PSTs an den Grenzleitungen [REDACTED]	91
	Abkürzungen und Definitionen	94
	Literaturverzeichnis	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]	[REDACTED]
[REDACTED]	[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 EICom die «Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU» für den Zeithorizont 2025 an¹. 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 EICom 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 EICom 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 EICom 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

¹ <https://www.news.admin.ch/news/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 Projektgremium 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)² 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 privatrechtliche 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

² 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 Gösgen³. 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 zulassen, 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 Versorgungsengpass 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

³ 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 enthalten⁴) 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 CO₂-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

⁴Wie 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 EICOM, 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%-Regel⁵ 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 EICOM 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

⁵ 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:

Lead EICom / BFE	Lead Swissgrid
1. Vorgabe der Szenarien und Definition der Sensitivitäten 3.b Prüfung und Beurteilung der Ergebnisse 4. Kommunikation der Ergebnisse	2. Durchführen der Analysen 3.a Aufbereitung der Ergebnisse

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 Verteilnetzebene (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 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 Stressszenario, 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 klimaabhängige als auch klimaunabhängige 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.

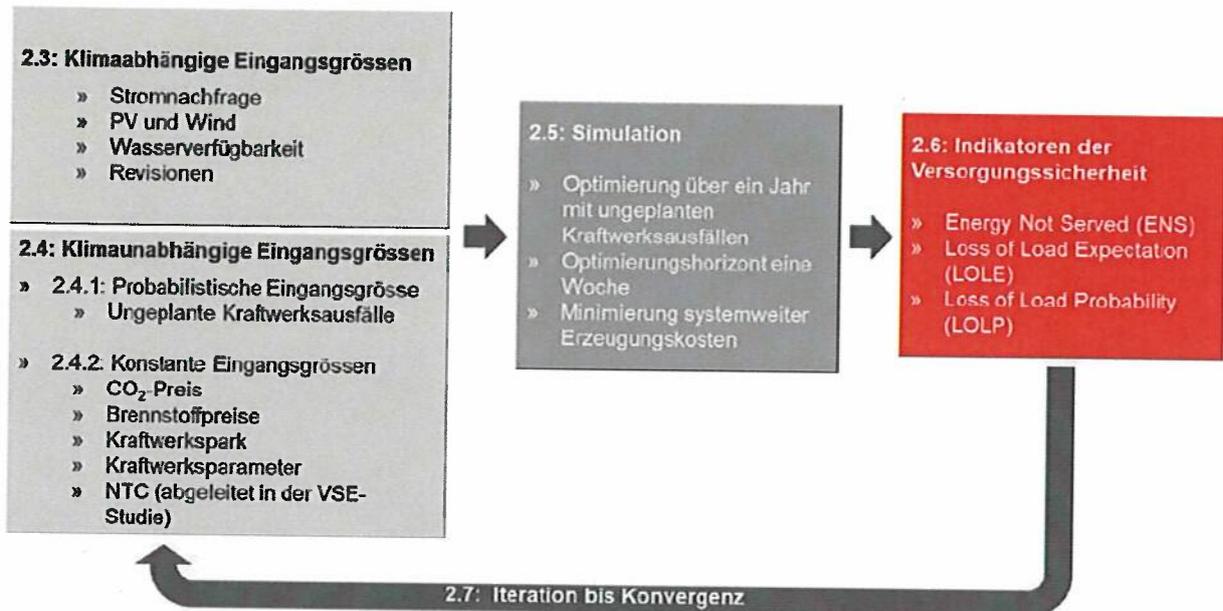


Abbildung 3: Die Analyse-Methodik im Überblick. Die Ziffern bezeichnen den Abschnitt, der den jeweiligen Schritt näher beschreibt. Abbildung 4 zeigt den expliziten Zusammenhang zwischen den vom Klima abhängigen bzw. unabhängigen Eingangsgrößen. Klimaabhängige Eingangsgrößen liegen für 35 verschiedene 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 ($700/35 = 20$).

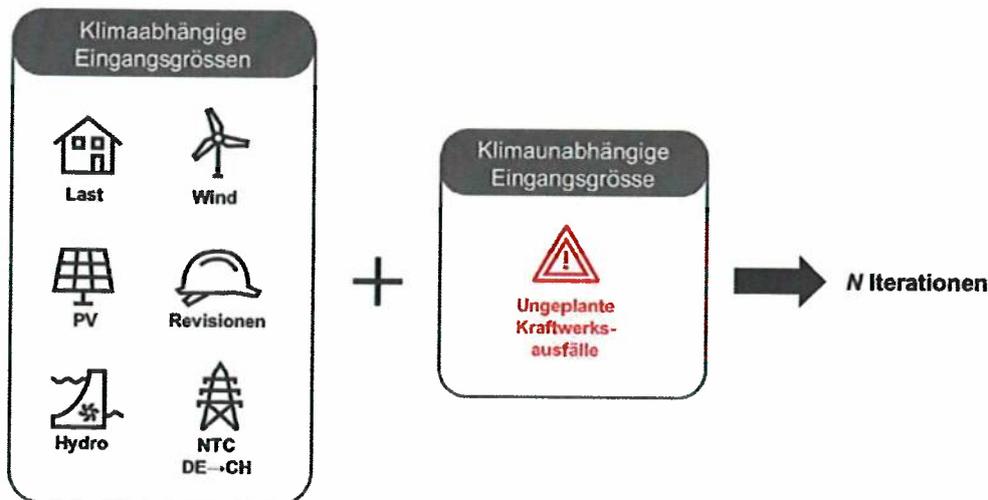


Abbildung 4: Expliziter Zusammenhang zwischen klimaabhängigen und klimaunabhängigen Eingangsgrößen

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.⁶ 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.

⁶ Anhang 2 des MAF 2019 beschreibt detailliert die Methode des neuen Prognosemodells.

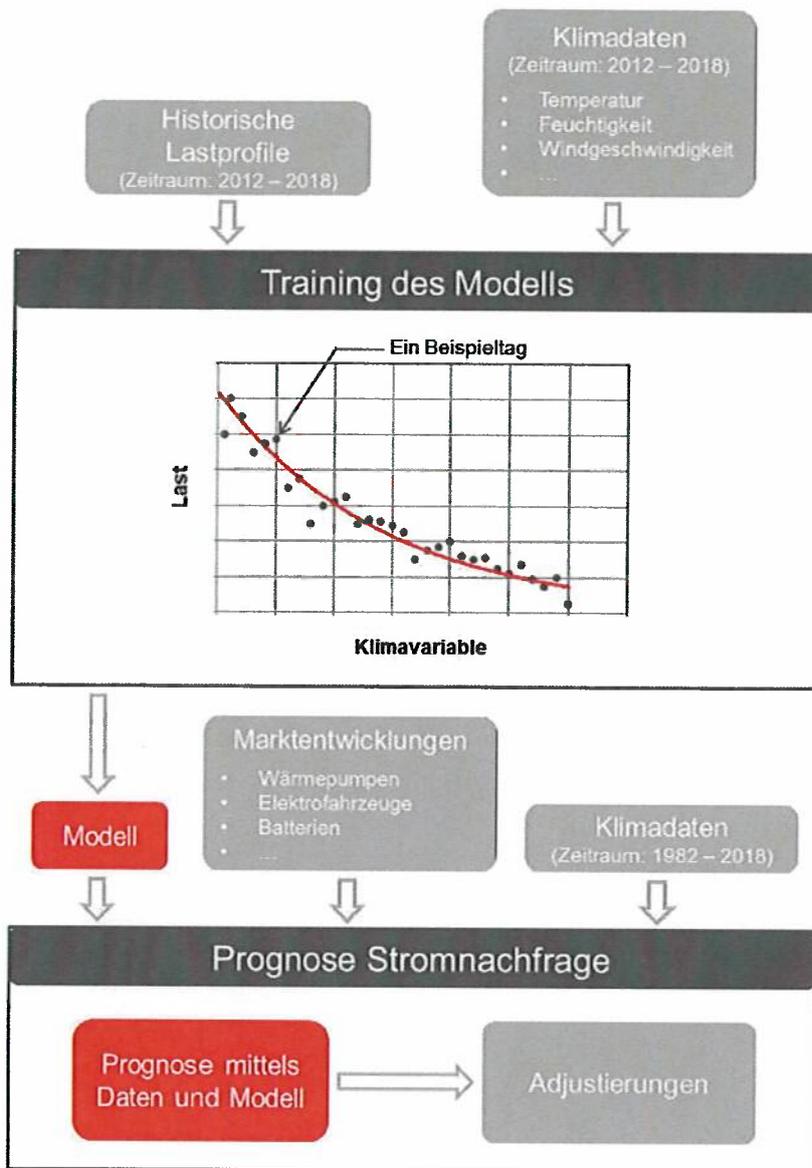


Abbildung 5: Schematische Darstellung der aktuellen ENTSO-E Prognosemethode

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.⁷ 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 2.3⁸

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%.

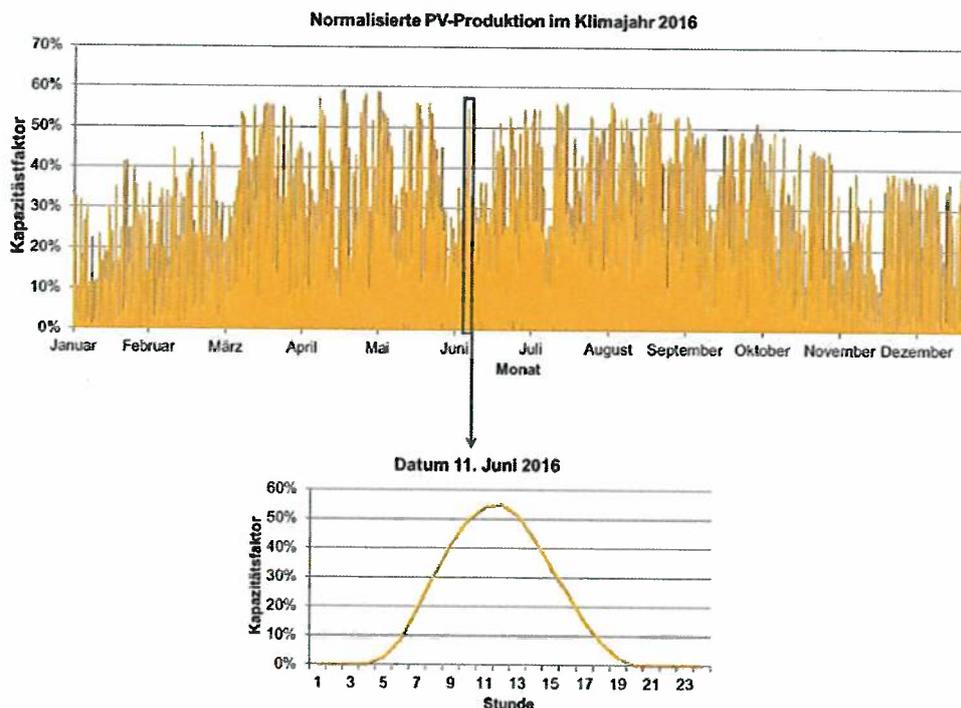


Abbildung 6: Beispielhaftes Produktionsprofil Photovoltaik

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

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

⁸ https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Appendix_2_Methodology.pdf.

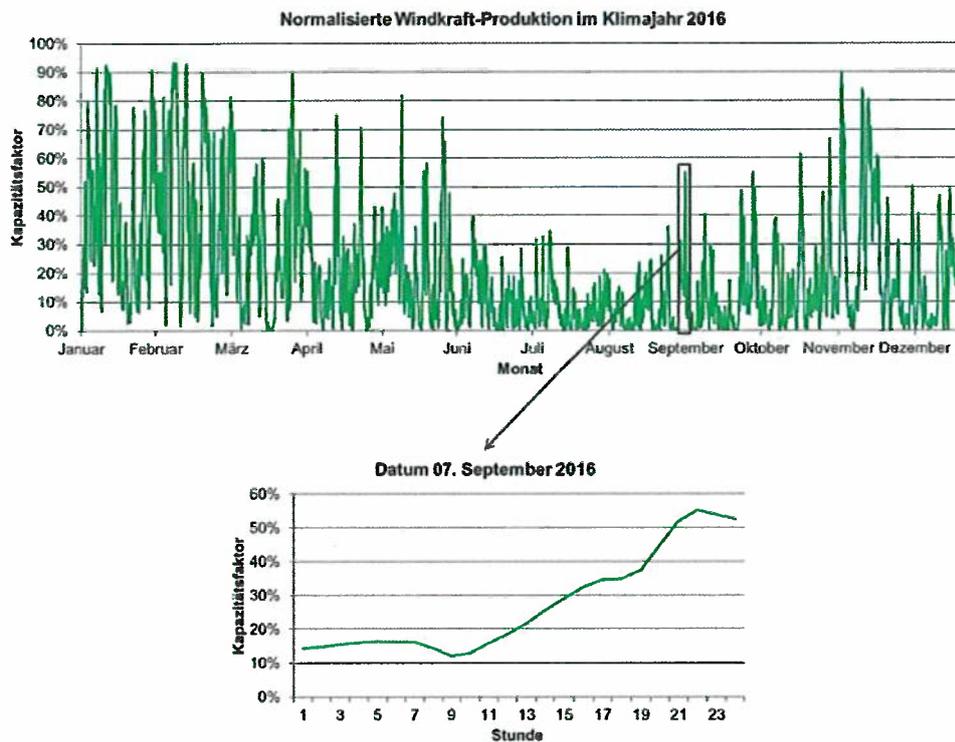


Abbildung 7: Beispielhaftes Produktionsprofil Windkraft
Darstellung für die normalisierte tägliche Windkraft-Produktion im Jahresverlauf 2016 und am 07. September 2016.

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 Kraftwerksbetreiber⁹. 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-Simulationen¹⁰ 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*.

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

¹⁰ 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 CO₂-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»¹¹ in einer Cloud-Umgebung für High Performance Computing¹². PowrSym

¹¹ <http://www.powersym.com/>

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

wird in Europa von den Übertragungsnetzbetreibern Tennet (Niederlande), Ceps (Tschechien), Trans-eletrica (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 Kraftwerksabrufl im betrachteten Gesamtsystem sowie die stündlichen Handelsflüsse zwischen den Marktzone. Dabei gelten die technischen und ökonomischen Randbedingungen¹³ für Kraftwerke, Speicher und den internationalen Stromhandel (Netze). Um Aspekten 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 ATC¹⁴-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

¹³ Wirkungsgrad, Anfahrtsrampen, minimale Stillstands- und Laufzeiten, Ausfallraten, Revisionsraten und Einschränkungen von Revisionen, Emissionsraten, Leistungsbeschränkungen, Must-run-Bedingungen, Startkosten, Zufluss und Pegelstände der Seen.

¹⁴ 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.

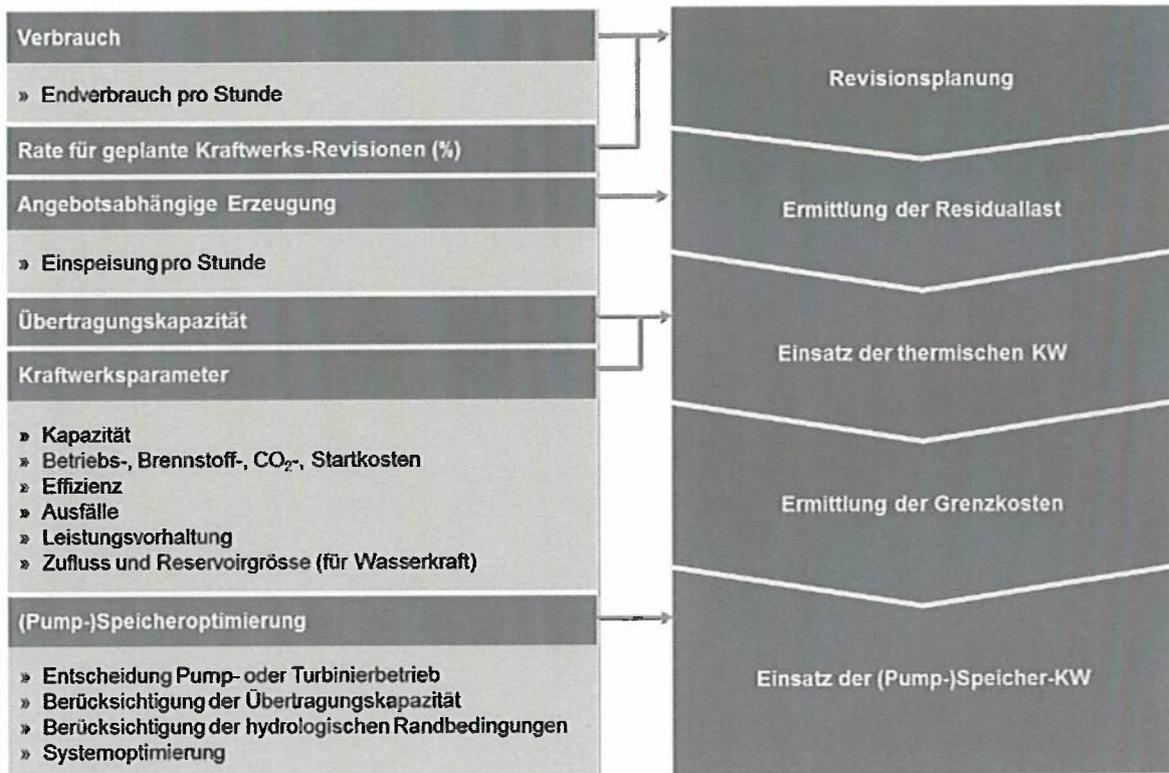


Abbildung 9: Eingangsgrößen und Optimierungsablauf von PowrSym

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.

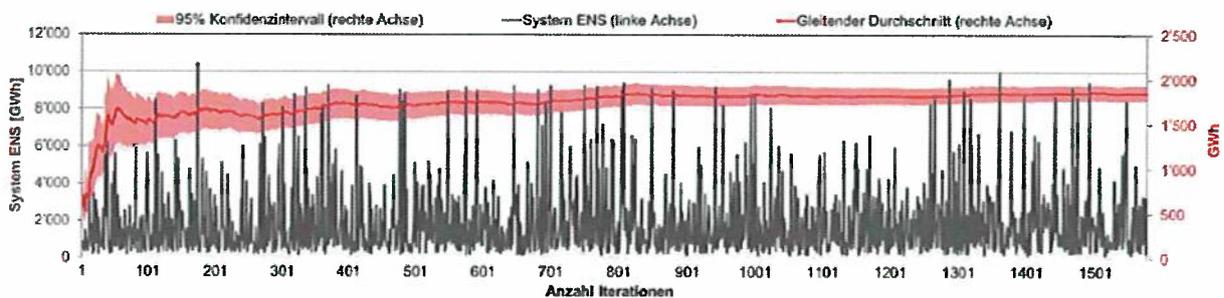


Abbildung 10: Konvergenz der jährlichen ENS im System im Szenario «S1 mod»

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 ε_N mit der Standardabweichung σ_N in der Iteration N

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

Das Vertrauensintervall mit μ_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 EICOM 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 Kraftwerksausfällen 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 angebotsabhängig [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 *TYNDP 2020 National Trends / MAF 2019* ausser für die Schweiz und Frankreich unverändert.

3.2 Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-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 CO₂-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
Brennstoff- und CO₂-Preise		
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 Preis für Heavy Fuel Oil	38,24 €/MWh (LHV) 30,29 €/MWh (LHV)	Basierend auf dem Trend der ICE Brent Forwards 2021 bis 2023 und historisch beobachtetem Verhältnis zu Ölpreisen
Preis für EUA	21,34 €/tCO ₂	Basierend auf dem Trend der EU CO ₂ Allowance Forwards 2020 bis 2022
Wechselkurs CHF/EUR	1.05 CHF/EUR	

Tabelle 2: Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-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 modelliert¹⁵. Der im Vergleich zu anderen Energieszenarien

¹⁵ 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 marktbasierend, erscheint die Annahme im Rahmen eines Fundamentalmarktmodells gerechtfertigt.

niedrige CO₂-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.

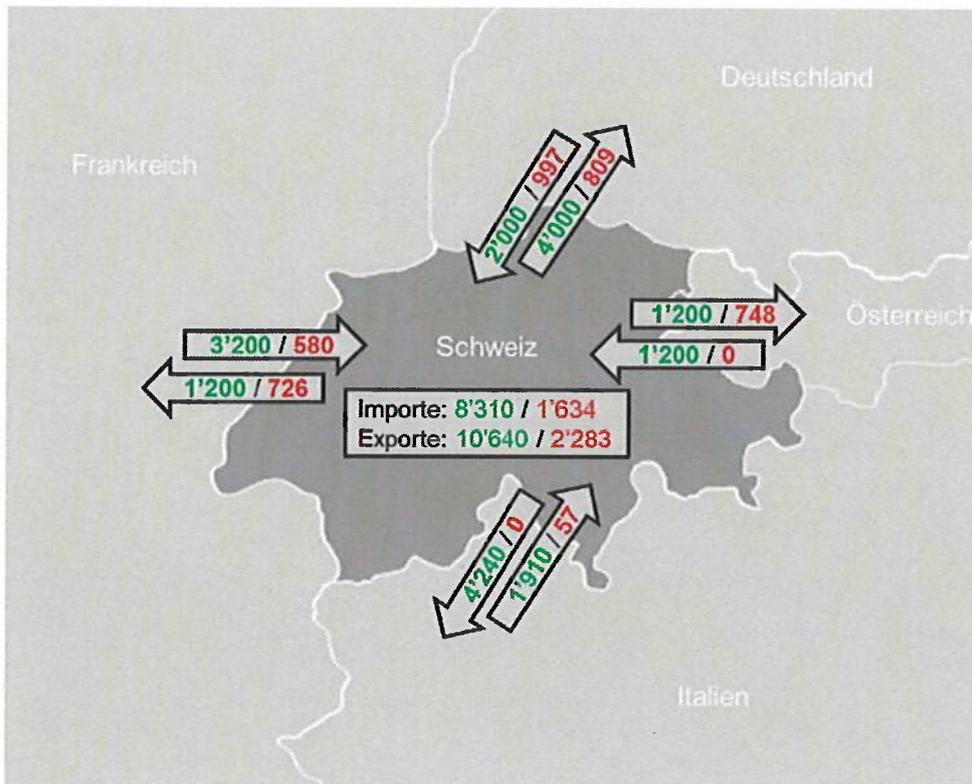


Abbildung 11: Übertragungskapazitäten in Import- und Exportrichtung an den Schweizer Grenzen.

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, je nach TSO-Angabe.

Für die Schweiz wird die Regelleistung von der verfügbaren Turbinierkapazität der Speicherkraftwerke abgezogen. Die Regelleistungsreserve beträgt 869 MW. Zusätzlich wird die verfügbare Speicherproduktion um die durchschnittliche abgerufene positive Regelleistung 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 internationalen 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 wochenlang 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 MARKET»**
 - Vertiefte Analyse jener Simulation mit der höchsten ENS in der Schweiz («S1 mod Worst Case MARKET») 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 Besprechung für die beiden Varianten «S1 mod Worst Case MARKT» und «S1 mod Worst Case ½ 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.

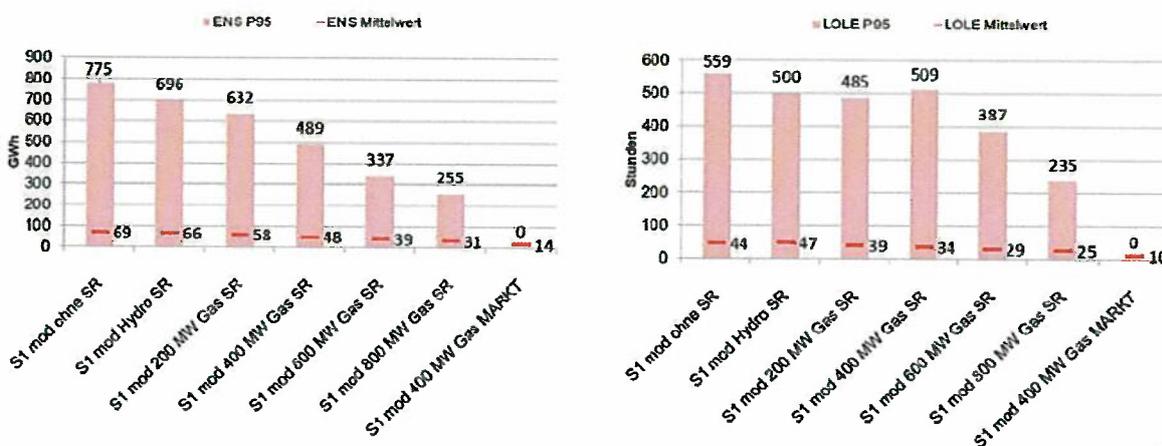


Abbildung 12: Energy Not Supplied (ENS) und Loss of Load Expectation (LOLE) für den Referenzfall und 6 Varianten.

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.

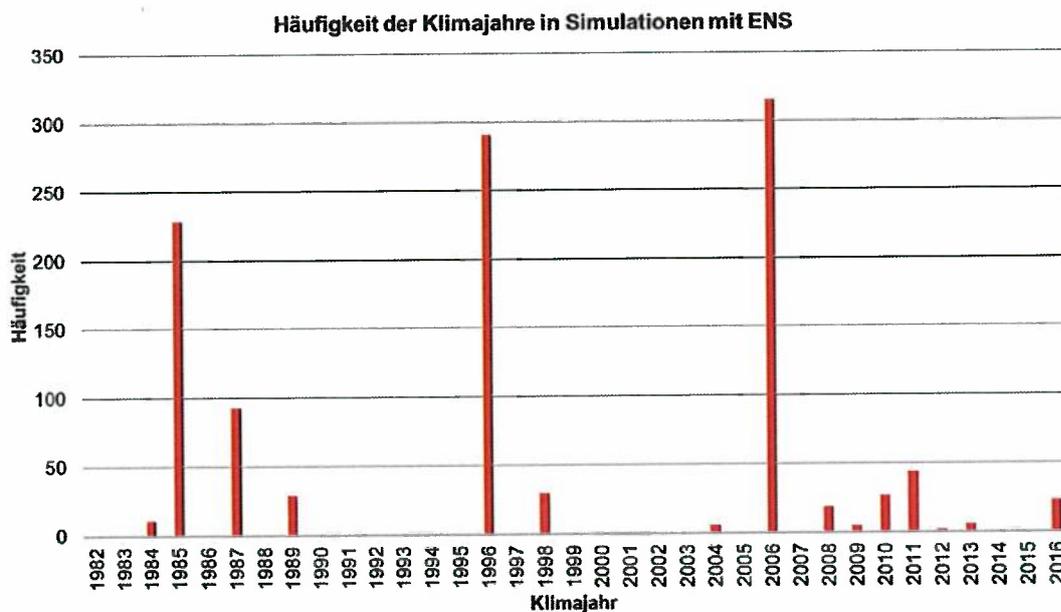


Abbildung 13: Häufigkeit der Klimajahre 1982 bis 2016 in den Simulationen mit ENS.

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 unvorhergesehenen 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.

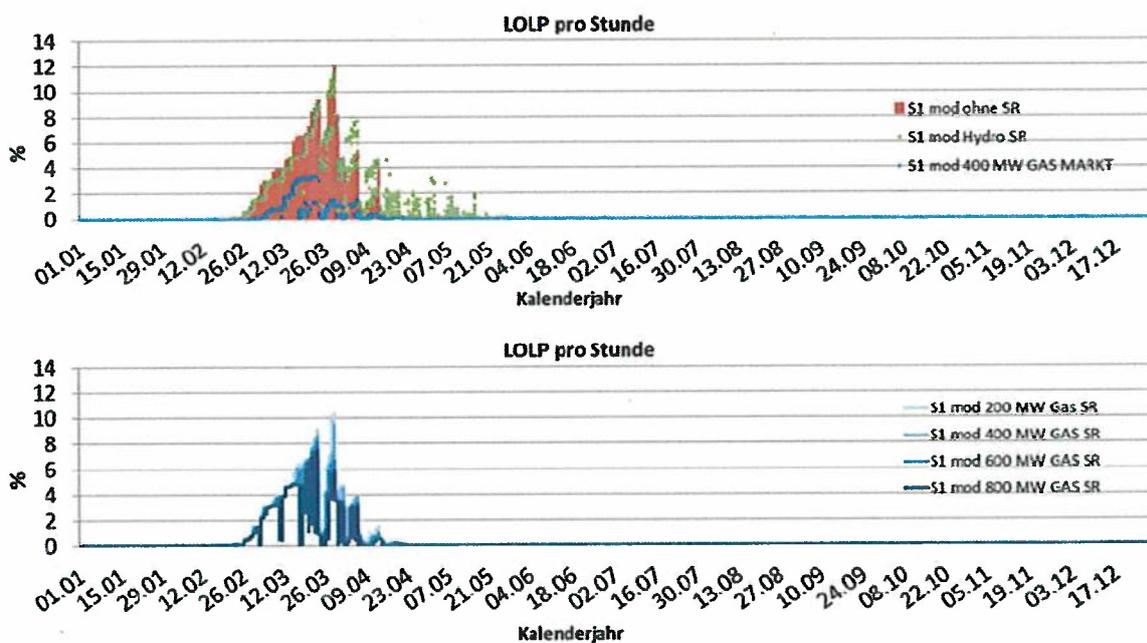


Abbildung 14: Loss of Load Probability (LOLP) für den Referenzfall und 6 Varianten

- 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.

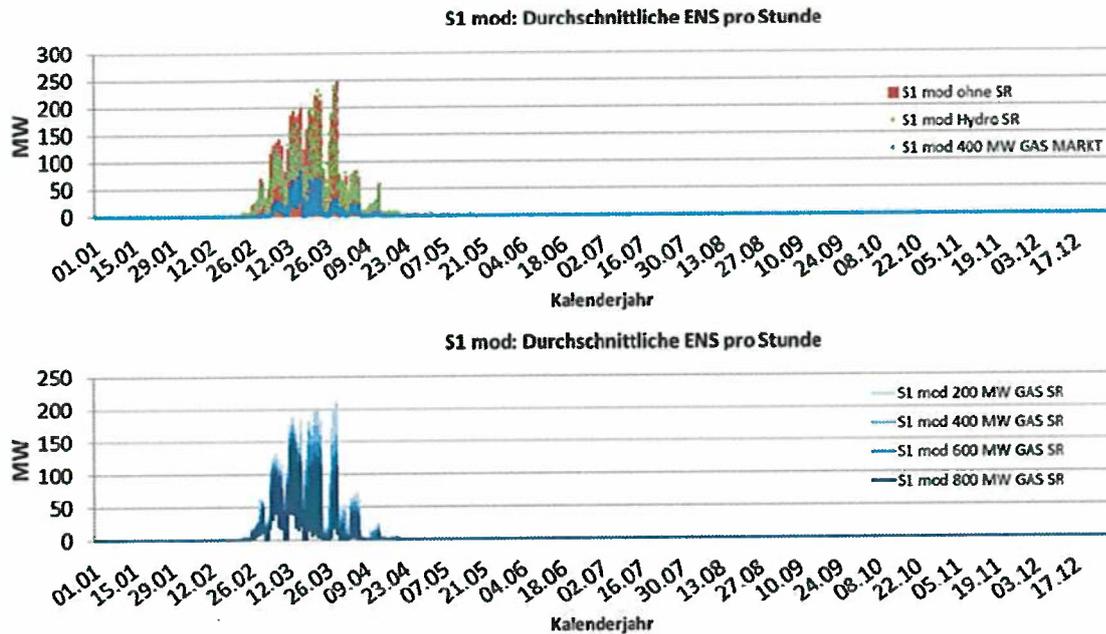


Abbildung 16: Durchschnittliche stündliche ENS im Referenzfall und in 6 Varianten.

- 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 MARKET» 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.

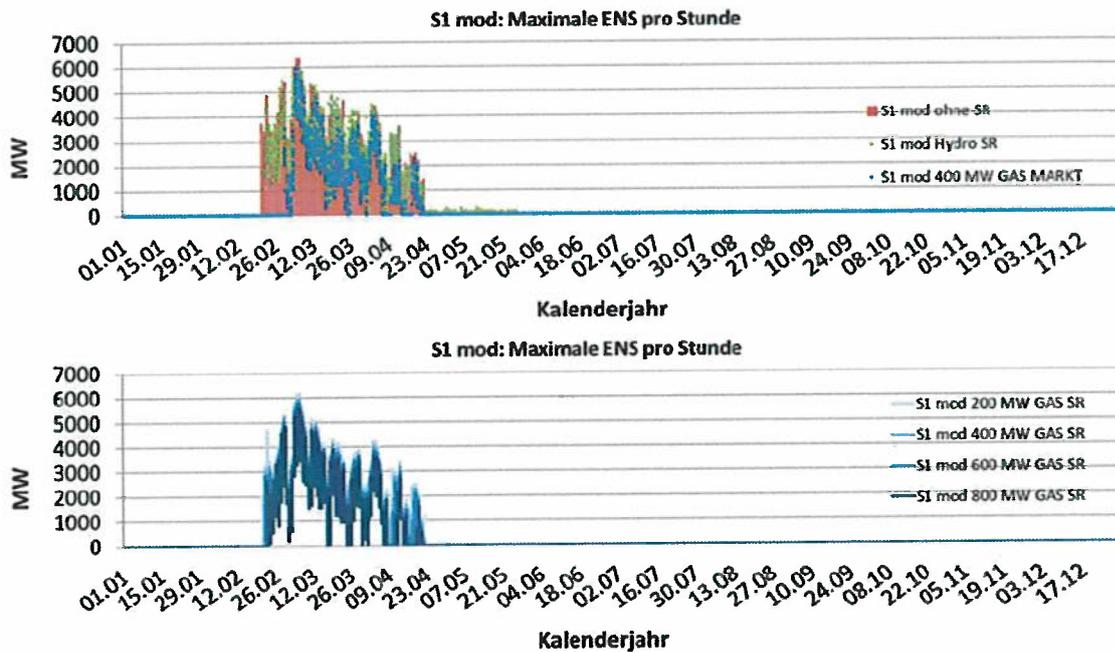


Abbildung 16: Maximale stündliche ENS im Referenzfall und in 6 Varianten.

Die maximale ENS pro Stunde ist diejenige Grösse, die sich in den Varianten am wenigsten 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»:

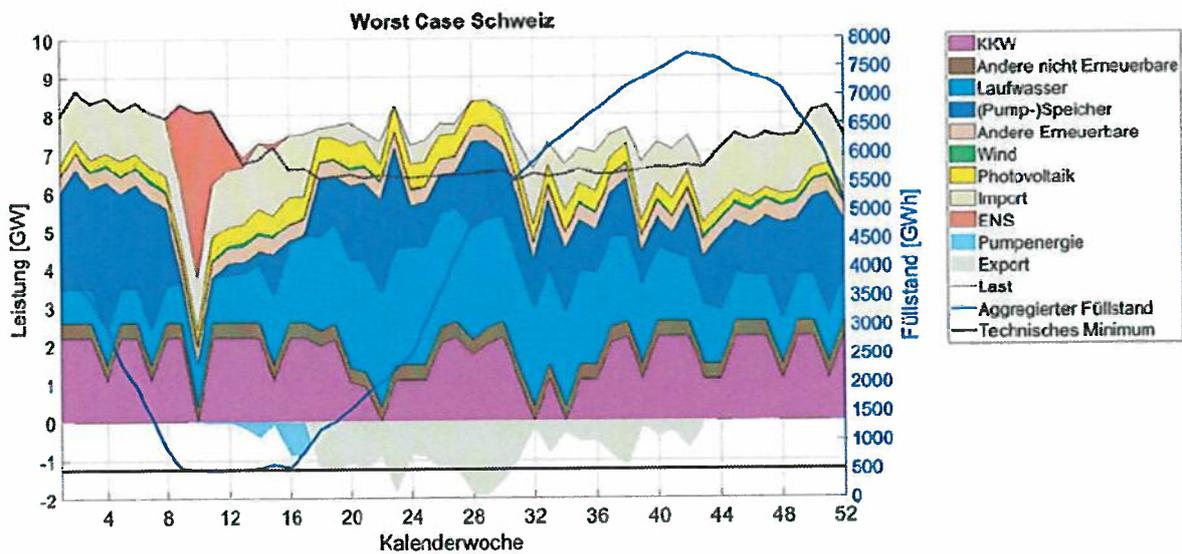


Abbildung 17: Situation in «S1 mod ohne SR Worst Case»

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 1/4 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.

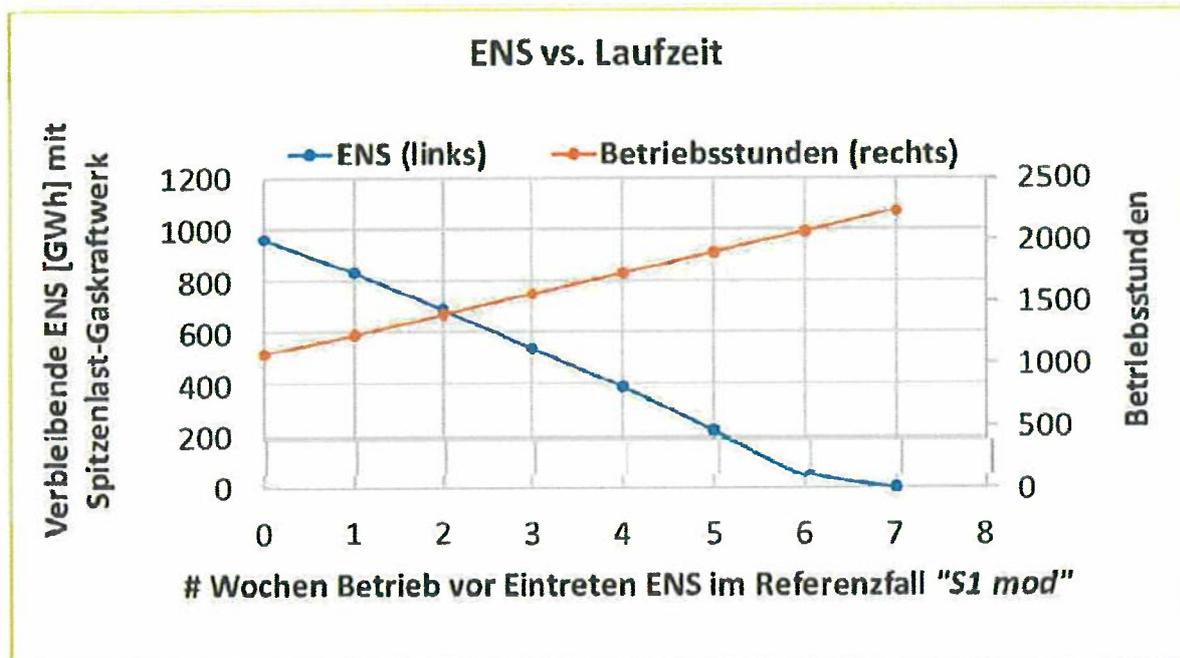


Abbildung 18: Verbleibende ENS im Worst Case bei variierender Anzahl Wochen an Vortlauf. Lesebeispiele und Erläuterungen siehe Text

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.

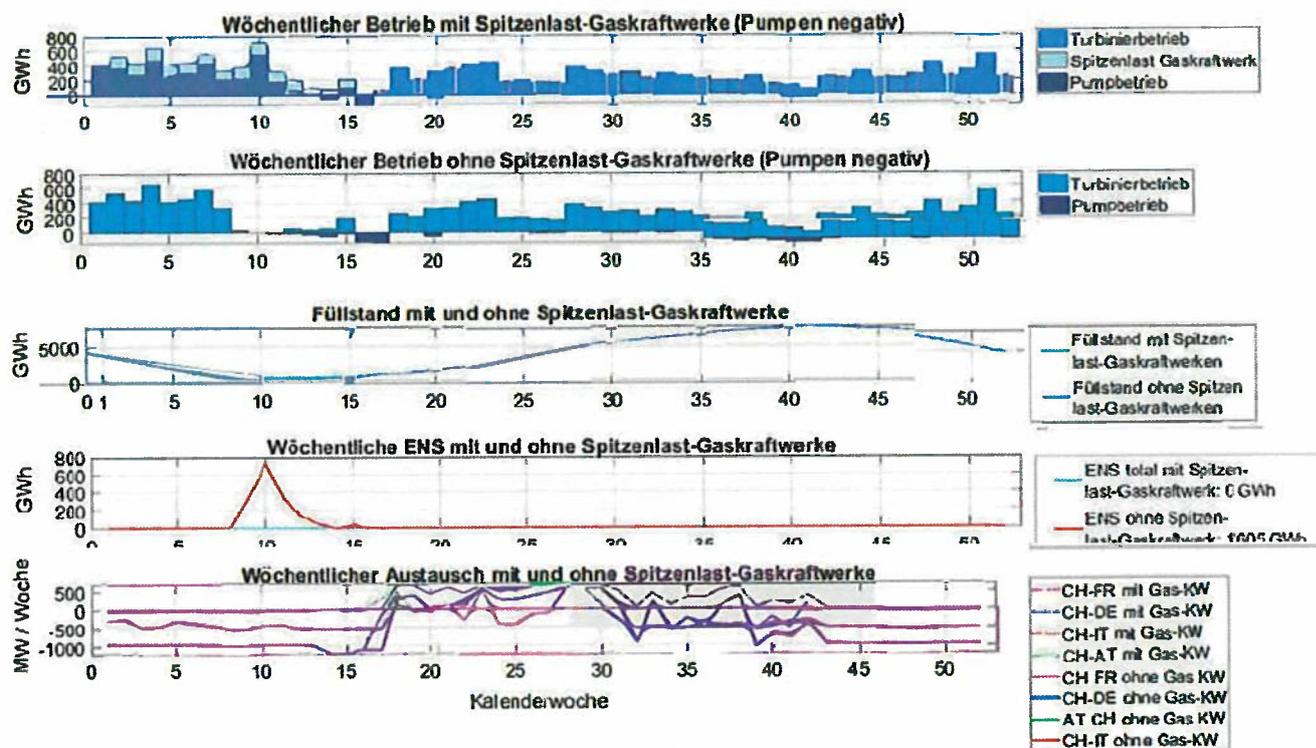


Abbildung 19: Vergleich "S1 mod Worst Case" mit und ohne Spitzenlast-Gaskraftwerke.

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 Austausch 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 vollumfänglich. 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 Speicherkraftwerke 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:

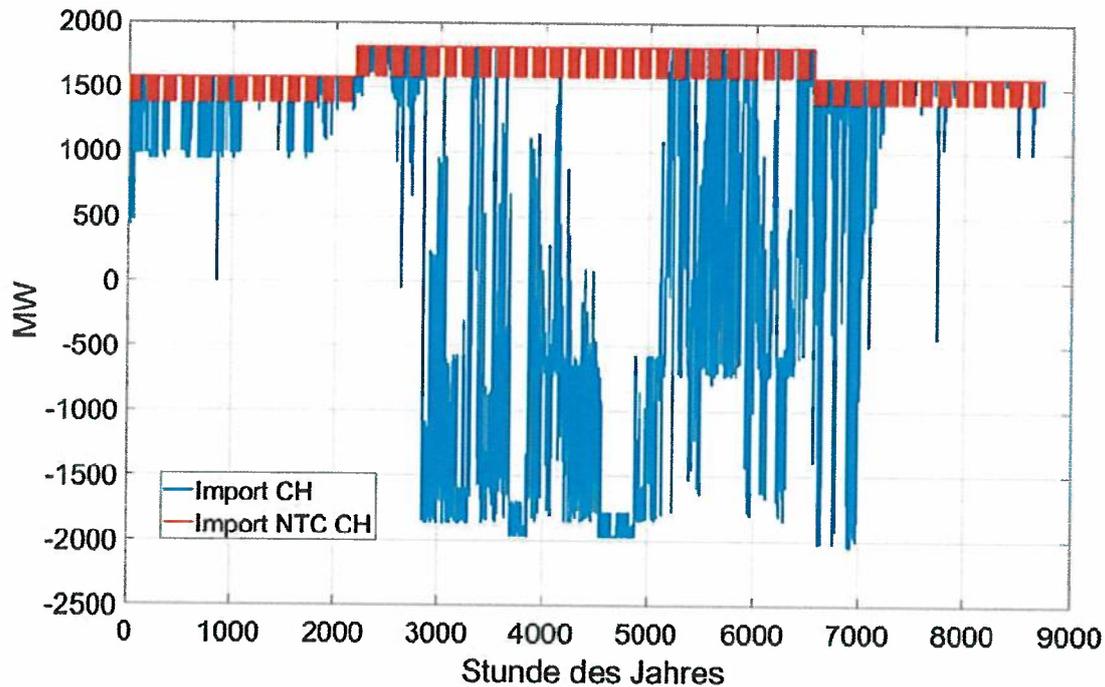


Abbildung 20: Vergleich des totalen Importes der Schweiz mit dem NTC

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 EICOM. 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.

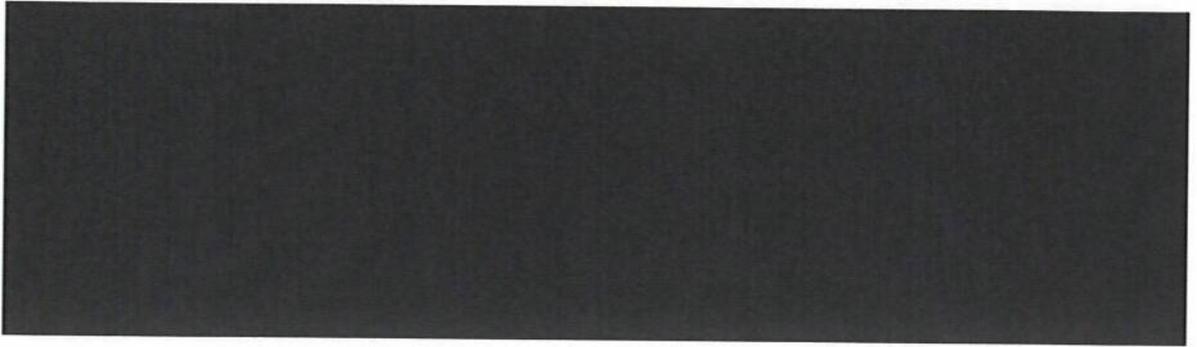
- Spitzenlast-Gaskraftwerke können einen substanziellen Beitrag zur Stärkung der Versorgungssicherheit im definierten Stressszenario leisten. Allerdings hängt dieser Beitrag sehr von der Betriebsweise ab. Nur eine genügend lange Vorlaufzeit erlaubt es Spitzenlast-Gaskraftwerken mit moderaten zusätzlichen Produktionskapazitäten, einen substanziellen 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).

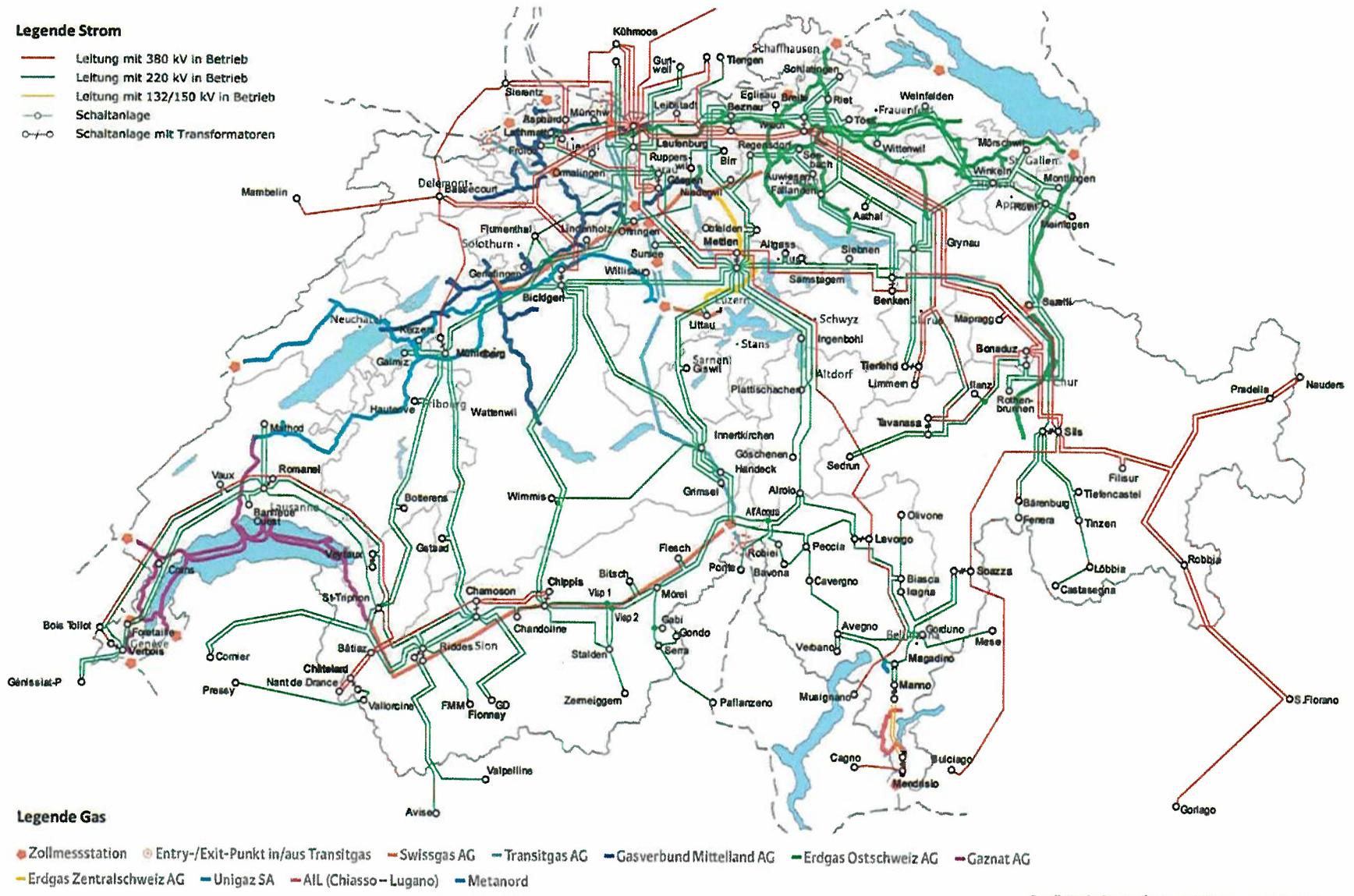
6 Mögliche Standorte für den Anschluss eines Gaskraftwerks

6.1 Grundsätzliche Fragestellung und Ausgangslage

6.2 Betrachtete und nicht betrachtete

6.3 Kriterien für betrachtete

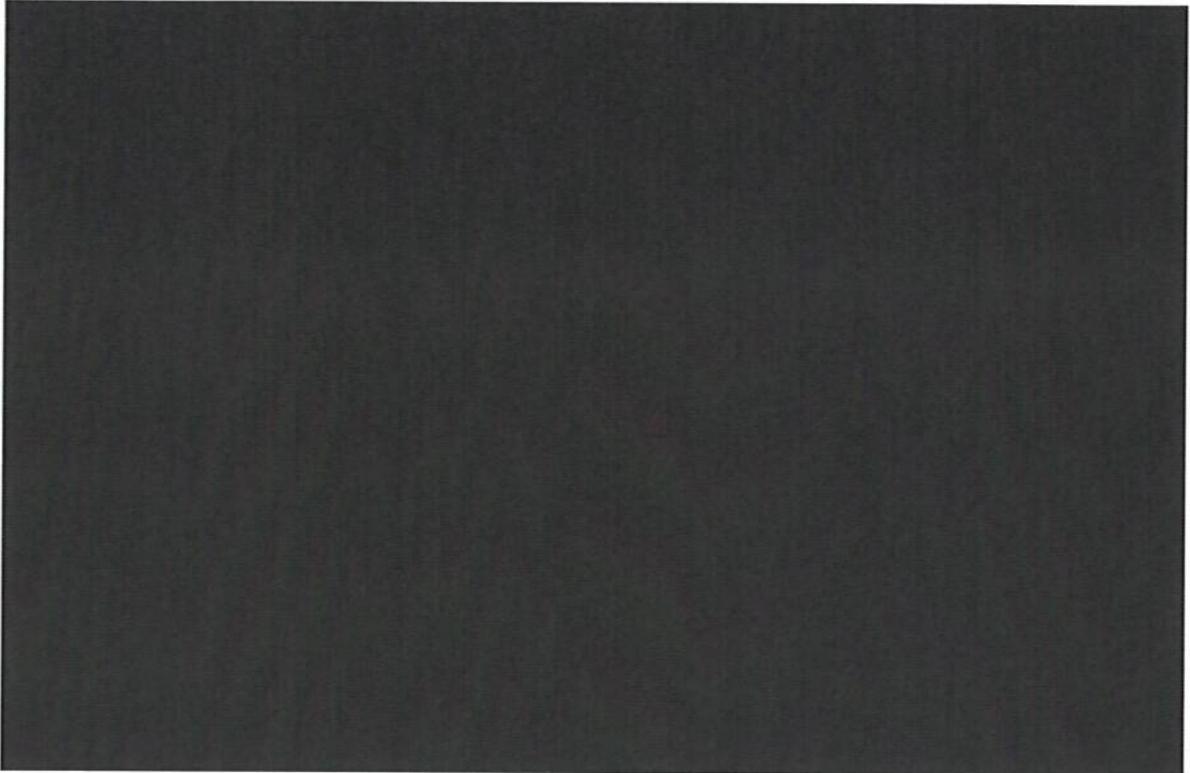


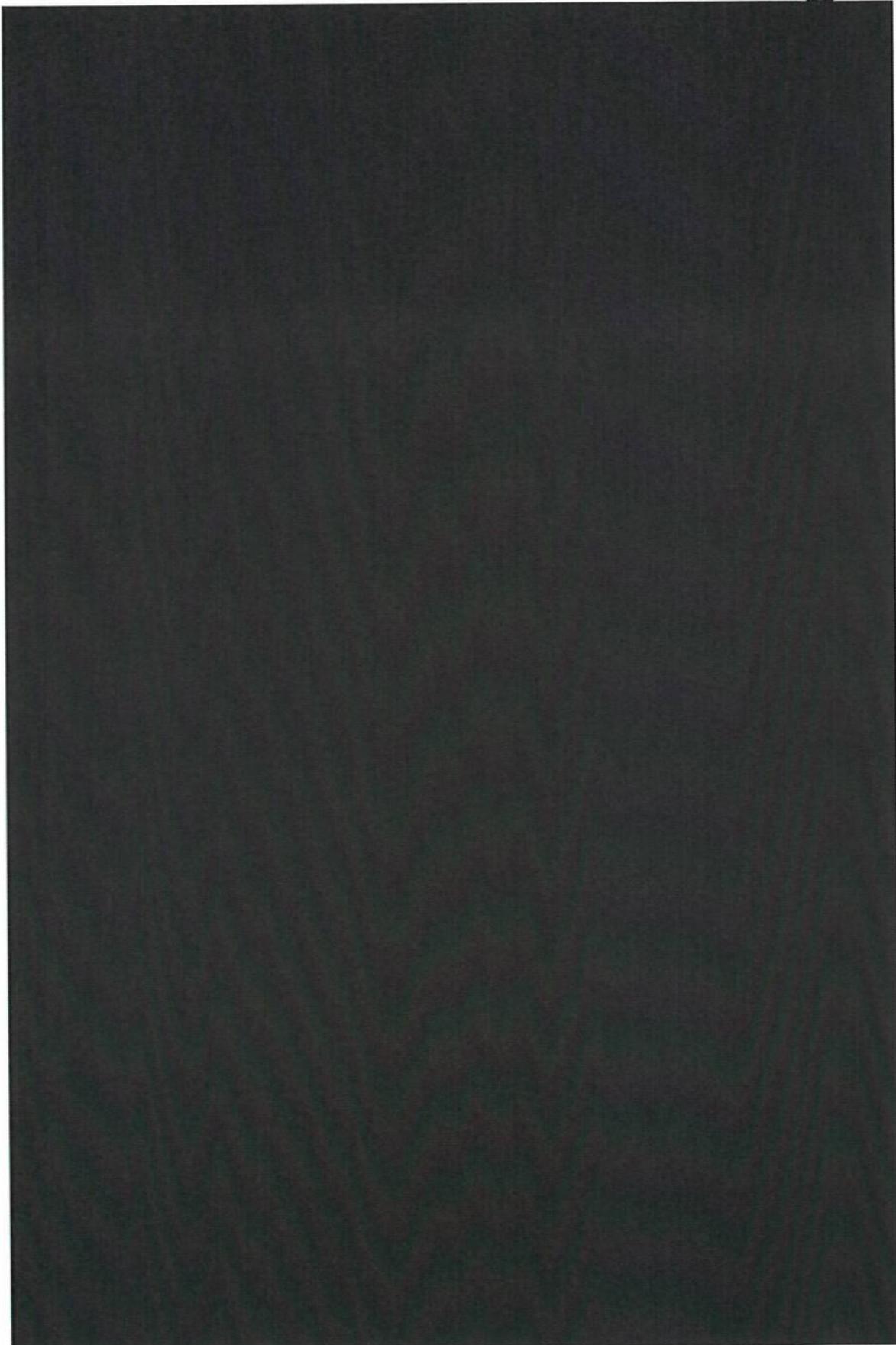


Quellen: Swissgas / die Volkswirtschaft / Swissgrid

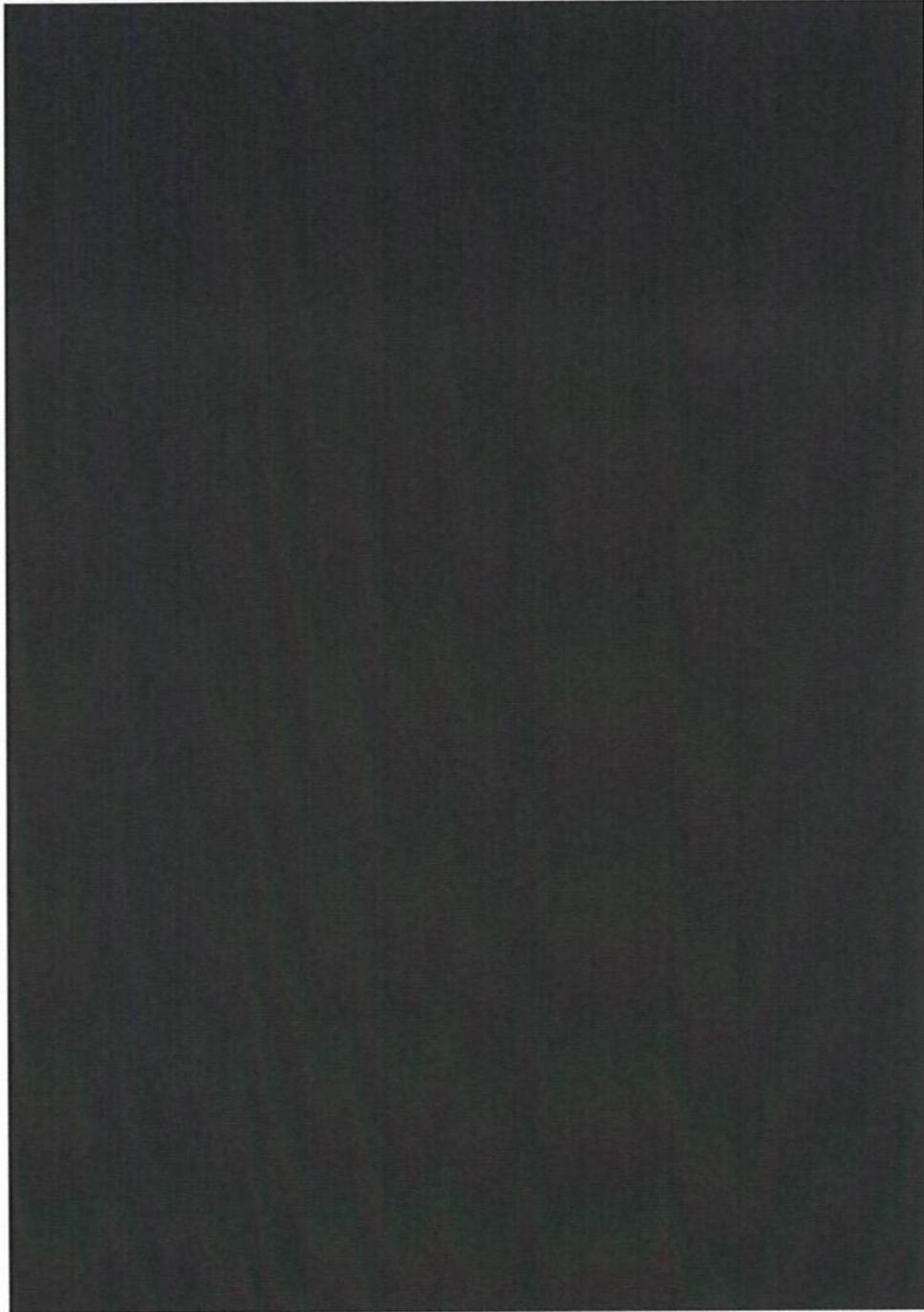
Abbildung 21: Gas- und elektrisches Netz

Bericht: Spitzenlast-Gaskraftwerke zur Stärkung der Versorgungssicherheit in der Schweiz | Vertraulich









[Redacted]

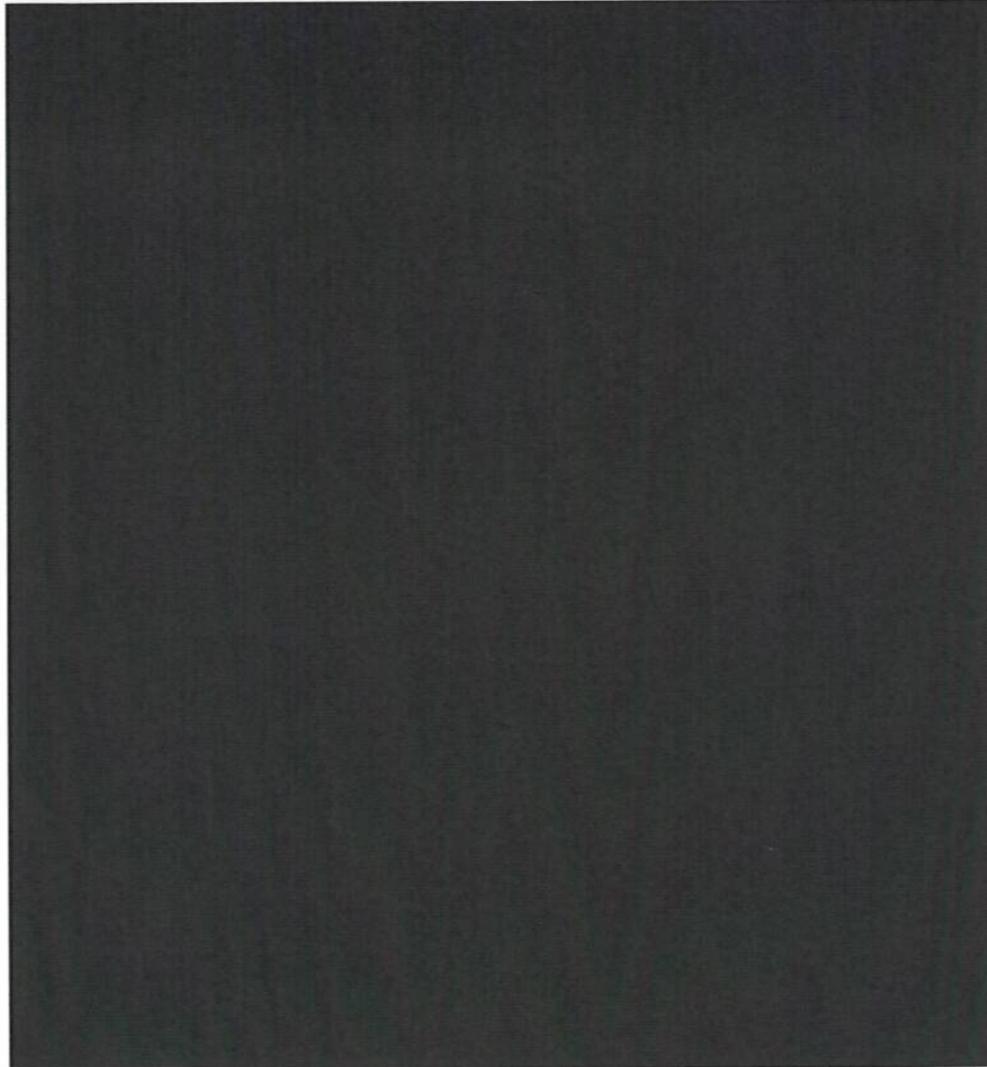
[Redacted]

7 PSTs an den Grenzleitungen [Redacted]

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 zu beobachten.

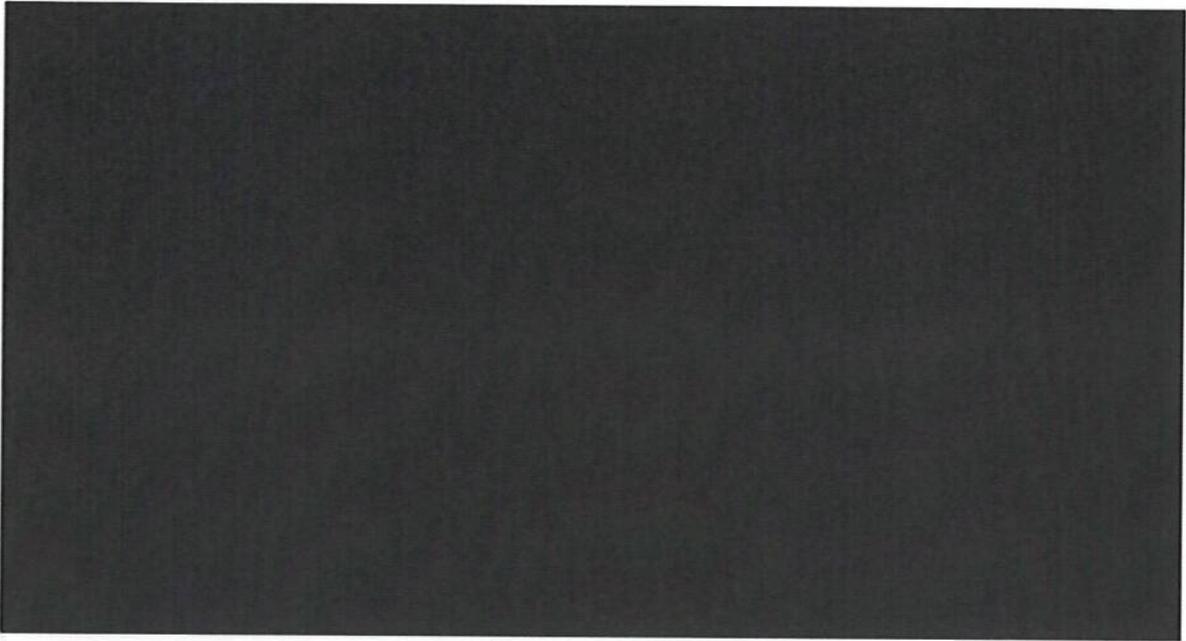
[Redacted]



[Redacted]

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

[Redacted]



[Redacted line]

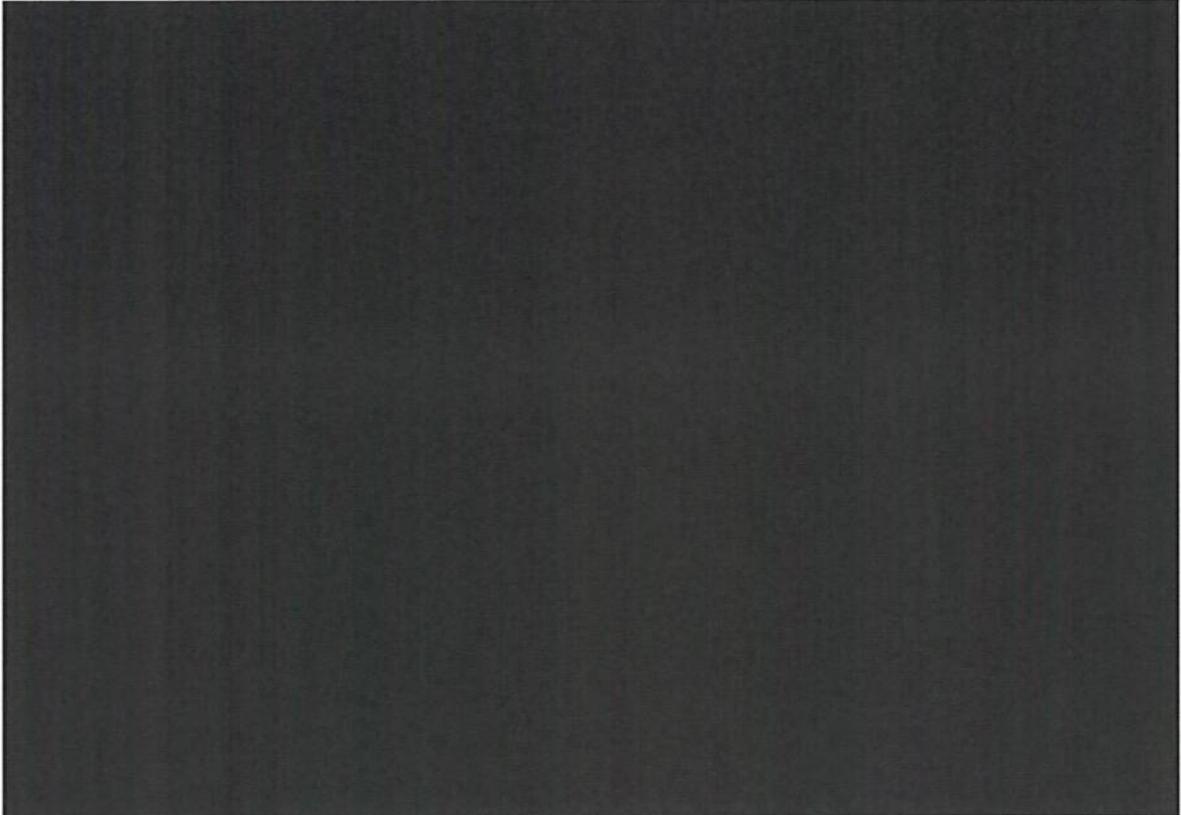
[Redacted line]
[Redacted line]
[Redacted line]
[Redacted line]

[Redacted line]
[Redacted line]
[Redacted line]

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.

[Redacted line]
[Redacted line]
[Redacted line]



[Redacted line]

[Redacted block]

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
ECom	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

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

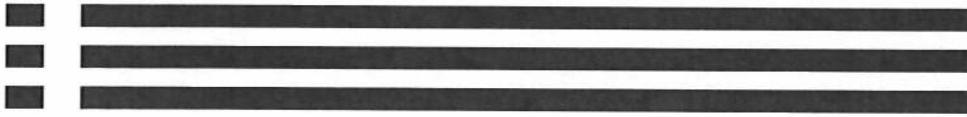
Ver.		Erstellt am	Visum	Geprüft am	Visum
0	Erstausgabe	14/11/2021	SAS/FH/WUJ	30/11/2021	WUJ

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 Umweltauforderungen.....	136
2.4.1 Anzuwendendes (Umwelt-)Recht und Standards	136
2.4.2 Emission von CO ₂	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		
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: Denkbare 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 _x -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 ₂ -Emissionen	189
Tabelle 5-1: Von Swissgrid [REDACTED]	198
Tabelle 5-2: [REDACTED] [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 Erzeugungsleistung 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
EiCom	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 Erzeugungsleistung 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. [REDACTED]

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

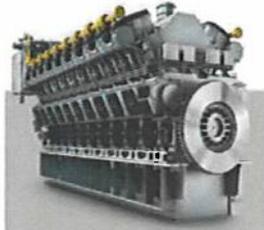
In Tabelle 0-1 werden die wesentlichen technisch relevanten Projektgrundlagen präsentiert.

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"> Nennleistung muss in rund 60 Minuten nach Triggerrung erreicht werden Nach dem Hochfahren Abgabe der Leistung im technisch üblichen Regelbereich bis zum Abfahren
Betriebsarten	Für die Anlagenauslegung: Präventiver Energieabtausch (Use case 3a/b)
Einspeisung ins Netz der Swissgrid	[REDACTED]
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.

Verbrennungsmotor (stationär)



Aeroderivative Gasturbine



Schwere Gasturbine (Industrie-Gasturbine)

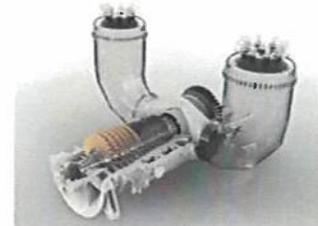


Abbildung 0-1 Mögliche Technologien

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 ₂	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 bestplatzierte 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
- Wassersysteme

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]

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

[REDACTED]

[REDACTED]

Die geographische Verteilung der denkbaren Standorte ist aus Abbildung 0-3^A ersichtlich.

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

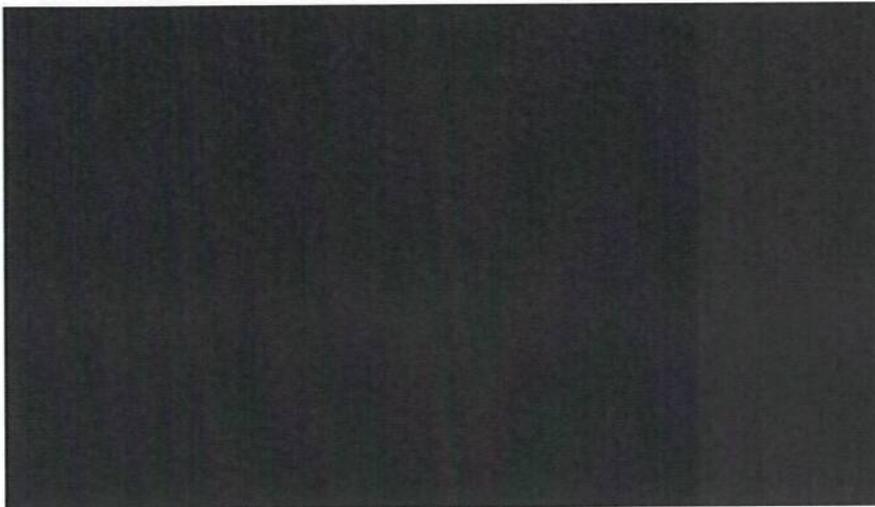


Abbildung 0-3: Übersicht denkbare Standorte

Alle  Standorte wurden einer gewichteten Evaluation unterworfen. 

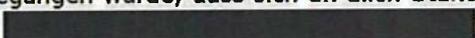
 besonders hoch gewichtet. Schliesslich würde es keinen Sinn machen, eine Anlage zu errichten, deren Stromproduktion dann gar nicht im erforderlichen Umfang ins Netz eingespeist und verteilt werden könnte. Bei der Evaluation hat sich eine Rangfolge der denkbaren Standorte gemäss Tabelle 2 ergeben. Nochmals sei erwähnt, dass bei dieser Evaluation davon ausgegangen wurde, dass sich an allen Standorten die erforderliche Brennstoffversorgung  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 Stressszenario ermittelt. Dabei wurden berücksichtigt:

- Instandhaltung der Anlage
- Arbeitskosten
- Energieverbrauch im Stillstand
- Brennstoff, CO₂-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 CO₂-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. 
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) marktbasierend

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 Versorgungseinganges) 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)^B.

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**^C 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 das analysierte 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^D.

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^E. 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 ECom vorgegeben, dass für diese Studie ein Konzept erarbeitet werden soll, mit welchem 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

^B Für weitergehende Erläuterungen wird auf den Bericht der Swissgrid betreffend Adequacy Berechnungen verwiesen.

^C Konkret: bei einem Hochfahren des Kraftwerks 7 Wochen vor prognostiziertem Eintreten von ENS.

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

^E 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 Stressszenario 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 Spitzenlast-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 Risikoabwägungen 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 Spitzenlast-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 Extremszenario käme das Kraftwerk auf eine recht hohe jährliche Laufzeit und man könnte daraus schliessen, dass es daher auch hocheffizient sein muss. Weil das erwähnte Extremszenario 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^F 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 EICom (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

^F 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 überwältigt 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 würde⁶. 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.

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

2.2.2.3 Nebenasspekt - Systemdienstleistungen für RZ Schweiz

Um tertiäre, positive Regelleistung (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 kurativ). 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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Emissionen ermöglichen würden. Dies wären aus Biomasse hergestellte Brennstoffe sowie Wasserstoff.

Schweröl, welches einerseits bei seiner Verwendung als Brennstoff mit erhöhten CO₂-Emissionen verbunden wäre und darüber hinaus nur im vorgewärmten Zustand fließfähig (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 Nahrungproduktion 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.

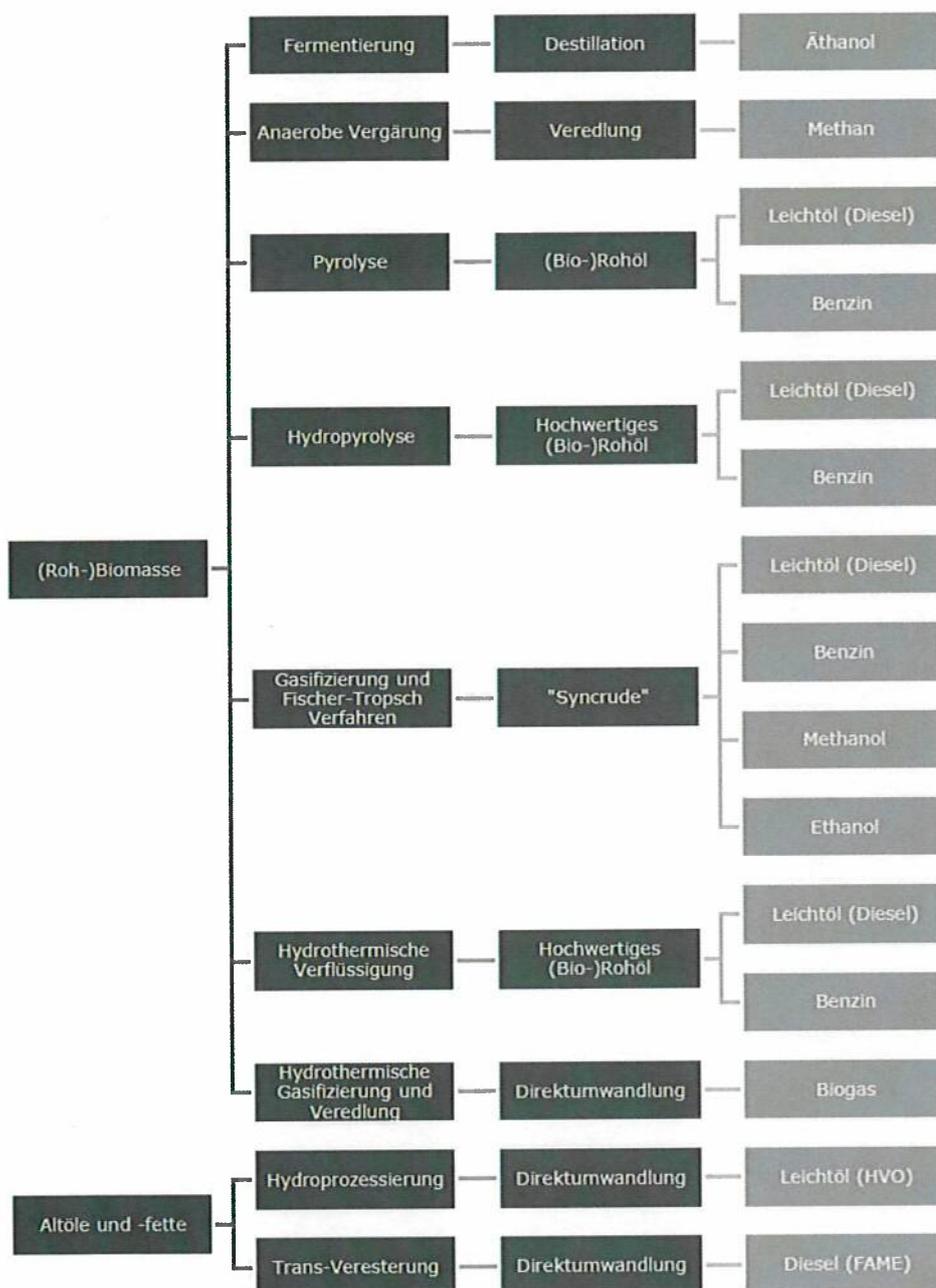


Abbildung 2-1: Übersicht zur Umwandlung Biomasse in Biobrennstoff

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 Feinausprägungen 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 CO₂ 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 Herstellung⁴

Farbcode	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 ₂ -freie Erzeugung
Blau	Gewinnung aus Erdgas durch Dampfreformierung mit Abscheidung der dabei entstehenden CO ₂ -Mengen und deren sicherer Endlagerung
Grau	Gewinnung aus Erdgas durch Dampfreformierung; CO ₂ -Emissionen (ca. 10 t CO ₂ / 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 CO₂-Freiheit einzelner Stromerzeugungsformen – mit Sicherheit als Ersatzbrennstoffe nur gelber und grüner Wasserstoff in Frage. Im Falle von blauem, roten und orangenem Wasserstoff müsste noch ausführlich die CO₂-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 CO₂-emittierendem Strom steigt.

⁴ 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 Netzwerkschlüsse, 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 Volllast 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 ergebenden 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/h¹ (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.

¹ 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)^J, 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,^K 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

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

^K 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.powernext.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 Ausleitungstücke 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.¹ Im Gegenzug sollte insbesondere im Falle der Akzeptanz einer leicht verringerten Versorgungssicherheit geprüft werden, ob die normalerweise durch den Netzbetreiber 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 Netzbetreiber 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,

¹ 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

Gemeinde: Luzern
 Lieferant: ewl energie wasser luzern
 Kategorie: Typ X Industrielle Grösstabnehmer, durchschnittlicher Jahresverbrauch von ca. 250'000'000 kWh, Kesselleistung 31'000 kW (Benutzungstunden: ca. 8'000), abschaltbar
 Ihr Gaspreis: Gemäss Gasversorger wird diese Kundenkategorie nicht beliefert oder es werden Spezialverträge abgeschlossen

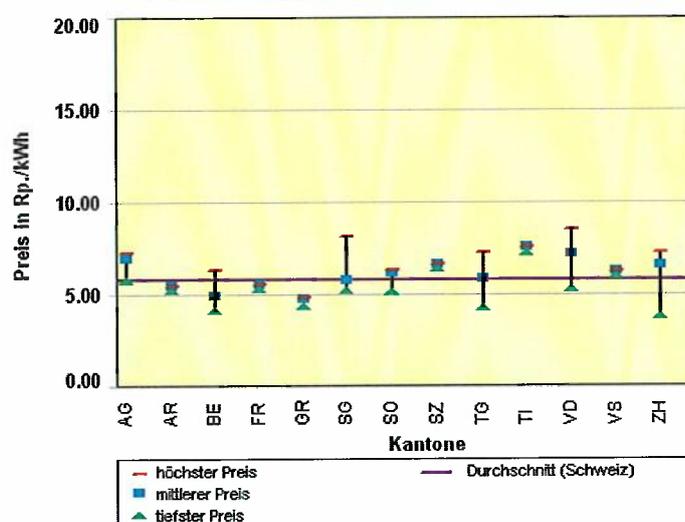


Abbildung 2-2 Schweizer Gasversorgungskosten für Grossverbraucher (Leistungs- und Energiekomponente zusammengerechnet) (Quelle: Preisüberwacher 2021)^M

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

^M <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_{Hu} vernünftig (Projektion der Weltbank, April 2021).^N 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_{Hu}** 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^O). Für die weiteren Berechnungen werden deshalb provisorisch vorgelagerte Exit-Kosten von um die **2 CHF/kW_{Hu}/Jahr** angenommen. Dadurch ergeben sich 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.^P 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_{Hu} /Jahr** müssten nach

^N 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/in-fographics/ncszerf/natural-gas-price-forecast-2021-2022-and-long-term-to-2050>.

^O Derartige Abmachungen wären im Rahmen von Vertragsverhandlungen mit dem Ziel einer möglichst hohen Fixkostensenkung zu treffen.

^P Siehe 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 einem angenommenen (mittleren) Wert von **4.5 CHF/ kWh_{Hu} /Jahr** gerechnet.

- Treibhausgasemissionen:** Die CO₂-Kosten werden mit 121.50 CHF/tCO₂ veranschlagt (siehe 2.4.2).

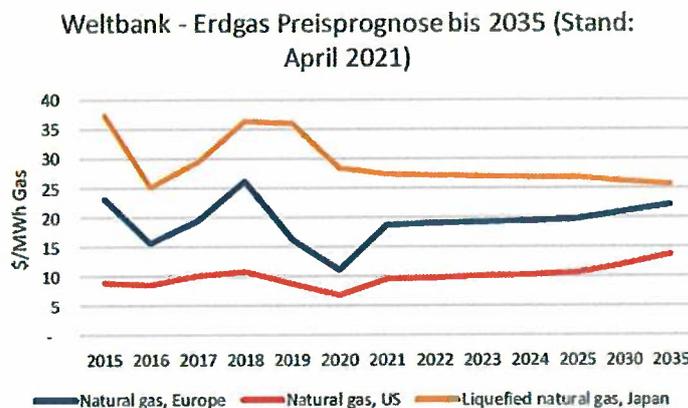


Abbildung 2-3 Weltbank Projektion: Erdgas Preisvorhersage, Weltbank (Quelle: AFRY, basiert auf Daten World Bank April 2021 Commodity Price Forecast)⁹

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 erwartenden 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

⁹ <https://knoema.com/infographics/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 Umwelanforderungen

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 Umwelanforderungen 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 CO₂

Das Schweizer *Bundesgesetz über die Reduktion der CO₂-Emissionen (CO₂G)* regelt den Umgang mit den CO₂-Emissionen des (fossil-thermischen) Kraftwerks. Bis zum 31.12.2019 enthielt das CO₂G die Art. 22-25 betreffend der *Kompensation bei fossil-thermischen Kraftwerken*. Aufgrund dieser Artikel hätten die CO₂-Emissionen eines fossil-thermischen Kraftwerks i) vollumfänglich 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 CO₂-Verordnung (CO₂V) 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 CO₂-Äquivalente (CO₂eq) betragen, kann nach Art. 41 Abs. 1 und 2 der CO₂V eine Ausnahme von der Pflicht zur Teilnahme am EHS beantragt werden.

Eine kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten wäre grundsätzlich gemäss Art.19 (4) CO₂G 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 CO₂-Emissionen des Kraftwerks durch am Markt zu erwerbende CO₂-Zertifikate abgedeckt sein müssen.

Für die Untersuchungen im Rahmen dieser Studie (voraussichtlich wird das Kraftwerk in kritischen Jahren mehr als 25'000 Tonnen CO_{2eq} 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 CO₂V, Art. 96b Absatz 1 die Differenz zwischen der bezahlten CO₂-Abgabe auf Brennstoffen und dem Mindestpreis nach Artikel 17 Absatz 2 CO₂G 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 CO₂-Emissionsrechte am Markt erwerben (CO_{2_Z})
- Auf den Brennstoffverbrauch ist eine CO₂-Abgabe (CO_{2_A}) in Höhe von CHF 120 pro Tonne zu berücksichtigen^R. Als Mittelwert der externen CO₂-Kosten (CO_{2_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_{2_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.

^R 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)

		Feuerungswärmeleistung	
		bis 40 MW	über 40 MW
- Kohlenmonoxid (CO)	mg/m ³		
- beim Betrieb mit Gasbrenn- oder Gastreibstoffen 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_x-Emissionen (LRV, Anhang 2, Ziffer 836)

		Feuerungswärmeleistung	
		bis 40 MW	über 40 MW
- Stickoxide (NO _x)	mg/m ³		
- 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/m³ nicht überschreiten.

Die Emissionen von Schwefeloxiden (SO_x), angegeben als Schwefeldioxid, dürfen bei einem Massenstrom von 2.5 kg/h oder mehr 120 mg/m³ 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_x) 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 ³			
– beim Betrieb mit Gasbrenn- oder Gas- treibstoffen nach Anhang 5 Ziffer 41 Absatz 1		650	300	300
– beim Betrieb mit Gasbrenn- oder Gas- treibstoffen nach Anhang 5 Ziffer 41 Absatz 1 Buchstaben d und e, wenn die Anlage jährlich mindestens zu 80 Pro- zent mit diesen Stoffen betrieben wird		1300	650	300
– beim Betrieb mit flüssigen Brenn- oder Treibstoffen		650	300	300
– Stickoxide (NO _x), angegeben als Stickstoffdioxid (NO ₂)	mg/m ³			
– beim Betrieb mit Gasbrenn- oder Gas- treibstoffen nach Anhang 5 Ziffer 41 Absatz 1		250	150	100
– beim Betrieb mit Gasbrenn- oder Gas- treibstoffen nach Anhang 5 Ziffer 41 Absatz 1 Buchstaben d und e, wenn die Anlage jährlich mindestens zu 80 Pro- zent 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/m³ 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 werden⁵. 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

⁵ 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^T. 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 Lärmschutzhaube ausgestattet und Kamin sowie Ansaugkanal für die Verbrennungsluft werden mit Schalldämpfern ausgerüstet.

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

2 Belastungsgrenzwerte						
Empfindlichkeitsstufe (Art. 43)	Planungswert		Immissionsgrenzwert		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

^T 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"> • Ausbaustufe 1: 500 MW an Standort 1 • Ausbaustufe 2: 1'000 MW an Standort 1 und 2 Auch die Aufteilung auf mehr als zwei Standorte ist – je nach Anlagenkonzept – denkbar.
Zu evaluierende Anlagentypen	<ul style="list-style-type: none"> • Motorisches Kraftwerk (stationäre Verbrennungsmotoren) • Gasturbinen-Kraftwerk 	Späterer Ausbau zu GKK als Option nicht ausgeschlossen (Ausbaustufe 3 an Standort 1 und/oder 2)
Anlagendynamik	<ul style="list-style-type: none"> • Nennleistung muss in rund 60 Minuten nach Triggerung erreicht werden • Nach dem Hochfahren Abgabe der Leistung im technisch üblichen Regelbereich bis zum Abfahren. 	
Schwarzstart-Fähigkeit	Nicht notwendig	Nachrüstoption aufzeigen
Betriebsarten	<ul style="list-style-type: none"> • Für die Anlagenauslegung: Präventiver Energieabtausch (Use case 3a/b) • Auf grundsätzliche Machbarkeit mit gewählter Technik zu untersuchen: Nebenaspekt – Spannungshaltung 	
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 ₂	<ul style="list-style-type: none"> • EHS-Teilnahme voraussichtlich nur in Extremjahren erforderlich; dann aber keine kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten; Emissionsrechte müssen am Markt beschafft werden • Brennstoffabgabe in Höhe von CHF 120 pro Tonne CO₂ 	

Parameter	Wert	Bemerkung
	zu berücksichtigen; rückerstattbar gemäss CO ₂ V, Art. 96b <ul style="list-style-type: none"> Mittelwert für externe CO₂-Kosten mit CHF 121.50 pro Tonne zu berücksichtigen 	
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 Abhitzeessel 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 grössten Gasmotoren auf dem Markt.

Der Wirkungsgrad^U 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
Model		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.

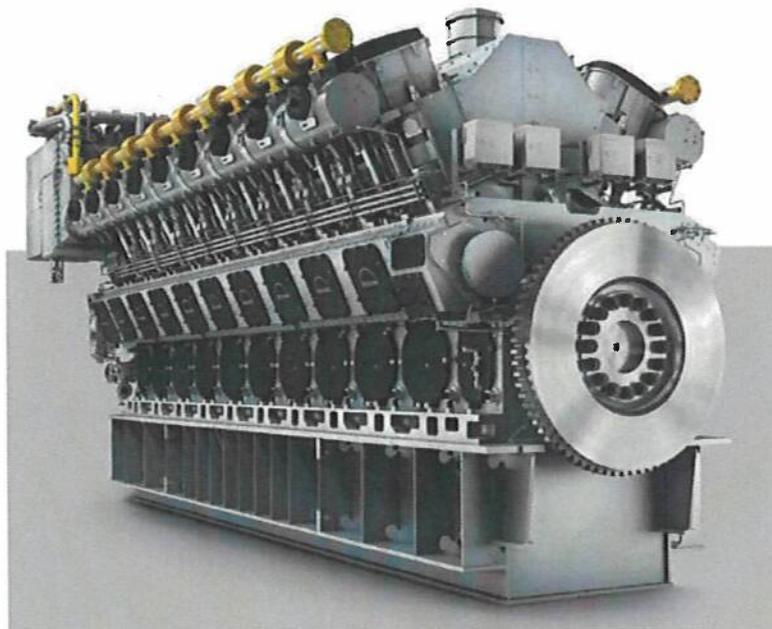


Abbildung 3-1 Gasmotor (Quelle: MAN Energy Solutions, V51/60G)

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.

^U 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 NO_x von 100 mg/Nm³ 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 Temperaturspitzen vermieden und so die NO_x 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/Nm³ 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 Aero derivative Gasturbinen

Aero derivative 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.

Aero derivative 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 Aero derivative Gasturbinen auf dem Markt.

Tabelle 3-2 Technische Daten grosse Aero derivative Gasturbinen

Parameter	Einheit	Typ		
Hersteller		GE Gas Power	GE Gas Power	Siemens Energy
Model		LM6000 ^V	LMS100 ^W	SGT-A65 ^X
Elektrische Leistung	MW	54	118	61,9
Wirkungsgrad		41,8%	43,6%	43,3%

Die LM6000 ist von GEs CF6-80C2 Mantelstromtriebwerk abgeleitet. Sie ist eine der am meisten eingesetzten Aero derivativen Gasturbinen in dieser Leistungsklasse mit mehr als 1.300 ausgelieferten Gasturbinen.

Die LMS100 ist die grösste Aero derivative 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.

^V GTW Specs 2019, DLEPF+

^W GTW Specs 2019, water injection

^X 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.

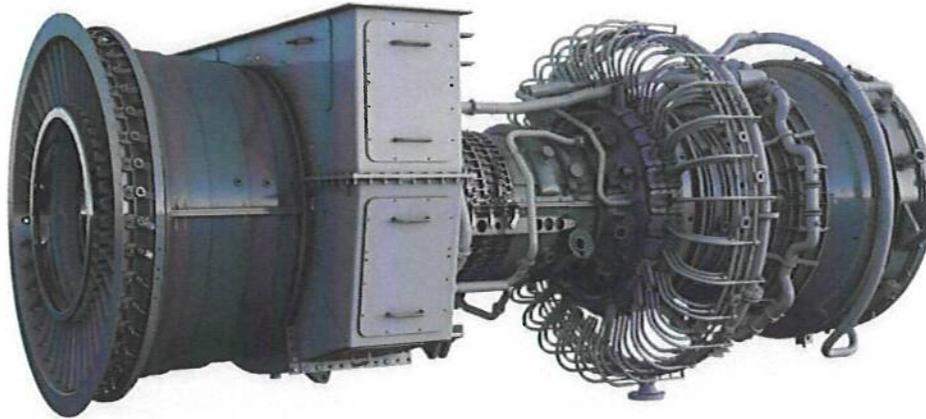


Abbildung 3-3 Aeroderivative Gasturbine (Quelle: GE, LM6000)

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 Anfahrtsignal 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 NO_x von 20 mg/Nm³ bei einem Bezugssauerstoffgehalt von 15%-vol kann nur mit einer Nachbehandlung sichergestellt werden. Die üblicherweise für Erdgas eingesetzten *Dry Low NO_x* (DLN) Brenner oder *Wet Low Emissions* (WLE) Brenner mit Wassereinspritzung können NO_x Emissionswerte zwischen 30 und 50 mg/Nm³ 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/Nm³ bei einem Bezugssauerstoffgehalt von 15%-vol kann ohne Nachbehandlung sichergestellt werden.

Umbau zur Kombianlage

Aeroderivative Gasturbine 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 Wirkungsgrade 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	
Modell		AE94.2	9E.04	GT13E2 ^Y	M701DA	SGT5-2000E
Elektrische Leistung	MW	190	145	210	144	187
Wirkungsgrad		36.3%	37%	38%	34.8%	36.5%

^Y 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 aero-derivativen Gasturbinen.

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

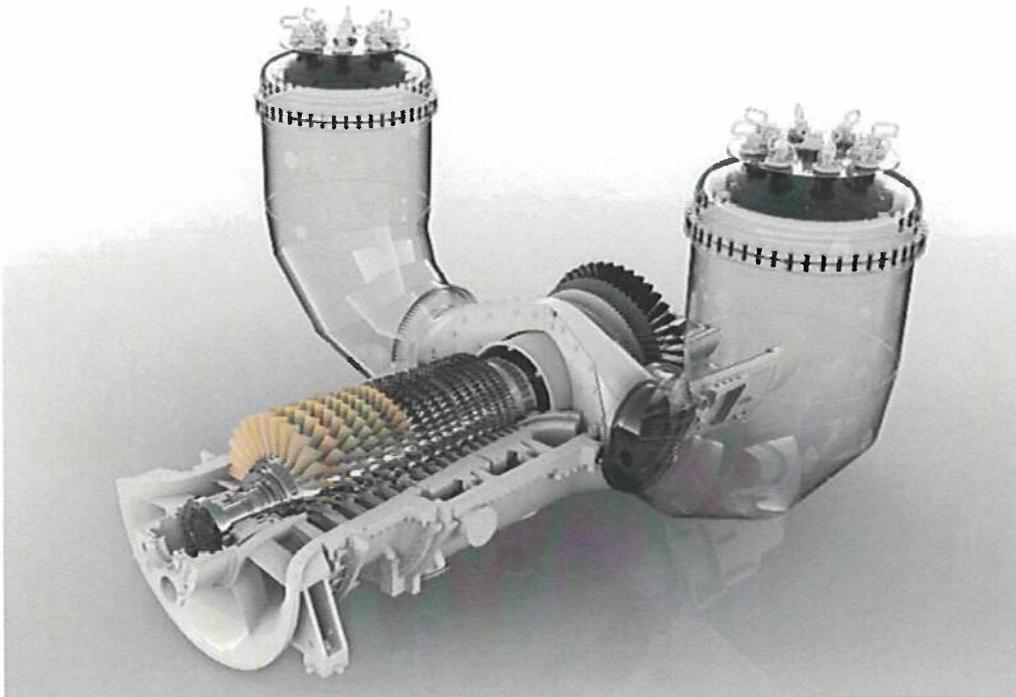


Abbildung 3-4 E-Klasse Gasturbine mit offenem Gehäuse (Quelle: Ansaldo Energia, AE94.2)

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 NO_x von 20 mg/Nm³ 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/Nm³ 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/Nm³ 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

Parameter	Einheit	Typ				
Hersteller		Ansaldo Energia		GE Power	Mitsubishi Power	Siemens Energy
Model		GT94.3A	GT26 ^Z	9F.05	M701F	SGT5-4000F
Elektrische Leistung	MW	340	370	314	385	329
Wirkungsgrad		40.3%	41%	38.6%	41.9%	41%

^Z 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 Anfahrtsignal bis Volllast. 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 NO_x von 20 mg/Nm³ bei einem Bezugssauerstoffgehalt von 15%-vol kann nur mit einer Nachbehandlung sichergestellt werden. Die üblicherweise für Erdgas eingesetzten *Dry Low NO_x* (DLN) Brenner können NO_x Emissionswerte zwischen 30 und 50 mg/Nm³ 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/Nm³ bei einem Bezugssauerstoffgehalt von 15%-vol kann ohne Nachbehandlung sichergestellt werden.

Umbau zur Kombianlage

F-Klasse Gasturbine 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
Modell		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	Siemens Energy
Modell		GT36	9HA.02	M701JAC	SGT5-9000HL
Elektrische Leistung	MW	538	571	563	593
Wirkungsgrad		42.8%	44%	43.6%	42.6%

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 Levant 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.

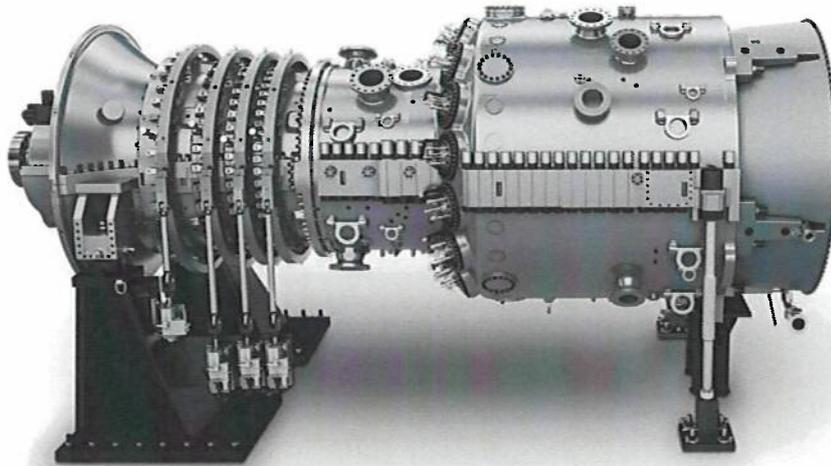


Abbildung 3-6 H-Klasse Gasturbine (Quelle: Siemens, SGT5-8000H)

- 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 Wärmedämmschicht 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 Anfahrtsignal 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 NO_x von 20 mg/Nm³ bei einem Bezugssauerstoffgehalt von 15%-vol kann nur mit einer Nachbehandlung sichergestellt werden. Die üblicherweise für Erdgas eingesetzten *Dry Low NO_x* (DLN) Brenner können NO_x Emissionswerte zwischen 30 und 50 mg/Nm³ 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/Nm³ 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^{AA}.**
- Jeweils eine H-Klasse Gasturbine

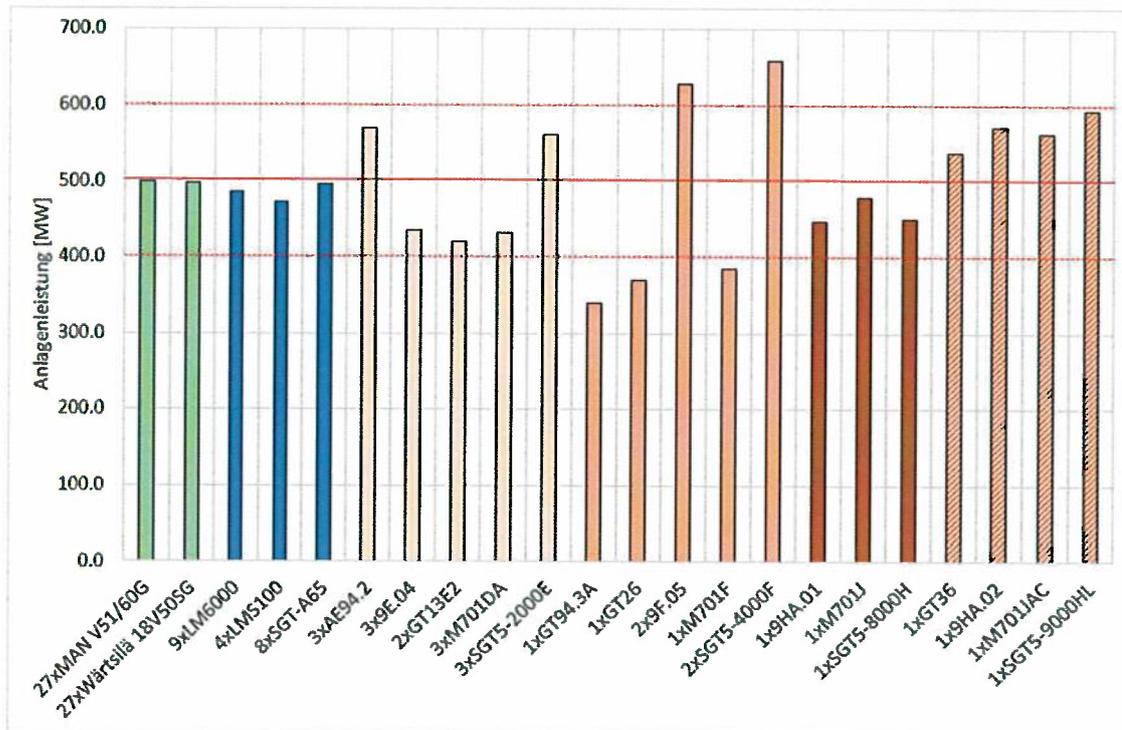


Abbildung 3-7 Anlagenkonfigurationen mit 500 MW ±100 MW

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

^{AA} 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 Gasturbinen E-Klasse	Schwere Gasturbinen F-Klasse	Schwere Gasturbinen H-Klasse
Leistungsdaten						
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
Dynamisches Verhalten						
Anfahrzeit	Min	<5	5 - 8	15 - 30	30 - 40	30 - 40
Laständerung	%/Min	<120%	50% - 100%	15%-20%	8%-15%	10% - 15%
Brennstoffe						
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
Emissionen						
Spezifisch CO ₂ (Erdgas)	g/kWh	418	465-485	533-558	484-503	460-495
Spezifisch CO ₂ (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
Umbau zur Kombianlage						
Möglich		Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Wirkungsgrad als Kombianlage	%	~55	50 - 55	~55	58 - 60	61 - 63
Spezifische Anlagenkosten						
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 CO₂-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 abzu-sehen 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 CO₂ Emissionen

Da Erdgasverbrauch und CO₂ Emissionen bei gleichem Brennstoff direkt linear zusammenhängen werden der Wirkungsgrad und CO₂ Emissionen zusammen als ein Kriterium evaluiert. Der Erdgasverbrauch wird durch den Wärmeverbrauch ausgedrückt. Der Wärmeverbrauch⁸⁸ 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.

⁸⁸ Der Wärmeverbrauch berechnet sich aus 3600 s/h / Wirkungsgrad

Tabelle 3-10 Bewertung des Wärmeverbrauchs

Technologie	Wärme-ver- brauch	Spezifische CO ₂ Emis- sio- nen	Bewertung
	kJ/kWh	g/kWh	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^{cc} 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-ver- brauch im Be- triebsmodus GKK	Bewertung
	kJ/kWh	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.

^{cc} 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 CO₂ 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 ₂ 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 CO₂-Kosten.

Tabelle 3-13 Bewertung Technologieauswahl

Technologie	gewichtete Punkte					Rang
	Spezifische Kosten	Redundanz	Erdgasverbrauch und CO ₂	Umbau zur Kombianlage	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

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 (Neben aspekt) 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 herstellernerutral 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^{DD}.

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 Swisssgas-Importe im Jahre 2020^{EE} wird für die Berechnungen mit Erdgas als Brennstoff benutzt. Die Zusammensetzung ist in Tabelle 4-1 dargestellt. Es ergibt sich ein brennstoffspezifischer CO₂-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/Nm³ Schwefel im Erdgas vorhanden sein^{FF}. 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.

^{DD} Als Beispiel siehe 300 MW Fingrid Reservekraftwerk in Forssa, Finnland, 2 x Ansaldo AE94.2 Gasturbinen, ölgefeuert, <https://youtu.be/yD2-auVioyU>, <https://youtu.be/OCQznM9gKuM>

^{EE} https://www.swisssgas.ch/fileadmin/user_upload/swisssgas/downloads/Erdgaseigenschaften/Erdgaseigenschaften_2020_SG_D.pdf

^{FF} http://www.swisssgas.ch/fileadmin/user_upload/swisssgas/downloads/Erdgaseigenschaften_2018_SG_D.pdf

Tabelle 4-1 Erdgaseigenschaften

BRENNSTOFF	
Typ	Erdgas
Zusammensetzung	
Methan CH ₄	93.16% -vol
Ethan C ₂ H ₆	4.30% -vol
Propan C ₃ H ₈	0.57% -vol
n-Butane C ₄ H ₁₀	0.09% -vol
2-Methylpropane C ₄ H ₁₀	0.12% -vol
n-Pentane C ₅ H ₁₂	0.01% -vol
2-Methylbutan C ₅ H ₁₂	0.02% -vol
2,2-Dimethylpropan C ₅ H ₁₂	0.0028% -vol
n-Hexane C ₆ H ₁₄	0.02% -vol
Stickstoff N ₂	0.7472% -vol
Sauerstoff O ₂	0.00% -vol
Kohlendioxid CO ₂	0.96% -vol
Wasserdampf H ₂ O	0.00% -vol
Summe	100.00% -vol
Brenngaseigenschaften	
Heizwert (Hu)	47.91 MJ/kg
	37.08 MJ/Nm ³
	10.30 kWh/Nm ³
Brennwert (Ho)	53.07 MJ/kg
	41.08 MJ/Nm ³
	11.41 kWh/Nm ³
Normdichte	0.77 kg/Nm ³
Gesamtschwefel	10 mg/Nm ³

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 CO₂-Verordnung gewählt. Die Verbrennungsrechnung wird nach EN 12952-15, Annex A (statistical combustion calculation) durchgeführt und ergibt einen Brennstoffspezifischen CO₂-Emissionsfaktor von 73.14 t/TJ.

Tabelle 4-2 Heizöleigenschaften

Heizöl	
Typ	HEL
Heizwert (Hu)	43.00 MJ/kg
	35.69 MJ/l
	9.91 kWh/l
Brennwert (Ho)	45.86 MJ/kg
	38.06 MJ/l
	10.57 kWh/l
Dichte	0.83 kg/l
Schwefelgehalt	0.10% -mass

4.1.2 Umgebungsbedingungen

Die klimatischen Bedingungen basieren auf von MeteoSchweiz bereitgestellten Klimanormwerten^{GG}. Der Durchschnitt der klimatischen Bedingungen aller Standorte 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%

^{GG} https://www.meteoschweiz.admin.ch/home/klima/schweizer_klima_im_detail/klima_normwerte/normwerte_pro-messgrosse-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/Nm³ erreichen können.

Die NOx-Emissionen von DLN Brennern im Betrieb mit Heizöl sind wesentlich höher, je nach Hersteller 150 – 200 mg/Nm³. Durch Wasserinjektion oder Verbrennung in Emulsion mit Wasser können diese Werte auf 50 – 80 mg/Nm³ 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, Schallschutzhaube inkl. Gaswarnanlage und Brandschutzsystem.

Die Gasturbine wird über einen Anfahrfrequenzumrichter durch den Generator gestartet. Die maximale Leistungsaufnahme zum Anfahren ist etwa 3 MW.

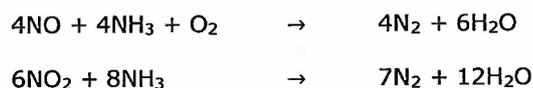
Gasturbinen sind üblicherweise mit einem Kompressorreinigungssystem ausgerüstet, was die On- und Offline-Reinigung der Kompressorbeschaufelung ermöglicht. Aufgrund der geringen erwarteten Betriebsstunden wird das Reinigungssystem in dieser Anlage nicht vorgesehen, kann aber leicht nachgerüstet werden.

Zur Konservierung der Gasturbinen während der Stillstandszeiten wird ein Luftentfeuchter eingesetzt. Um das Eindringen von Aussenluft und Tieren zu vermeiden, werden Absperklappen auf den Kaminen installiert.

4.3 Abgasreinigung

Die in der LRV geforderten Stickoxidgrenzwerte sind durch Primärmassnahmen wie Dry-Low-NO_x Brenner oder Wasserinjektion nicht sicher zu erreichen. Daher muss die NO_x-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_x 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 V₂O₅ (und andere wie z.B. WO₃) 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 Abhitzeessel. 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.

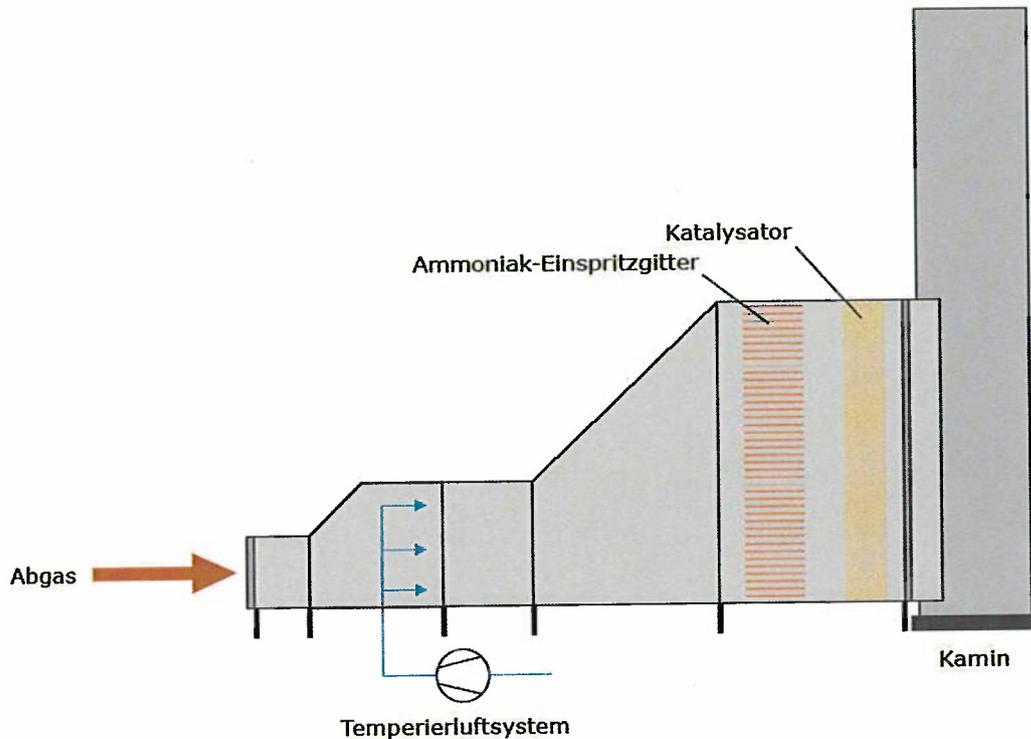


Abbildung 4-1: Anordnung SCR für Simple Cycle

Tabelle 4-4 zeigt den Ammoniakwasserbedarf der Anlage in Volllast unter verschiedenen Betriebsbedingungen. Unter durchschnittlichen Winterbedingungen verbraucht die Anlage 5 t/Tag Ammoniakwasser. Es wird ein Lager für zwei Wochen Betrieb mit 70 m³ Volumen vorgesehen.

Tabelle 4-4 Ammoniakverbrauch (Betrieb mit Erdgas)

SCR	Durchschnitt Winter	Jahres-durchschnitt	Maximale Leistung	Heisses Klima	
NO _x vor SCR	40.00	40.00	40.00	40.00	mg/Nm ³
	19.49	19.49	19.49	19.49	ppm
Erforderliche Reduktion	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	
Ammoniak schlupf	5.00	5.00	5.00	5.00	mg/Nm ³
	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_x 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:

- Notabsperrenteil
- 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^{HH}.

Dazu werden zwei oberirdische vertikale Stahltanks mit einem Lagervolumen von je 30'000 m³ 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

^{HH} 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 Löschleinrichtungen ausgerüstet.

Tabelle 4-5 Auslegung Öllager

BRENNSTOFFLAGER	Durchschnitt Winter	Jahres-durchschnitt	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 ³
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 ³ /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 NO_x-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 Sanitärabwasser 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 Generatorspannung 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 Heianlauf
 - Lastabwurf
 - Hauslast-/Inselbetrieb
 - Stflle
 - 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 Administration sowie Lager- und Werkstattgebäude. Ausserdem sind Flächen für die GIS und die Baustelleneinrichtung ausgewiesen.

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 Ölfuehrung 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 Enladestation) und zusätzliche Nebengleise für wartende Züge könnten erforderlich sein. Für den Platzbedarf wird von einer Gleislänge von 1'000 m ausgegangen.

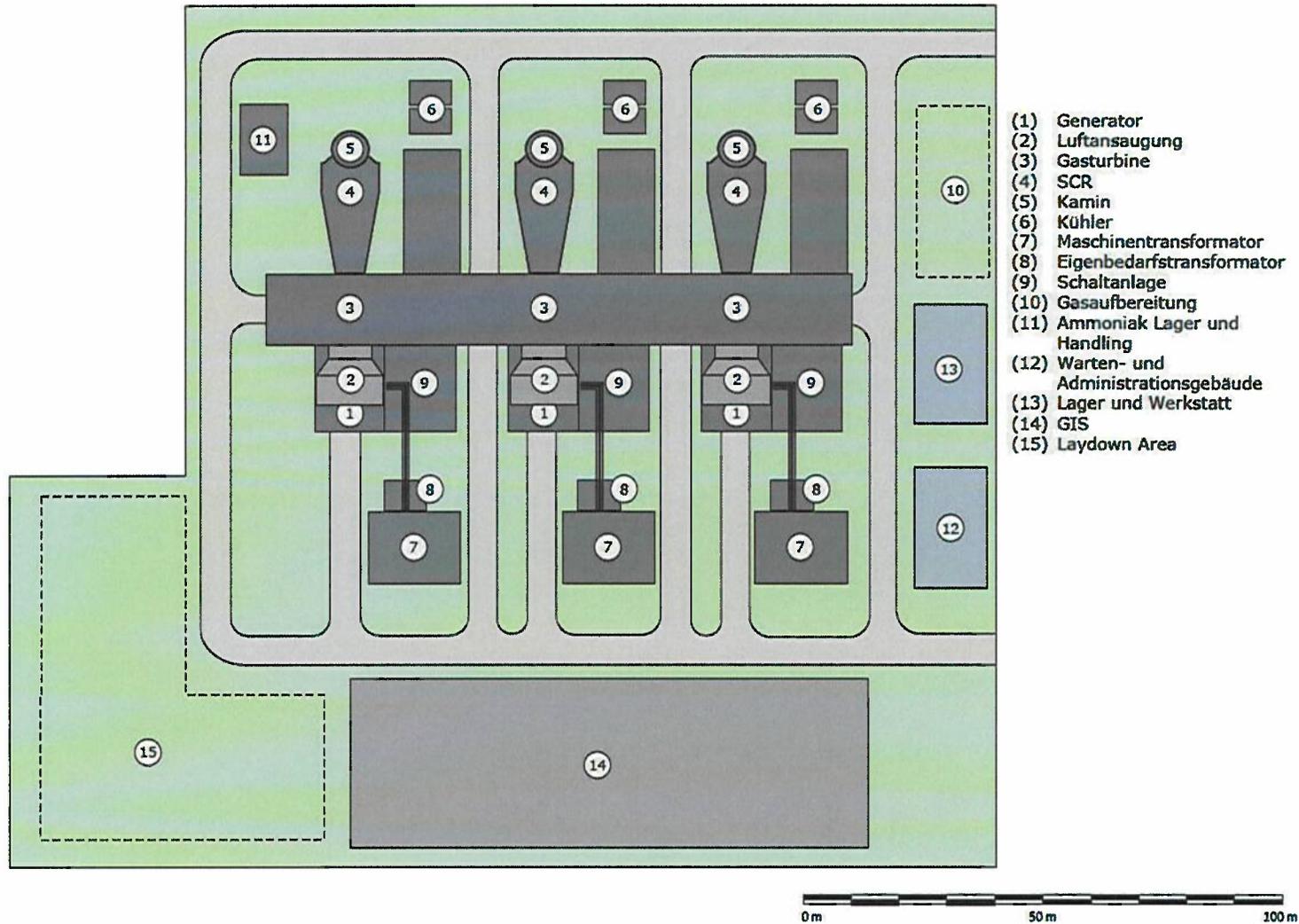


Abbildung 4-3 Aufstellungsplan, Erdgas

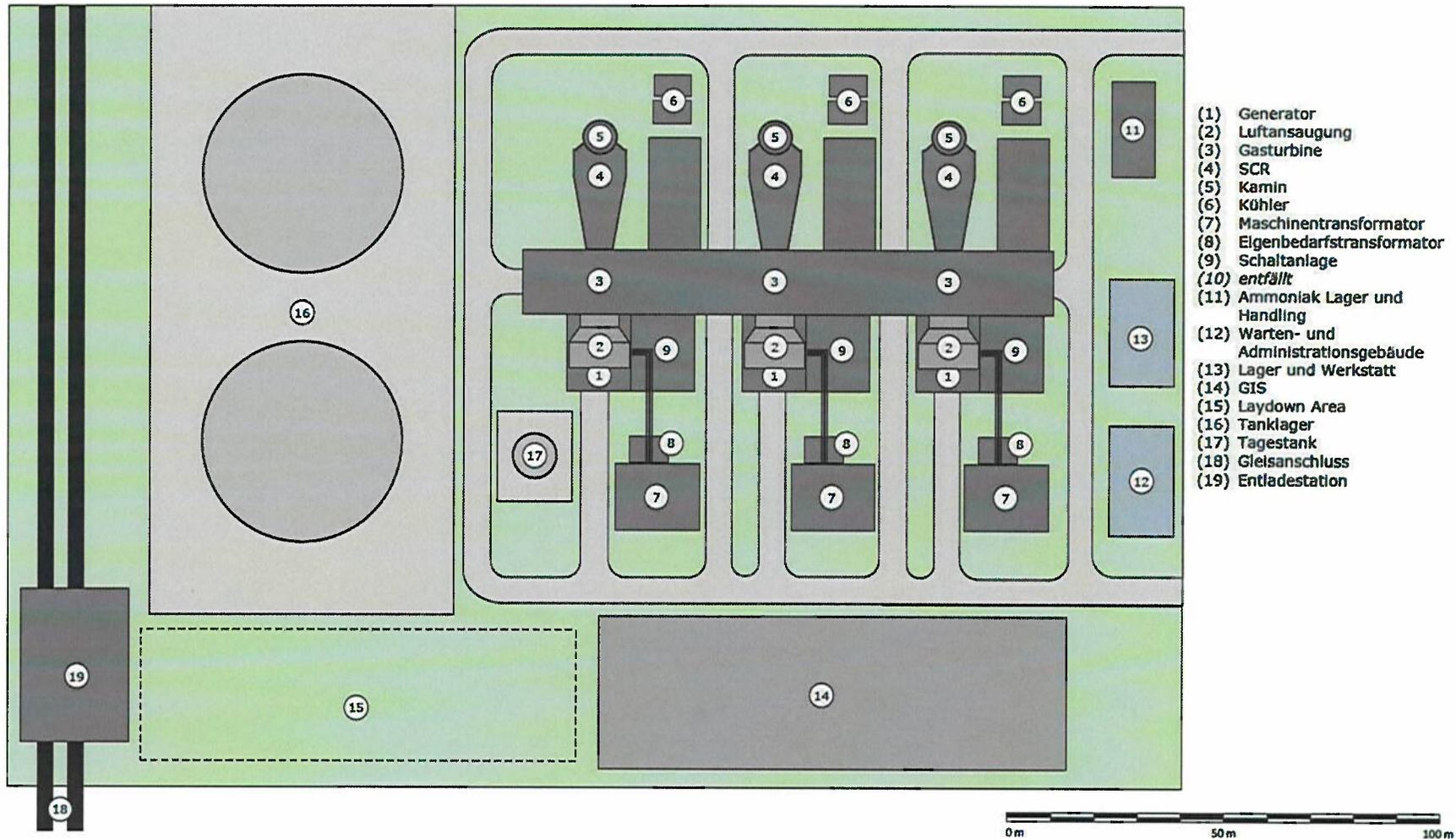


Abbildung 4-4 Aufstellungsplan, Heizöl

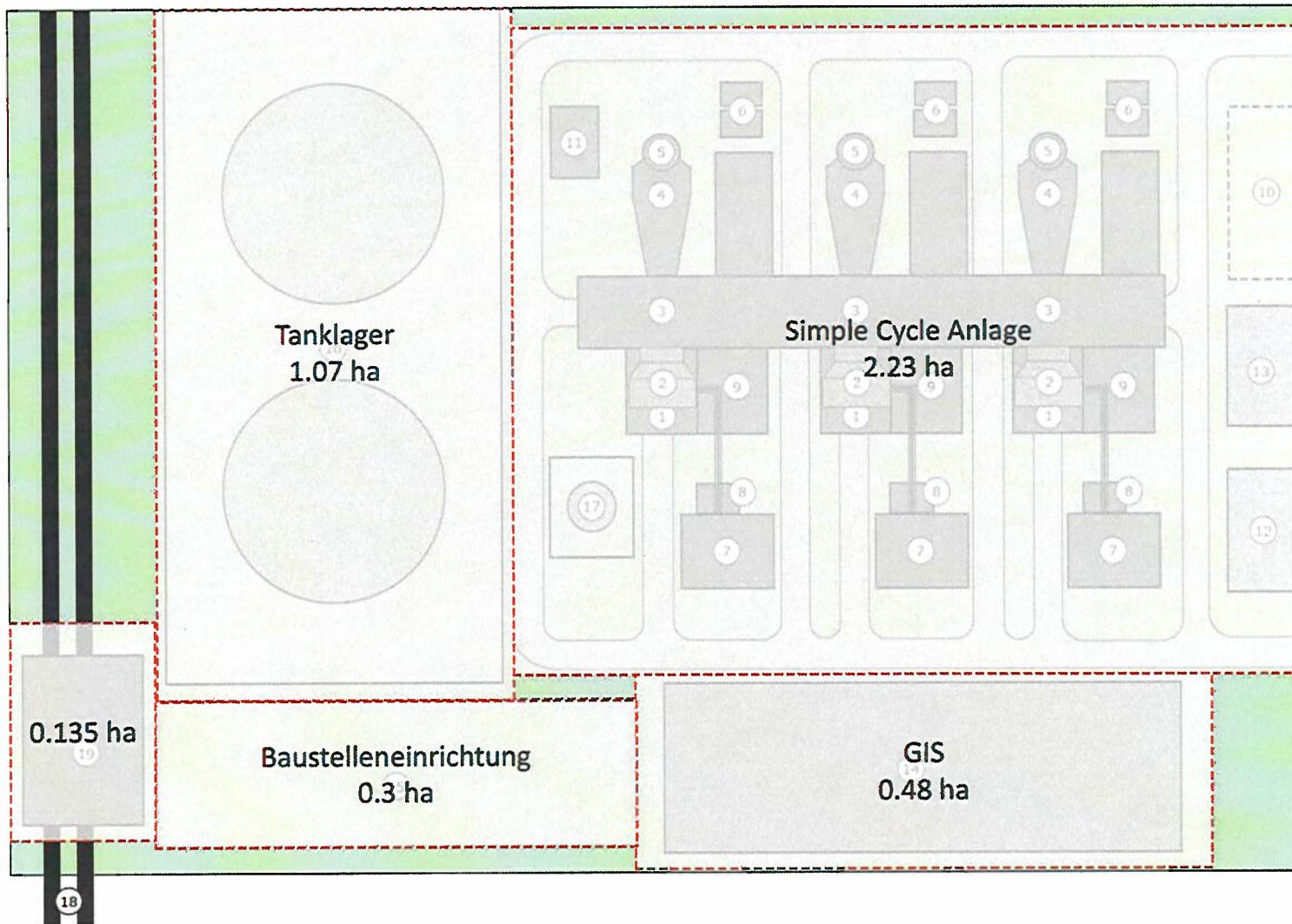


Abbildung 4-5 Aufstellungsplan mit Flächen

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
Total			3.01			4.91			5.13			6.73

4.11 Wärme und Massebilanzen (Kraftwerk)

Wärmebilanzen sind mit GTPRO Thermoflow™ Software berechnet worden und die Massenbilanzen 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, CO₂ 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
Betriebsbedingungen					
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
Leistungsdaten					
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

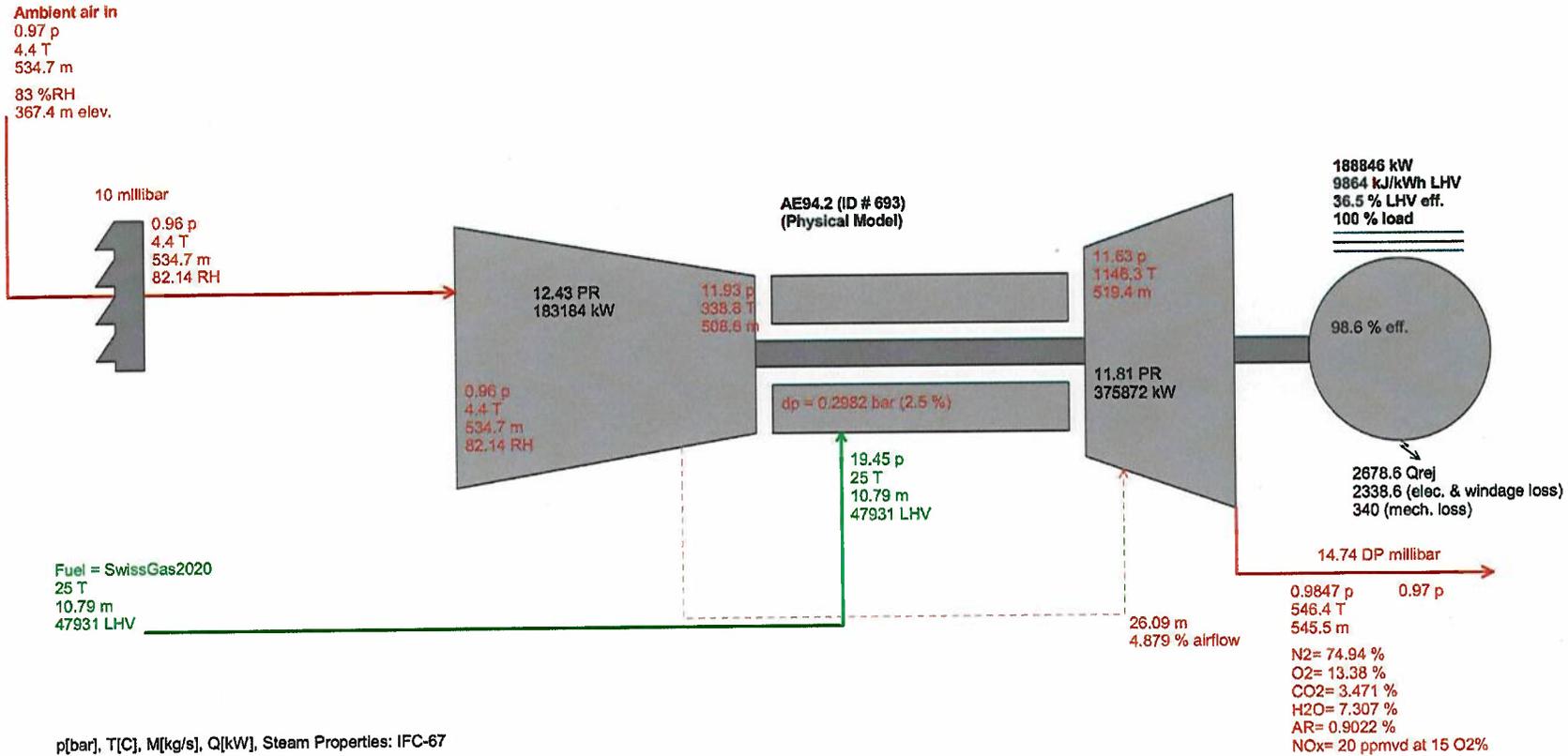
Tabelle 4-8 Leistungsdaten mit Heizöl

Parameter	Einheit	BP1	BP2	BP3	BP4
Gasturbine		AE94.2	AE94.2	AE94.2	AE94.2
Anzahl Gasturbinen		3	3	3	3
Betriebsbedingungen					
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
Leistungsdaten					
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)

Betriebsjahr Typ 1	
Produktion (beide Standorte)	752 GWh/a
Häufigkeit	5 x in Lebensdauer
Total Lebensdauer	3'760 GWh
Betriebsjahr Typ 2	
Produktion (beide Standorte)	2'232 GWh/a
Häufigkeit	1 x in Lebensdauer
Total Lebensdauer	2'232 GWh
Testläufe	
Lebensdauer	50 Jahre
Volllaststunden pro Jahr	24 h/a
Total Lebensdauer	1'200 h
Betrieb Erdgas, gesamte Lebensdauer	
Nettleistung pro Standort	559 MW
Nettleistung beide Standorte	1'119 MW
Erdgas, gesamte Lebensdauer	20'354 GWh (Hu)
CO ₂ , gesamte Lebensdauer	4'136'746 t
Ammoniakwasser, gesamte Lebensdauer	2'736 t
Betrieb Öl, gesamte Lebensdauer	
Nettleistung pro Standort	547 MW
Nettleistung beide Standorte	1'093 MW
Heizöl, gesamte Lebensdauer	1'716'459 t
CO ₂ , gesamte Lebensdauer	5'390'411 t
Ammoniakwasser, gesamte Lebensdauer	14'535 t

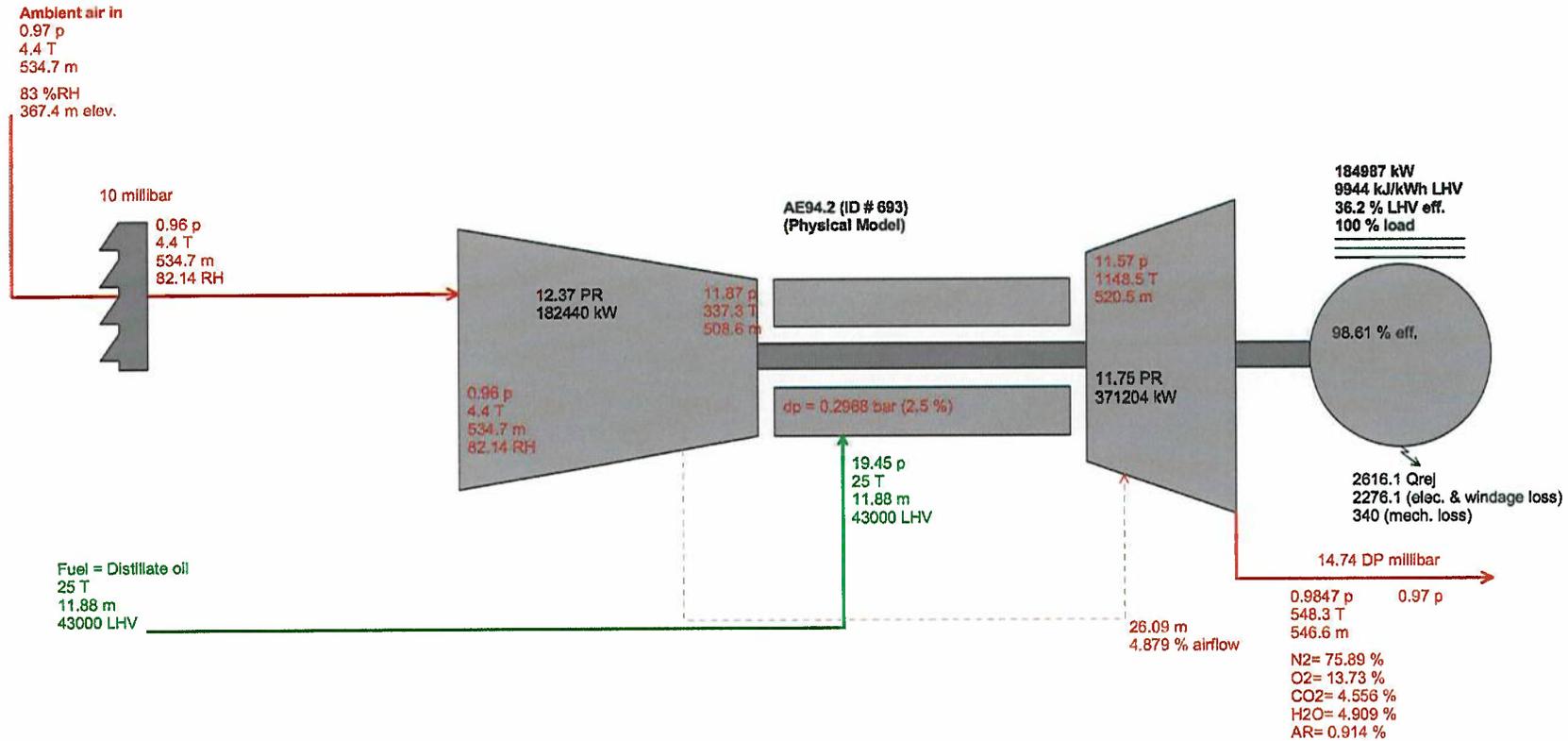
GT generator power = 188846 kW
 GT Heat Rate @ gen term = 9864 kJ/kWh
 GT efficiency @ gen term = 32.95% HHV = 36.5% LHV
 GT @ 100 % rating, Inferred TIT control model, CC limit



GT MASTER 29.0 _
 0 10-11-2021 17:13:17 file=C:\Users\A410343\AFRY\EICom - Studie Reservkraftwerk - AFRY intern - 300_Process\350_Calculation\GTPRO\Design\E-Class.GTM

Abbildung 4-6 Wärmeschaltbild Erdgasbetrieb

GT generator power = 184987 kW
 GT Heat Rate @ gen term = 9944 kJ/kWh
 GT efficiency @ gen term = 33.88% HHV = 36.2% LHV
 GT @ 100 % rating, inferred TIT control model, CC limit



p[bar], T[C], M[kg/s], Q[kW], Steam Properties: IFC-67

GT MASTER 29.0_ 0 10-11-2021 17:38:31 file=C:\Users\AA10343\AFRY\EICom - Studie Reservekraftwerk - AFRY intern - 300_Process\350_Calculation\GTPRO\Design\E-Class_oil.GTM

Abbildung 4-7 Wärmeschaltbild Heizölbetrieb

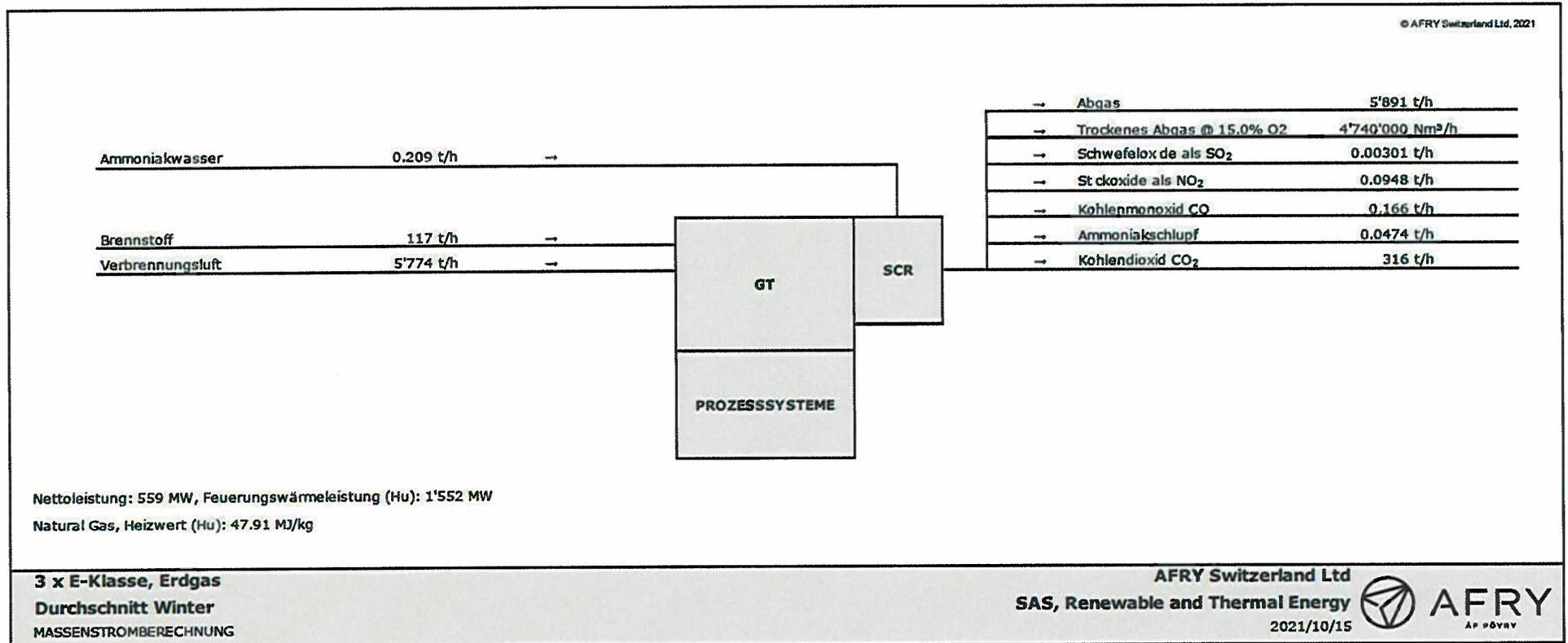


Abbildung 4-8 Massenströme (Erdgas), Stundenwerte

© AFRY Switzerland Ltd, 2021

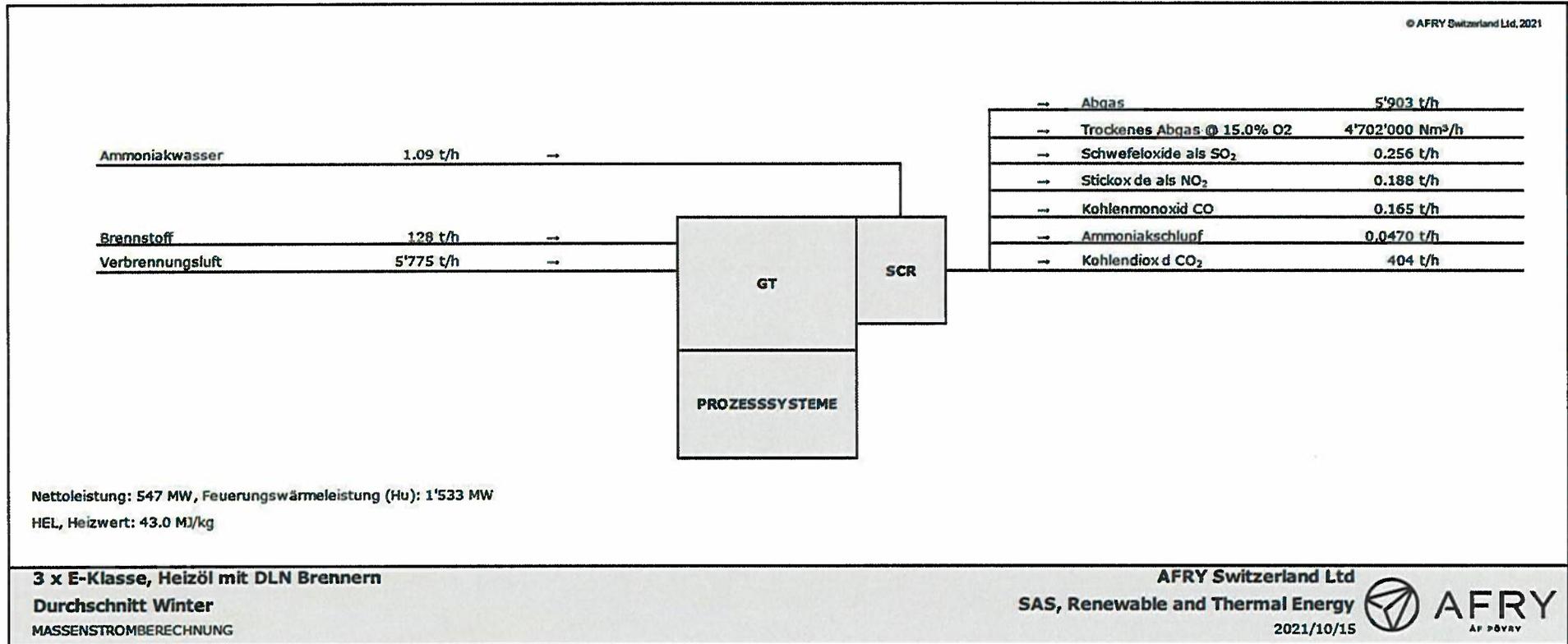


Abbildung 4-9 Massenströme (Heizöl), Stundenwerte

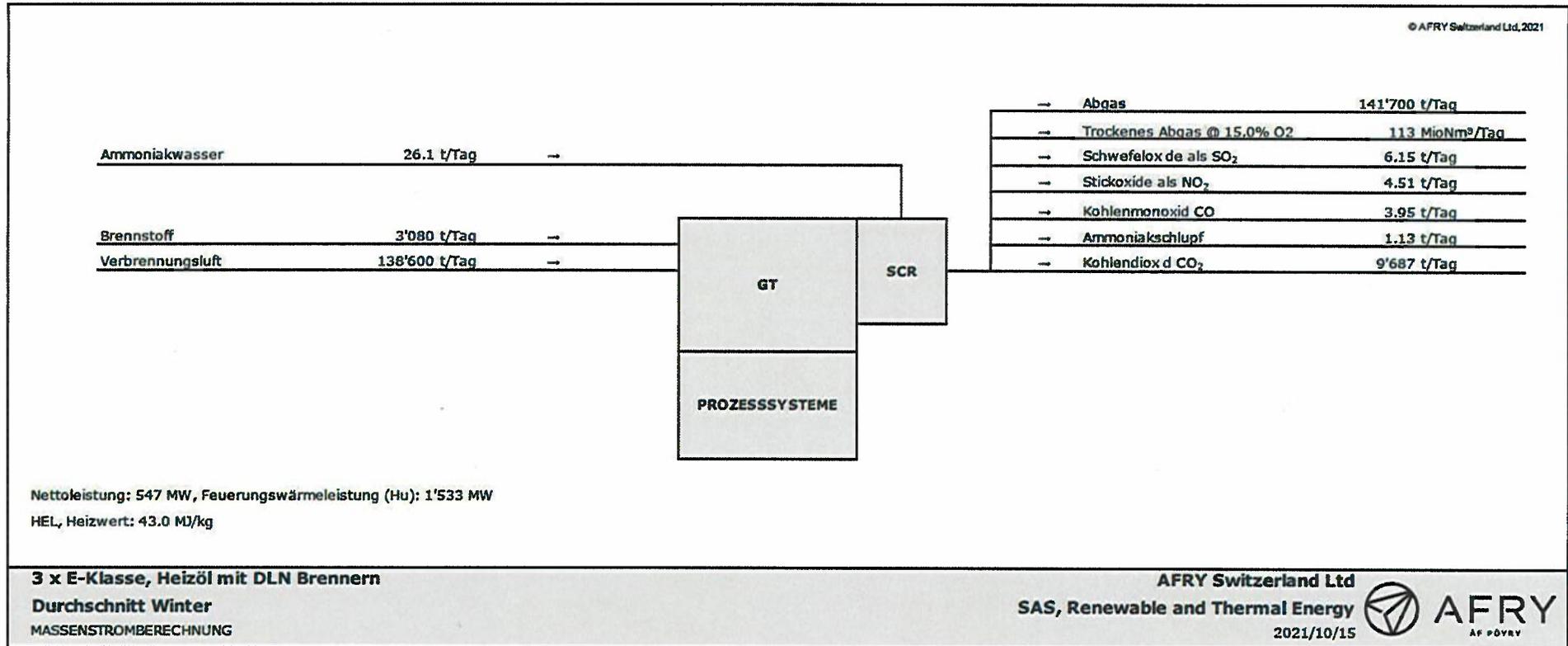


Abbildung 4-10 Massenströme (Heizöl), Tageswerte

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 SO₂: Der LRV Grenzwert für SO₂ ist 120 mg/Nm³:
 - Im Erdgas können kleine Mengen an Schwefel durch die Odorierung vorhanden sein. Gemäss den Zusammensetzungen der letzten Jahre können bis zu 10 mg/Nm³ Schwefel im Erdgas vorhanden sein^{II}. Dieser Wert wird für die Berechnung der Emissionen verwendet, was zu einer Konzentration im Abgas von 0.64 mg/Nm³ führt.
 - In HEL können je nach Qualität bis zu 0.1% Schwefel enthalten sein, was zu einer Konzentration im Abgas von 54.5 mg/Nm³ führt. In schwefelarmem HEL können bis zu 0.005% Schwefel enthalten sein, was zu einer Konzentration im Abgas von 2.73 mg/Nm³ führt. Für die Berechnung wird von HEL mit einem Schwefelgehalt von 0.1% ausgegangen.
- Stickoxide als NO₂: Die LRV Grenzwerte von 20 mg/Nm³ für den Betrieb mit Erdgas und 40 mg/Nm³ für den Betrieb mit Erdgas werden durch den Einsatz eines SCR-Systems eingehalten. Diese Grenzwerte werden für die Berechnung der Emissionsmassenströme verwendet. Weitaus niedrigere NO₂ Emissionen unter 10 mg/Nm³ könnten mit dem SCR-System erreicht werden, erfordern aber einen höheren Einsatz von Ammoniak.
- Kohlenmonoxid CO: Der LRV Grenzwert von 35 mg/Nm³ 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/Nm³ 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

^{II} 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

ABGASEMISSIONEN	
Bezugssauerstoffgehalt im Abgas	15.00% -vol, trocken
Abgasstrom bei Bezugs O ₂	4.74 MioNm ³ /h, trocken
	5.08 MioNm ³ /h, feucht
Schwefeloxide als SO₂	
Erwartete Emissionen	0.64 mg/Nm ³
Emissionsmassenstrom	3.01 kg/h
Emissionen in Lebensdauer	19.74 t
Spezifische Emissionen (Feuerung)	0.54 mg/MJ
Stickoxide als NO₂	
Grenzwert	20.00 mg/Nm ³
Emissionsmassenstrom	94.80 kg/h
Emissionen in Lebensdauer	621.47 t
Spezifische Emissionen (Feuerung)	16.97 mg/MJ
Kohlenmonoxid CO	
Grenzwert	35.00 mg/Nm ³
Emissionsmassenstrom	165.91 kg/h
Emissionen in Lebensdauer	1'087.58 t
Spezifische Emissionen (Feuerung)	29.69 mg/MJ
Ammoniakschlupf	
Grenzwert	10.00 mg/Nm ³
Erwartete Emissionen	5.00 mg/Nm ³
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

ABGASEMISSIONEN	
Bezugssauerstoffgehalt im Abgas	15.00% -vol, trocken
Abgasstrom bei Bezugs O ₂	4.70 MioNm ³ /h, trocken
	4.92 MioNm ³ /h, feucht
Schwefeloxide als SO₂	
Erwartete Emissionen	54.54 mg/Nm ³
Emissionsmassenstrom	256.41 kg/h
Emissionen in Lebensdauer	1'712.87 t
Spezifische Emissionen (Feuerung)	46.47 mg/MJ
Stickoxide als NO₂	
Grenzwert	40.00 mg/Nm ³
Emissionsmassenstrom	188.07 kg/h
Emissionen in Lebensdauer	1'256.34 t
Spezifische Emissionen (Feuerung)	34.08 mg/MJ
Kohlenmonoxid CO	
Grenzwert	35.00 mg/Nm ³
Emissionsmassenstrom	164.56 kg/h
Emissionen in Lebensdauer	1'099.30 t
Spezifische Emissionen (Feuerung)	29.82 mg/MJ
Ammoniakschlupf	
Grenzwert	10.00 mg/Nm ³
Erwartete Emissionen	5.00 mg/Nm ³
Emissionsmassenstrom	47.02 kg/h
Emissionen in Lebensdauer	308.22 t
Spezifische Emissionen (Feuerung)	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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ Emissionen werden wie in Abschnitt 2.4.2 angeführt durch den Erwerb von CO₂-Zertifikaten abgedeckt.

Tabelle 4-12 CO₂-Emissionen

CO ₂ EMISSIONEN	
Betrieb mit Erdgas	
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
Betrieb mit Heizöl	
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

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 Schallschutzhauben 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 Lärmmissionen 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 Sanitärabwasser aus den sanitären Anlagen. Sanitärabwasser 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

- Redispatch 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 Selbstsynchronisierende Schaltkupplung (SSS-clutch) ist in Single-shaft³⁾ Kombianlagen weit verbreitet. Für den Einsatz als Phasenschieber muss die Kupplung jedoch Drehmomente in beide Richtungen übertragen und wird hydraulisch gesteuert. Abbildung 4-11 zeigt ein Beispiel einer solchen Kupplung.

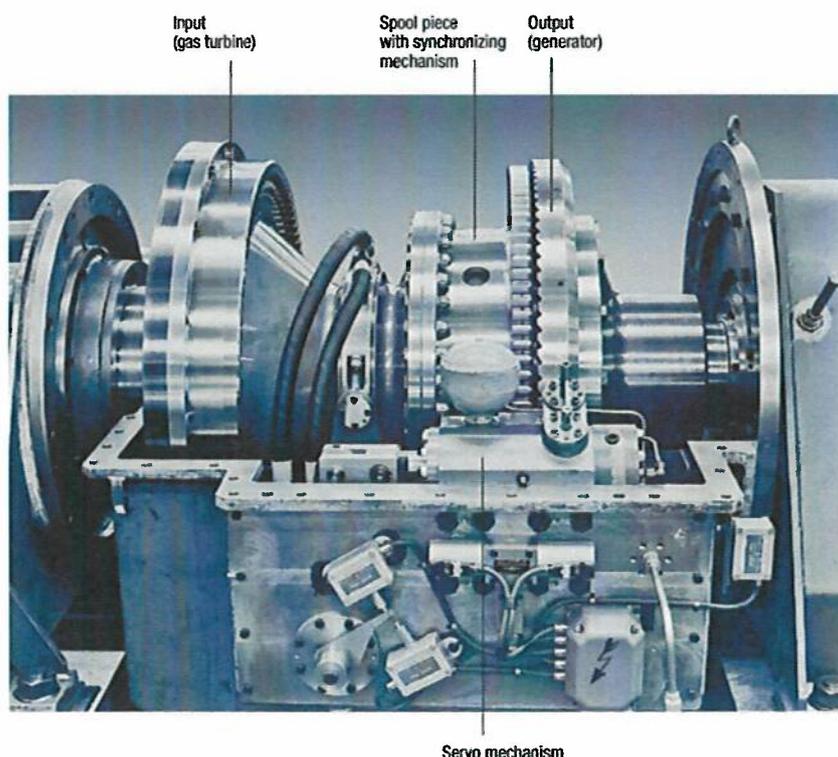


Abbildung 4-11 Synchronkupplung (Quelle: RENK-MAAG GmbH, Kupplung Typ HS)

³⁾ 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 Anfahrereinrichtung 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 Abhitzeessel 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 Abhitzekeesseln 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%.

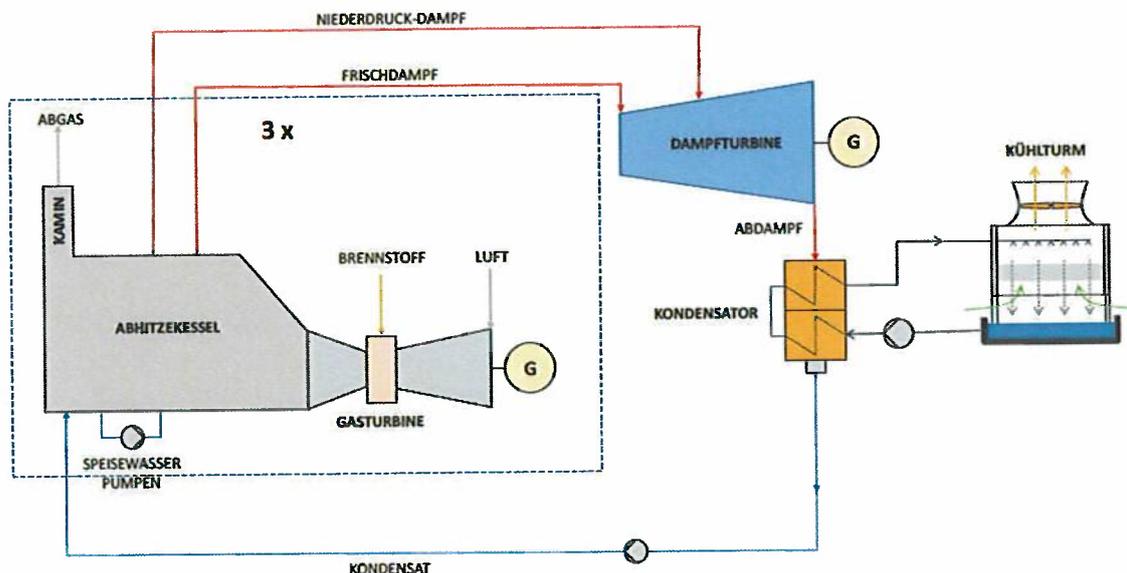


Abbildung 4-12 Vereinfachtes Schema der Anlage mit Erweiterung zur Kombianlage

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 Nasskühlturm 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 Absatzung (*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.

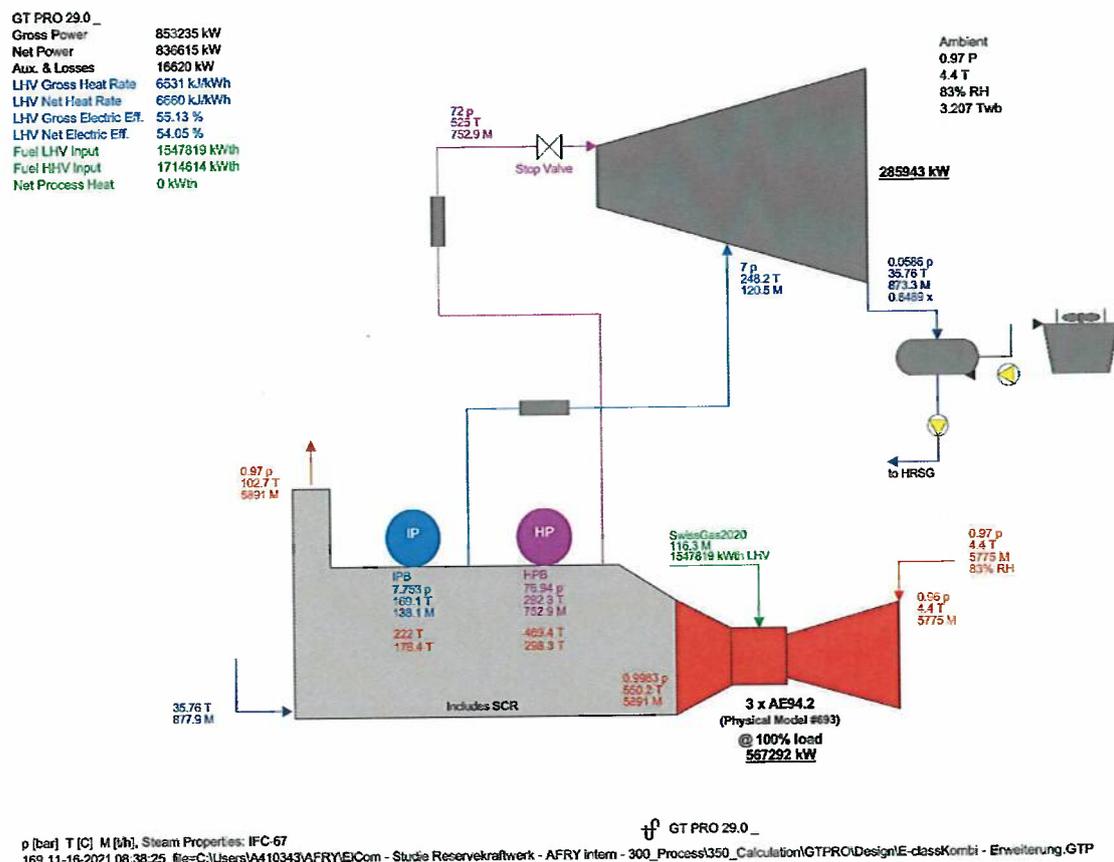


Abbildung 4-13 Wärmeschaltbild der Anlage mit Erweiterung zur Kombianlage

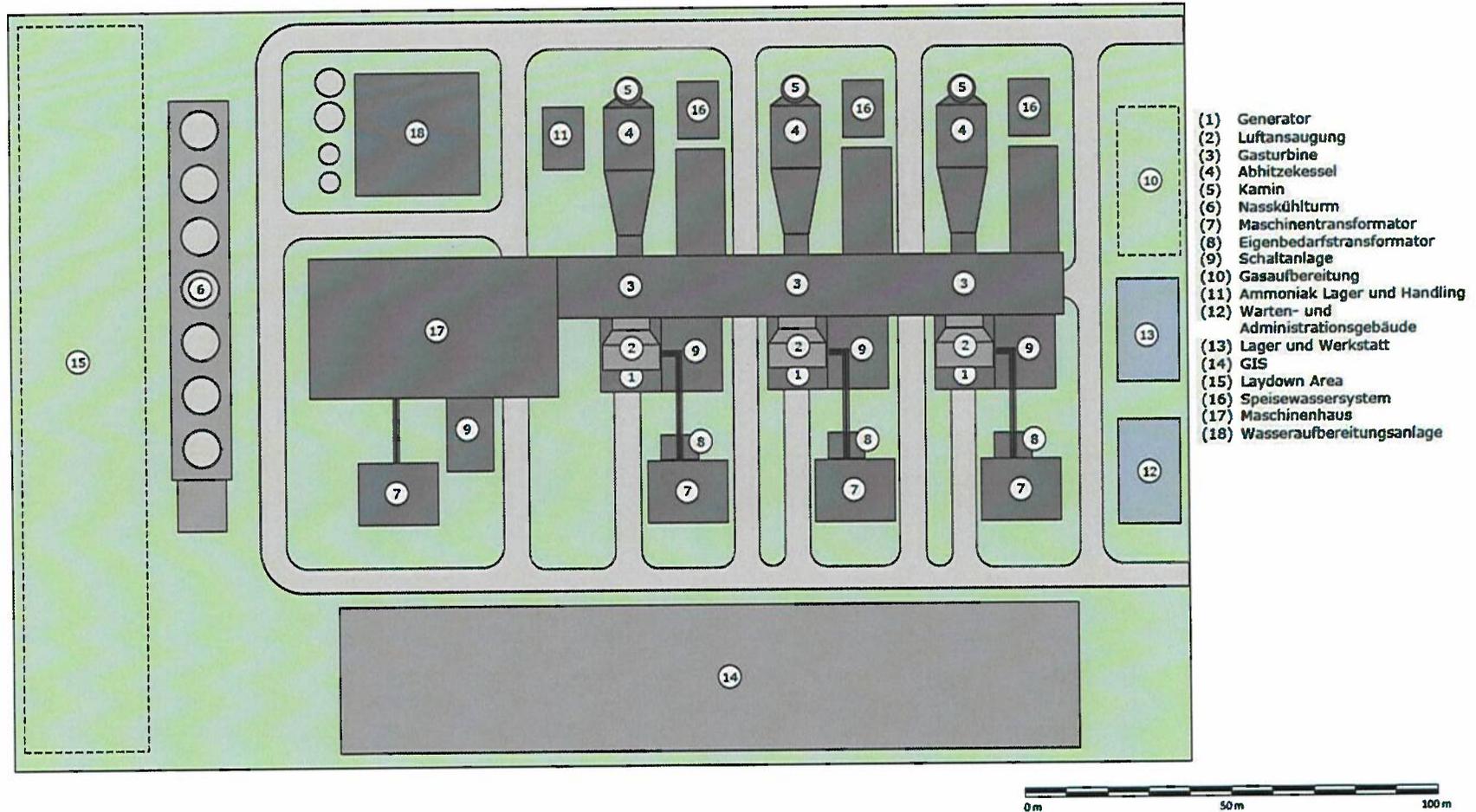


Abbildung 4-15 Aufstellungsplan, Erdgas, Erweiterung zur Kombianlage

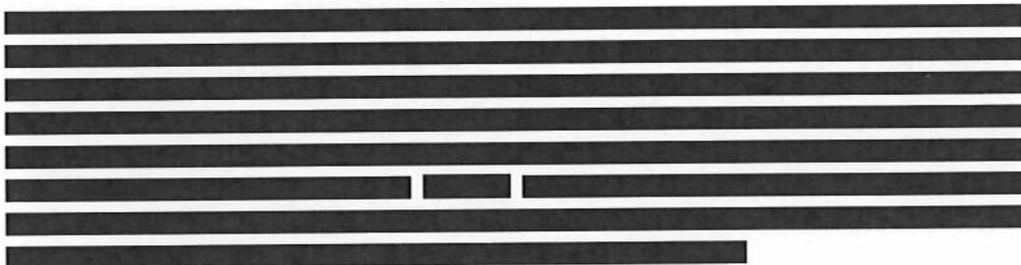
5 Standortauswahl

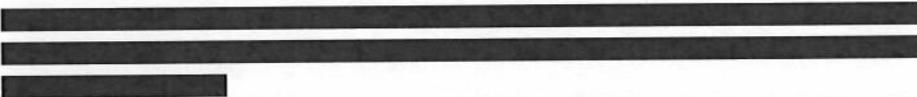
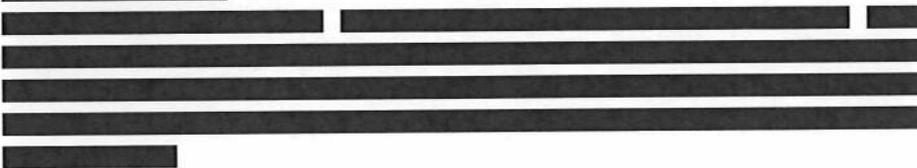
5.1 Methodik

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



- 
- 



^{KK} 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 Bauteildimensionierung 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.

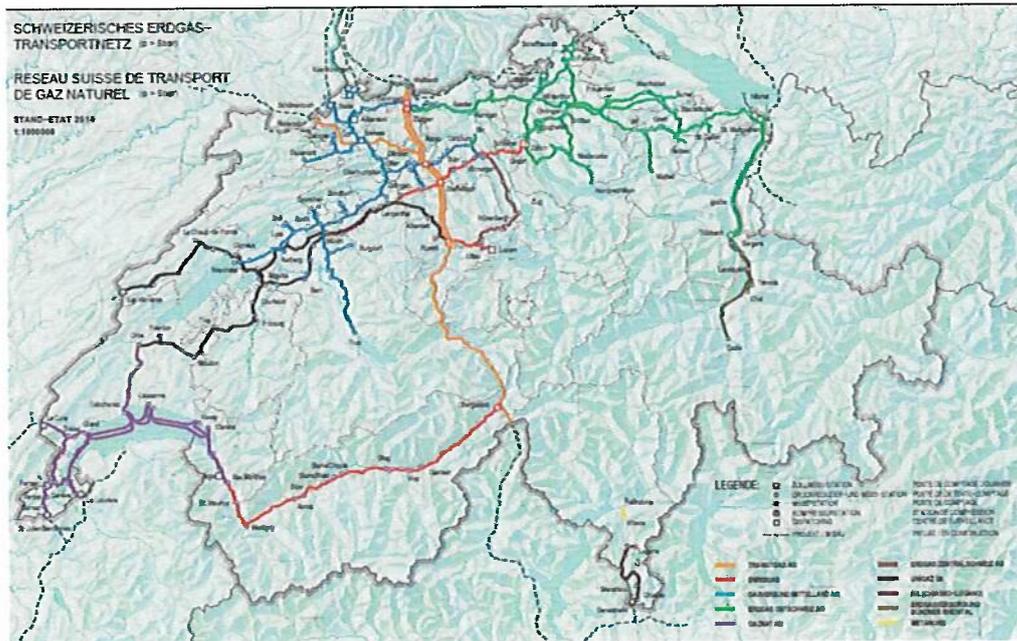


Abbildung 5-1: Schweizer Erdgas-Transportnetz (p > 5 bar; Quelle: VSG)

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 ECom 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

Schiennetz 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 Entladeterminale 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 Eigentumsituation 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]

• 


Während dieses Verfahrensschritts mussten einige 
 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 für Schritt zum Ausschluss (rot) geführt
hat¹¹.

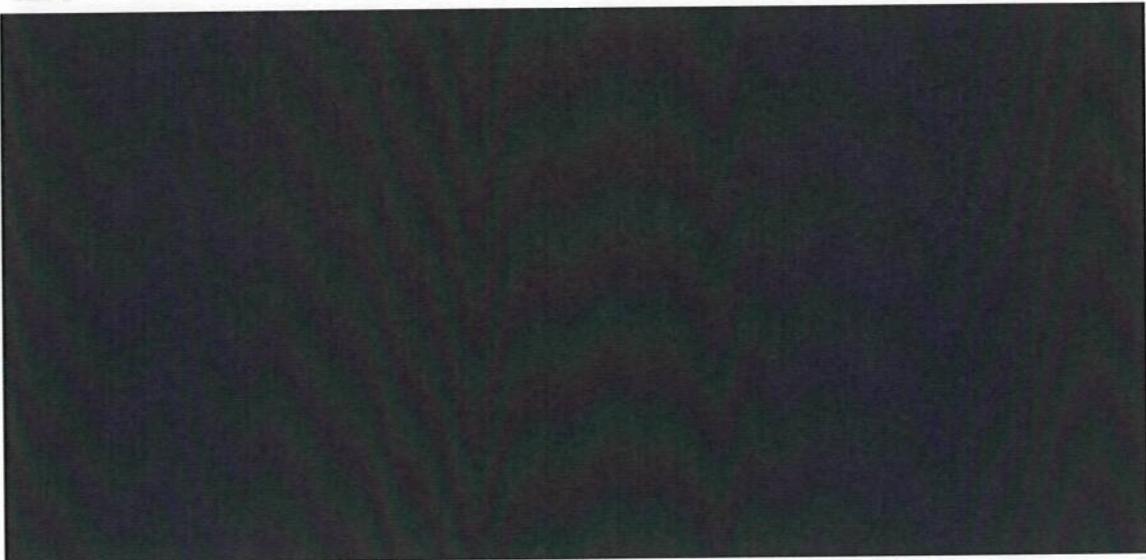
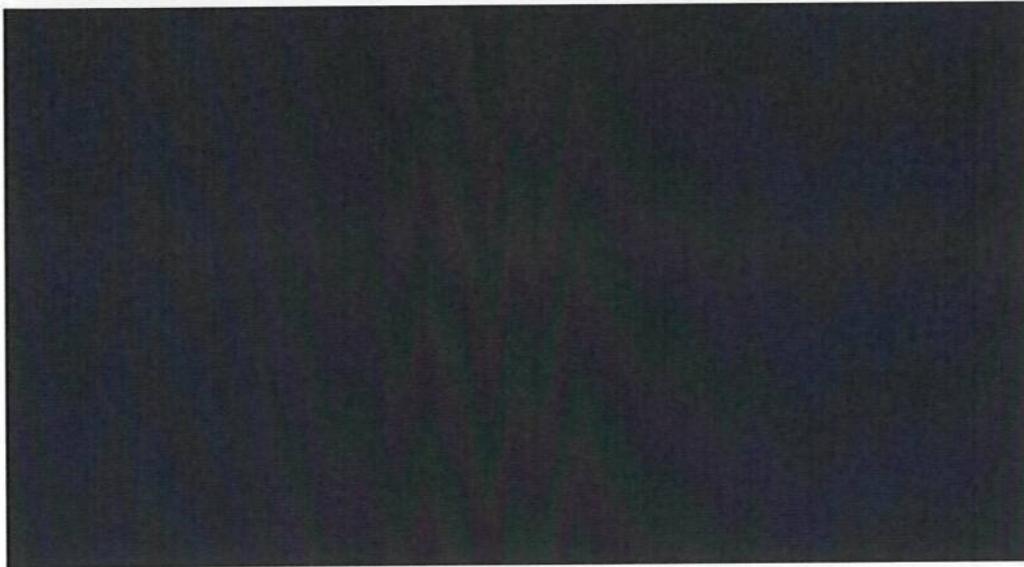


Abbildung 5-2: Verfahren zum Ausschluss von  von der Standortsuche

Somit kann rund um die aufgelisteten  die Identifikation denkbarer Standorte
durchgeführt werden.



Tabelle 5-2:



5.1.3 Evaluation der denkbaren Standorte

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	Punktezahl
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 Punktezahl und Gewichtung der Kriterien.

Zusammenfassend ist die Methodik der Standortauswahl noch einmal in Abbildung 5-3 dargestellt.

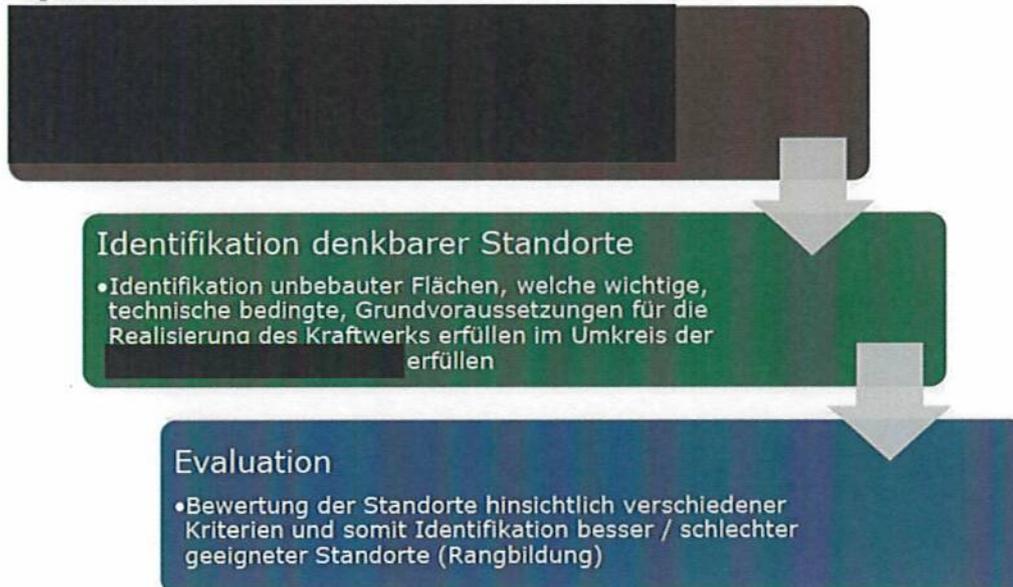


Abbildung 5-3: Ablauf der Standortsuche und Priorisierung

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 Bau-phase (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 im 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

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

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 Schwerstransporte, 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 Kehrricht-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) lokalisieren 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 Method (Orbe)	[REDACTED]
9 Method (Yverdon)	[REDACTED]
10 Perlen	[REDACTED]

^{MM} 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	

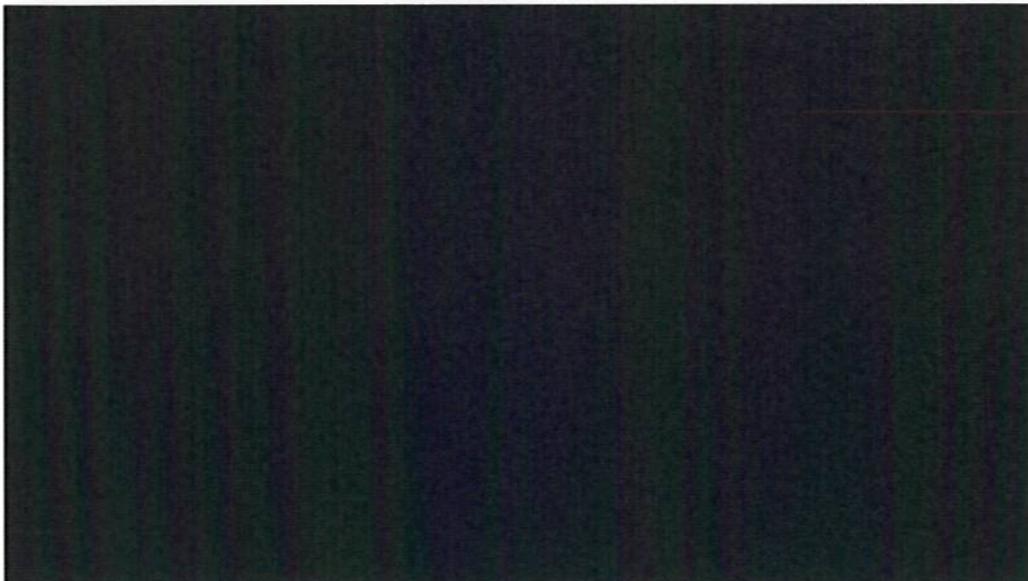


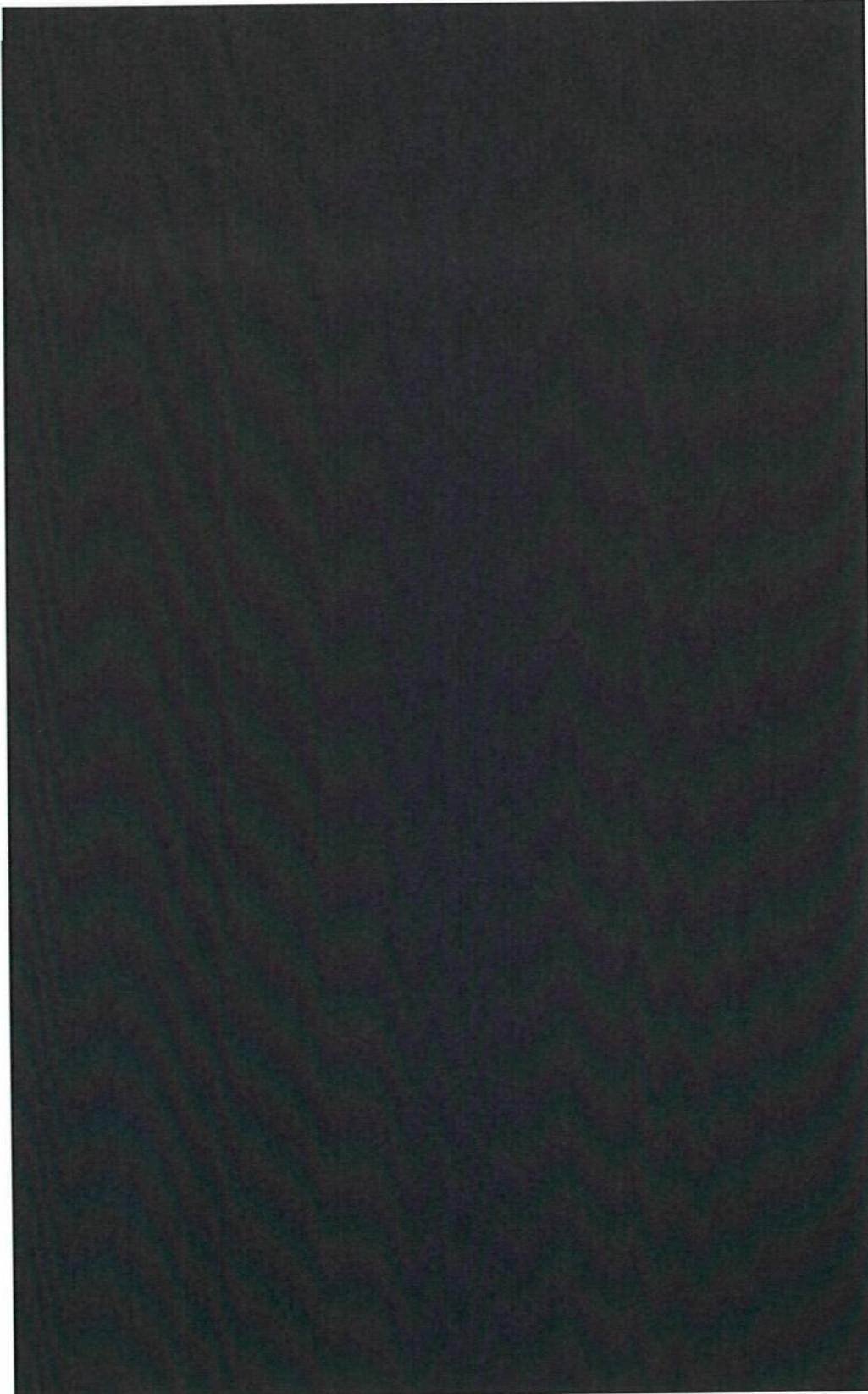
Abbildung 5-4: Übersicht denkbare Standorte

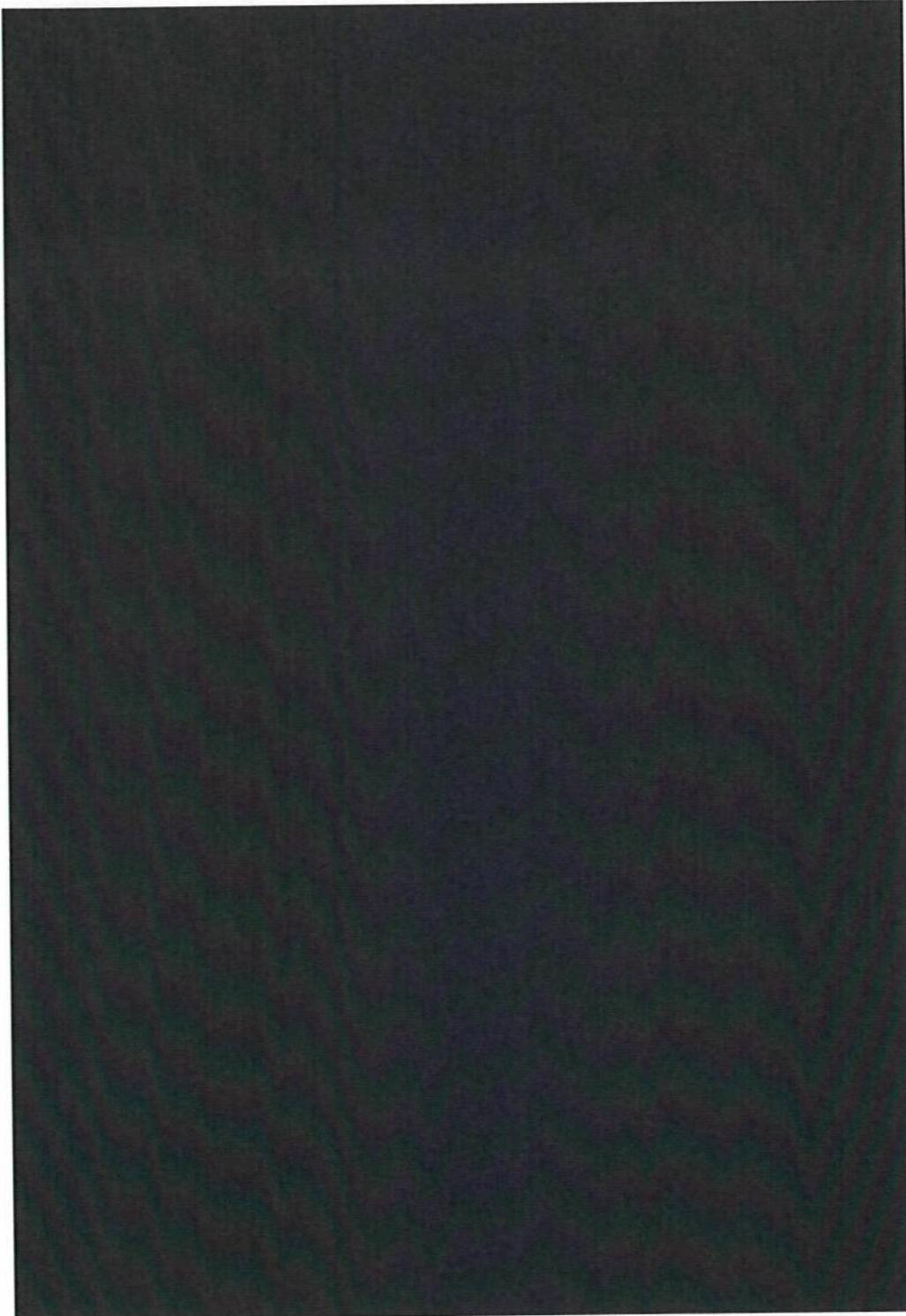


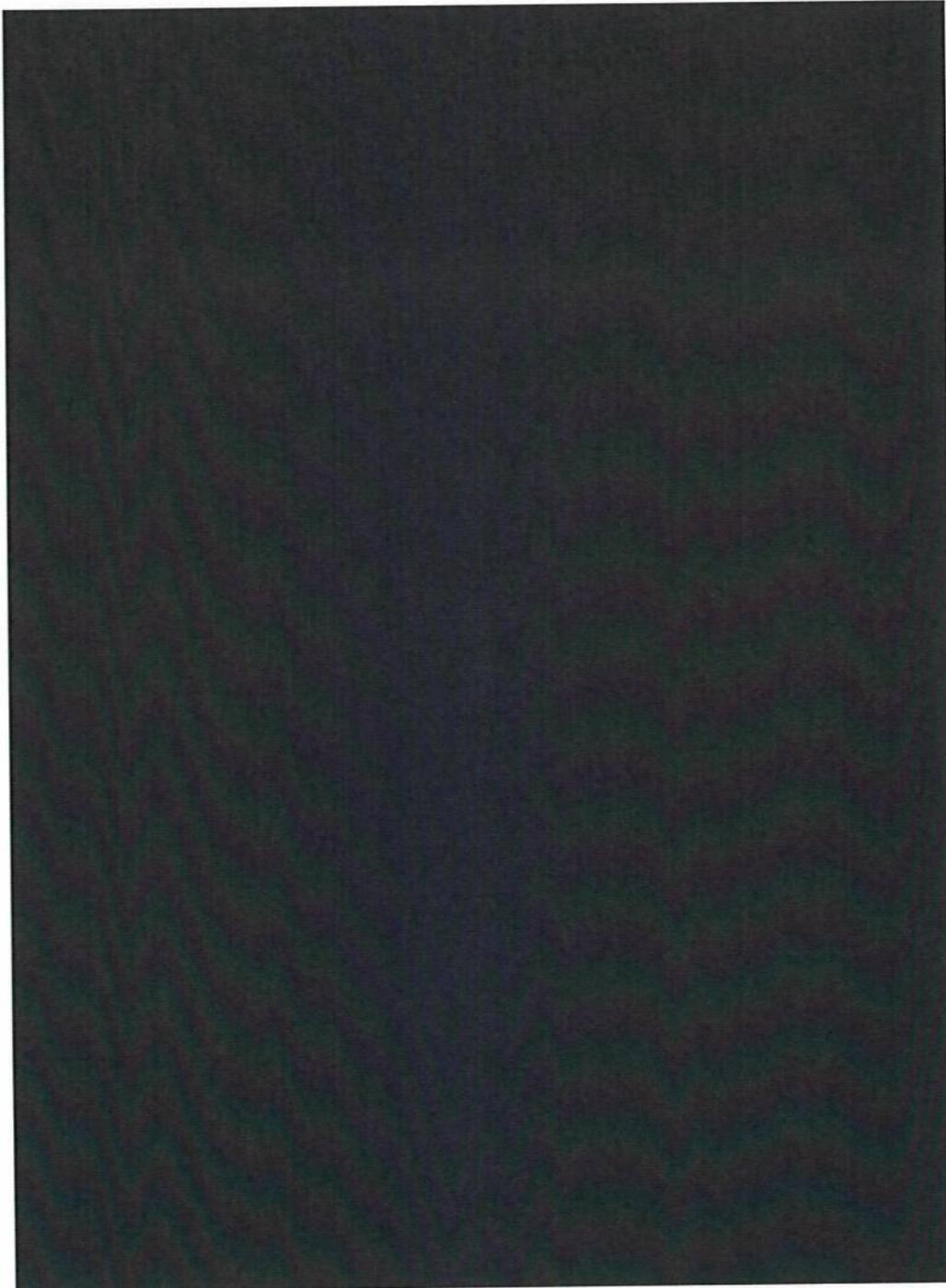
- 📍 Standort
- Konsultationsbereiche Rohrleitungen**
- ↘ Lage der Rohrleitungsanlage
 - 📍 Konsultationsbereich
- Bauzonen Schweiz (harmonisiert)**
- 🏠 Wohnzonen
 - 🏢 Arbeitszonen
 - 🏘️ Mischzonen
 - 🏛️ Zentrumszonen
 - 🏞️ Zonen für öffentliche Nutzungen
 - 🏡 eingeschränkte Bauzonen
 - 🏖️ Tourismus- und Freizeitzonen
 - 🚗 Verkehrszonen innerhalb der Bauzonen
 - 🌳 weitere Bauzonen

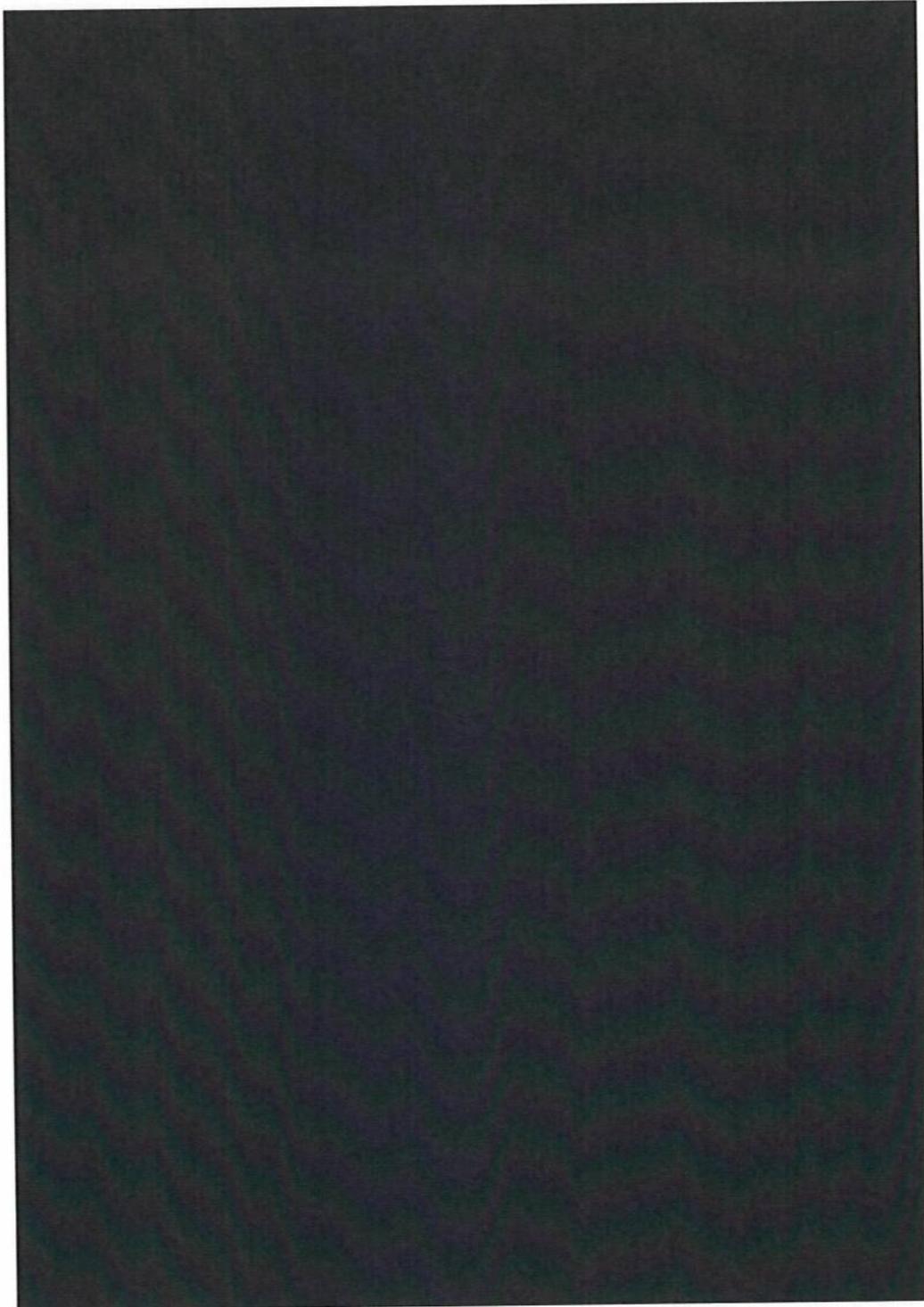
Abbildung 5-5: Legende für Karten

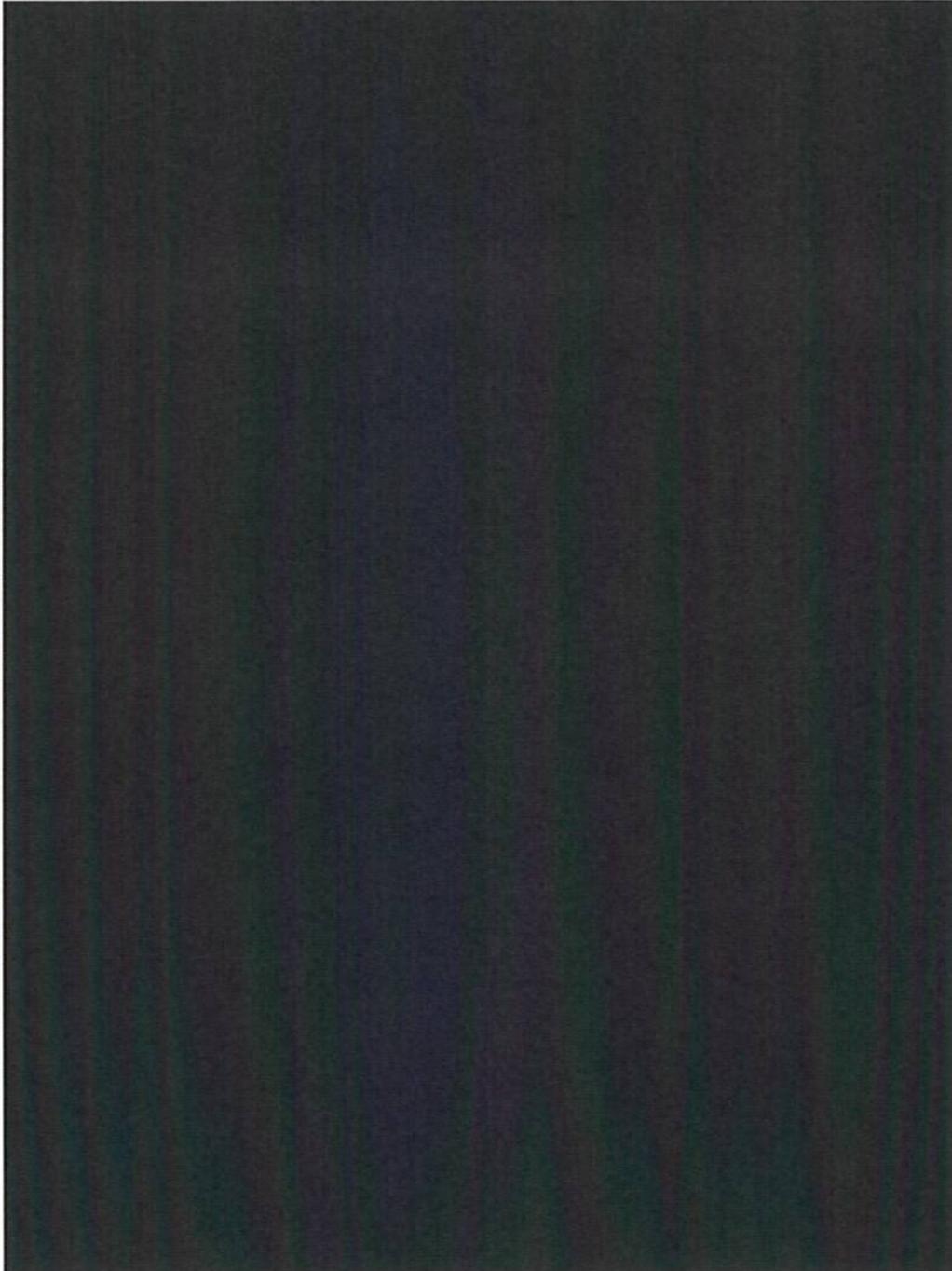


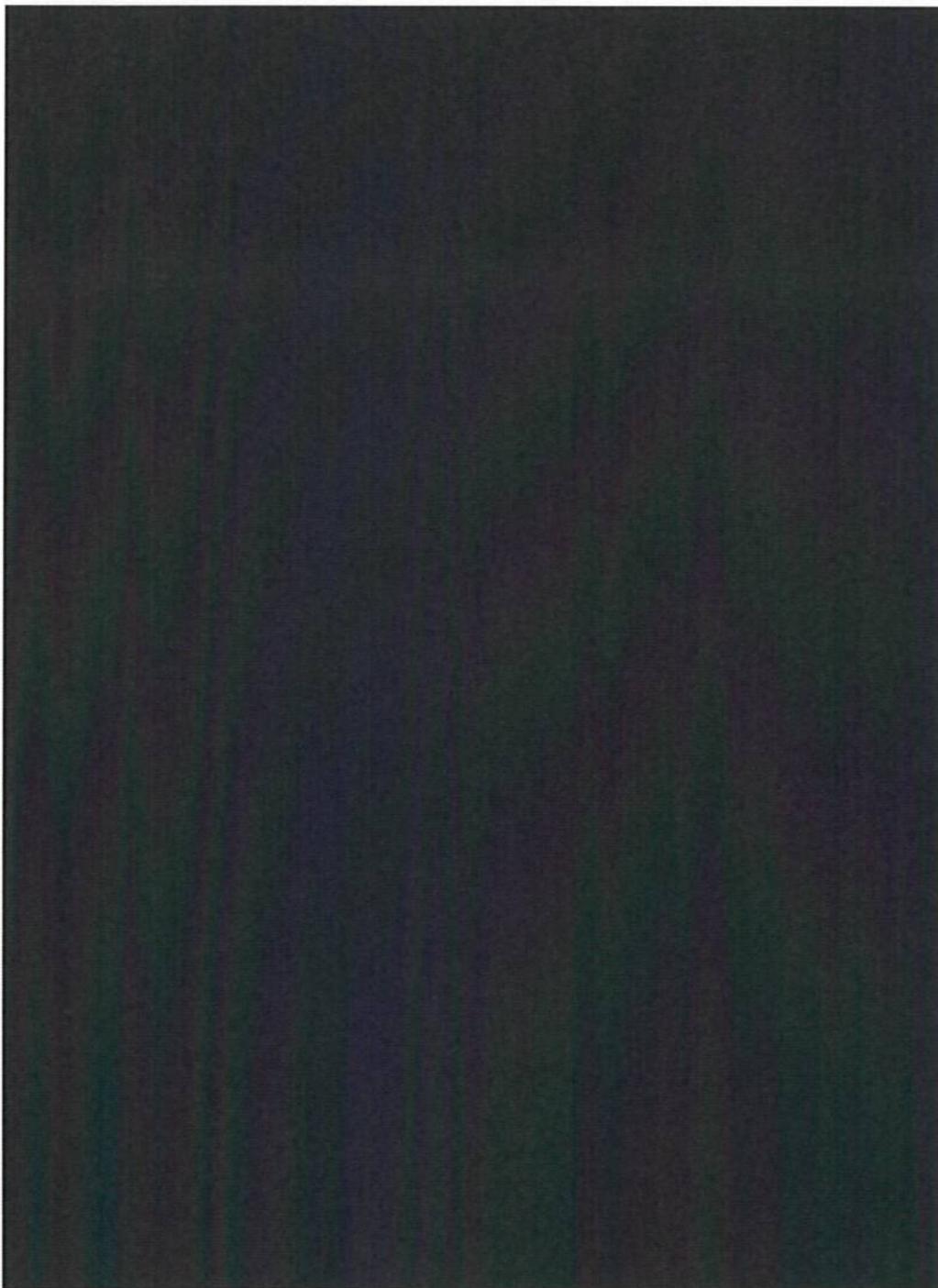


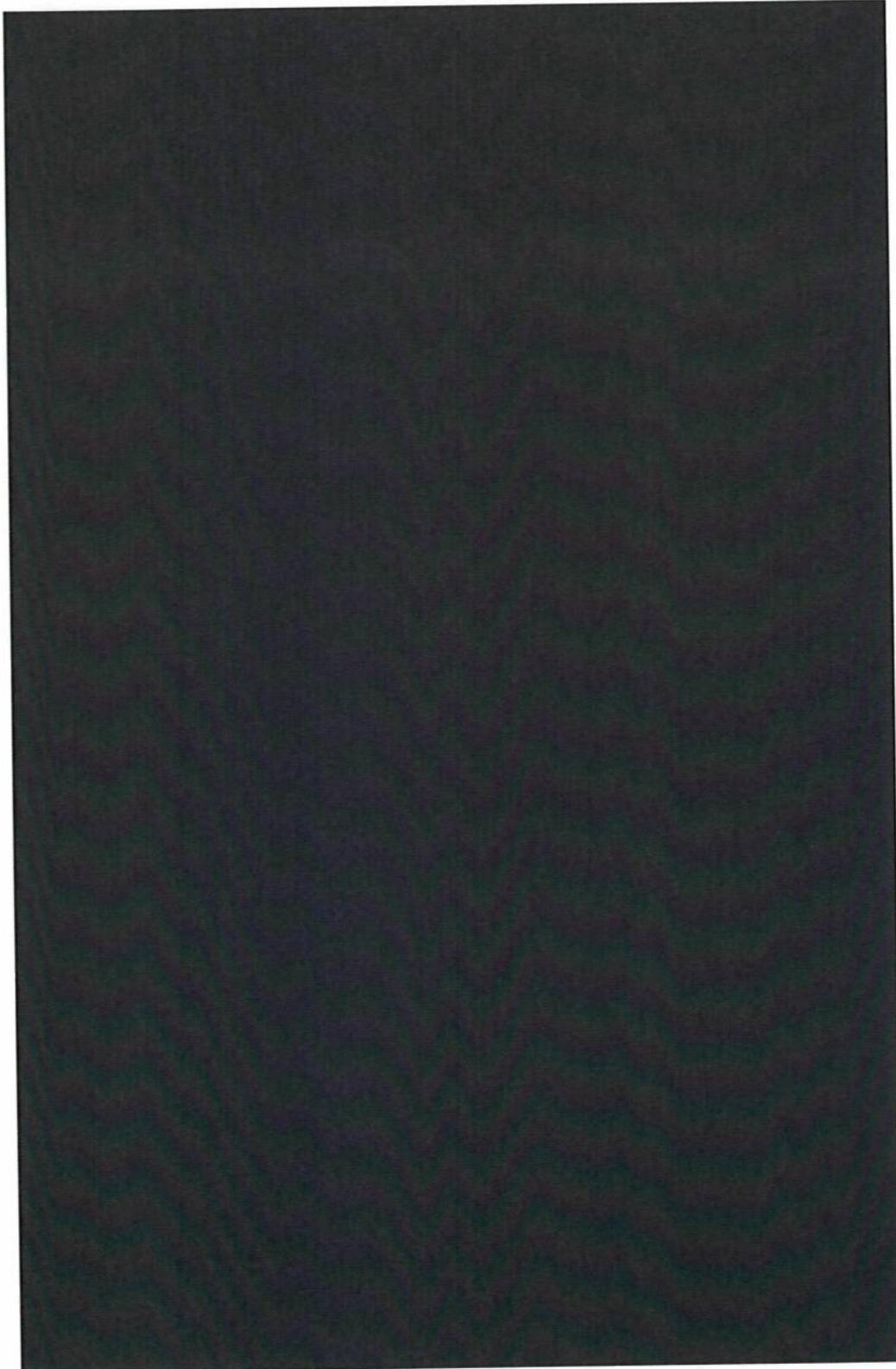


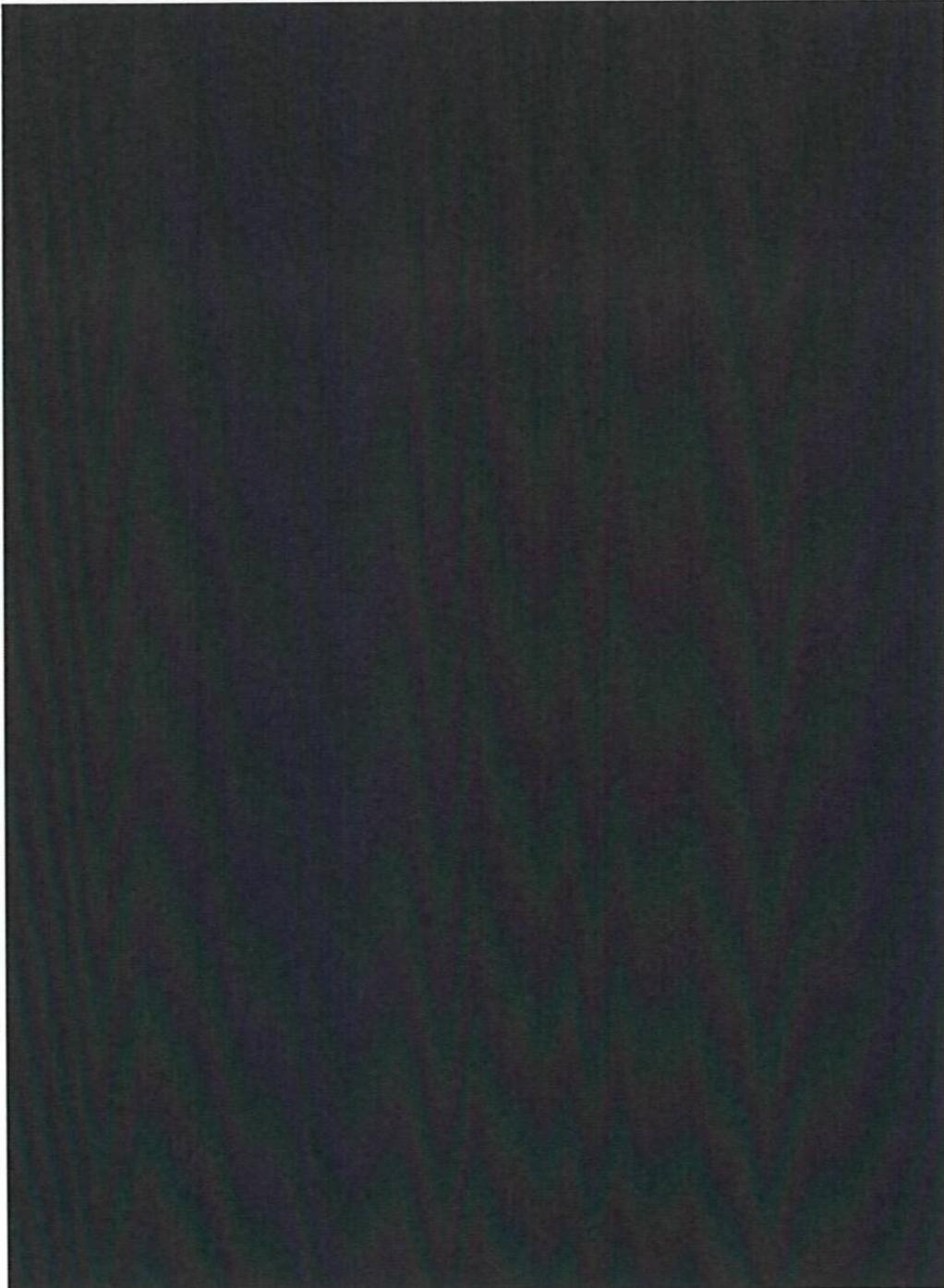


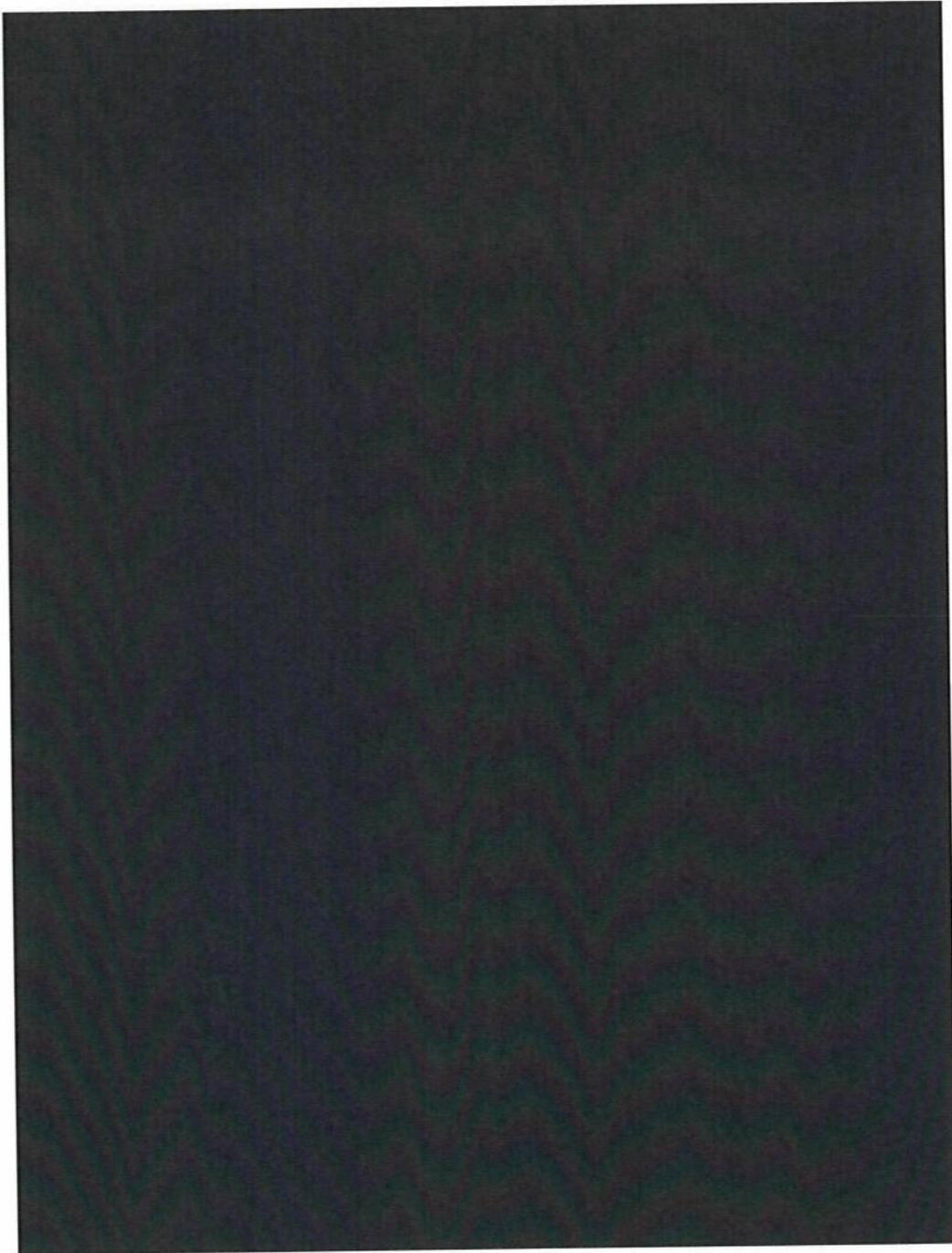


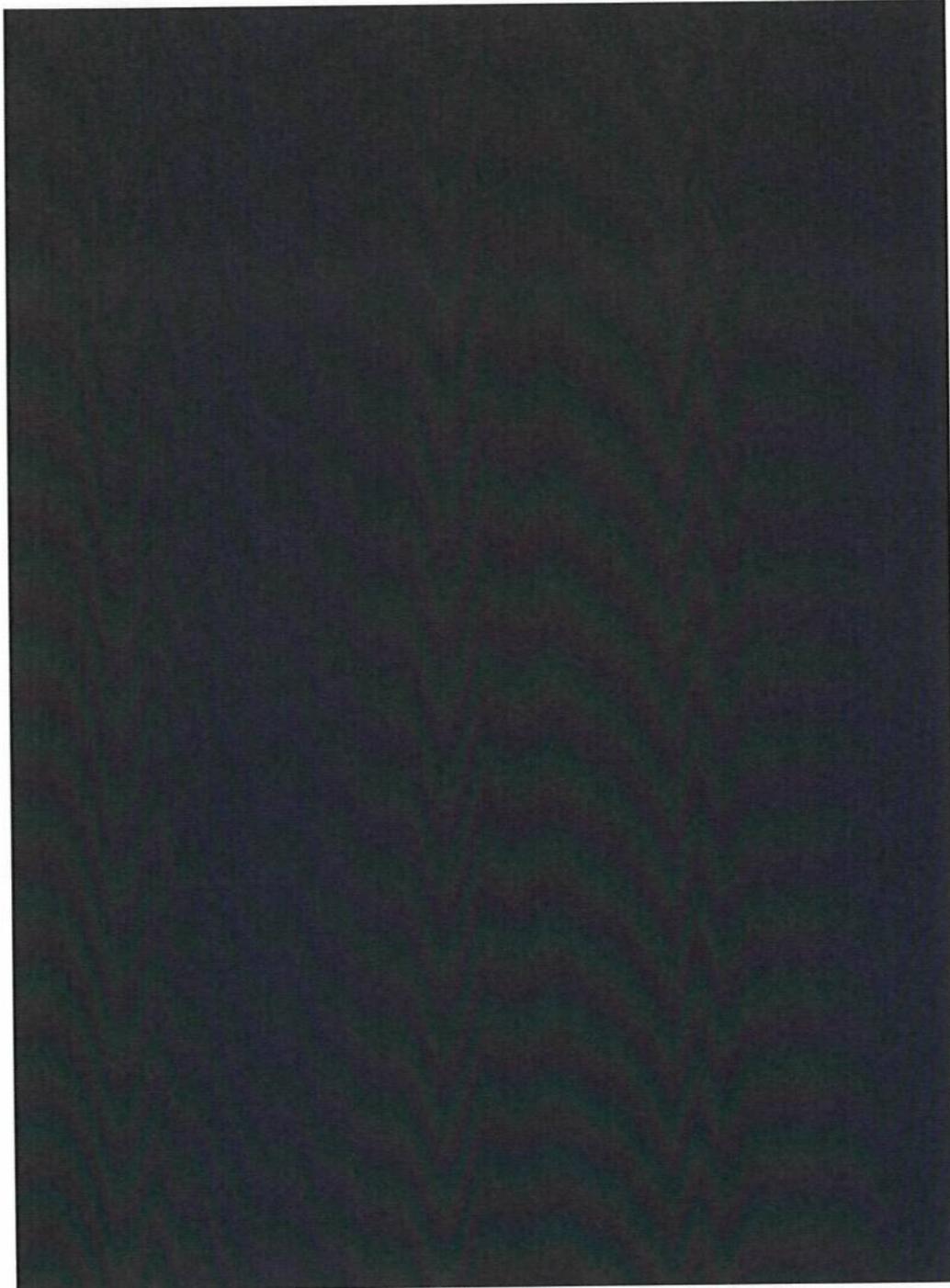


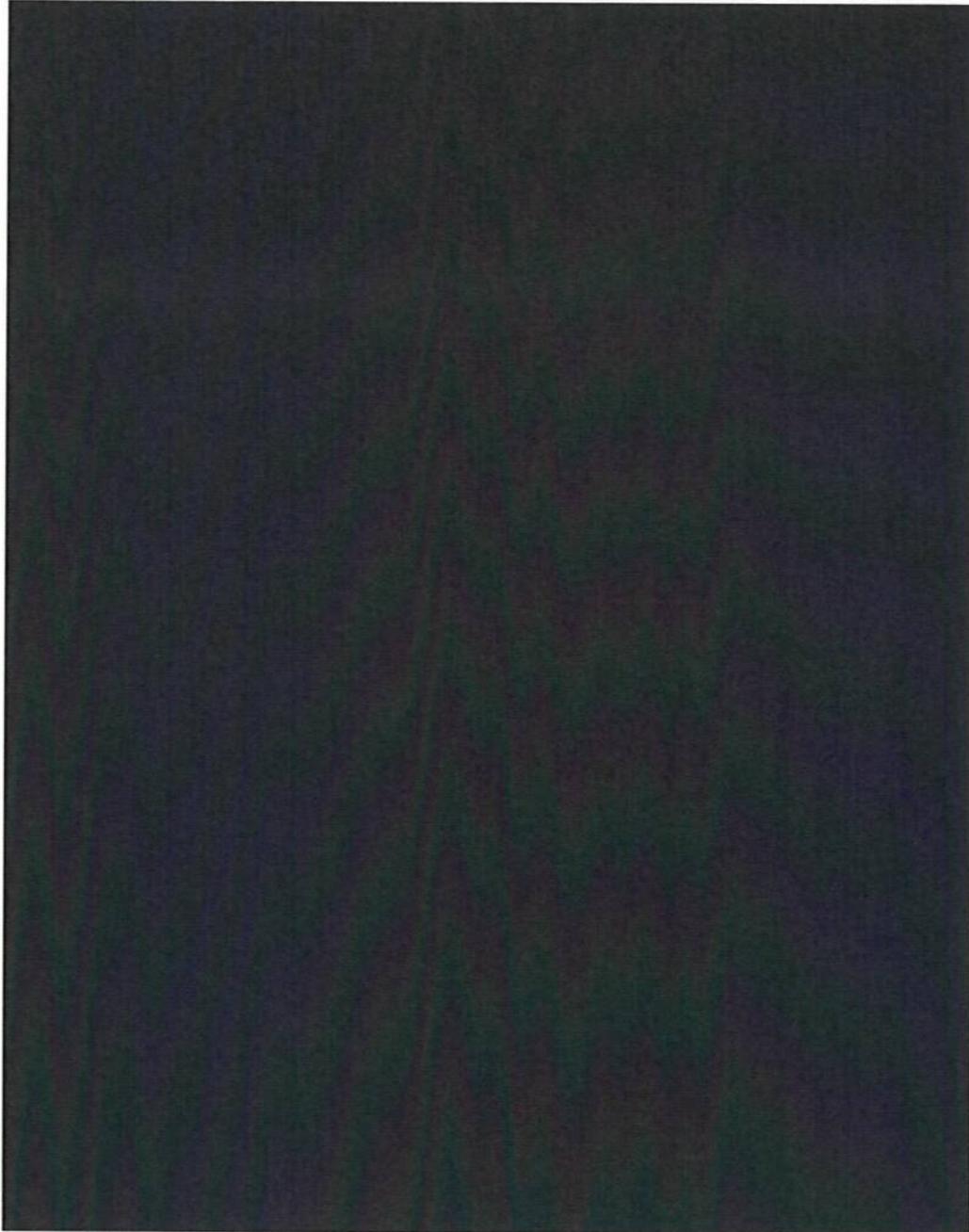




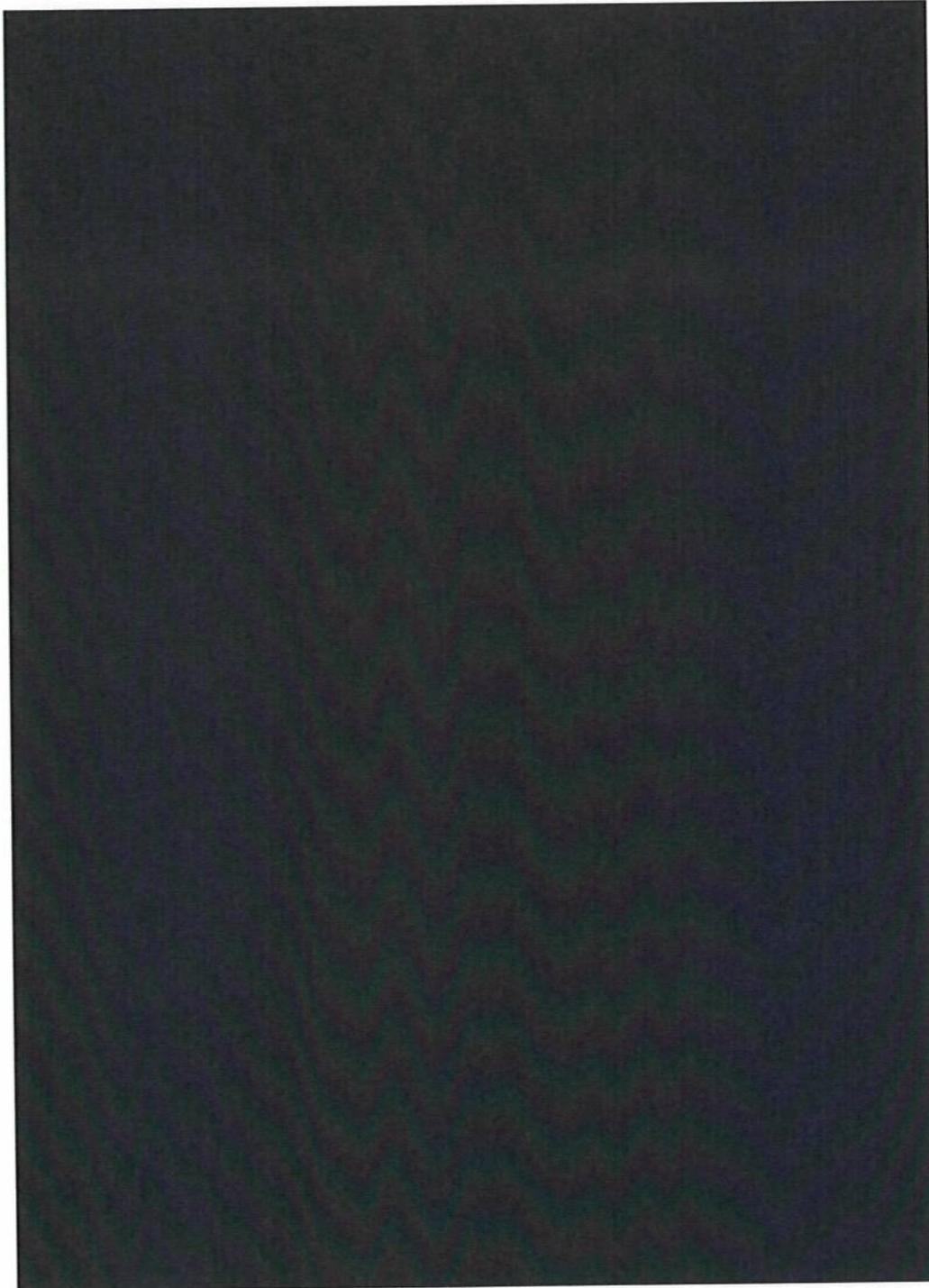


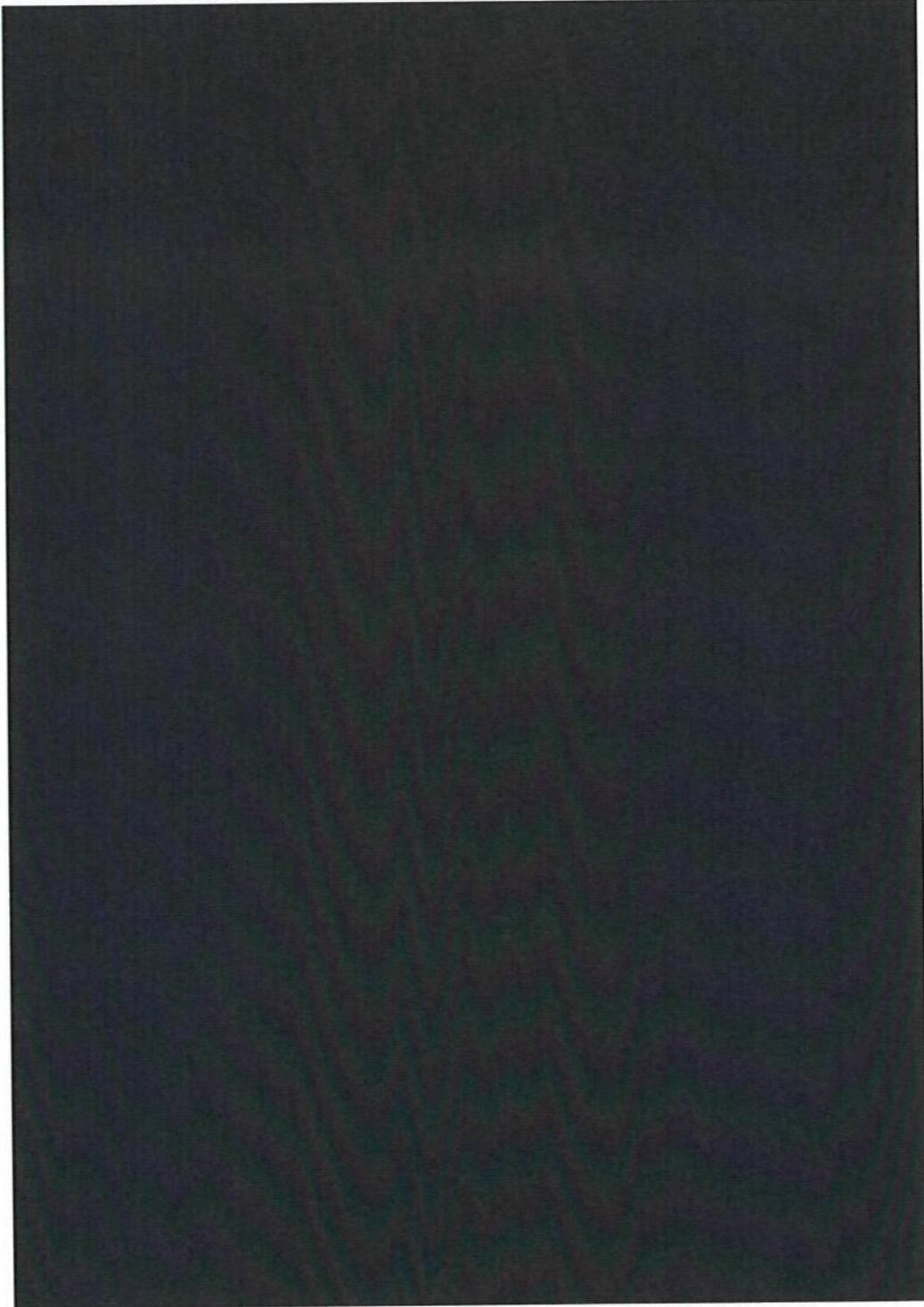




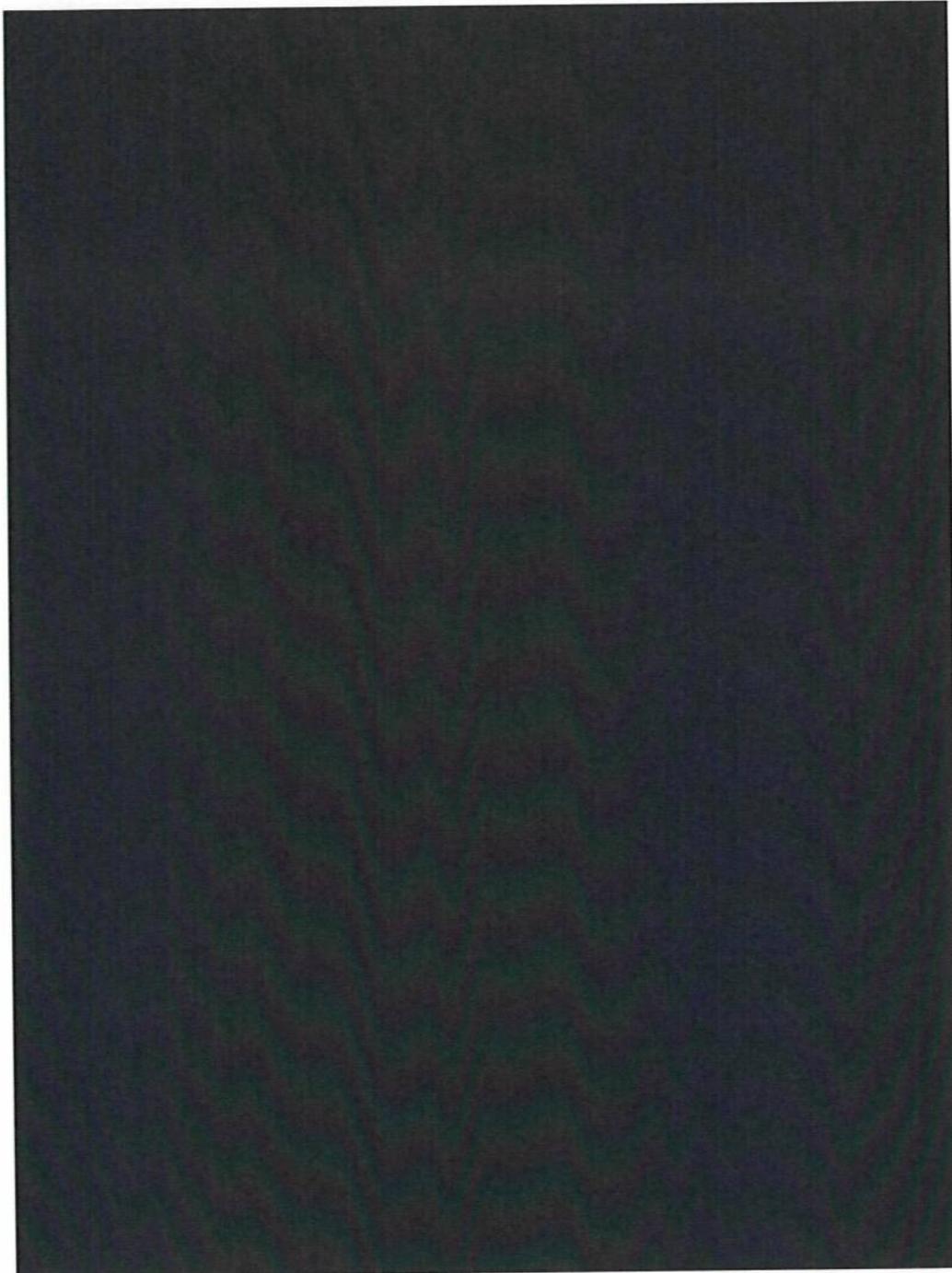




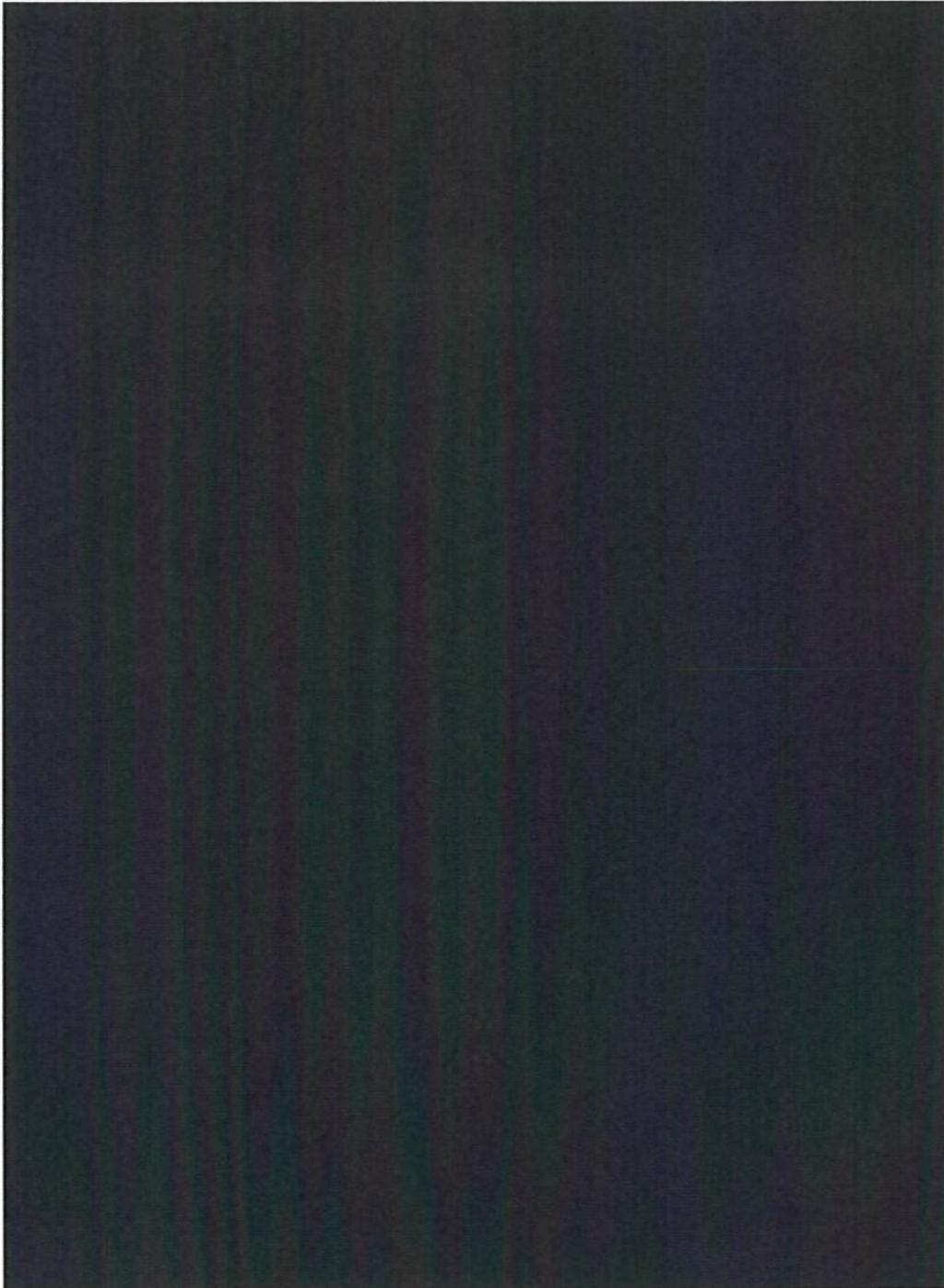


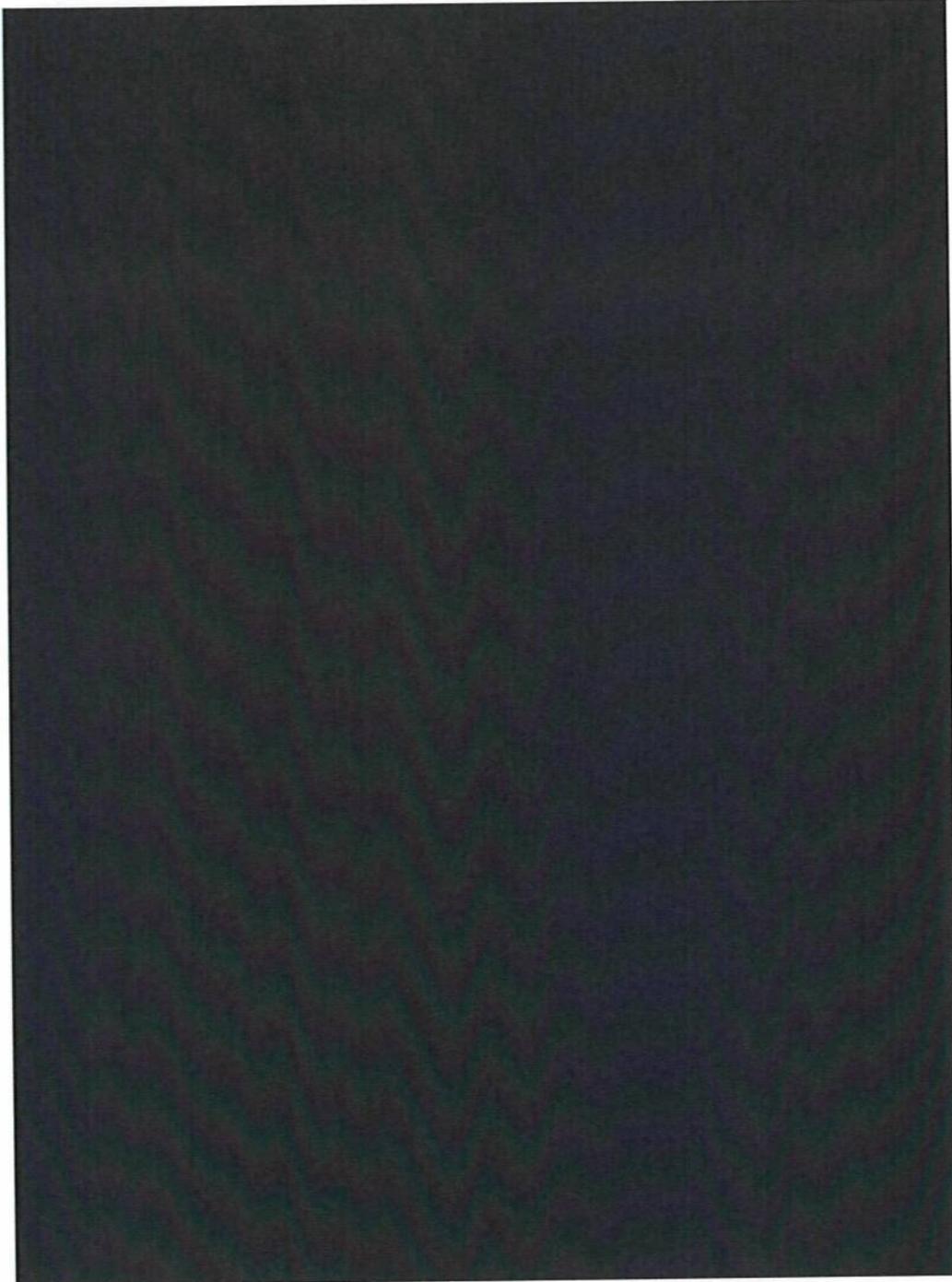


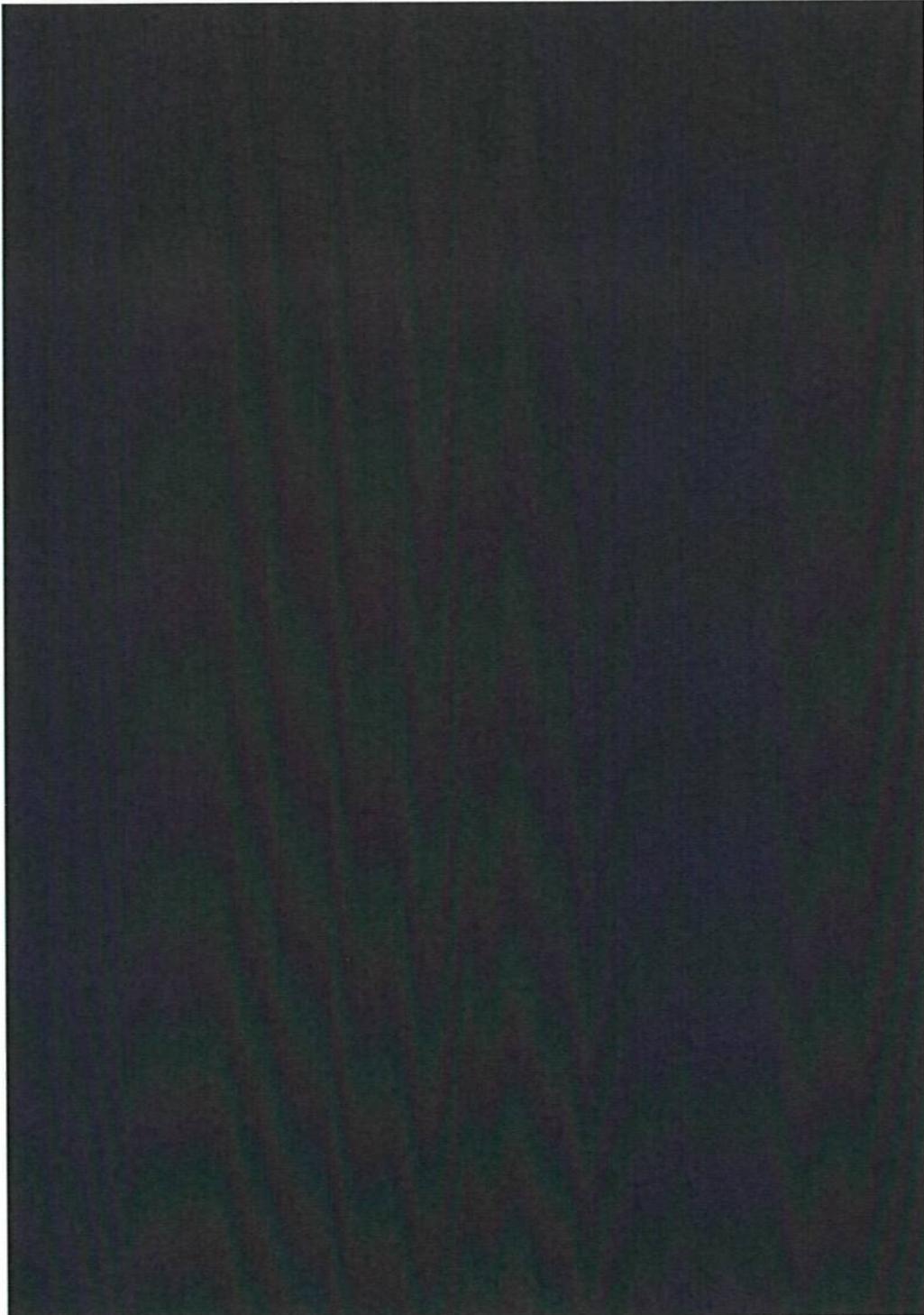


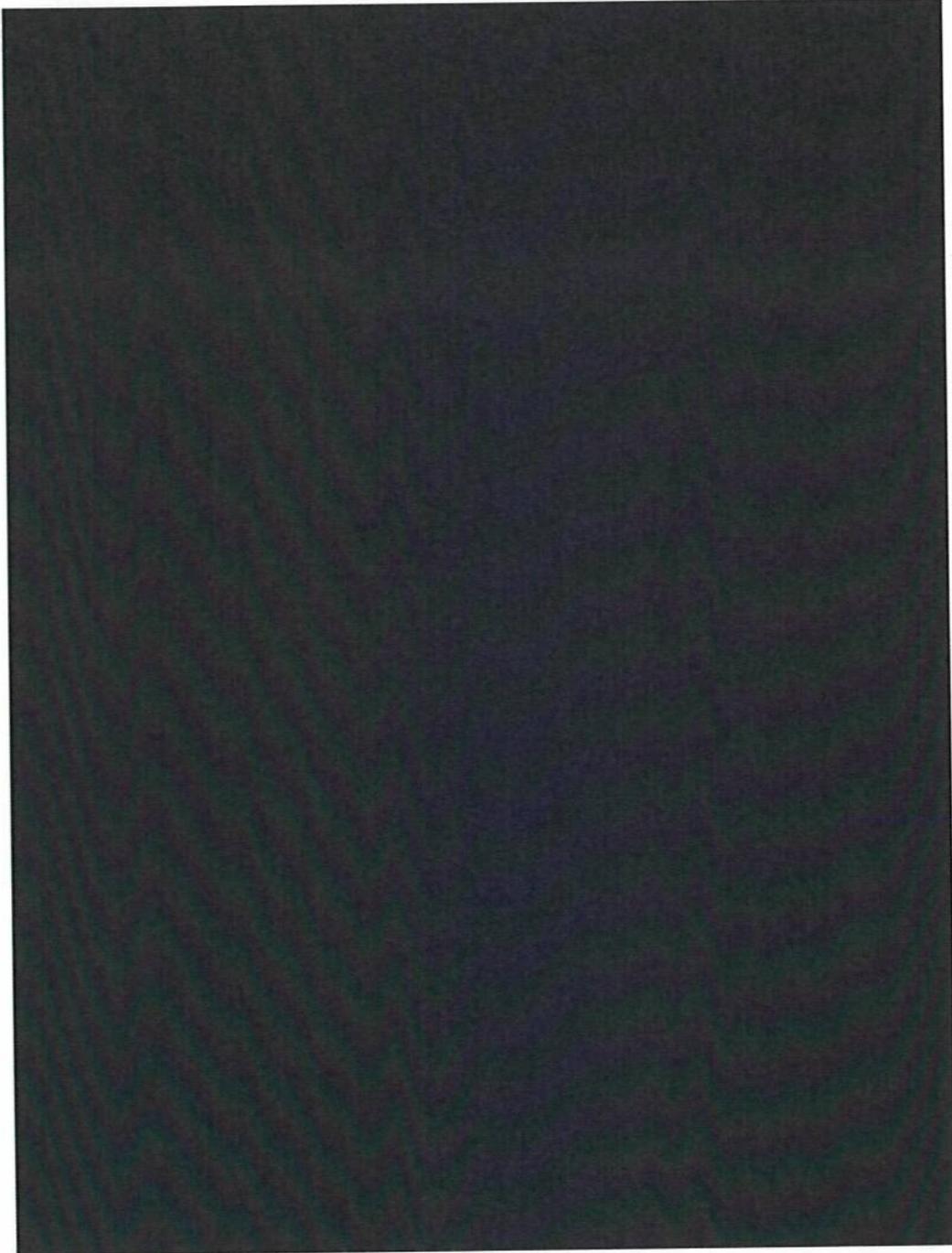


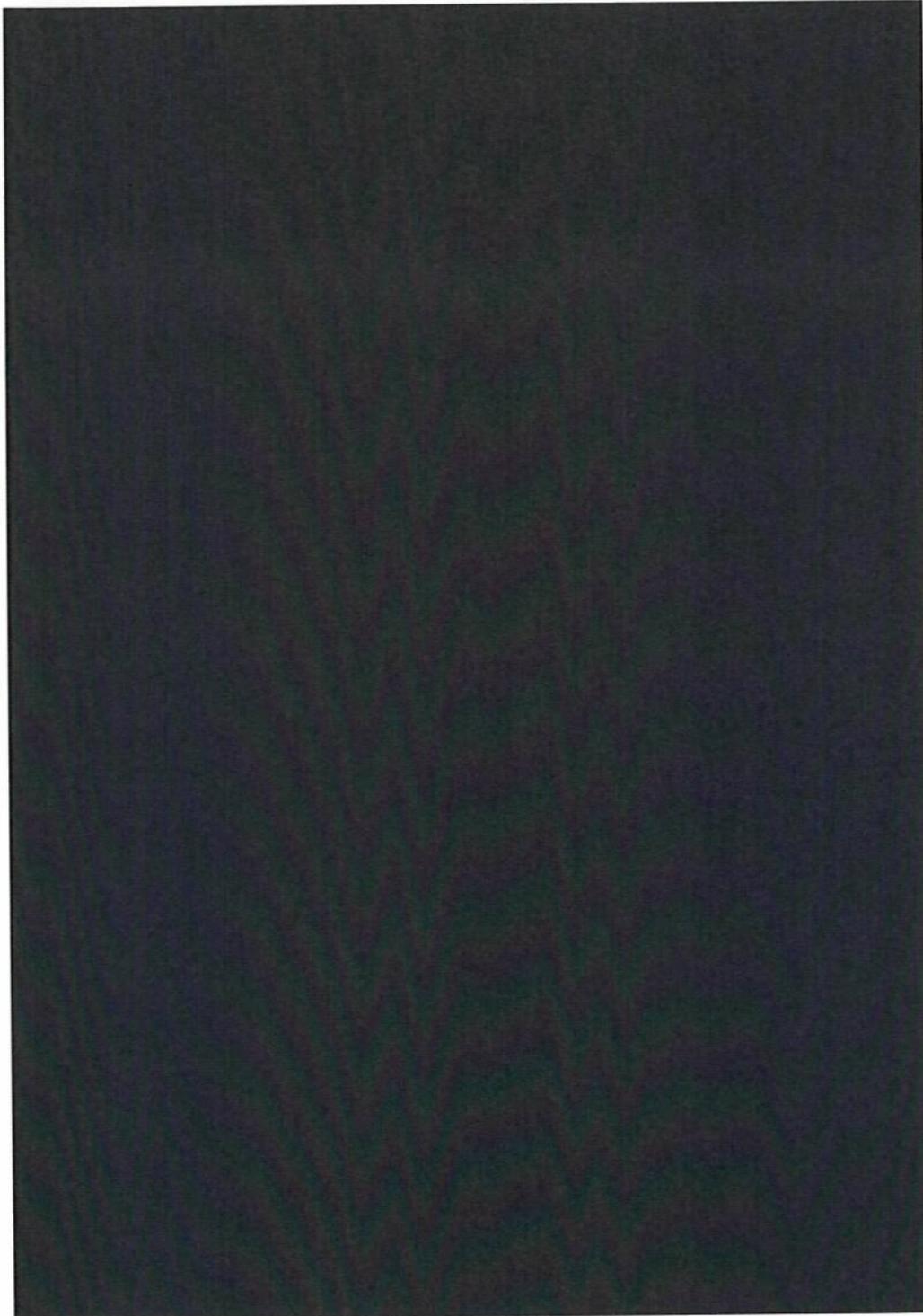


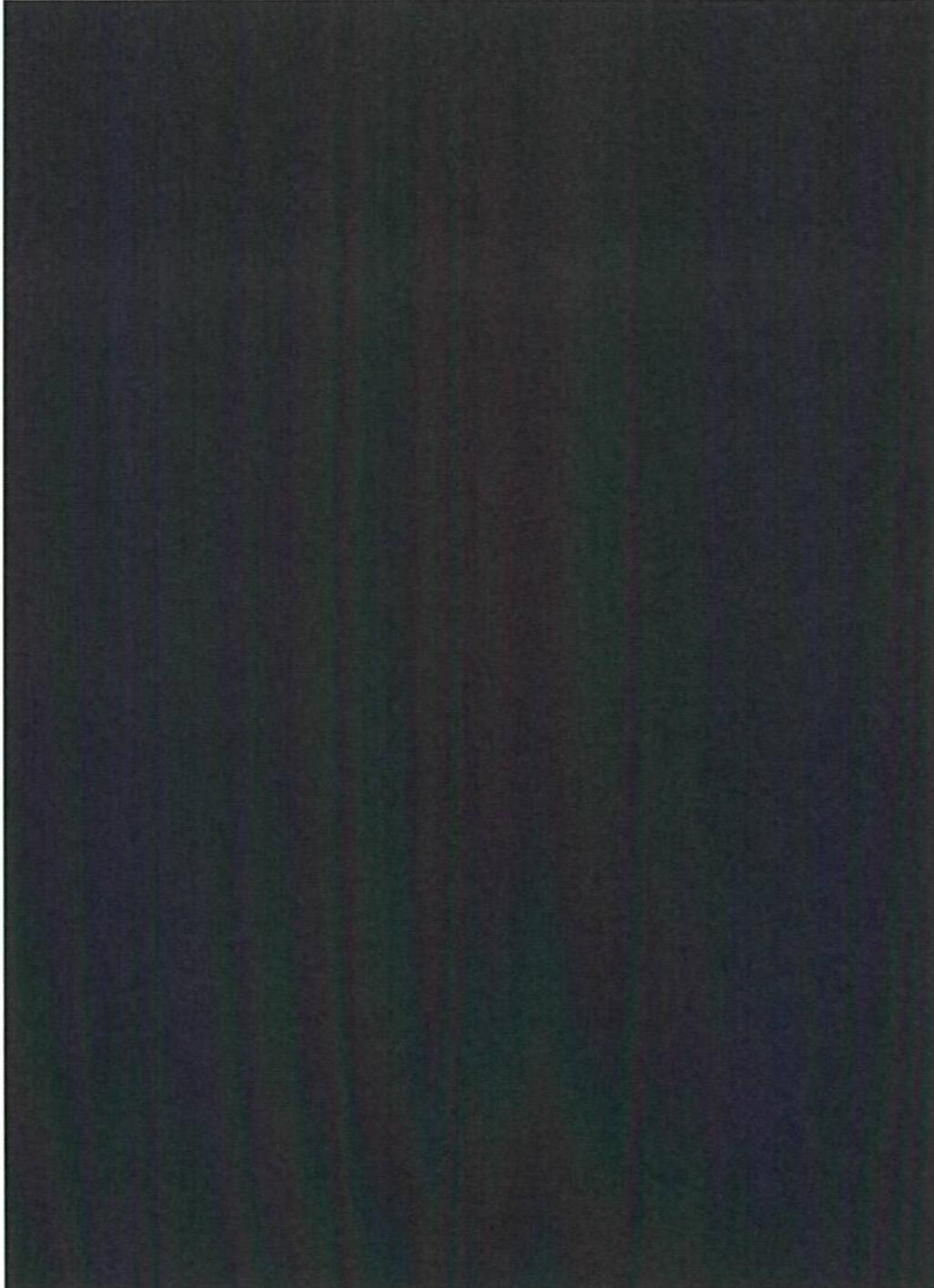




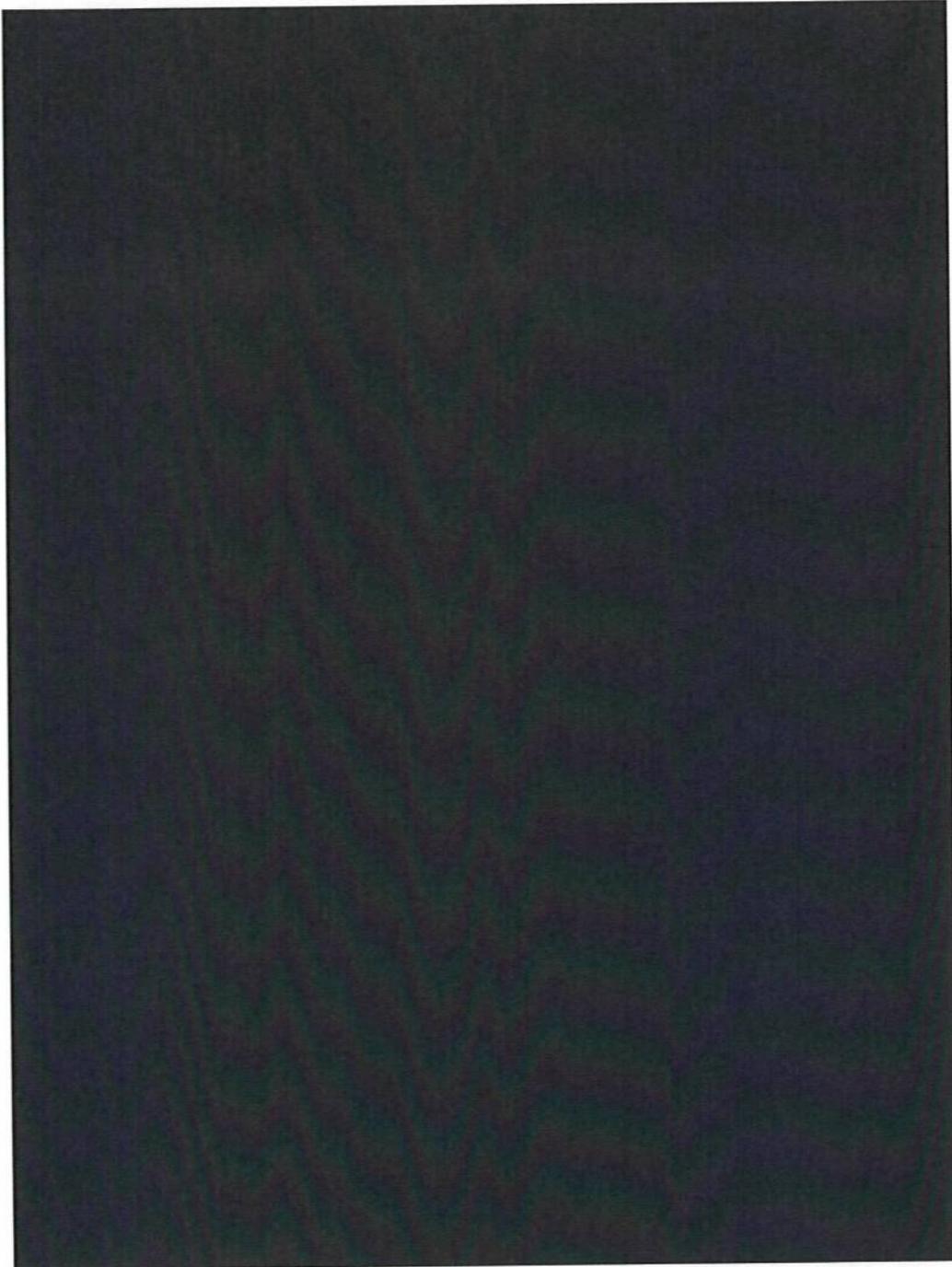


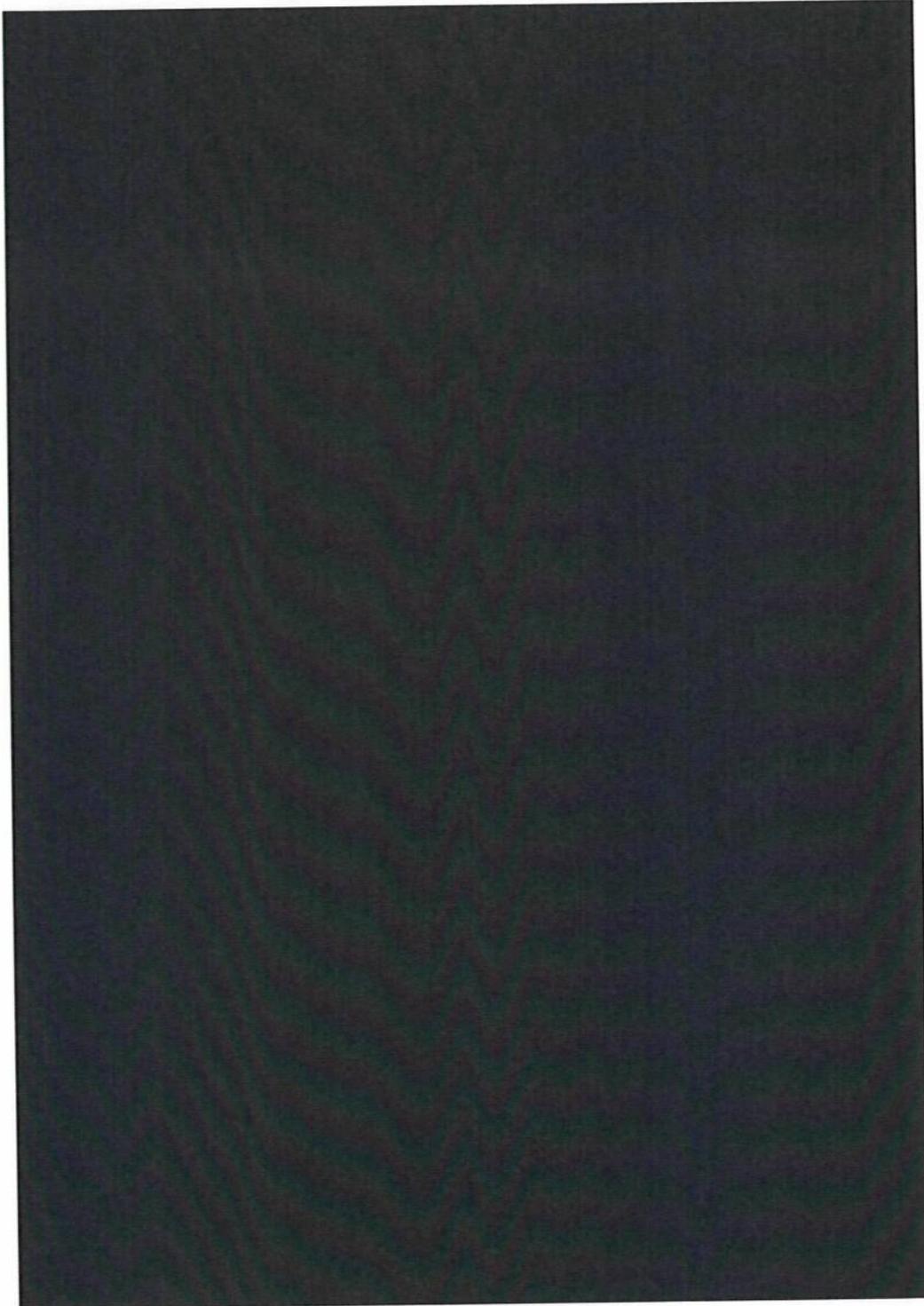


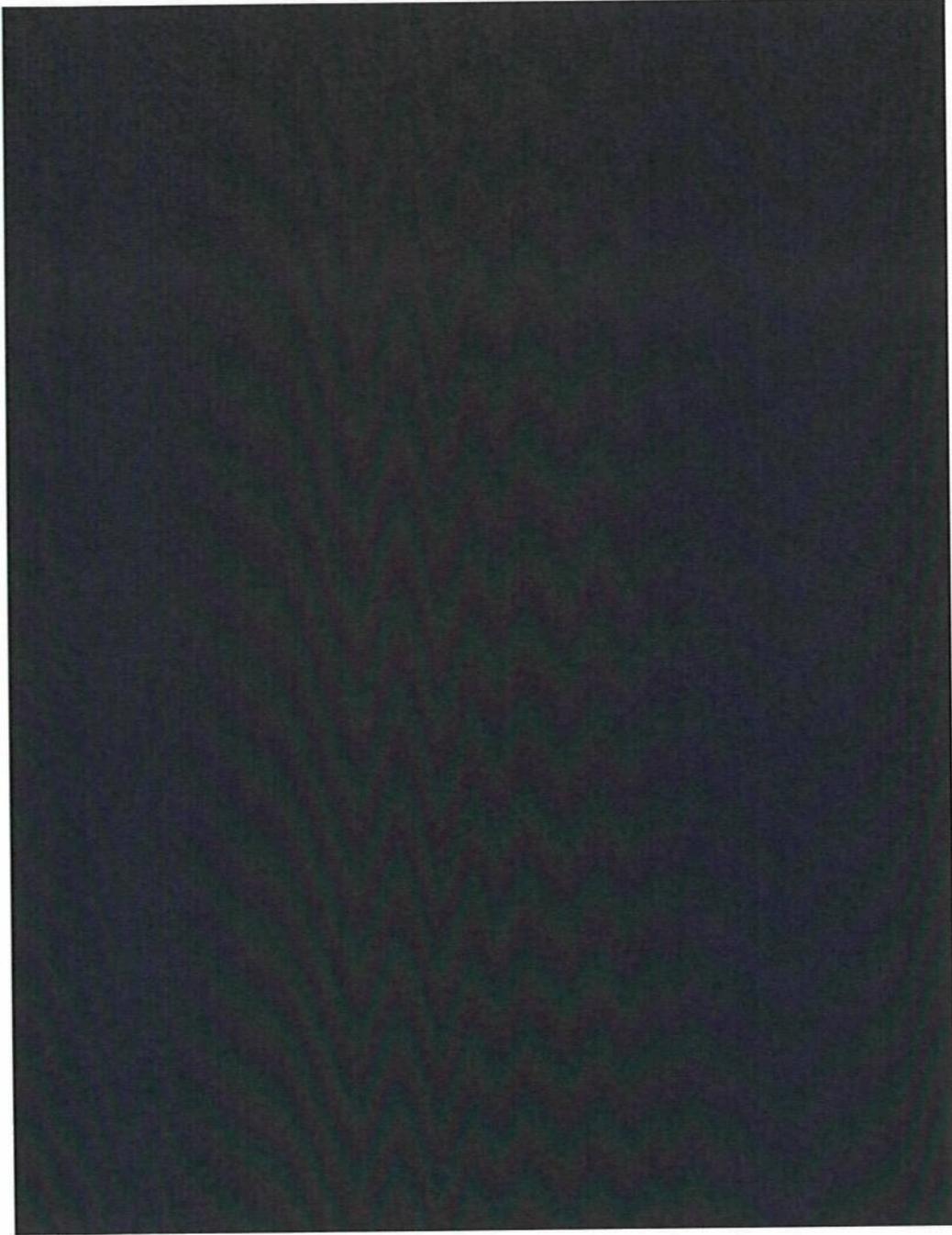


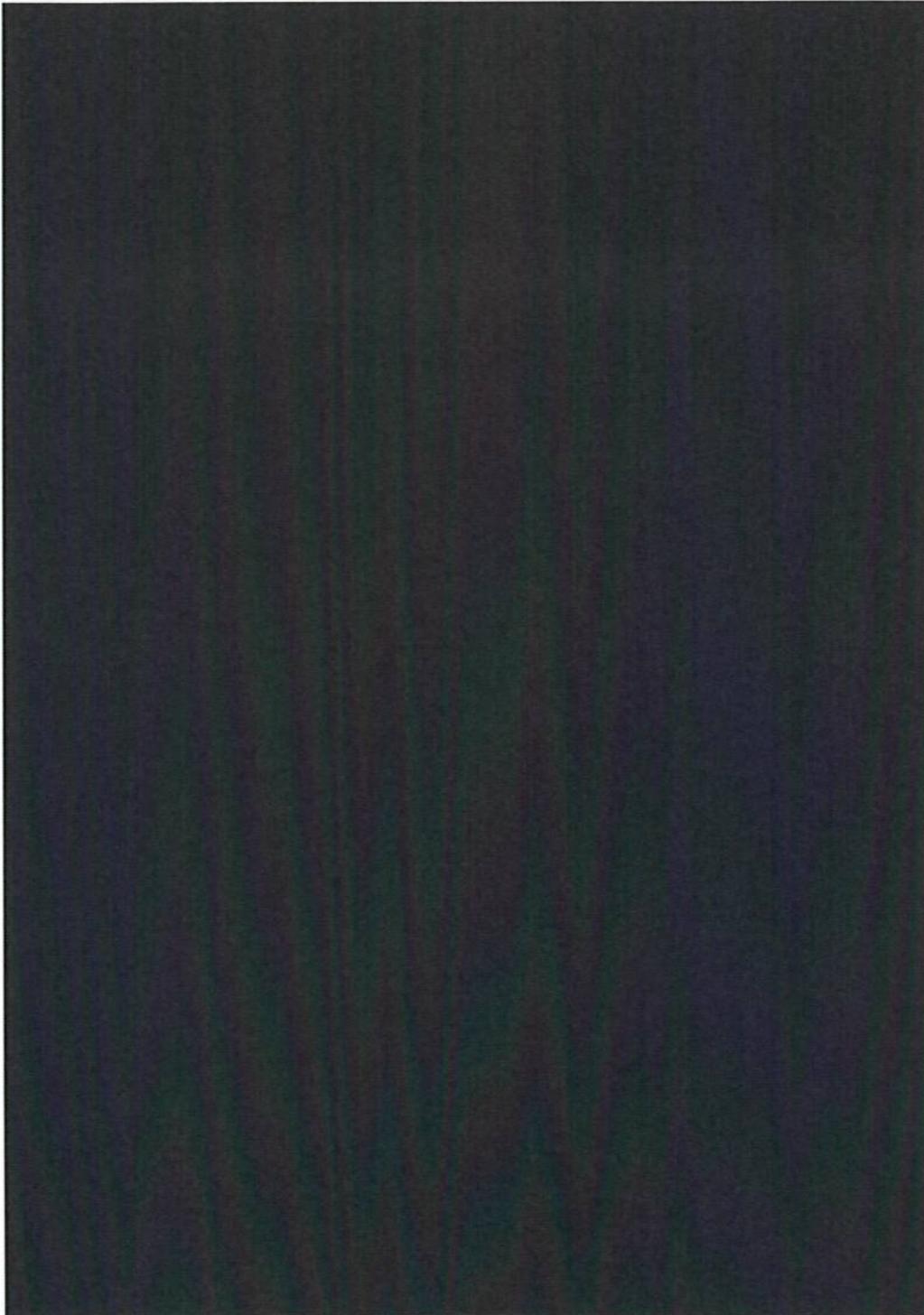


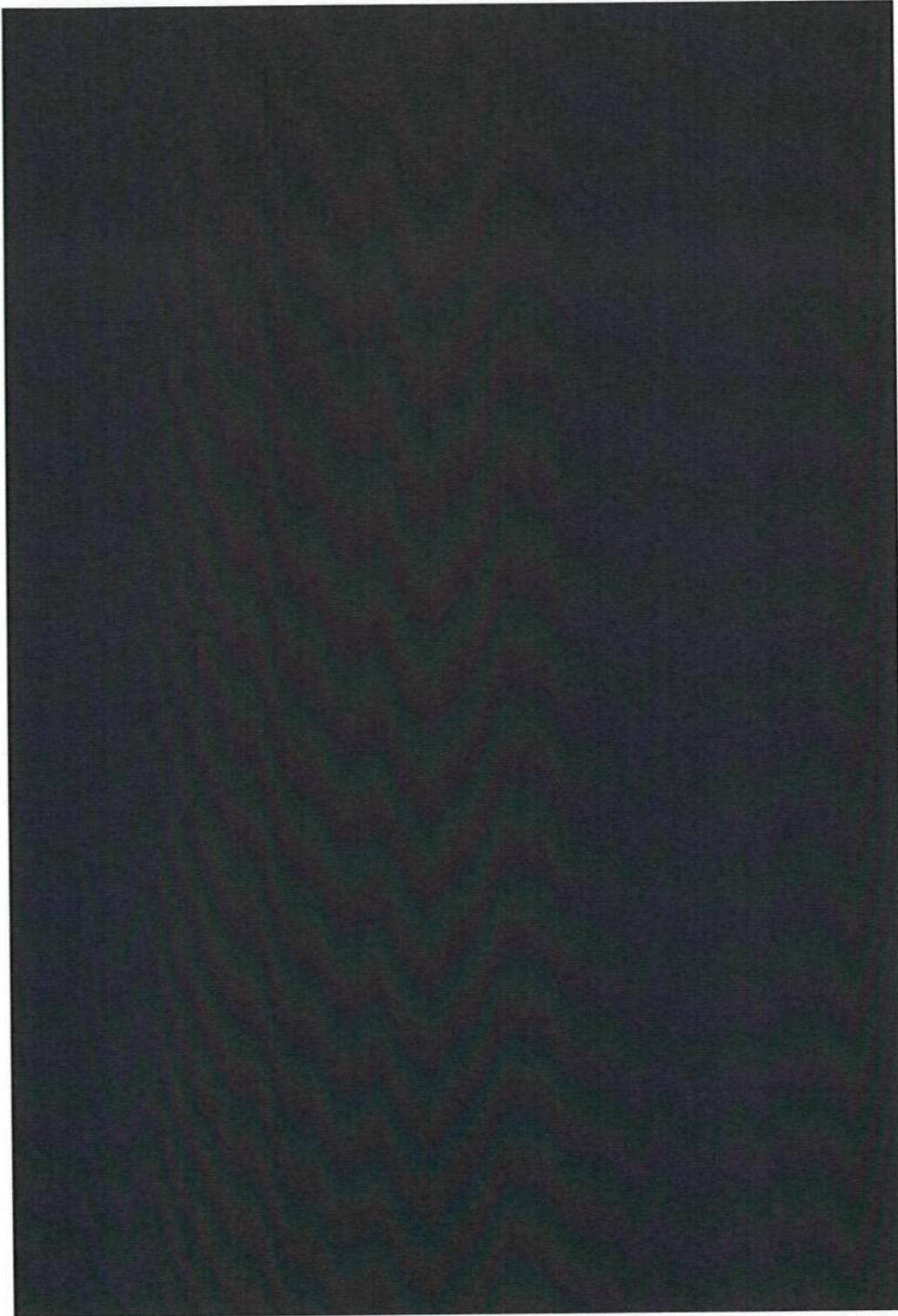






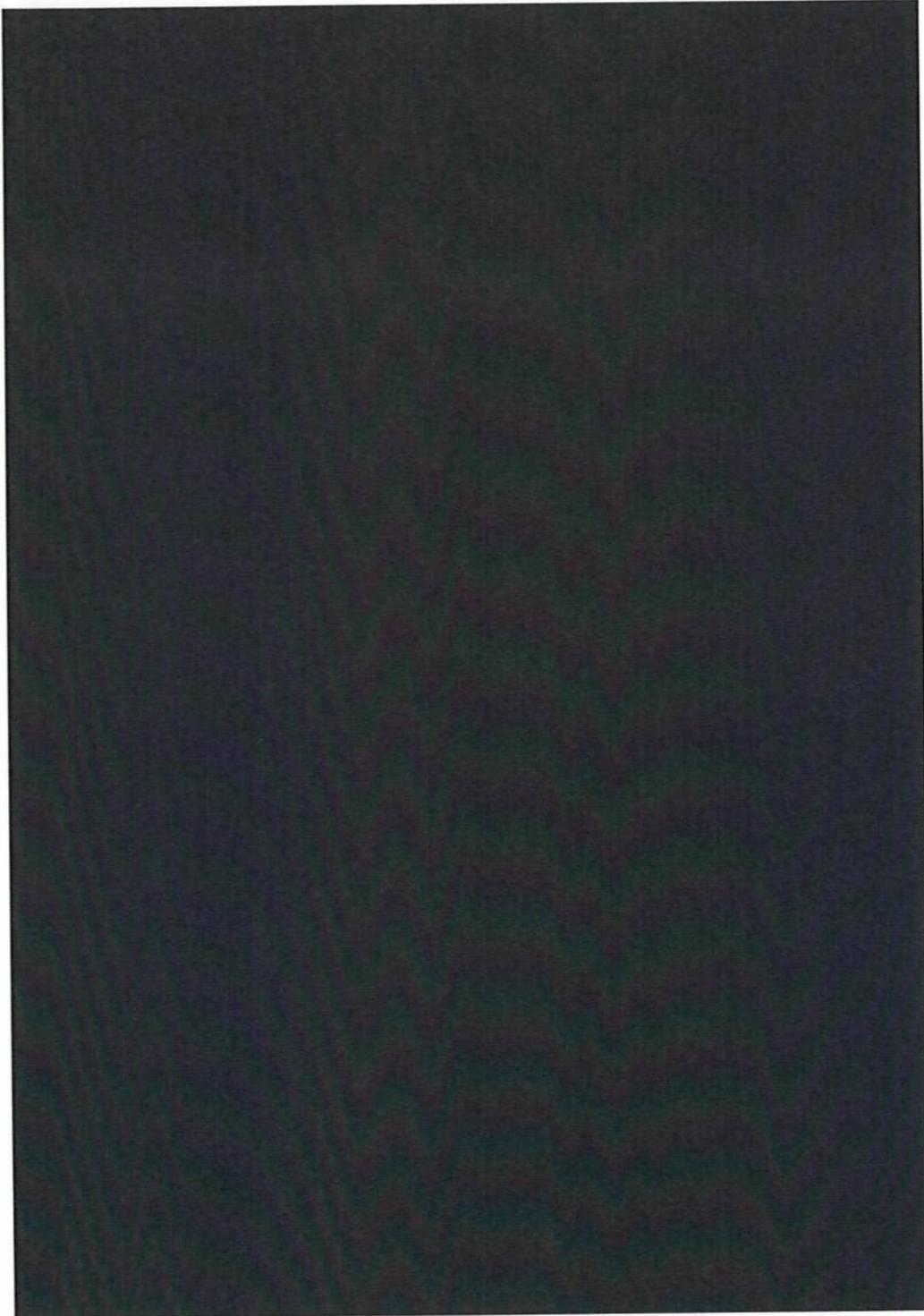












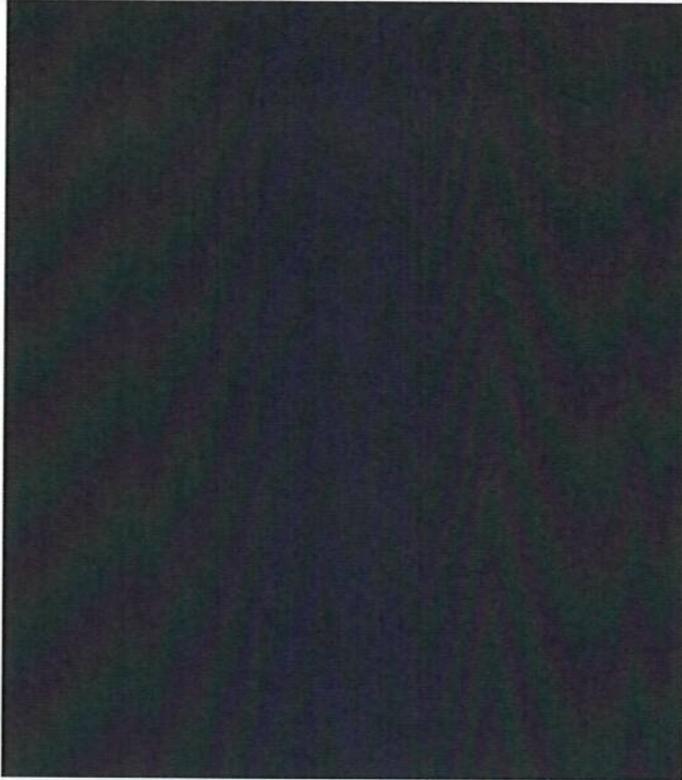


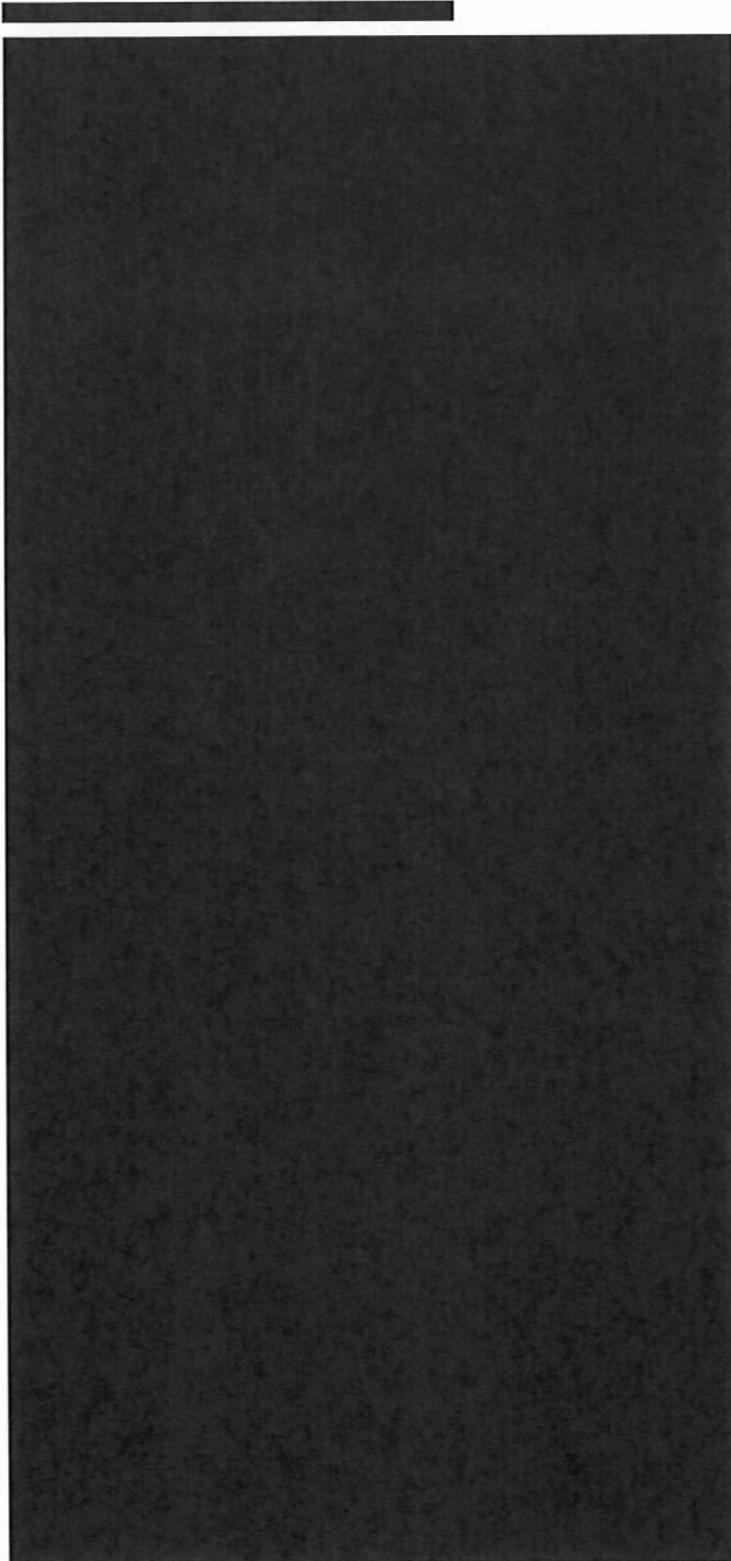


5.3 Ergebnisse der Evaluation



Tabelle 4: Rangfolge nach Standortevaluation

A large solid black rectangular area used for redaction, covering the entire content of the table.



[Redacted text block]

[Redacted text block]

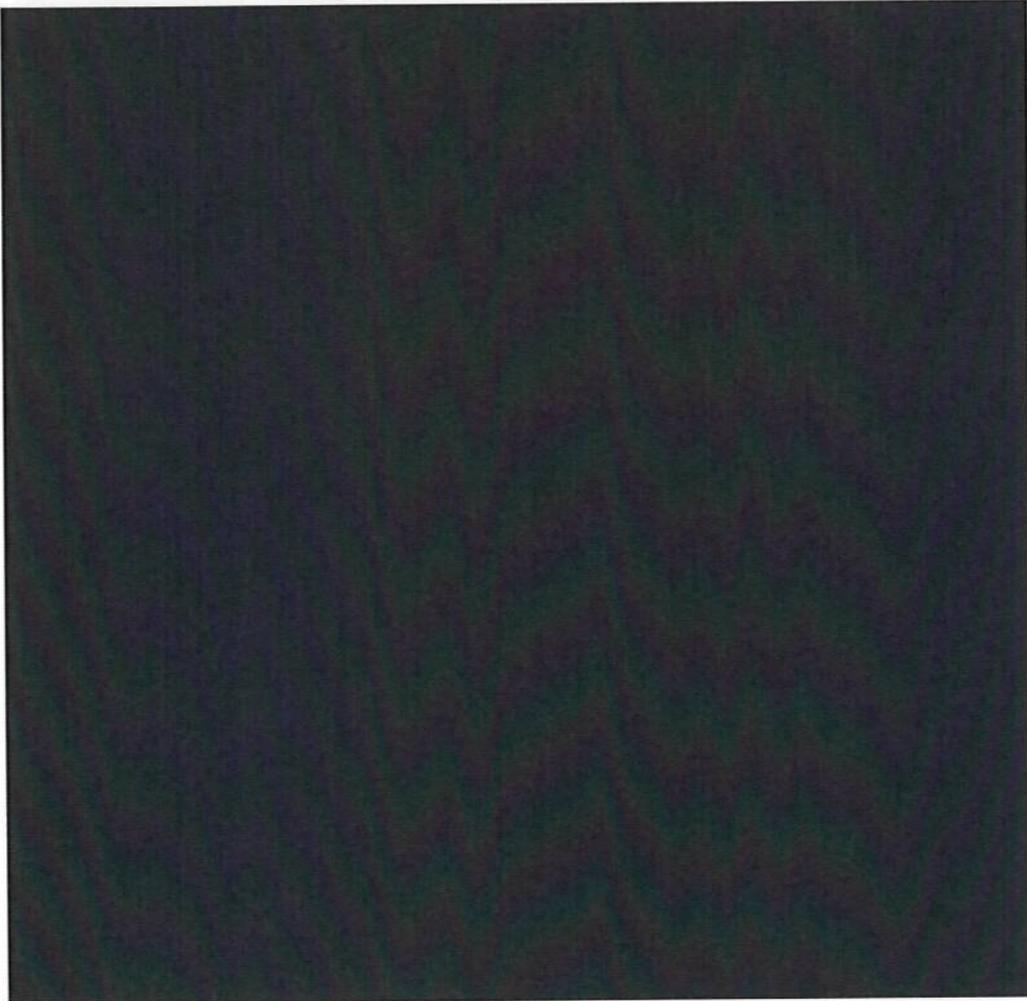
[Redacted text block]

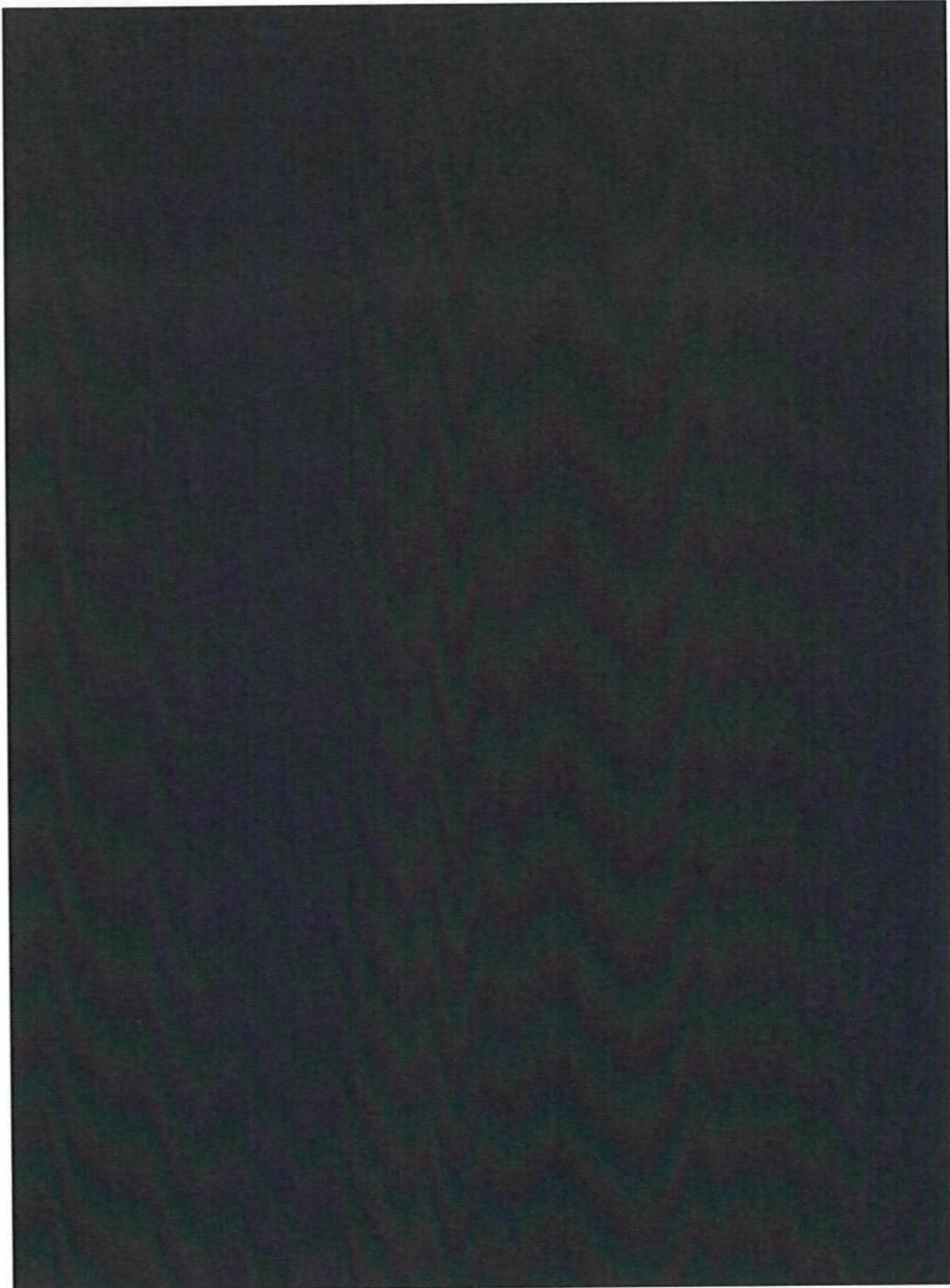
[Redacted text block]

5.4 [Redacted section header]

[Redacted text block]

[Redacted text block]





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-Transformertorklemmen. 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
Anlagenkosten, schlüsselfertig	240.1 MCHF

- Die Kosten für **Inbetriebnahme** und Tests beinhalten die Kosten für Brennstoff und CO₂. 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 CO₂-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/m² 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
Gesamt	345.1 MCHF

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^{NN}. 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 m³) 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 CO₂ Emissionen im Vergleich zu Erdgas
- Zum Erstinventar gehört auch die Befüllung des Tanklagers mit 60'000 m³ Heizöl für etwa 53 MCHF. Darin ist auch die CO₂-Abgabe von 120 CHF/t CO₂ 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
Gesamt	439.4	94.3 MCHF

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 CO₂-Emissionsrechte.

Die Betriebskosten beinhalten die folgenden Komponenten:

- Instandhaltung der Anlage
- Arbeitskosten
- Energieverbrauch im Stillstand
- Brennstoff, CO₂-Kosten und Ammoniakwasser

^{NN} 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 könnten. 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 Funktionsfähigkeit.

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 durchführen.

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 faktorisierte Betriebsstunden zur Anwendung, die den Einfluss von Anfahr- 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^{OO} veröffentlicht worden sind, und den Sozialbeiträgen zulasten der Arbeitgeber und weiteren, insbesondere mit der beruflichen Bildung und Personalrekrutierung verbundenen Kosten, berechnet^{PP}. Tabelle 6-4 zeigt die resultierenden, jährlichen Arbeitskosten (je Anlage).

Tabelle 6-4 Arbeitskosten

Kategorie	Jahreseinkommen pro VZS ^{QQ} CHF/a	Anzahl Personen	Reserviert für die Anlage	Arbeitskosten 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
Gesamt	110'450	21	25%	568'818

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, CO₂-Emissionen und Ammoniakwasser

Die Kosten für Brennstoff, CO₂-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)^{RR} 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 CO₂-Emissionen wird gemäss Abschnitt 2.4.2 ein Preis von 121.5 CHF/t angesetzt.

^{OO} <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/arbeit-erwerb/loehne-erwerbseinkommen-arbeitskosten/erwerbseinkommen.html>

^{PP} <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/arbeit-erwerb/loehne-erwerbseinkommen-arbeitskosten/arbeitskosten.html>

^{QQ} VZS = Vollzeitstelle

^{RR} 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
Fixkosten gesamt	12.09 MCHF/a

Tabelle 6-6 Variable Betriebskosten

Kostenpunkt	
Brennstoffkosten (Arbeitspreis)	69'366.9 CHF/GWh
CO ₂ -Kosten	68'526.0 CHF/GWh
Ammoniak	111.9 CHF/GWh
Instandhaltung variable Kosten	319.1 CHF/GWh
Variable Kosten gesamt	138'323.9 CHF/GWh

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, CO₂-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^{SS}. Der Ölpreis frei Anlagenstandort beinhaltet die Transportkosten per Binnenschiff von Rotterdam nach Basel und ■ km per Bahn innerhalb der Schweiz sowie die anfallenden Umschlagskosten und die Mineralölsteuer. Für Heizöl (ohne CO₂-Abgabe) wird ein Preis frei Anlagenstandort von 684 CHF/t angesetzt.

^{SS} Stand 16.11.2021

Tabelle 6-7 Fixkosten mit Heizöl (je Anlage)

Kostenpunkt	
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
Fixkosten gesamt	3.07 MCHF/a

Tabelle 6-8 Variable Betriebskosten mit Heizöl

Kostenpunkt	
Brennstoffkosten (Arbeitspreis)	160'740.0 CHF/GWh
CO ₂ -Kosten	89'667.0 CHF/GWh
Ammoniak	597.0 CHF/GWh
Instandhaltung variable Kosten	319.1 CHF/GWh
Variable Kosten gesamt	251'323.1 CHF/GWh

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 Gaslieferungsvertrages abzuwägen sein wird.

Das Anlagenkonzept, aber auch die Evaluation denkbarer 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 Prämisse «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 vorevaluiert. 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 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 allokalieren. 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 Termينpfad liegen werden. Dies bedingt sicherlich, dass schlussendlich Standorte ausgewählt werden, für die die Netzeinbindung eher unkompliziert ist.

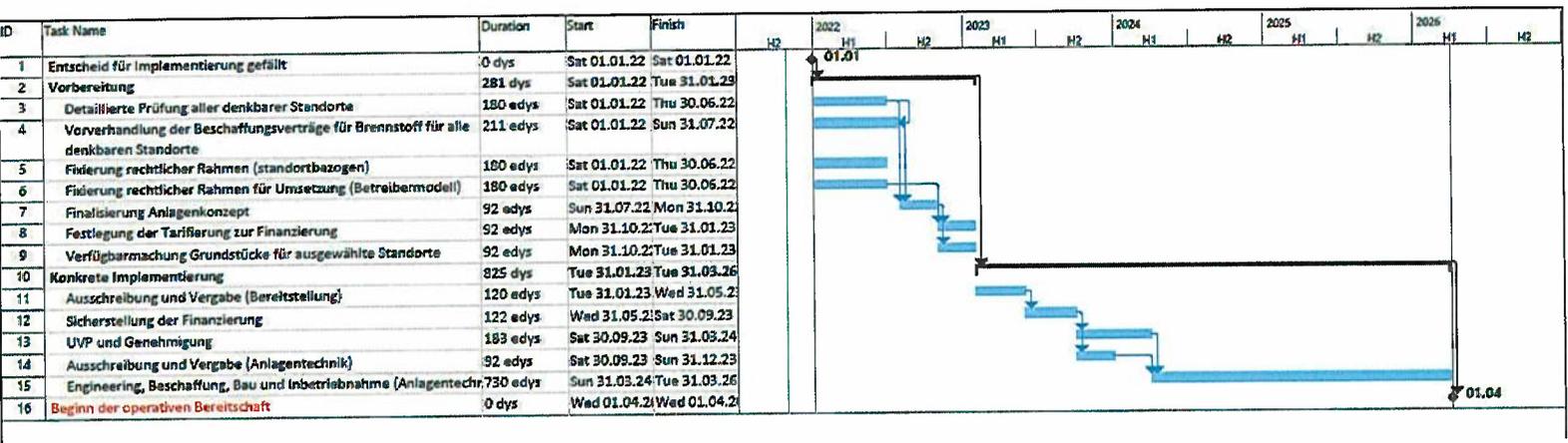


Abbildung 8-1: Denkbarer Zeitplan

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
Studie Spitzenlast-Kraftwerk
115006046 | November 2021
Teil 3 Afry 115006046-10-0-Schlussbericht.docx

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

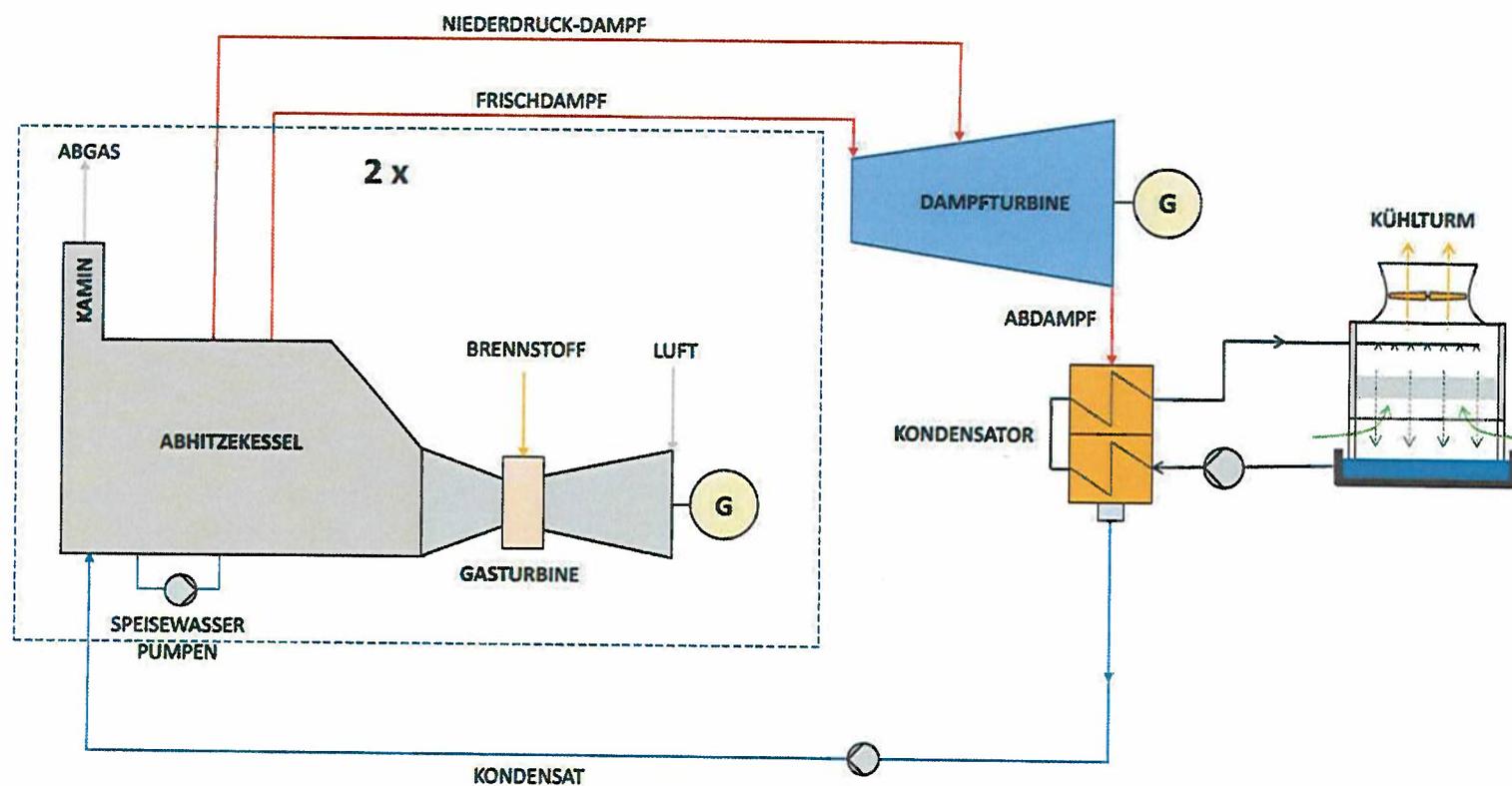
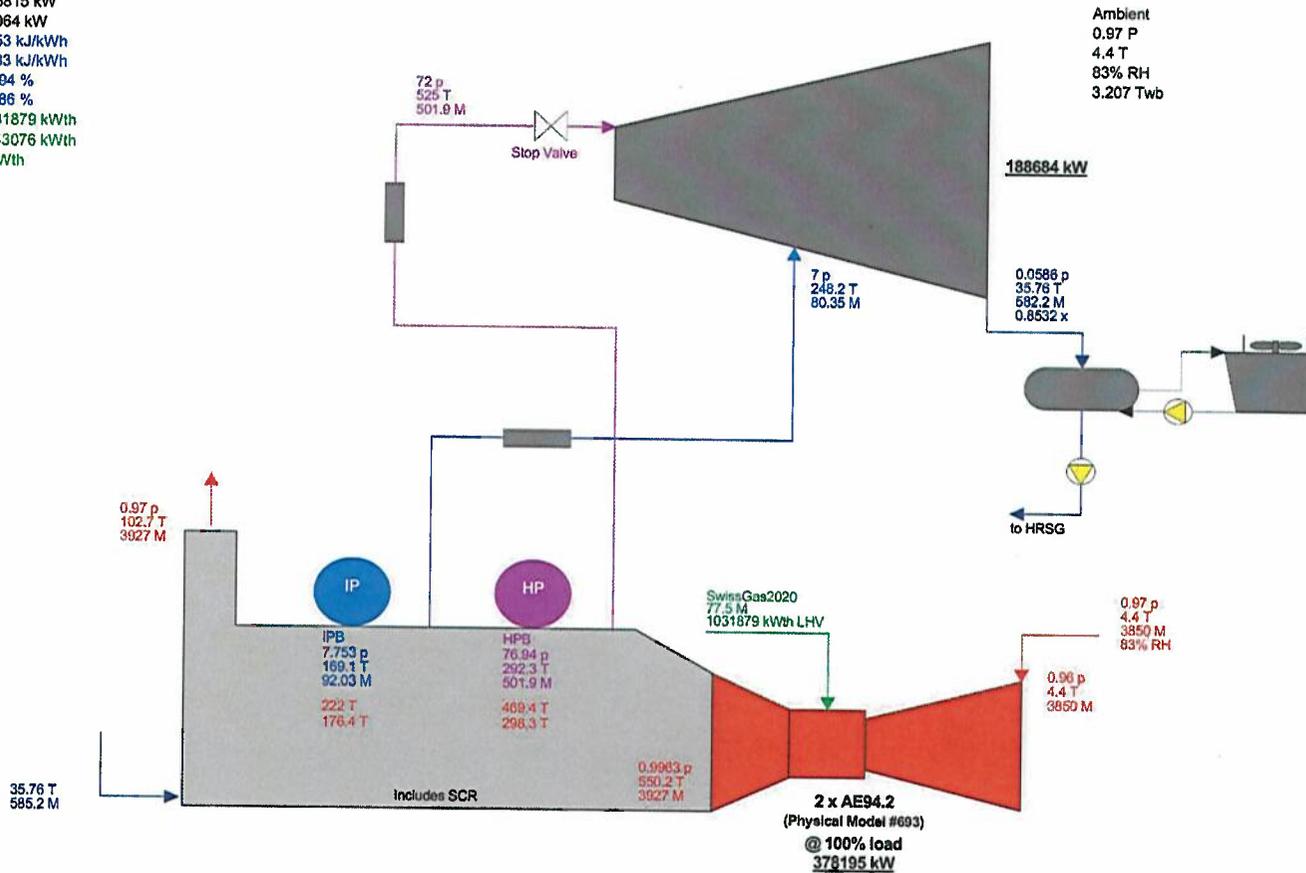


Abbildung 9-1 Vereinfachtes Fließschema E-Klasse Kombianlage

GT PRO 29.0 _
 Gross Power 566879 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

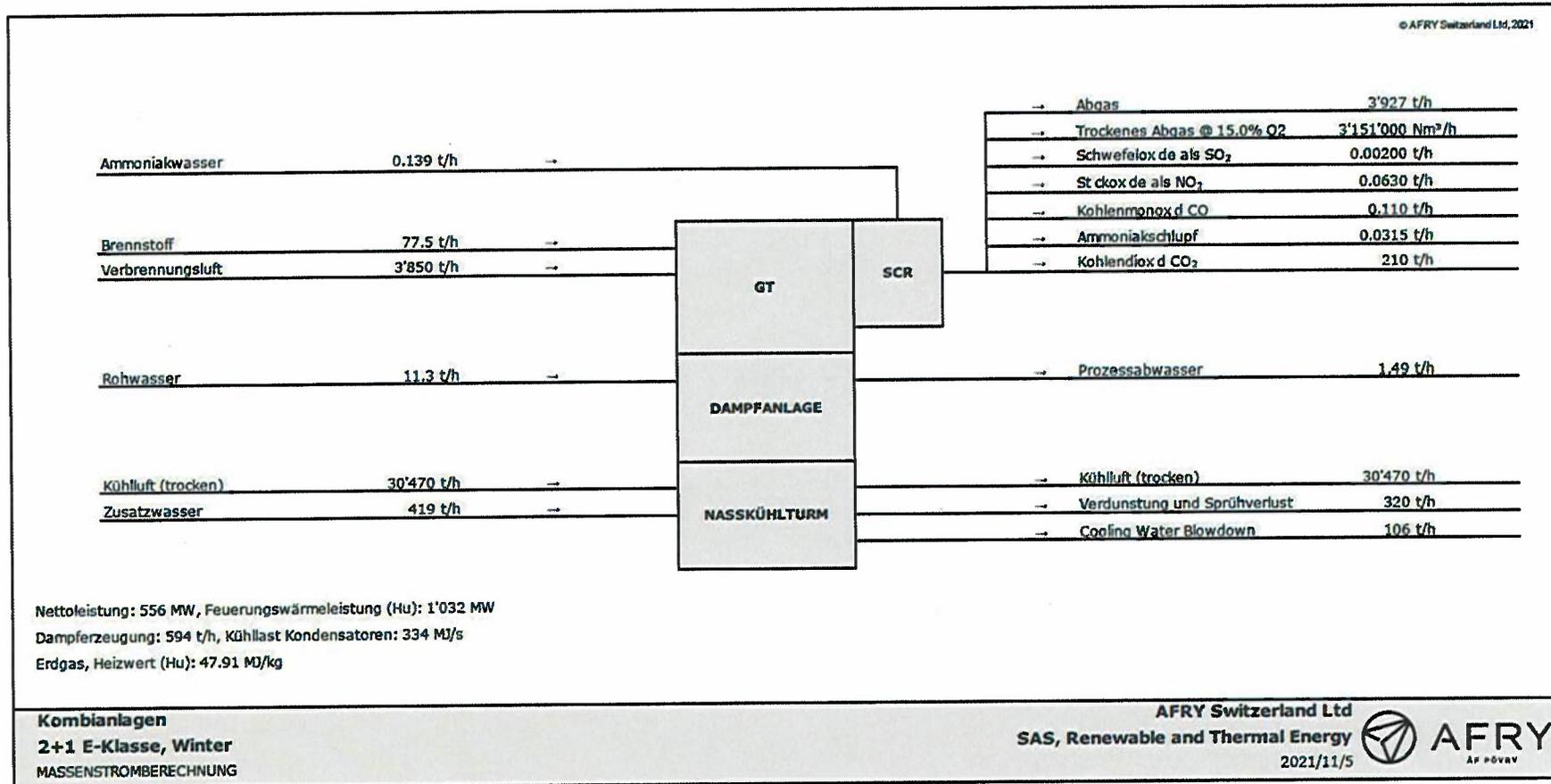


Abbildung 9-3 Massenströme E-Klasse Kombianlage

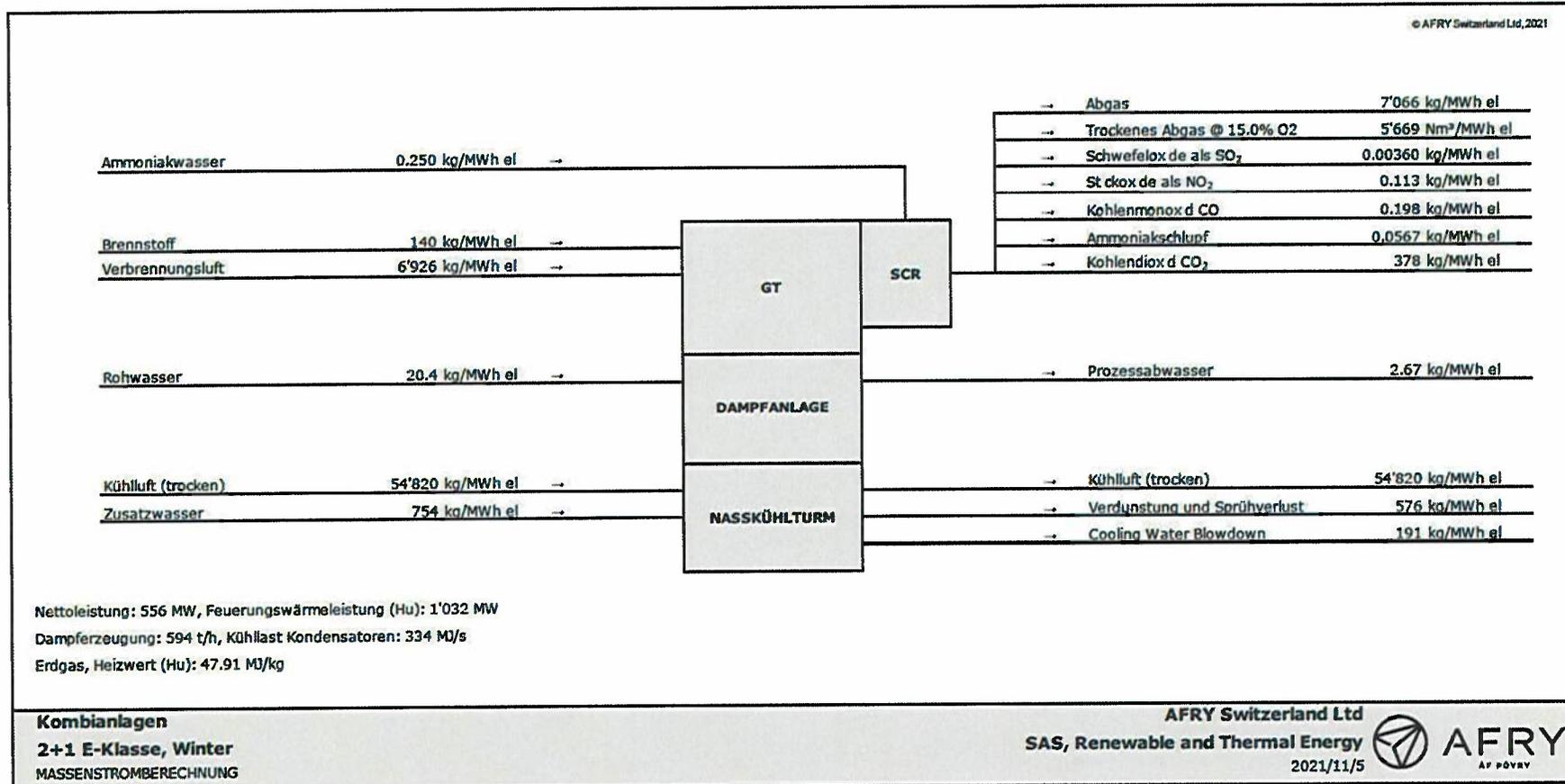


Abbildung 9-4 Spezifische Massenströme E-Klasse Kombianlage

9.1.2 Kostenschätzung

Tabelle 9-1 Investitionskosten E-Klasse Kombianlage

Kostenpunkt	
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
Gesamt	468.8 MCHF

Tabelle 9-2 Fixkosten Betrieb E-Klasse Kombianlage

Kostenpunkt	
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
Fixkosten gesamt	9.01 MCHF/a

Tabelle 9-3 Variable Kosten Betrieb E-Klasse Kombianlage

Kostenpunkt	
Brennstoffkosten (Arbeitspreis)	46'414.0 CHF/GWh
CO ₂ -Kosten	45'927.0 CHF/GWh
Ammoniak	75.0 CHF/GWh
Instandhaltung variable Kosten	319.1 CHF/GWh
Variable Kosten gesamt	92'735.1 CHF/GWh

9.2 GKK basierend auf F-Klasse

9.2.1 Technische Parameter

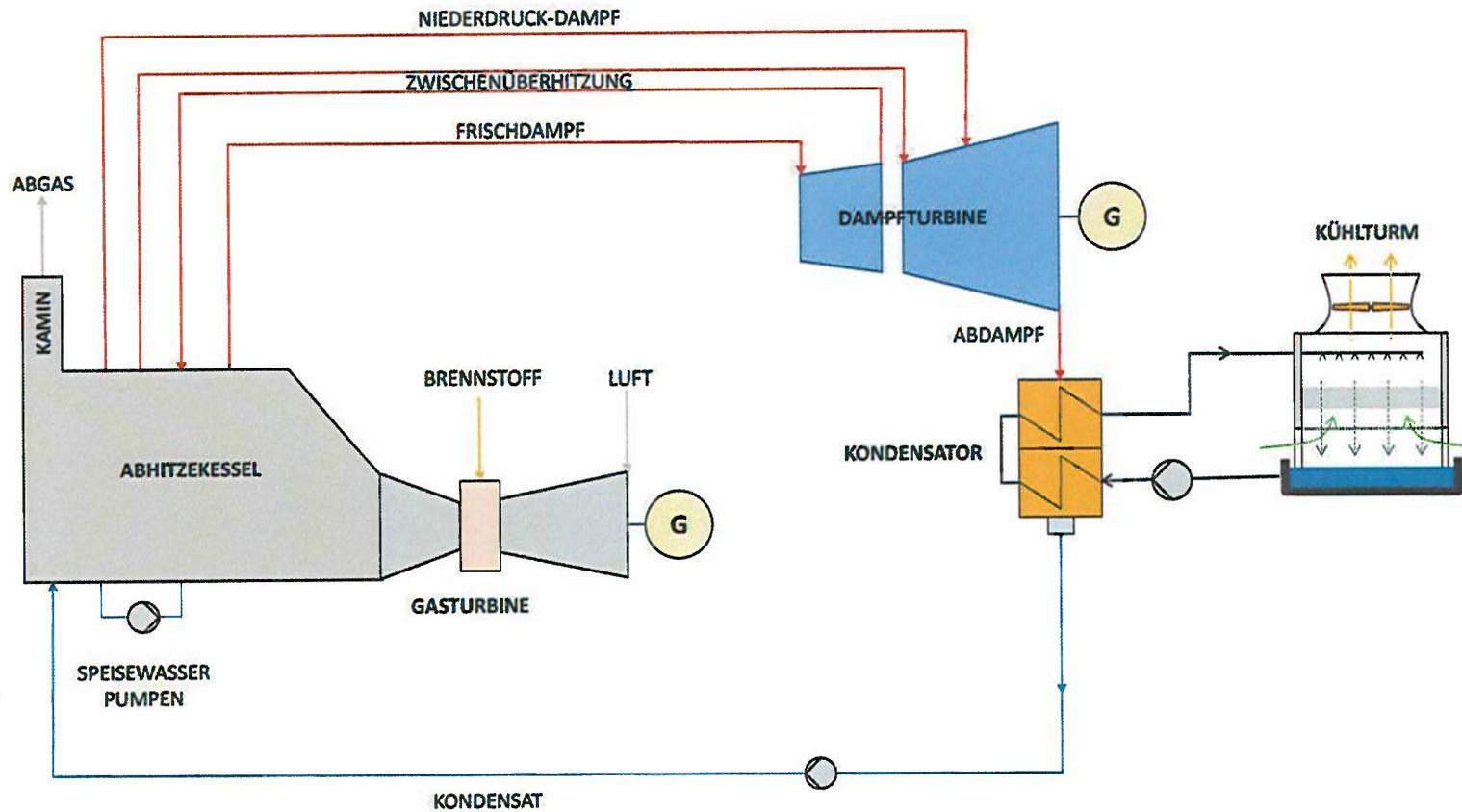
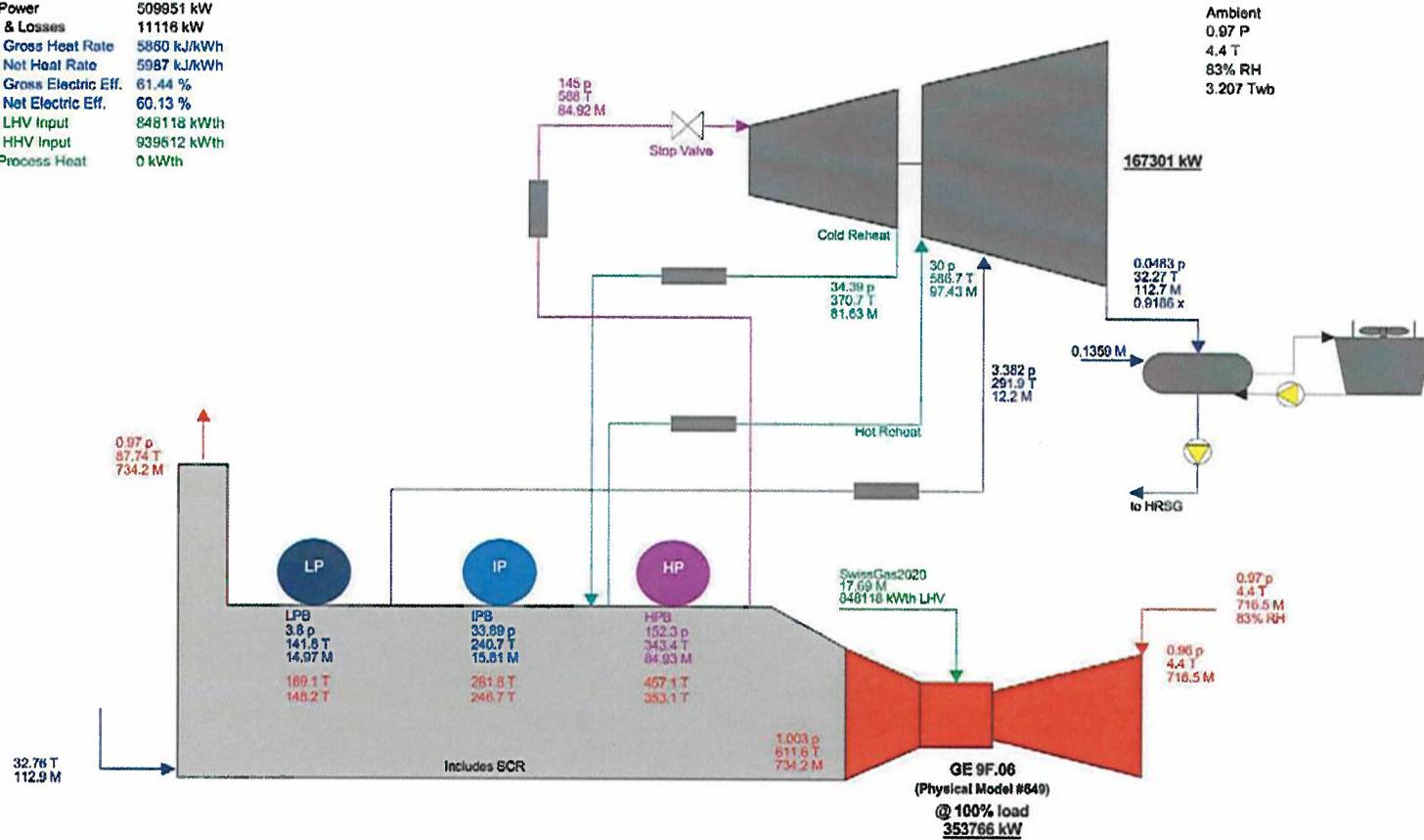


Abbildung 9-5 Vereinfachtes Fließschema F-Klasse Kombianlage

GT PRO 29.0
 Gross Power 521087 kW
 Net Power 509951 kW
 Aux. & Losses 11118 kW
 LHV Gross Heat Rate 5860 kJ/kWh
 LHV Net Heat Rate 5987 kJ/kWh
 LHV Gross Electric Eff. 61.44 %
 LHV Net Electric Eff. 60.13 %
 Fuel LHV Input 848118 kWth
 Fuel HHV Input 939612 kWth
 Net Process Heat 0 kWth



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 Reservkraftwerk - AFRY Intom - 300_Process\350_Calculation\GTPRO\Design\IF-ClassKombi.GTP

Abbildung 9-6 Wärmeschaltbild F-Klasse Kombianlage, Betrieb mit Erdgas

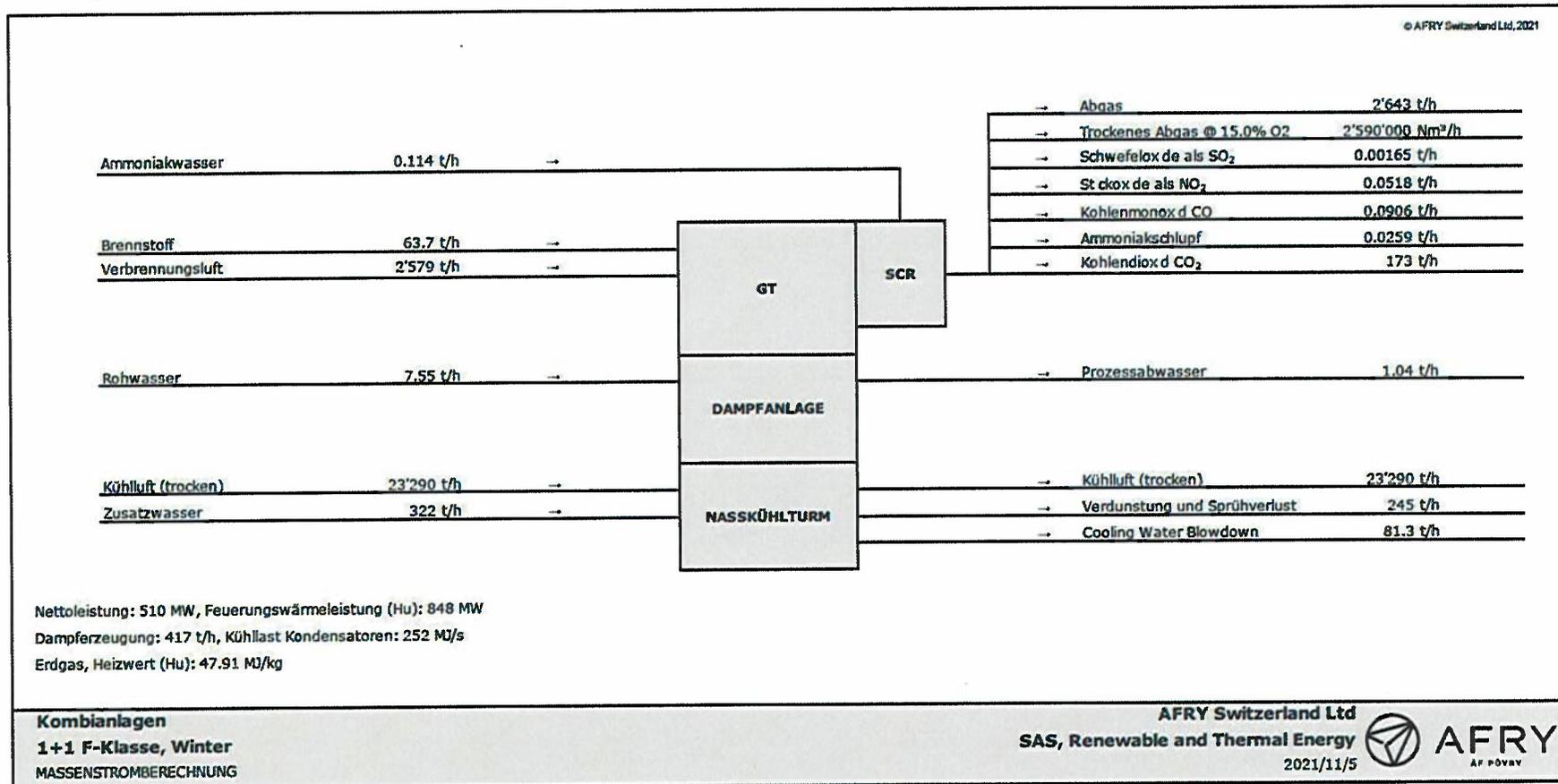


Abbildung 9-7 Massenströme F-Klasse Kombianlage, Betrieb mit Erdgas

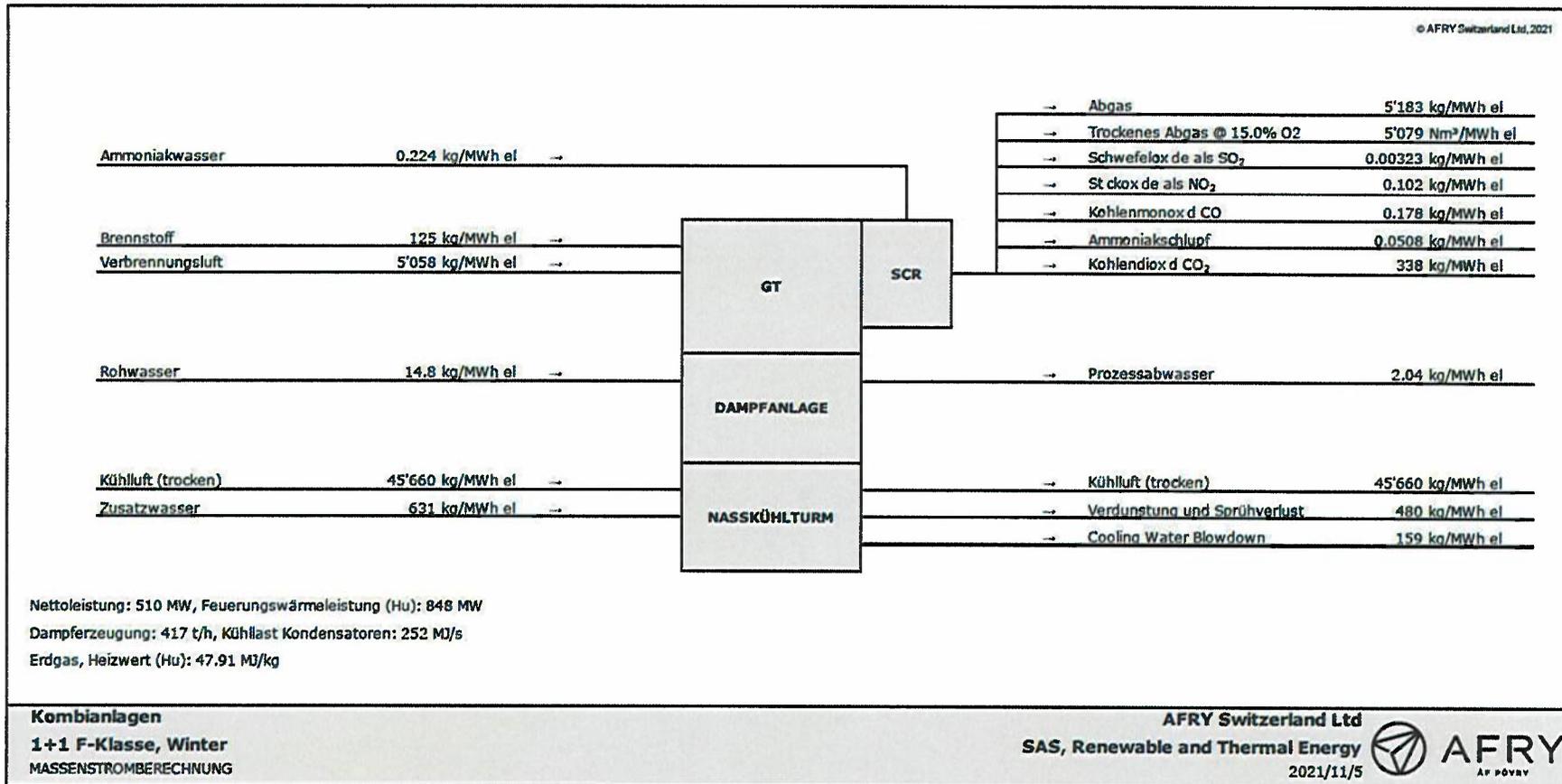
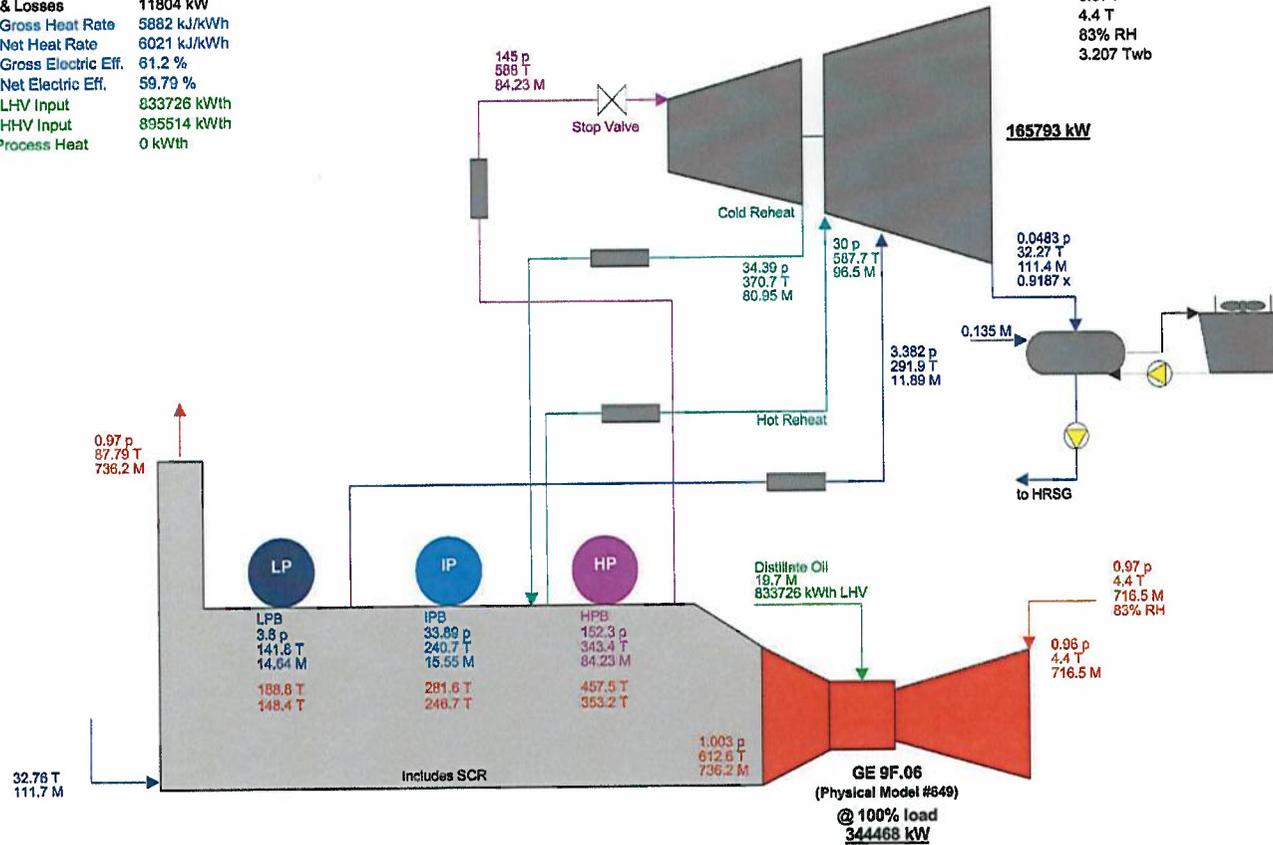


Abbildung 9-8 Spezifische Massenströme F-Klasse Kombianlage, Betrieb mit Erdgas

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 kWth
 Fuel HHV Input 895514 kWth
 Net Process Heat 0 kWth

Ambient
 0.97 P
 4.4 T
 83% RH
 3.207 Twb



p [bar] T [C] M [kg/s], Steam Properties: IFC-67

GT PRO 29.0 _

169 11-23-2021 10:55:50 file=C:\Users\A410343\AFRY\EICom - Studie Reservekraftwerk - AFRY Intern - 300_Process\350_Calculation\GTPRO\Design\F-ClassKombi_ol.GTP

Abbildung 9-9 Wärmeschaltbild F-Klasse Kombianlage, Betrieb mit Heizöl

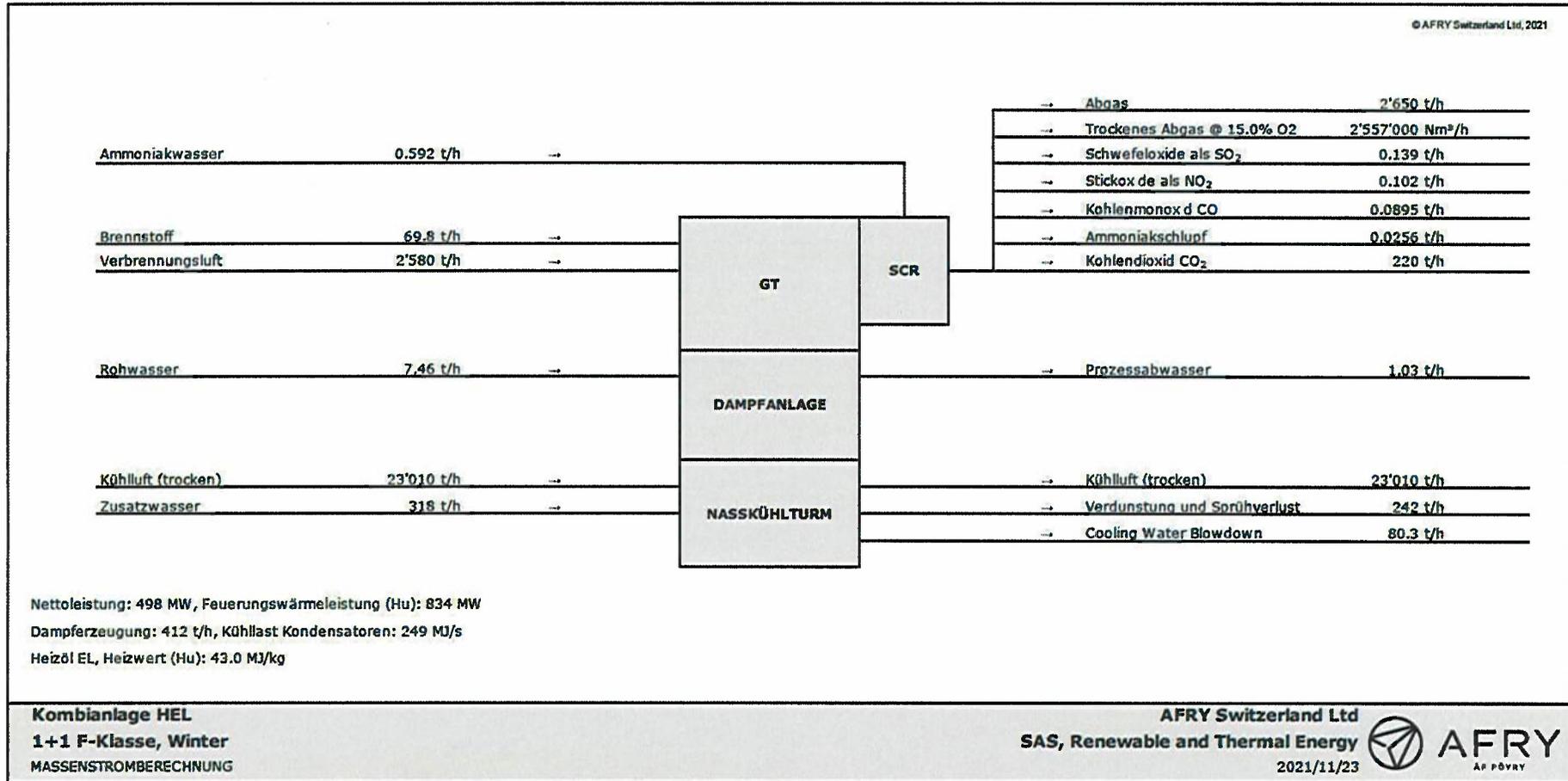


Abbildung 9-10 Massenströme F-Klasse Kombianlage, Betrieb mit Heizöl

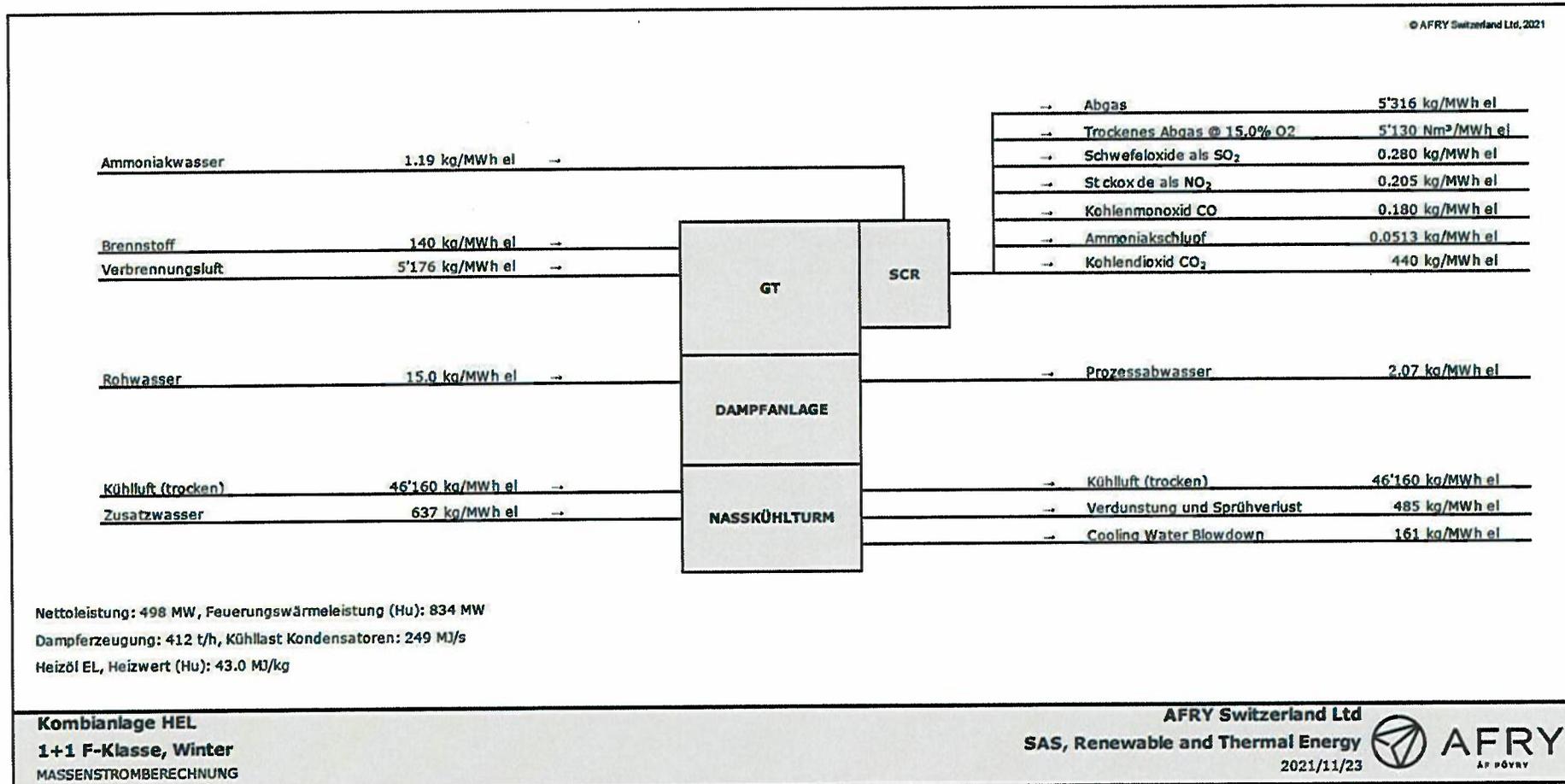


Abbildung 9-11 Spezifische Massenströme F-Klasse Kombianlage, Betrieb mit Heizöl

9.2.2 Kostenschätzung, Erdgas

Tabelle 9-4 Investitionskosten F-Klasse Kombianlage, Erdgas

Kostenpunkt	
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
Gesamt	448.1 MCHF

Tabelle 9-5 Fixkosten Betrieb F-Klasse Kombianlage, Erdgas

Kostenpunkt	
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
Fixkosten gesamt	8.53 MCHF/a

Tabelle 9-6 Variable Kosten Betrieb F-Klasse Kombianlage, Erdgas

Kostenpunkt	
Brennstoffkosten (Arbeitspreis)	41'577.5 CHF/GWh
CO ₂ -Kosten	41'067.0 CHF/GWh
Ammoniak	67.2 CHF/GWh
Instandhaltung variable Kosten	366.1 CHF/GWh
Variable Kosten gesamt	83'077.8 CHF/GWh

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
Gasanbindung	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
Gesamt	542.1 MCHF

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

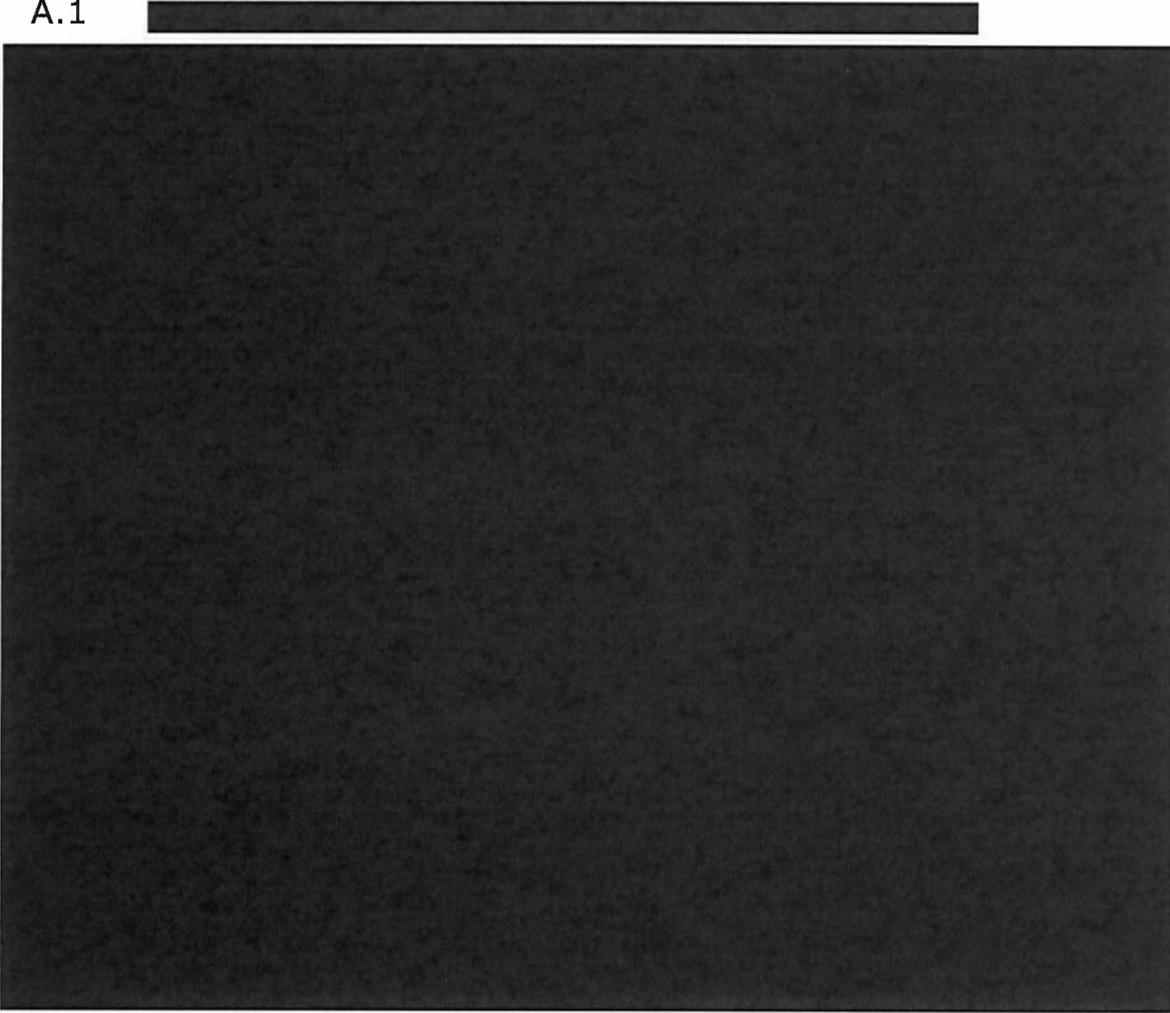
Kostenpunkt	
Brennstoffkosten (Leistungspreis)	0.00 MCHF/a
Arbeitskosten	0.70 MCHF/a
Instandhaltung Fixkosten	1.84 MCHF/a
Stromverbrauch im Stillstand	0.33 MCHF/a
Verschiedenes	0.25 MCHF/a
Fixkosten gesamt	3.12 MCHF/a

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

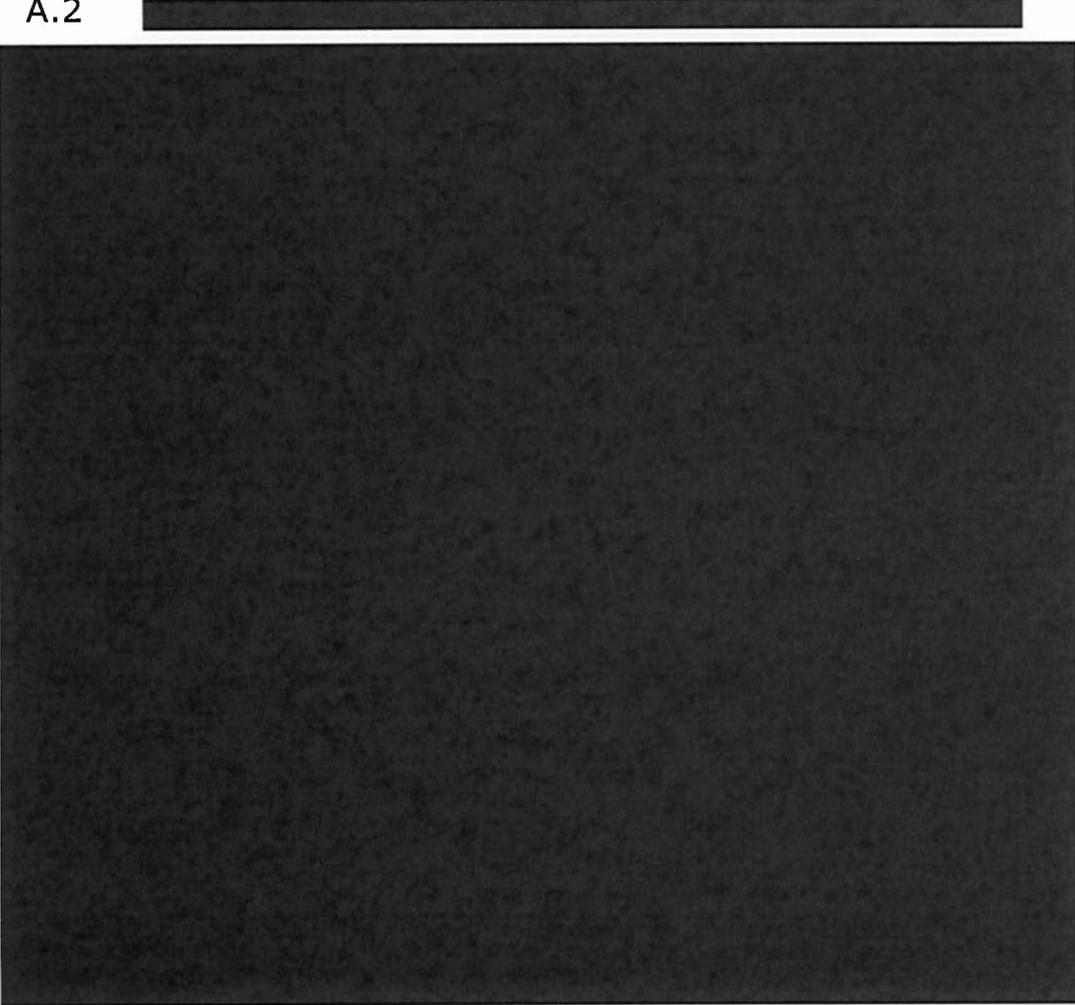
Kostenpunkt	
Brennstoffkosten (Arbeitspreis)	95'760.0 CHF/GWh
CO2-Kosten	53'460.0 CHF/GWh
Ammoniak	357.0 CHF/GWh
Instandhaltung variable Kosten	366.1 CHF/GWh
Variable Kosten gesamt	149'943.1 CHF/GWh

A Anhang A

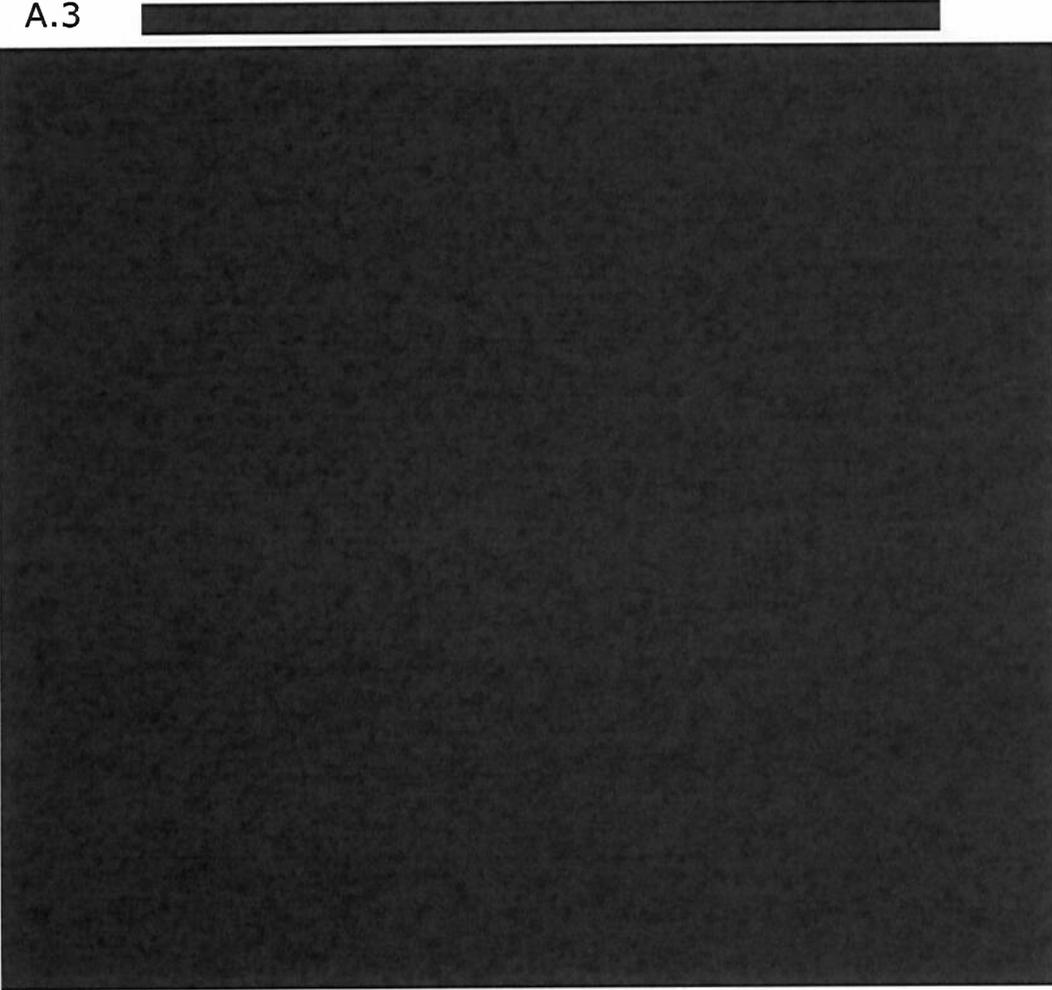
A.1



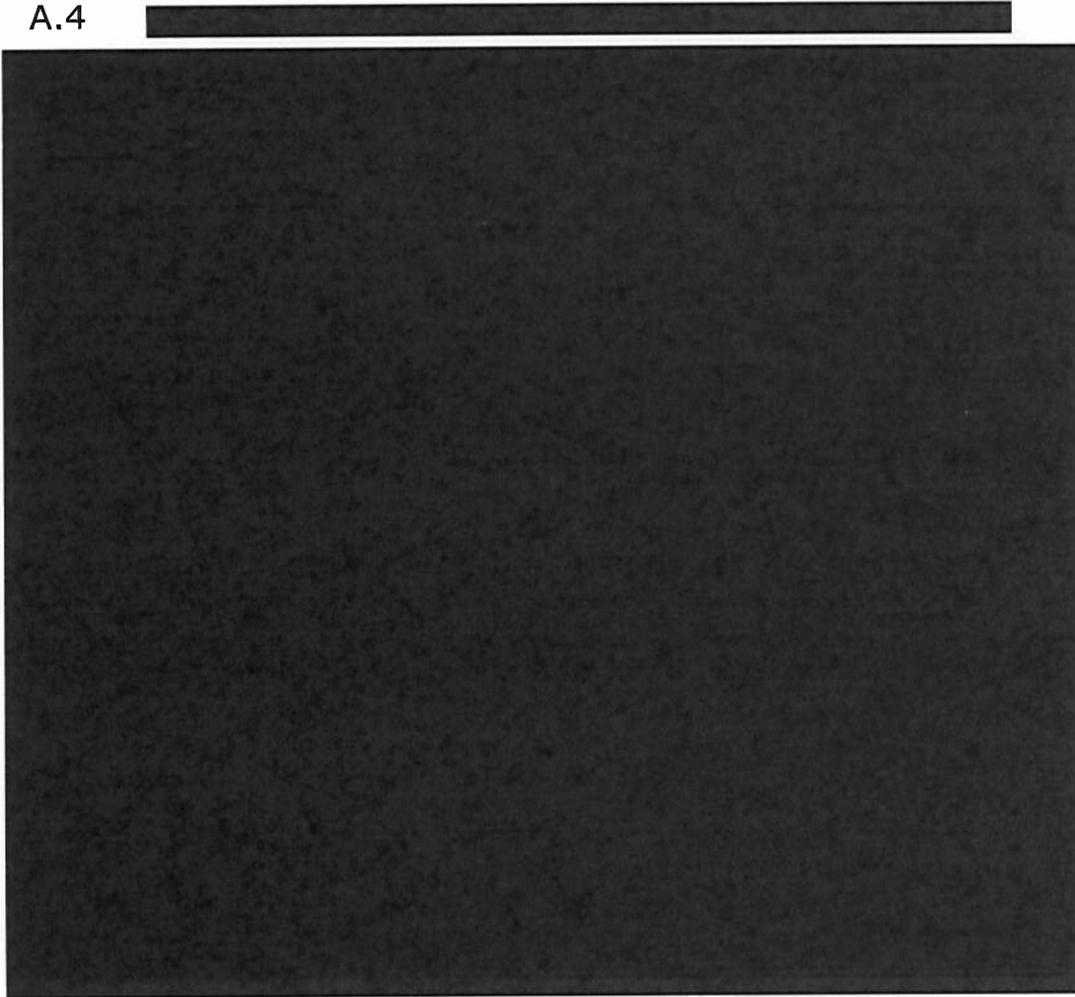
A.2



A.3



A.4



A.5



A.6

