

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt
Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

Radetzkystraße 2
1030 Wien

Per E-Mail: oenip@bmk.gv.at

Abteilung für Umwelt- und Energiepolitik
Wiedner Hauptstraße 63 | 1045 Wien
T 05 90 900-DW | F 05 90 900-269
E up@wko.at
W wko.at/up

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom	Unser Zeichen, Sachbearbeiter	Durchwahl	Datum
	Up/0077/23/Hü/Mi	3007	15.9.2023
	DI Claudia Hübsch		

Konsultationsentwurf Netzinfrastukturplan (NIP); Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Wirtschaftskammer Österreich nimmt zum Konsultationsentwurf des Netzinfrastukturplans (NIP) wie folgt Stellung und stimmt einer Veröffentlichung auf der Website des BMK zu.

I. Allgemeines

Für die Versorgungssicherheit ist ein Hand-in-Hand-Gehen von Erneuerbaren Ausbau mit dem Netzausbau ein grundlegendes Erfordernis. Aber auch die Speicherung und Sektorkopplung müssen berücksichtigt werden, um saisonale Schwankungen kosteneffizient auszugleichen. Eine integrierte Planung, die auf bereits bestehenden Instrumenten aufbaut, ist dabei unabdingbar. Der Netzinfrastukturplan soll dies darstellen und die Zielsetzung wird grundsätzlich begrüßt. Zu hinterfragen ist im Allgemeinen, welche Rechtsform der NIP einnehmen wird. Welche rechtliche Bedeutung bzw rechtlichen Konsequenzen sind mit dem finalen Dokument zu erwarten.

Essenziell ist bei einem derartigen Plan zur Netzinfrastuktur die Betrachtung des zugrundeliegenden Transition-Szenarios. Es ist befremdlich, dass das federführende Szenario noch nicht veröffentlicht worden ist, der NIP aber zur Konsultation gestellt wird. Die WKÖ fordert die Einbeziehung unter Offenlegung sämtlicher Informationen wie insbesondere des „Transition Szenarios“ mit seinen sämtlichen Details und Annahmen. Es bestehen **grundsätzliche Bedenken**, ob der genannten Herangehensweise und der insbesondere daraus folgenden **mangelnden integrierten Planung**.

Im Folgenden wird auf einige ausgewählte Aspekte des nicht veröffentlichten Transition-Szenarios eingegangen, das von einem fast vollständigen Phase-Out fossiler Energie ausgeht, damit bis 2040 Klimaneutralität erreicht werden kann:

- **Die grundlegenden Planungsinstrumente des BMK müssen aufeinander abgestimmt sein:** Es wird von einer markanten Entwicklung hin zu höherer Energieeffizienz und einer starken Elektrifizierung ausgegangen, für die von einem erneuerbaren Ausbau von rund 39 TWh zwischen 2020 und 2030 ausgegangen wird; zum Vergleich: der Entwurf des Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) nimmt 34 TWh an. Der vorliegende NIP und der Entwurf des NEKP kommen also zu unterschiedlichen Zahlen. Laut NIP soll im Jahr 2030 auch doppelt so viel Strom mit Photovoltaik und Windkraft erzeugt werden als in den EAG-Ausbauzielen (je + 21 TWh. Dies erscheint uns aus heutiger Sicht überschießend, ebenso wie die veranschlagte Verringerung des Endenergieverbrauchs um 30%. Auch aus dem Entwurf zum NEKP ist für uns nicht erkennbar, wie dies bewerkstelligt werden soll. Es stellt sich für uns daher die Frage, warum das BMK bei zwei zeitgleich stattfindenden Planungsprozessen - die in enger Wechselwirkung stehen - von derart stark abweichenden Grundannahmen ausgeht. Bei der Erstellung des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes vor erst zwei Jahren wurde von einem Ausbauziel von „nur“ 27 TWh ausgegangen. Derartige regelmäßige Anpassungen der Szenariorechnungen und Zielverschärfungen stellen eine Herausforderung für die Planungssicherheit unserer Mitgliedsbetriebe dar, die darüber hinaus mit der derzeitigen konjunkturellen Lage gefordert sind.
- **Erdgas** soll bis 2040 vollständig durch andere Energieträger ersetzt werden; dies wird auch für den nicht-energetischen Verbrauch angenommen, wobei kein Ersatz durch Biomethan erfolgen soll. Derzeit ist nicht ersichtlich, wie Erdgas komplett kompensiert werden könnte.
- Es wird 2040 ausschließlich erneuerbarer **Wasserstoff** erzeugt und eingesetzt. Vom Bedarf in Höhe von 29 TWh werden 40 % in Österreich erzeugt und 60 % importiert. Bemerkenswert ist dabei, wenn man einen Blick auf die H₂-Infrastruktur im Jahr 2040 wirft (Abb. 68), dass Westösterreich ohne (leitungsgebundenes) H₂ auskommen muss und nur über Biomethan verfügen wird. Diese Annahmen werden als unrealistisch eingestuft.
- Die **Treibhausgasemissionen** sinken außerhalb des Emissionshandels um 86 % im Jahr 2040 gegenüber 1990 und um 57 % im Jahr 2030 gegenüber 2005; zum Vergleich: die EU Effort-Sharing Verordnung sieht für Österreich eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um 48 % gegenüber zu 2005 vor. Außerhalb des Emissionshandels sinken die österreichischen Treibhausgasemissionen (außer in der Covid-Pandemie) nur sehr langsam. Der Zielwert um -57% ist daher mehr als unrealistisch.
- Es verbleiben 11 Mio t CO₂-Emissionen in den Sektoren Landwirtschaft, Abfallwirtschaft, F-Gasen sowie energie- und prozessbedingte Industrieemissionen → natürliche Kohlenstoffspeicherung muss ausgebaut werden. Für hard-to-abate-Sektoren ist technologische Abscheidung und Speicherung anzudenken. Jede Anstrengung zur Abscheidung und Speicherung wird unterstützt.

Künftiger Infrastrukturbedarf:

Generell kann die **Kernaussage für das Stromnetz** nachvollzogen werden: Die wachsende erneuerbare Stromerzeugung und die zunehmende Elektrifizierung stellen beim Stromnetz die großen Herausforderungen dar. Die Ausführungen bezüglich der Stromtransportbedarfskorridore werden nicht in Zweifel gezogen. Einmal mehr zeigt sich, dass das österreichische Stromnetz derzeit nicht für die Transformation dieses Sektors gerüstet ist. Dies gilt sowohl für die Ost-West- als auch für die Nord-Süd-Verbindungen.

Im Bereich der Infrastruktur für das **Methan- und Wasserstoffnetz** der Zukunft kann für die Ergebniszusammenfassung (§ 113 ff) festgehalten werden, dass die **Kernaussagen des NIP zur**

Gasinfrastruktur im Wesentlichen mit jenen der von der AGGM erstellten Langfristigen und Integrierten Planung vereinbar sind:

- Das Methanetz wird jedenfalls in der derzeitigen Struktur bis 2030 weiterbestehen.
- Bis 2040 und darüber hinaus muss das Methanetz auf der Fernleitungsebene und in wesentlichen Teilen auf der Verteilernetzebene 1 und 2 erhalten bleiben, um das nationale Biomethanpotential aus Vergärung von feuchter Biomasse und Vergasung von fester Biomasse aufzunehmen, speichern und verteilen zu können.
- Das zukünftige Wasserstoffnetz wird zum großen Teil aus umgewidmeten Methanleitungen bestehen. Das Wasserstoffnetz wird die Funktionen Einspeisung aus Elektrolyseanlagen, Import, Speicherung, Verteilung und Export erfüllen.

Viele Energieverbraucher können demgegenüber in der Planung der AGGM ihre eigenen Projekte nicht finden und auch innerhalb der Gaswirtschaft ist die Koordination hinsichtlich konkreter Netz- und Speicherprojekte nicht abgeschlossen. Diese Koordination sollten in die Planungen einfließen.

Ein Ausbau der Wasserstoff-Infrastruktur ist dringend notwendig, um der Technologiefreiheit Rechnung zu tragen: Die Fahrzeuge entwickeln sich in ihren Antriebstechnologien rasant weiter - dies auch im Bereich der Wasserstofftechnologie. Umso wichtiger ist es, den Ausbau der Wasserstofftechnologie und Infrastruktur zu fördern, um auf den Wandel der Zeit vorbereitet zu sein.

Es darf auch nicht vergessen werden, E-Fuels entsprechend als Energietechnologie zu berücksichtigen: Diese haben die Eigenschaft, als Energieträger, aber auch als Energiespeicher in flüssiger Form zu dienen. Im Rahmen der Technologieoffenheit ist das essenziell. Selbiges gilt für Wasserstoff. Diese beiden Technologien müssen massiv gefördert werden, um eine Breitenwirkung zu erzielen.

Ebenso muss der Vehicle2grid-Methode mehr Beachtung geschenkt werden: V2G kann die in den Batterien von Elektrofahrzeugen gespeicherte erneuerbare Energie nutzen und zu Spitzenzeiten in das Netz zurückspeisen, wovon sowohl die Besitzer der Fahrzeuge als auch die gesamte Gesellschaft profitieren würde. Mit V2G-Technologie ausgestattete E-Fahrzeuge können als Speicher für erneuerbare Energien dienen. Dies gilt es ebenso zu berücksichtigen. Auch ist die Schaffung rechtlicher Rahmenbedingungen hierfür notwendig, um als Wirtschaftsstandort am Puls der Zeit zu bleiben.

Ein fast vollständiges Phase-Out von fossiler Energie ist als kritisch und unrealistisch zu sehen: Zwar besteht technisch die Möglichkeit, den Verbrenner-Fahrzeugbestand mittelfristig mit E-Fuels klimaneutral zu gestalten. Hierzu sind aber die rechtlichen Bedingungen notwendig, um die E-Fuels Produktion zu regeln. Darüber hinaus muss der politische Wille bestehen, dass diese auch für den individuellen Verkehr eingesetzt werden dürfen.

Weiters werden aber fossile Brennstoffe (Sprit wie Diesel und Benzin) weiterhin notwendig sein, um das aktuelle Wirtschaftssystem erhalten zu können: Insbesondere bei Nutzfahrzeugen (Traktoren, Einsatzfahrzeuge, schwere Nutzfahrzeuge etc) - speziell Traktoren haben eine lange Nutzungsdauer. Diese sind absolut relevant für die Aufrechterhaltung der Lebensmittelversorgung.

Eine geringere Verkehrsnachfrage ist kritisch zu sehen: Die Nachfrage nach der E-Mobilität nimmt rasant zu. Insbesondere ist die individuelle Mobilität nicht nur ein Ausdruck der persönlichen Freiheit, sondern Voraussetzung für Berufstätigkeit sowie die Eigenversorgung im nicht mit öffentlichen Verkehrsmitteln erschlossenen (insbesondere im ländlichen) Raum. Von einer geringen Nachfrage kann daher nicht ausgegangen werden.

Die Förderung von Wasserstoff ist an sich zu begrüßen: Jedoch ist der Ausschluss von Westösterreich von leitungsgebundenem H₂ kontraproduktiv: Insbesondere sind die westlichen Bundesländer wirtschaftsstarke Regionen, welchen eine entsprechende H₂-Infrastruktur gewährleistet werden muss, um den Wirtschaftsstandort erhalten zu können. Dies betrifft auch den Transit mit schweren Nutzfahrzeugen.

Die Ladeinfrastruktur muss generell ausgebaut werden, insbesondere um den Boom in der Elektromobilität bewerkstelligen zu können. Durch die erhöhten Absatzzahlen bei den E-Fahrzeugen steigt auch der Bedarf nach Ladestationen. Diese müssen an ein leistungsstarkes Netz angeschlossen werden, um die individuelle Mobilität zu gewährleisten. Hier muss das Stromnetz massiv verstärkt werden. Ebenso gilt das für die Photovoltaik.

Es bestehen **grundsätzliche Bedenken**, ob der genannten Herangehensweise und der insbesondere daraus folgenden **mangelnden integrierten Planung**. Die Methodik der integrierten Planung ist zu verbessern und es ist das Energiesystem der Zukunft - üblichen Standards folgend - ohne ex-ante vorgegebene Ziele anhand der regionalisierten Erzeugungen, Energiebedarfe und Nebenbedingungen zu modellieren. Die wahrscheinlich verfügbaren Technologien und Dekarbonisierungsziele sind daher Nebenbedingungen aber nicht die Basis für die Planungen. So kann zB die Umstellung von Industrie-Feuerungen auf erneuerbare Energieträger wie Wasserstoff oder Wärmebereitstellung bzw. Prozessoptimierungen durch Elektrifizierung ein wesentlicher Teil der Dekarbonisierung sein. Das **Tempo der Vorgaben für die Dekarbonisierung muss aber mit dem Ausbau der Infrastruktur synchronisiert** werden.

Ähnlich wie bei Stadterweiterungsgebieten, bei denen vorab eine Anbindung an den öffentlichen Verkehr errichtet wird, sollte auch bei der Erzeugung und beim Transport erneuerbarer Energieträger darauf geachtet werden, dass die Netze im größtmöglichen Maße für die dezentrale Erzeugung, Übertragung zwischen den geographischen Zonen der Erzeugung und des Verbrauchs, Speicherung und Flexibilität bereit sind. Wir unterstützen also einen „**Infrastructure first**“ Ansatz, wobei nicht der Netzkunde allein die Kosten für den vorausschauenden Ausbau tragen kann - ein Überdenken des Finanzierungssystems ist erforderlich.

Eine **realistische Entwicklung der Dekarbonisierung** der jeweiligen technischen Prozesse ist die **Basis für den künftigen Bedarf der jeweiligen Energieträger** und nicht umgekehrt. Die notwendigen Energieträger müssen dann auch transportierbar sein. Das heißt, es müssen auch **weiterhin bis zum tatsächlichen Umstieg auf andere Energieträger ausreichend Methan-Übertragungskapazitäten vorhanden bleiben**, um temporäre bzw. geographische Flaschenhälse zu vermeiden.

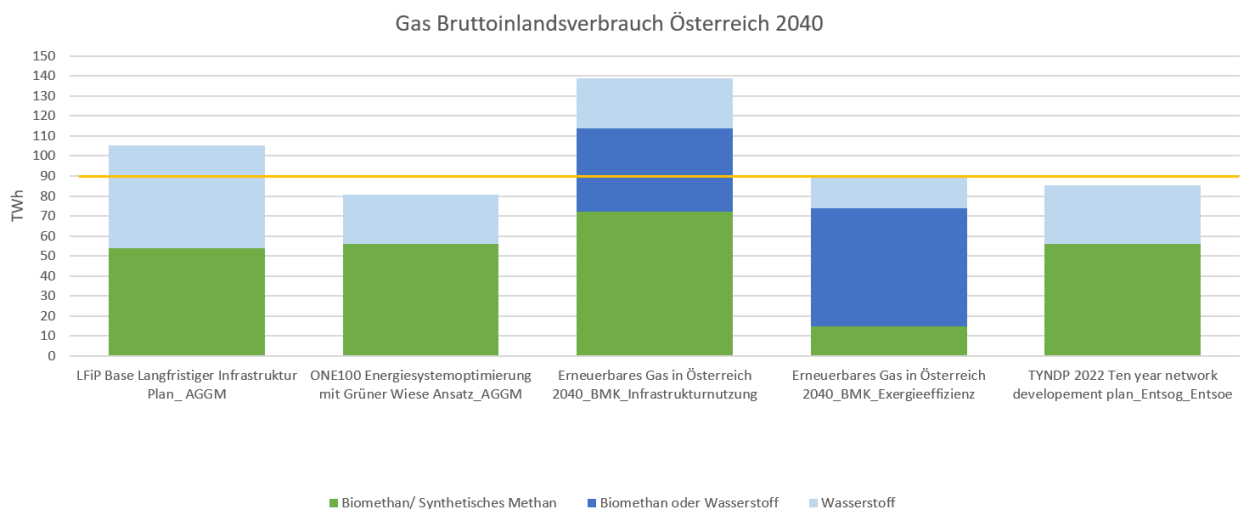
Parallel dazu muss der **bedarfsgerechte Zugang zu grünem Gas für die Industrie im NIP** berücksichtigt sein - dazu sind auch Erhebungen der Bedarfsentwicklung und die Berücksichtigung der Investitionsvorhaben und Rückmeldungen insbesondere der Industrieunternehmen notwendig. Dies bezieht sich insbesondere auf S 102 und S 116, wo als Grundlage für die Planung von Wasserstoffleitungsinfrastruktur nur sehr allgemeine errechnete Szenarios angegeben werden. Es sollten also die zukünftigen Bedarfe der einzelnen Standorte

abgefragt werden, und in der Planung der zu errichtenden Wasserstoffinfrastruktur berücksichtigt werden.

In diesem Zusammenhang ist hervorzuheben, dass für **Westösterreich** bis 2030 bzw. 2040 (je nach Szenario) keine Wasserstoff-Übertragungsleitungen geplant sind, und damit auch kein Anschluss an EU-weite Wasserstoffkorridore (vgl. S 75, 76, 101, 102). Vor solch einer folgenschweren Infrastrukturentscheidung müssen die zu erwartenden H₂-Bedarfe an den westösterreichischen Industriestandorten genau abgefragt werden und in die Planung der Wasserstoffinfrastruktur einbezogen werden, damit ein schon in der Infrastrukturplanung grundlegender Wasserstoffmangel für westösterreichische Industriestandorte unter allen Umständen vermieden wird. Aktuelle Beispiele aus Deutschland zeigen, dass auch Biomethanproduzenten ausfallen können; die Versorgungssicherheit ist im NIP nicht ausreichend berücksichtigt.

Die **Annahmen über die Entwicklung des Energieträgers Wasserstoff** sind nicht nachvollziehbar. So sind die angenommenen Mengen widersprüchlich und nicht nachvollziehbar und die **notwendigen Flexibilitäten** (insbesondere durch Wasserstoffspeicher) unterschätzt, was einen Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur und die notwendige Versorgung der (auch künftigen) Energiekunden in einer CO₂-armen Industrie gefährdet.

Alle bisherigen Szenarien zeigen einen **hohen Bedarf an gasförmiger Energie auch im Jahr 2040**, so dass auch die Leitungsnetze entsprechend mitwachsen bzw. umgerüstet werden müssen. Ohne Investitionen in die bestehende Infrastruktur wird es daher keine funktionierende und konkurrenzfähige Wasserstoffwirtschaft in Österreich geben.



Quelle: ÖVGW

Die Annahmen des Transition-Szenarios weichen jedoch stark von bisherigen Bedarfsermittlungen für erneuerbare Gase und dekarbonisierten Wasserstoff ab:

- Die vom BMK selbst beauftragte Studie: „Erneuerbares Gas in Österreich 2040“ aus 2021 geht von einem **Bedarf an gasförmigen Energieträgern (CH₄ und H₂) im Jahr 2040 zwischen 89 TWh bis 138 TWh** aus.
- Der im Transition-Szenario für 2030 bzw. **2040 angenommenen Wasserstoffabsatz von 21 TWh** (S 36, Tabelle 8, Verbrauch des Sektors Energie + Industrie) liegt weit unter den

Einschätzungen von Industrie und BMK selbst in anderen Publikationen. Damit kann die österreichische Industrie keine Dekarbonisierung umsetzen, sondern es geht in Richtung De-Industrialisierung!

- Auch die Annahme, dass wie geplant bereits 2030 der EU Hydrogen Backbone umgesetzt ist und somit signifikante kostengünstige Importe zur Verfügung stehen, ist eher optimistisch.
- Die **Angaben zum gesamten Wasserstoffabsatz** sind überdies **widersprüchlich**. Tabelle 8 (S 36) weist einen Wasserstoffverbrauch von 29 TWh im Jahr 2040 aus, wohingegen in Abbildung 75 und 76 ein Wasserstoffabsatz von rund 48 TWh 2040 ausgewiesen wird (Industrie allein rund 32 TWh).
- Zum **Biomethaneinsatz von 10 TWh 2040**: Die Technologie der Holzvergasung wird ignoriert. Hier ist nicht zu übersehen, dass hinsichtlich dieser Technologie vielen Vorteilen (wie der Speicherung als Beitrag zum erforderlichen Sommer-Winter Shift) viele Nachteile wie die Beeinträchtigung der Rohstoffverfügbarkeit und für die stoffliche Nutzung von Holz gegenüberstehen.
- Im Transition-Szenario **sinkt der Endenergieverbrauch bis 2040 um rund 30 % gegenüber 2020 über alle Sektoren**, wobei der Stromverbrauch steigt. Dies ist sehr optimistisch / unrealistisch in der kurzen Zeit.
- Der **Anstieg des Strombedarfs um 55%** durch die zunehmende Elektrifizierung wird auch als zu gering eingestuft.
 - Im Vergleich zu 2020 wird in 2040 viermal (4x) so viel Strom aus Windkraft und 20x so viel Strom aus PV erzeugt.
 - Dies erfordert eine Vervielfachung der bestehenden Kapazitäten und erscheint aus heutiger Sicht sehr optimistisch / unrealistisch!
 - Laut einer Studie von Oesterreichs Energie würde die direkte und indirekte Elektrifizierung vieler Sektoren, allen voran Wärme und Mobilität, zu einem beinahe doppelten Strombedarf von 140 TWh führen.

Infrastruktur und Industrie:

- Die österreichische Industrie als Bedarfsträger von Energie (Strom, Gas) besteht aus Großindustrie und vielen kleineren und mittleren Unternehmen. Der NIP muss auch diesen Unternehmen die Investitionssicherheit geben, dass auch nach 2040 die Energieversorgung in der richtigen Leistung und am richtigen Ort jederzeit ermöglicht werden kann.
- Damit sind zum einen die Ziele des Transition-Szenariums mit minus 30% Energiebedarf nicht erreichbar, zum anderen wird sich die Industrie aus Österreich zurückziehen.
- Gerade diese mittlere und kleine Industrie und Gewerbeunternehmen sind aber ein wesentlicher Faktor für den Wirtschaftsstandort Österreich und wesentlich für unseren aktuellen und zukünftigen Wohlstand.

FAZIT: Das „Transition-Szenario“, das auf unrealistischen Annahmen hinsichtlich der Bedarfe an Wasserstoff und Methan basiert und den zeitkritischen Infrastrukturausbau als Schlüsselement der Dekarbonisierung determiniert, darf nicht Grundlage für die strategische Infrastrukturplanung sein! Das „Transition Szenario“ als Basis für den NIP heranzuziehen ist methodisch falsch und wird daher entschieden abgelehnt. **Die Korrektur und die Offenlegung des Transition Szenarios mit allen Annahmen wird gefordert.**

Wir stellen weiters mit großer Sorge fest, dass eine **CO₂-Netzinfrastuktur** nicht in den derzeitigen Netzentwicklungsplänen enthalten ist, und sehen aufgrund der großen CO₂-Mengen

hier einen essenziellen Handlungsbedarf. Es erfordert in Industrien wie beispielsweise in der Kalk-, Ziegel-, Feuerfest-, Gips- und Zementherstellung oder der Müllverbrennung entsprechende Infrastrukturen, insbesondere eines CO₂-Pipelinetzes, um verbleibendes CO₂ aus der Produktion/Verbrennung zu genehmigten CO₂-Speicheranlagen (CCS - Carbon Capture Storage) und/oder CO₂-Verwendungsanlagen (CCU - Carbon Capture Utilization) transportieren zu können. Wir weisen darauf hin, dass im derzeit in Begutachtung befindlichen NEKP dieses Leitungsnetz erwähnt wird. Wir fordern die rasche Analyse und die Finanzierung des Ausbaus dieses CO₂-Infrastrukturbereichs und die Planung im Rahmen einer integrierten Infrastrukturplanung.

Besondere Bedeutung haben Maßnahmen, die **grenzüberschreitende Möglichkeiten der Infrastrukturentwicklung** umsetzen. So kann eine Energiewende nur europäisch gelingen, daher müssen die Leitungen entsprechend ausgebaut werden. Andererseits kann eine Modellierung anhand eines vorgegebenen (nichtveröffentlichten) „Transition Szenarios“ auch nicht dazu führen, dass nicht nachvollziehbare vermeintliche Energieaustausche mit Nachbarstaaten prognostiziert werden (so zB die Annahme, dass 2040 PV-Strom exportiert werden kann).

Eine **fundamentale Problematik** ist schließlich, dass das Verhältnis des vorliegenden NIP zu den im Gas- und im Elektrizitätsrecht verpflichtend vorgegebenen Planungen aus Sicht der Energiekunden unklar ist. Und aus Sicht der Gaswirtschaft wird zudem moniert, dass der NIP den Ausbau der Erneuerbaren Energien zwar tendenziell unterstützt, aber konkrete Auswirkungen bzw. Erleichterungen für Projektrealisierungen nicht erkennbar sind; zudem entsteht der Eindruck, der NIP sei unverbindlich.

Sowohl die Energiewirtschaft als auch die Energiekunden brauchen klare Planungen, um ihre Investitionen langfristig planen und steuern zu können. Dazu gehört auch die Klärung der Verhältnisse zu den gas- und elektrizitätsrechtlichen Planungen, um **Rechts- und Planungssicherheit** für alle Akteure zu erreichen.

II. Im Detail

Zu „1 Einleitung“ (S 5 ff)

S 5, 1. und 2. Absatz: Aus Sicht der WKÖ dürfen beim NIP nicht die Erreichung der beiden (freiwilligen nationalen) politischen Ziele „100 % erneuerbare Stromerzeugung bis 2030 (national bilanziell) und „Klimaneutralität 2040“ im Vordergrund stehen, sondern vielmehr die **umfassende Gewährleistung der international wettbewerbsfähigen Versorgungssicherheit Österreichs, seiner Betriebe und privaten Verbraucher, mit der bedarfsgemäßen Energie.**

Ausgehend vom prognostizierten Bedarf an Strom, Gas und Wasserstoff sowie weiteren Energieträgern und der erfolgreichen Schaffung der entsprechenden rechtlichen, organisatorischen und finanziellen Rahmenbedingungen können sodann politische Zielsetzungen abgeleitet werden.

Die Verfügbarkeit klimaneutraler und/oder erneuerbarer Energieträger an den oft regional verteilten Standorten in ausreichender und leistbarer Menge ist ausschlaggebend für den Erhalt der Arbeitsplätze und der Wertschöpfungsketten in Österreich. Entsprechend ist der Ausbau der benötigten Infrastruktur auch in den Regionen voranzutreiben.

Weiters ist zu hinterfragen, ob es für die Erreichung der Klimaneutralität notwendig ist, fossile Energieträger „vollständig zu substituieren“, zumal ja Klimaneutralität (net zero) und nicht Treibhausgasfreiheit als Ziel festgelegt wurde.

S 5, 3. Absatz: Zum Thema „Ausstieg aus der Nutzung von Erdgas bis 2040“ gilt es, die klare Auftrennung von Non-ETS (nationale Regelung) und ETS-Sektoren (EU-Regelung - Zielpfad 2050) zu beachten. Ein Sektor, der einem einheitlichen EU-Regime mit EU-weit verbindlichen Reduktionspfad 2050 unterliegt (EU-ETS), kann rechtlich nicht auf nationaler Ebene einem anderem Reduktionspfad unterworfen werden. Insofern muss auch die Nutzung von Erdgas in ETS-Anlagen sowie dessen Durchleitung nach 2040 weiterhin möglich sein. Der NIP führt auch aus:

„In Summe führt [...] die begrenzte Verfügbarkeit erneuerbarer Gase wie Biomethan und erneuerbarem Wasserstoff dazu, dass diese vor allem in jenen Anwendungen eingesetzt werden, wo keine Alternativen verfügbar sind.“

Diesbezüglich lässt der NIP offen, welche konkreten Annahmen hier getroffen wurden.

S 5, letzter Absatz: Die Aussage, dass die Ausbauplanungen Strom und Gas „relativ unabhängig voneinander durchgeführt“ wurden, ist unrichtig (ebenfalls S 113 vorletzter Absatz, wo die Planungen der APG und AGGM als „Ansatz einer betrieblichen Planung“ qualifiziert werden). APG und AGGM haben bereits ab 2019 mit einer echten sektorgekoppelten Energiesystemmodellierung gearbeitet (siehe <https://www.aggm.at/energiewende/one100/>: siehe auch LFiP22 S 12, S 16, S 25, LFiP21 S 9, S 11, S 14).

S 7, 1. Abs unter Abb 1: Bei der künftigen Netzinfrastuktur für Wasserstoff ist eine Betrachtung auch unterhalb der Netzebene 1 und 2 essenziell, um Planungssicherheit für die Versorgung von Betrieben in den diversen Regionen mit klimaneutralem Wasserstoff zu schaffen. Kunden und Energiewirtschaft brauchen Planungssicherheit.

Zu „2 Bestandsaufnahme der Energieinfrastruktur - die Grundlage unserer Energieversorgung“ (S 9 ff)

S 9, 1. Abs - Ziel 2040: Zum Satz „Bis 2040 ist die Energieversorgung de facto auf 100% erneuerbare Energieträger umzustellen, damit Klimaneutralität erreicht werden kann.“ gilt es, die klare Auftrennung von Non-ETS (nationale Regelung) und ETS-Sektoren (EU-Regelung - Zielpfad 2050) zu beachten. Ein Sektor, der einem einheitlichen EU-Regime mit EU-weit verbindlichen Reduktionspfad 2050 unterliegt (EU-ETS), kann rechtlich nicht auf nationaler Ebene einem anderem Reduktionspfad unterworfen werden. Insofern muss die Nutzung von Erdgas auch in ETS-Anlagen auch nach 2040 weiterhin möglich sein. Ebenso zu S 34, Tabelle 6.

S 11, letzter Satz - Ziel 2030: Beim Ziel 2030 „100 % erneuerbarer Strom - national bilanziell“ müssen die aus der „Mission 2030 - Die österreichische Klima- und Energiestrategie“ (Mai 2018) stammenden Ausnahmen der notwendigen Strommengen für Regel- und Ausgleichsenergie sowie der Eigenversorgung der Industrie berücksichtigt werden. Dort heißt es (S 17):

„Ausgleichs- und Regelenergie, netzbetriebsnotwendige Flexibilität sowie die Bereithaltung gesicherter Leistung werden weiterhin entsprechend der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zur Verfügung gestellt. Regel- und Ausgleichsenergie zur Stabilisierung des Netzbetriebs werden für die Berechnung der zu 100 % erneuerbaren Stromversorgung nicht einbezogen. Strom zur Eigenversorgung im Bereich der Sachgüterproduktion soll aus Gründen der

Ressourceneffizienz weiterhin aus der ressourcenschonenden, effizienten Verwendung von Kuppelprodukten an Firmenstandorten (z. B. in der Stahl- oder Papierindustrie) erzeugt werden, auch auf Basis nichterneuerbarer Energieträger. Es handelt sich hierbei in aller Regel um emissionshandelspflichtige Unternehmen, die für ihre CO₂-Emissionen Zertifikate abgeben müssen.... “.

Weiters heißt es (S 18):

„Für eine angestrebte 100%ige bilanzielle Stromversorgung durch erneuerbare Energie im Jahre 2030 sind ausreichende und jederzeit abrufbare Ausgleichs- und Regelenergiekapazitäten sowie netzbetriebsnotwendige Flexibilität bereitzustellen und zu erhalten, die dies ökonomisch und ökologisch ermöglichen. Eine besondere Rolle spielen hierbei hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen), die zur Aufrechterhaltung der Strom- und Wärmeversorgung insbesondere in Ballungsräumen notwendig sind. Des Weiteren sollen mehr sowie an den erhöhten Bedarf angepasste Investitionen in die Speicherinfrastruktur und das Übertragungs- und Verteilnetz getätigt werden. Bereits getätigte volkswirtschaftliche Investitionen (z. B. Infrastruktureinrichtungen, Leitungen, Speicher, Kraftwerke) sollen zur Transformation des Energiesystems beitragen. Auf bestehende Kapazitäten muss zurückgegriffen werden und vorhandene Netzinfrastrukturen müssen zusätzliche Aufgaben übernehmen (z. B. Power-to-Gas, Power-to-heat, Wind-to-Hydrogen, Power-to-Liquids). die nachhaltige Gewährleistung der Versorgungssicherheit insbesondere in energieintensiven Branchen beruht derzeit zu einem großen Teil auf Erdgas, was auch mittelfristig nur teilweise substituierbar ist.“

S 11 und andere - Lesbarkeit: Zur leichteren Lesbarkeit sollten alle Diagramme in Bezug auf Energiemenge in der Einheit (TWh) angegeben werden (siehe zB Abb 2 [PJ] und Abb 3) und alle Diagramme in Bezug auf Leistung in MW (siehe zB Abb 34 und 35, hier GWh/d.).

S 17 - PV-Ausbau: Die APG hat im Juli 2023 erneut darauf hingewiesen, dass die vermehrte Eigenproduktion durch Photovoltaik-Anlagen die Netze vor neue Herausforderungen stellt. Da besonders in den Sommermonaten viele Haushalte bzw. Gewerbebetriebe den eigenen Stromverbrauch mit einer Photovoltaik-Anlage decken, wird die Prognose für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz zunehmend erschwert. Eine weitere Herausforderung sind die fehlende Netzkapazitäten, um regional überschüssig produzierten Strom aus erneuerbaren Energien vollständig österreichweit zu verteilen bzw. zu den Pumpspeicherkraftwerken in Westösterreich zu transportieren.

Da vor allem in den Sommermonaten ein Stromüberschuss produziert werden kann, wird gerade jetzt deutlich, dass es in Österreich dringend mehr Speicher und stärkere Leitungen braucht. Neben der Nichtnutzbarkeit von Produktionspotenzialen führen die fehlenden Netzkapazitäten zu Engpässen auf den Leitungen und erfordern nahezu täglich den Einsatz von Notfallmaßnahmen, dem so genannten Redispatch. Dabei wird hohen Leitungsbelastungen mittels gezielter Einsatzes von thermischen und hydraulischen Kraftwerken entgegengesteuert. Heuer waren derartige Eingriffe bis Ende Juni bereits an 105 Tagen notwendig. Das verursacht Kosten, die der Stromkunde bezahlen muss. Mit Ende Juni lagen die durch Redispatch-Maßnahmen ausgelösten Kosten bei rund 65 Millionen Euro. Ein leistungsstarkes Stromnetz mit ausreichenden Kapazitäten würde den Redispatch-Bedarf erheblich verringern und die Kosten reduzieren. Der Ausbau der Netzinfrastruktur muss daher Hand-in-Hand mit dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugungsanlagen gehen und gleichzeitig angesichts der enormen Erfordernisse das Finanzierungssystem überdacht werden.

Die WKOÖ hat eine umfassende Studie beim Energieinstitut an der JKU Linz in Auftrag gegeben, die detailliert die notwendigen Produktions-, Speicher- und Netzkapazitäten in Oberösterreich bis 2040 aufzeigt. Wir stellen die Studie „Zukunftsbild der öö. Energieinfrastruktur 2040“ gerne zur Verfügung, die zu folgenden Kernaussagen kommt:

Um den steigenden Bedarf an erneuerbaren Energien effizient zu bewältigen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist ein leistungsfähiges Energiespeichersystem unerlässlich. Der tägliche Lastausgleich spielt dabei eine zentrale Rolle. Oberösterreich allein benötigt Investitionen in Höhe von rund 10 Milliarden Euro, um die erforderlichen Speicherkapazitäten für tägliche Lastausgleiche von bis zu 20 GWh zu schaffen.

Um die Potenziale der erneuerbaren Energien optimal zu nutzen, ist eine entsprechende Speicherkapazität unerlässlich. Die Ergebnisse der Studie machen deutlich, dass allein in Oberösterreich Speicherkapazitäten für den innertäglichen Lastausgleich im Stromnetz von bis zu 20 GWh pro Tag und zusätzlich 860 GWh für die saisonale Stromspeicherung benötigt werden. Der Ausbau von Speichersystemen stellt daher eine zentrale Herausforderung dar, um eine zuverlässige und nachhaltige Energieversorgung zu gewährleisten.

Diese Erkenntnisse sollte bei Szenariorechnungen und im NIP unbedingt berücksichtigt werden. Speichersystemen und deren Anbindung an das Stromnetz sind unbedingt mitzuplanen.

S 19, 2. Abs, bzw. Abb 11 auf S 20: Im Sinne einer besseren Integration Österreichs in den europäischen Strommarkt sollte hinterfragt werden, warum die **Netzverbindungen mit Italien und Tschechien** höhere Exporte als Importe zulassen. Auch das Problem der begrenzten Austauschkapazitäten mit **Deutschland** sollte hier behandelt werden, da dies hinsichtlich der Strompreiszonentrennung zwischen Deutschland und Österreich einen massiven Einfluss hat. Im nun vorliegenden Dokument wird wenig über die steigende Importabhängigkeit Österreichs eingegangen. Unklar ist auch, wer zukünftig die Importe zur Verfügung stellen werde. Sehr viele Studien wie u.a. Strombedarfsprognose von Österreichs Energie zeigt, dass sich der Strombedarf in Österreich nahezu bis 2040 verdoppeln dürfte.

S 20, 2.3.1. - Gasverbrauch (und S 24/25): Es fehlt das dringend notwendige **Komitment** zur zusätzlichen **Erschließung heimischer konventioneller Gasvorräte**, die einen wesentlichen Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Reduktion der Importabhängigkeit liefern können. Eine sachliche Beurteilung der Möglichkeit zur Exploration und - bei Genehmigungsfähigkeit - ein Bekenntnis zur Erschließung dieser Vorräte sollte aus unserer Sicht möglich sein.

Die Nennung des Gasspeicherfüllstands am Beginn der Heizsaison 2020/21 ist für den Planungshorizont 2030 unerheblich und sollte gestrichen werden.

S 28, 29: Die im NIP dargestellten Werte und Einheiten sollten hier, aber auch im ganzen Dokument generell nochmals auf Plausibilität geprüft werden. Beispielsweise ist in Abb 19 eine Erdgasimportleistung SK-AT von 1.570 MW dargestellt, mit welcher gemäß Abb 20 aber nur 390 TWh Erdgas übertragen worden wären. Bei den aufgezählten Importströmen aus den benachbarten Ländern wäre die korrekte Formulierung: Gas wurde *über* die Slowakei importiert, nicht *aus* der Slowakei. Weiters fehlt die Angabe des dargestellten Jahres. Vermutlich wurden die Daten aus dem Jahr 2021 herangezogen. Die Daten aus dem Jahr 2022 und 2023 zeigen

nämlich ein vollkommen anderes Bild. Alle Daten sind unter <https://www.aggm.at/transparenz/> veröffentlicht.

S 28, 29, 35 und andere betr. Gasimporte, Transite, Wasserstoffbeschaffung: Österreich wird auch langfristig massiv von Energieimporten abhängig bleiben (*siehe NIP, Seiten 28, 29, 35 etc.*). Österreich war und ist dabei immer noch ein sehr wichtiges Transitland für Gas und es sprechen gute Gründe dafür, dass auch eine zukünftige Wasserstoffinfrastruktur nicht nur national ausgerichtet werden darf. So kann Versorgungssicherheit nur durch enge Vernetzung im europäischen Kontext erfolgen, eine künftige Gasinfrastruktur muss daher auch Transite angemessen berücksichtigen.

Im Zusammenhang mit europäischen Transitleitungen sehen wir es zur Förderung der Versorgungssicherheit als sinnvoll an, eine Anbindung des LNG-Terminals Krk/Kroatien sowie eine Anbindung Rumäniens an Österreich möglich zu machen.

Neben den genannten Infrastrukturen wird auch die **Wasserstoff-Beschaffung standortpolitisch hohen Stellenwert** bekommen. Die (vielfach aus KMU bestehende) österreichische Wirtschaft wird die notwendige Beschaffung von Wasserstoff nicht allein bewerkstelligen können. Diesbezüglich sind beispielhaft Initiativen in Deutschland zur Sicherung des Wasserstoffbedarfs (vgl. „H2Global“) zu nennen; auch für die österreichische Industrie und Wirtschaft insgesamt sind staatliche Maßnahmen notwendig, die internationale Wasserstoffimportpartnerschaften ermöglichen bzw. vom Staat selbst abgeschlossen werden, die dann bei der Netzplanung berücksichtigt und entsprechend finanziert/gefördert werden.

Um Grundlage für geeignete Geschäftsmodelle und Anreize zur Implementierung von erneuerbaren Gasinfrastrukturprojekten zu schaffen, braucht es ua die entsprechende Zertifizierung, Etablierung eines grenzüberschreitenden Handels und die Anrechnung von klimaneutralen Gasmengen (H₂ und Biomethan) aus anderen EU-Mitgliedsstaaten sowie Drittstaaten.

Auch hier ist der Entwurf des Erneuerbare-Gase-Gesetzes (EGG) erneut zu kritisieren, der Importe von erneuerbaren Gasen und Wasserstoff nicht anerkennt. Wir fordern daher auch an dieser Stelle, Importmöglichkeiten im EGG zu schaffen. Zudem ist der vorgelegte Entwurf zum EGG mit vielfältigen Unsicherheiten und Mehrkosten für Investoren und Kunden verbunden, die ein „Hochfahren“ der nationalen erneuerbaren Gasproduktion nicht wahrscheinlich machen. Wir fordern ein solides und marktnahes Fördermodell.

Zu hinterfragen ist im Zusammenhang mit Importen von Wasserstoff und erneuerbarem Gas auch, ob im NIP die Grün-Gas-Plattform des Central European Gas Hub (CEGH) ausreichend berücksichtigt wurde. Auf dieser Grün-Gas-Plattform können erneuerbare Gase und grüner Wasserstoff gehandelt werden. Auch wurde bereits ein Grüner-Wasserstoff-Index platziert sowie ein EFET CEGH „Biogas Certificates Standard Agreement“ bereitgestellt (<https://www.cegh.at/en/greengas/>).

S 29, letzter Satz - Ausstieg aus russischem Gas: Der Satz „Die historisch einseitig ausgerichtete Infrastruktur steht einem sehr raschen Ausstieg aus dem Bezug von russischem Gas gegenüber“ ist nicht ideologisch, sondern vor allem vor dem Hintergrund der **Versorgungssicherheit und möglicher kurzfristig realistischer Alternativen** (Pipelinelieferungen aus anderen Lieferländern, rasche Anbindung der Gas-Infrastruktur in Richtung europäischer LNG-Terminals usw.) zu diskutieren. Weiters sind bestehende

Lieferverträge auf privatrechtlicher Basis zu beachten, insbesondere auch im Hinblick auf Fristen, Pönalen u. dgl.

Zu „3 Zukünftiger Energieverbrauch und -aufbringung“ (S 30 ff)

In diesem Kapitel werden der angenommene zukünftige Energieverbrauch und die Aufbringung in den Jahren 2030 und 2040 dargestellt. Dies erfolgt auf Basis des vom Umweltbundesamt entwickelten **Transition-Szenarios**.

S 31, Kapitel 3.1.1 „Transition-Szenario“: Wie bereits anfangs angemerkt kritisieren wir, dass das dem Entwurf des NIP zugrundeliegende Transition-Szenario bis jetzt nicht veröffentlicht worden ist. Wie bereits mehrfach erwähnt wird, ist es nicht akzeptabel, dass das dem NIP zugrundeliegende „Transition-Szenario“ - trotz zahlreicher Verweise im Text des NIP- nicht einsehbar ist. Eine detaillierte Beschreibung und Herleitung des Szenarios fehlen, was eine detaillierte Beurteilung erschwert und erhebliche Intransparenz mit sich bringt.

- Die WKÖ fordert die Einbeziehung unter Offenlegung sämtlicher Informationen wie insbesondere des „Transition Szenarios“ mit seinen sämtlichen Details und Annahmen.
- Um eine Nachvollziehbarkeit des NIPs zu gewährleisten, fordern wir eine genauere Beschreibung der durchgeführten Modellierung, u.a. auch in Bezug auf eine dringend notwendige Erläuterung, welche Annahmen berücksichtigt wurden.

Zur Methode der Szenario-Ermittlung: Bei der Erstellung des NIP wurde durch die Zugrundelegung des „Transition-Szenarios“ das Ergebnis **ex-ante** vorgegeben und damit die Ermittlung des tatsächlich optimierten, sektorgekoppelten Energiesystems verabsäumt. Das heißt, es wird vom Ziel aus heruntergerechnet, ohne dabei auf die tatsächliche Machbarkeit einzugehen. Dies führt teilweise zu völlig realitätsfernen Ergebnissen. So basiert beispielsweise das Szenario auf einer rein bilanziellen Betrachtung von Jahresenergiemengen. Es wurden dementsprechend weder die regionalen noch die zeitlichen Verteilungen der Aufbringung und des Bedarfes berücksichtigt. Tageszeitliche, wochenzeitliche und saisonale Strukturierungsbedarfe bleiben offensichtlich unberücksichtigt. Dies äußert sich beispielsweise dadurch:

- Selbst im Sommer, wenn ein massiver PV Strom Überschuss erzeugt wird, wird auch mit energetisch wertvoller, fester Biomasse zusätzlich Strom erzeugt (siehe Abb 55), dies ist energiewirtschaftlich nicht zweckmäßig.
- Die Annahme, dass im Winter 2040 untertags, wenn viel PV-Strom erzeugt wird, dieser in das Ausland exportiert werden kann und in den Nachtstunden wieder Strom importiert werden kann, ist nicht nachvollziehbar. Alle Nachbarländer von Österreich haben dieselben Strukturierungsherausforderungen wie Österreich.

Sinnvoller und zielführender wäre es gewesen, für die Erstellung eines sektorgekoppelten, integrierten Energieinfrastrukturplans ein nach „*state of the art*“ energieökonomisches Optimierungsmodell zu wählen. Die **Methodik der integrierten Planung** ist zu verbessern und es ist das Energiesystem der Zukunft - entsprechend den üblichen Standards - ohne ex-ante vorgegebene Ziele anhand der regionalisierten Erzeugungen, Energiebedarfe und Nebenbedingungen zu modellieren.

Weiters ist erheblich, welche Umwandlungsverluste bzw Wirkungsgrade angewendet wurden, da diese Werte doch deutliche Veränderungen der Energiemengen im Modellierungssystem

verursachen. Neben der Modellierung sollten auch weitere Annahmen wie die räumliche Verteilung von Erzeugungsanlagen sowie im Rahmen der Planung berücksichtigte Kraftwerksprojekte (zB Pumpspeicherkraftwerke) in geeigneter Form (zB Tabelle) dargestellt werden.

Offensichtlich baut das „Transition Szenario“ sehr stark auf der Verschiebung der Energieströme von Gas zum Strom auf. So ist der Ansatz, dass der Gasverbrauch stark zurückgeht und der Stromverbrauch um 55 % steigt, mit massiven Kosten sowohl in der Erzeugung als auch im Netzausbau verbunden. Zudem wird ein massiver Fokus in Richtung Wasserstoffinfrastruktur benötigt.

Die österreichischen Gasnetze sind zum größten Teil bereits „ready“ für Grüne Gase einschließlich Wasserstoff. Es wäre daher eine volkswirtschaftlich und für die Energiekunden unnötige Mehrbelastung, bestehende Gasinfrastruktur nur im eingeschränkten Umfang zu berücksichtigen und diese Leitungsnetze außer Betrieb zu nehmen.

Bei der Erstellung des NIP wurde außerdem durch die Zugrundelegung des unveröffentlichten „Transition Szenarios“ das Ergebnis ex ante vorgegeben, weshalb eine tatsächlich optimierte und sektorgekoppelte Planung des Energiesystems nicht erreicht werden konnte. Dies entspricht nicht üblichen Standards derartiger Planungen und führt zu nicht nachvollziehbaren Ergebnissen. Wir fordern eine Offenlegung der Planungsgrundlagen und eine Planung unter enger Einbeziehung wesentlicher Marktteilnehmer wie der gesetzlich zu behördlich genehmigten Netzplanungen verpflichteten AGGM und der APG und unter Berücksichtigung der von den Energiekunden konkret gemeldeten (künftigen) Energiebedarfsmengen. Wesentliche Projekte der Industrie, die gemeldet wurden, sehen wir oft nicht berücksichtigt.

Folgende Punkte merken wir zu den uns bekannten Inhalten des Transition-Szenarios an:

1. Betreffend Netto Null-Emission im Jahr 2040 gilt es, die klare Auftrennung von Non-ETS und ETS-Sektoren (Zielpfade 2050) zu beachten.
2. Aus der Beschreibung kann gefolgert werden, dass auf der Basis von einer Sammlung von Transformations-Endzuständen Aussagen über makroökonomische Effekte, wie zB für Verbraucherpreise, Nachfrage, Energieintensität, Investitionen, Änderungen im BIP, Beschäftigungseffekte, Realeinkommen oder sektorale Umsätze erstellt werden. Ob dem so ist, sollte explizit beschrieben werden. Ob die so erhaltenen makroökonomischen Kennzahlen belastbar sind, hängt nun sehr stark von der Qualität und Belastbarkeit der getroffenen sektoralen Annahmen ab.
3. Eine reine qualitative Beschreibung der Langzeitszenarien in der Form von „*Transition Annahmen für die Sektoren*“ ist für eine Kommentierung durch die Industrie nicht ausreichend. Die Studienautoren sollten auch die verwendeten quantitativen Parameter, die sie, um ihre Modellierung durchführen zu können, zu jeder der qualitativen Langzeitszenarien ja definieren müssen, offenlegen (zB die angelegten spezifischen Verbräuche und Kosten von „*Umstellung auf Wasserstoffroute*“) damit die Industrie diese kommentieren kann.
4. Vor allem fehlen konkrete Bewertungen der technischen als auch wirtschaftlichen Potenziale und Auswirkungen im internationalen Kontext.
5. Eine strukturierte, schlüssige, in den EU- und internationalen Kontext eingebettete Bewertung und Strategie ist dringend nötig, aber leider noch nicht erkennbar.
6. Weiters sind einige wesentliche Annahmen getroffen worden, welche als nicht gesichert gelten können und daher maßgeblich die Qualität der Modellierung in Frage stellen. So sind

die Annahmen des Transition-Szenarios und die Rückschlüsse auf den Veränderungsbedarf der Gasinfrastruktur zu kurz gegriffen. Wir sehen weder eine abnehmende „Aufbringung“ für Wasserstoff und Methan in der Zukunft noch ausreichende Reservekapazitäten.

7. Die Aussagen „Leistungsfähigkeit für alle Einkommensgruppen“ und „CO₂-Preis notwendig, um Klimaneutralität zu erreichen bzw. beizubehalten“ sind kaum miteinander in Einklang zu bringen, insbesondere aufgrund der hohen CO₂-Preise von 250 € bis 400 € im Jahr 2040. Sind so hohe CO₂-Preise notwendig bedeutet das, dass die CO₂-freien Systeme auch im Jahr 2040 noch viel teurer sind als die CO₂-intensiven. Veränderte Konsummuster, Sharing Economy und Mieten statt Besitzen werden wohl nicht ausreichen, um Leistungsfähigkeit sicherzustellen. Für die Industrie folgt daraus implizit, dass in der Modellierung eine Durchpreisung der erhöhten Kosten angenommen wird. So eine Annahme wäre falsch und würde die Ergebnisse der Modellierung signifikant verfälschen. Sollte eine hohe Durchpreisbarkeit (oder eine ähnlich wirkende Elastizität) dennoch modelliert werden, müssten auch die dann notwendigen Bedingungen mitberücksichtigt werden, zB „In österreichischen Märkten und den Märkten der EU wird die Durchpreisung von erhöhten Herstellkosten THG-arter Produkte gesetzlich erzwungen“ und „Internationale Märkte akzeptieren keine erhöhte Durchpreisung und daher sind Exporte aus der EU nicht mehr möglich“.
8. Zur „Umstellung von Prozessen und Produkten“ ist ein entsprechender Markt notwendig.
9. Auch die Umstellung der Energieträger auf Strom/Wasserstoff muss mit den notwendigen Voraussetzungen versehen werden (rechtliche Rahmenbedingungen, nötige Infrastruktur, wirtschaftliche Herstellungskosten...).
10. „Reduktion der Produktion“ stellt kein wirksames Konzept für eine funktionierende Volkswirtschaft dar. Es wären dadurch Arbeitsplätze gefährdet.
11. Auch zu den Annahmen der Entwicklung in einzelnen Industriesektoren (Eisen und Stahl, chemische Industrie, Zement, Kalk/Magnesia/Ziegel/Glas, Papier und Zellstoff) gibt es Bedenken.

Die inländische Stromerzeugung im Szenario Transition, die hier in der NIP-Berechnung einbezogen wurde, steigt von 2020 bis 2040 um zwei Drittel auf 125 TWh im Jahr 2040. Hier gibt es ein Delta von 15 Terrawattstunden, das nicht erklärt wird.

Die Annahme, dass Deutschland auch im Jahr 2040 ein Stromexportland sein wird, ist leider nicht untermauert. Im Juni 2023 exportierte Deutschland laut Statista rund 3,1 TWh Strom und importierte 7,2 TWh.

Laut dem vorliegenden Szenario soll Österreich 2 TWh im Jahr 2040 exportieren. Diese Einschätzungen werden nicht geteilt.

Solange das finale „Transition Szenario“ nicht nachvollziehbar verifiziert/korrigiert und zur Diskussion veröffentlicht ist, halten wir alle Anmerkungen und Bedenken zum Stand Mai 2022 vollinhaltlich aufrecht.

Zusätzlich ist hier nochmals anzumerken, dass die **extremen Energieeffizienzmaßnahmen des Transition-Szenarios keine geeignete Planungsannahme für die Netzplanungen im NIP darstellen**. Das Transition Szenario geht davon aus, dass der energetische Endverbrauch Österreichs von 2020 bis 2040 von 293 TWh p.a. auf 201 TWh p.a. zurückgeht (- 31 %). Aus der bisherigen Entwicklung des Energieverbrauchs lässt sich diese Prognose keinesfalls ableiten. Wenn der NIP auf Basis dieser niedrigen Energieverbräuche plant, dann sind die Netze deutlich überlastet, wenn die Energieeffizienzerfolge nicht diesem Extremszenario folgen. Technologische Weiterentwicklungen von Produktionsprozessen können sogar noch zu einem deutlich stärker erhöhten Strombedarf aufgrund z.B. neuer Technologien für Recycling etc.

führen als aus heutiger Sicht prognostizierbar. Eine Berücksichtigung von möglichen zusätzlichen Reserven in den Übertragungsnetzen für künftige Technologieentwicklungen und daraus folgenden höheren Elektrifizierungspotentialen erscheint aus unserer Sicht sinnvoll.

S 32, Tabelle 3: Der hier angegebene Endverbrauch aus dem Jahr 2020 mit 293 TWh ist der Corona Pandemie geschuldet. Für 2021 betrug dieser bereits wieder 311 TWh. Das lässt die Zielstellungen 2030 und 2040 noch unrealistischer erscheinen.

S 32, vorletzter Absatz: Die Aussagen zur Evaluierung des Gesetzes über das Verbot der geologischen Speicherung sind zu vage - im Hinblick auf die weiter oben genannten „verbleibenden 11 Mio t CO_{2e}“ müsste hier jedenfalls eine **proaktive Positionierung** erfolgen, dass Klimaneutralität ohne diese Technologie nicht erreichbar ist. Entsprechende Schritte zur Schaffung eines Rechts- und Förderrahmens sind raschest möglich einzuleiten! Weiters sind nähere Informationen über die BMK-Machbarkeitsstudie zur CO₂-Rohrleitungsinfrastruktur dringend erforderlich.

Ist an dieser Stelle der zusätzliche Energiebedarf für die CO₂-Abscheidung und den CO₂-Transport bereits berücksichtigt?

S 32, letzter Absatz: „Tabelle 4 veranschaulicht den Stromeinsatz bis 2030 und 2040 gemäß dem Transition-Szenario. [...] bleibt der Bedarf im Gebäudesektor stabil. Begründet liegt dies in den Annahmen zu verstärkten Sanierungsaktivitäten und deutlichen Effizienzgewinnen durch Heizsystemwechsel.“

- Es ist zunächst **unrealistisch**, dass es zu keinem höheren Stromeinsatz bei der Raumwärme im Gebäudebereich kommt. Dies mag zB bei Raumwärme und Warmwasserbereitung vielleicht bilanziell über das Jahr gemittelt stimmen, aber nicht für einzelne Wintermonate.
- Weiters wird im NIP das Erneuerbare Wärme Gesetz (EWG) als gegeben vorausgesetzt, dieses ist aber nach wie vor in der politischen Koordination und nicht beschlossen. Ein genereller Ausstieg aus Gas betriebenen Wärmebereitstellung zu präjudizieren, ist daher nicht richtig, spiegelt weder die aktuelle Gesetzeslage noch die laufende politische Diskussion richtig wider.

Es wird nach wie vor ein technologieneutraler Ansatz gefordert, der nicht einzelne Energieträger ausschließt. Weiters darf der Wärmesektor nicht per se von der Versorgung mit Grünem Gas und Wasserstoff ausgeschlossen werden, um insbesondere die Vorteile der Fernwärme und der Nutzung vorhandener Infrastrukturen nicht zu verhindern. Auch Deutschland setzt nicht auf Technologieverbote, sondern gibt Zielvorgaben für den Einsatz erneuerbarer Energien vor.

S 33, Tabelle 4 - Stromeinsatz Industrie: Auch die hier genannten Werte von 31 TWh (2030) und 39 TWh (2040) sind nicht nachvollziehbar - der Strombedarf der Industrie wird unserer Meinung nach wesentlich höher sein!

S 33, letzter Absatz und S 35, Tabelle 5: Die hier genannten Ausbauziele für PV und Wind sind unrealistisch.

S 34, Tabelle 6: Es ist nicht nachvollziehbar, dass der nichtenergetische Verbrauch von Erdgas bis 2040 völlig verschwindet. Wir bezweifeln, dass ausreichende Mengen an Substitut zur Verfügung stehen werden. Darüber hinaus erscheint uns der Erhalt und die Nutzung des

bestehenden Gasnetzes für Methan sinnvoll und volkswirtschaftlich effizient. Siehe dazu auch das Zitat auf Seite 116: „Zur vollständigen Erschließung der nationalen Biomethanpotenziale müssten das Methan-Fernleitungsnetz und große Teile des bestehenden Methannetzes auf den Netzebenen 1 und 2 bis zum Jahr 2040 überwiegend erhalten bleiben.“

Auch die Europäische Kommission weist darauf hin, dass **Erdgas bis 2050 eine entscheidende Rolle für den europäischen Energiemarkt** spielen wird.

S 35 - Wasserstoff-Import: Um den hier bzw. in Tabelle 8 auf S 36 genannten Wasserstoff-Import 2040 im Ausmaß von 60% von dann 29 TWh, also 17,4 TWh, sicherzustellen, wären längst konkrete Maßnahmen erforderlich, wie insbesondere der **Ausbau der erforderlichen Infrastruktur, der Rechtsrahmen und entsprechende Energiepartnerschaften mit Wasserstoff-Exportländern**. Der Wasserstoffbedarf der Industrie, insbesondere durch Umstellung der Eisen- und Stahlerzeugung sowie der Ammoniak- und Düngemittelproduktion, wird zwar erwähnt, es erscheint aber völlig unklar, wie dieser in nur 18 Jahren zu international wettbewerbsfähigen Kosten gedeckt werden soll! Unternehmen haben diesbezüglich keine Planungs- und Investitionssicherheit (siehe dazu auch S 70 letzter Satz: „Der Aufbau einer europäischen Wasserstoffwirtschaft mit den dazugehörigen Infrastrukturerfordernissen steht jedoch noch ganz am Anfang“)

S 36, erster Absatz: Saisonale und Leistungsbetrachtung erfolgen im NIP nicht, was uns umso mehr erstaunt, als auch Spitzenbelastungen in den Netzen erkannt und entsprechend technisch begleitet werden müssen. Diese Überlegungen, wie man mit Schwankungen umgeht, sollten Teil der Gesamtstrategie und damit der Konzeption der österreichischen Energieinfrastruktur sein. Eine Analyse sowie deren Berücksichtigung wären daher dringend nötig.

S 36, Kapitel 3.2.1: Die Erhöhung auf + 39 TWh Zielvorgabe für Strom aus erneuerbaren Energiequellen (sohin von + 12 TWh gegenüber dem Ausbauziel im EAG in Höhe von 27 TWh) ist zu erklären. Warum kommt es in so kurzer Zeit zu so einer erheblichen Aktualisierung? Wie wird die Bundesregierung gesetzlich auf diese geänderten Rahmenbedingungen reagieren? Überdies ist eine konsistente Planung seitens des BMK zu fordern. Wie erwähnt weist der Entwurf des NEKP (S 74) bereits +34 TWh statt +27 TWh Zubaubedarf aus - sohin bis 2030 + 17 TWh gegenüber 2020.

S 37, Abbildung 21: Die Aussage „Steiermark plant einen Ausbau um 4,5 TWh“ ist aus dieser Abbildung nicht nachvollziehbar.

S 45, Tabelle 12: Gemäß dieser Tabelle ist das berechnete theoretisch-technische Potenzial für die PV-Erzeugung in Österreich 279 TWh/a. Nach Anwendung der Abschlüsse für Flächennutzung, Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit werden jedoch 2030 nur rund 21 TWh/a als realisierbar erachtet. Allein daraus ist ersichtlich, dass theoretisch-technisch und möglicherweise realisierbar meilenweit auseinanderliegen. Dies gilt auch beim Windkraftpotenzial, bei dem rund 21 TWh/a (9%) für 2030 und 29 TWh/a (13%) für 2040 realisierbar gelten.

Schon die im EAG beschlossenen Ausbauziele von 27 TWh sind nach Expertenmeinung zum Teil nicht realisierbar. So können die Ziele für Photovoltaik 11 TWh teils übererfüllt werden. Dennoch hinken der Wind- und Wasserkraftausbau stark nach. Auch die dokumentierten Ziele der Bundesländer ergeben in Summe einen Zubau von 23,4 TWh, so dass diese bis 2030 um mindestens 3,6 TWh erhöht werden müssen.

S 62, Abbildung 39: Diese Abbildung zeigt nicht die letztgültige Version des Wasserstoff Kapazitätsszenarios laut KNEP 2022. (vgl. S.30 der *genehmigten Fassung des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2022 vom 31.05.2023*). Auf der TAG kann eine indikative Entry-Kapazität von rund 7 GW sowie eine indikative Exit-Kapazität von rund 5 GW für Wasserstoff ausgewiesen werden. Dies ist in Abbildung 39 sowie im letzten Absatz auf Seite 62 entsprechend anzupassen. Mit der Umstellung dieser Leitungsstränge von WAG, TAG und SOL auf Wasserstoff geht eine Reduktion der Methan-Transportkapazitäten im Fernleitungsnetz einher.

S 62, zweiter Absatz: „Für die langfristige Planung der Wasserstofffernleitung wurde im Verhältnis zur Aufbringung in Österreich ein überwiegender Import von Wasserstoff zugrunde gelegt. Das Bezugsszenario geht von einer Einspeiseleistung von Fernleitungen in das österreichische Verteilernetz von 3300 MW bis 2030 und 9000 MW bis 2040 aus.“ Das ist offensichtlich eine Missinterpretation. In der H2-Roadmap wurden drei vollkommen unterschiedliche Bezugsszenarien getestet, um die Robustheit der Infrastrukturlösung sicher zu stellen.

S 64, letzter Absatz - Wasserstoffbedarf 2040: Hier wird ein Wasserstoffbedarf 2040 von 47 TWh ausgewiesen - das sind um 18 TWh mehr als die in der Tabelle 8 auf S 36 angeführten 29 TWh. Die für die Netzplanung der AGGM maßgeblichen Ermittlungen bei den Kunden ergeben laut NIP einen prognostizierten Wasserstoffbedarf von 47 TWh. Damit ergibt diese - von der E-Control genehmigte - langfristige und integrierte Planung der AGGM einen um 18 TWh höheren Wasserstoffbedarf, der mit Fußnote 3 auf S 64 nur unzureichend mit Nachfragesenkungen mit „relativ hohen Preisen“ für Biomethan und Wasserstoff und nicht näher bezeichneten „Alternativen“ weggewischt wird. Auch der Erklärungsversuch auf S 103, dass Strom- und Gasverbrauch in den dort genannten Studien „wissenschaftlich untersucht“ worden sei, AGGM (und APG) dagegen von netzbetrieblichen Gesichtspunkten ausgegangen seien, geht ins Leere. Der Bedarf wurde erhoben und die darauf gestützte Langfristplanung genehmigt. **Es bedarf einer realistischen Planung des Bedarfs sowie eine Transformation bei der Aufbringung.**

Die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff anstelle von derzeit Erdgas erfordert wesentliche Umstellungen in den Produktionsprozessen. Diese können erst beginnen, sobald Wasserstoff am jeweiligen Werksstandort verfügbar (bzw. absehbar) ist und erfordern in weiterer Folge einen Transformationszeitraum von mehreren Jahren. Dieser Transformationszeitraum ist durch mehrere Faktoren bedingt: Ergebnisse der derzeit laufenden Forschungsprojekte, Anzahl der anzupassenden Anlagen, Dauer von Genehmigungsverfahren, durchgängige Aufrechterhaltung der Lieferfähigkeit, Verfügbarkeit von Anlagenlieferanten für den Umbau der Produktionsanlagen, Neuqualifikation von Produkten etc.

Erst am Ende des Transformationszeitraums, nach Umstellung der letzten Erdgasbetriebenen Anlage, wird am Werksstandort kein Methan mehr benötigt. Bis zu diesem Zeitpunkt ist die Aufrechterhaltung der Methan-Infrastruktur von den Übertragungsnetzen bis zu den Verteil- und werksinternen Netzen erforderlich. Ob hierzu das mit der Klimaneutralität Österreichs verknüpfte Jahr 2040 erreicht werden kann, ist aus heutiger Sicht unklar und abhängig von der Verfügbarkeit von Wasserstoff sowie der Dauer des Transformationsprozesses. Zur Verfügbarkeit des Wasserstoffs ist entscheidend, welche Mengen zu welchem Zeitpunkt zur Verfügung stehen und dies zu wettbewerbsfähigen Preisen/gegebener Finanzierung.

Der Ausbau der internationalen H2-Übertragungsleitungen (TAG, WAG und Penta-West) ist ausdrücklich zu begrüßen. Der Ausbau erfordert sehr zeitnahe Investitionsentscheidungen, damit im Jahr 2030 Wasserstoff an die Betriebe fließen kann. Deutschland und die Niederlande haben

bereits ein H2-Startnetz beschlossen, beauftragt und die Umsetzung gestartet. Für Österreich als Binnenland ist der Ausbau der Infrastruktur von außerordentlicher Wichtigkeit, bzw. für den Transit eröffnet dies zusätzlich Chancen bei gleichzeitiger Reduzierung des Risikos. Für den Wirtschaftsstandort Österreich ist es daher entscheidend, diesen Ausbau voranzutreiben.

S 65, H2-Collector-Ost: Das Projekt „H2-Collector-Ost“ ist ein erster wichtiger Schritt für den Aufbau einer Wasserstoff-Transportinfrastruktur in Österreich und von immenser Bedeutung für die Region, da dieser das Heben der inländischen Wasserstofferzeugungspotenziale ermöglicht. Die geplante Inbetriebnahme bis 2026 wird ausdrücklich begrüßt, jedoch mangelt es hier am notwendigen Rechtsrahmen.

S 65, zweiter Absatz: Die H2 Roadmap geht davon aus, dass es im Wasserstoffnetz keine Unterteilung in Netzebenen gibt. Der H2-Collector Ost besteht jedoch aus vier Teilprojekten.

S 65/75/99/113, gleichzeitiger Bedarf von Methan und Wasserstoff: Bei der Annahme, dass der Methanbedarf weitgehend durch Wasserstoff ersetzt werden soll und dass die notwendigen Pipeline-Infrastrukturen voneinander abhängig sind, ist zu berücksichtigen, dass sich die Energieträger nicht sofort gegenseitig ersetzen lassen, sondern für einen bestimmten Zeitraum in großen Mengen parallel zur Verfügung stehen müssen. Daher können viele Pipelines nicht eins zu eins umgebaut werden, sondern müssen zum Teil parallel betrieben werden. Der steigende Bedarf an Biomethan wird dieses Problem verschärfen.

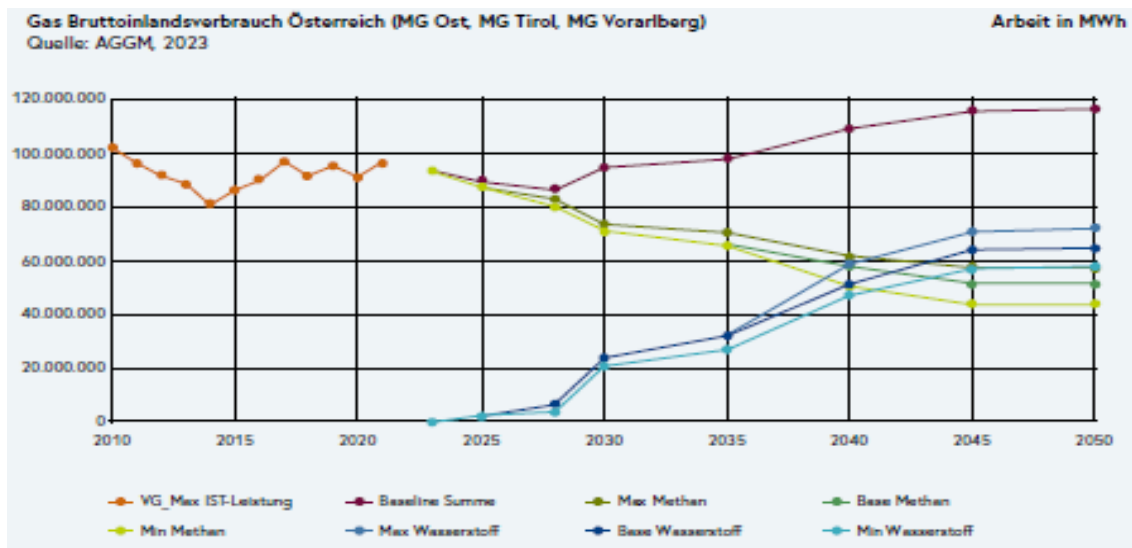
S 66, Kapitel 3.3.3.2, potenzielle Einspeisepunkte bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase: Die interaktive WebGis basierte Karte „InGrid Injecting Green Gas into the Grid“ wird Ende August 2023 auf der Website der AGGM veröffentlicht.

Zu „4 Integrierte Infrastrukturplanung“ (S 67 ff)

S 69, zweiter Absatz: Es ist nicht ersichtlich, welche Planungen als „Basisnetz“ angenommen werden und was das Ergebnis der Berechnung im NIP ist.

S 72, Stromverbrauch 2030: Der konkrete Bedarf der Industrie für den notwendigen Ausbau der Anschlussleistung wurde den zuständigen Energienetzbetreibern zur Kenntnis gebracht. Der Mehrbedarf an elektrischer Leistung sollte in den Netzentwicklungsplänen Berücksichtigung finden, sodass eine leistungsstarke Infrastruktur für die Dekarbonisierung für den jeweiligen Standort bereitsteht.

S 72, Kapitel 4.3. bzw. 4.8 Gasnetz (Methan und Wasserstoff): Hier werden die Energieträger Methan und Wasserstoff gemeinsam diskutiert, da angenommen wird, dass der Methanbedarf zu großen Teilen durch Wasserstoff ersetzt wird und die Entwicklung der jeweils notwendigen Leitungsinfrastrukturen voneinander abhängen. Für das Jahr 2040 wird angenommen, dass 10,7 TWh Biomethan aus österreichischen Erzeugungsanlagen in das Gasnetz eingespeist wird. Der Großteil des verbleibenden Gasbedarfs im Jahr 2040 wird gemäß Transition-Szenario durch Wasserstoff gedeckt. Um übermäßige Investitionen in Leitungsausbau möglichst zu beschränken, wird in Regionen ohne bestehende Parallelstrukturen von Leitungen ein ausschließlicher Methantransport angenommen. **Diese Annahmen werden von uns nicht geteilt.** Allein aufgrund der Schätzungen der AGGM sinkt der Methanbedarf bis 2040 auf rund 60 TWh, während sich der Wasserstoffverbrauch auf 50 TWh erhöht.



Gasverbrauch Österreich 2010-2050 (Marktgebiet (MG) Ost, MG Tirol, MG Vorarlberg); Bild: AGGM, 2023

Deutlichere Unterschiede ergeben sich beim Methanverbrauch: während in den Modellierungen des NIP 2040 noch knapp 11 TWh Methan verbraucht werden, weist die AGGM diesen Verbrauch mit knapp 60 TWh aus. Ein wesentlicher Grund für diesen Unterschied liegt in den dem Transition Szenario zugrundeliegenden Annahmen. Im Transition Szenario wird die Erreichung der Klimaneutralität durch Maßnahmen im Bereich Suffizienz und Effizienz sowie eine deutlich stärkere Elektrifizierung angenommen, weshalb sich die Nachfrage nach Methan verringert.

Die AGGM rechnet bis 2040 mit einer Aufbringung von rund 15 TWh an national produziertem Biomethan aus Biogas, rund 25 TWh an national produziertem Biomethan aus Holzgas und rund 25 TWh an national produziertem erneuerbarem Wasserstoff. Weiters erwartet die AGGM im Jahr 2040 Importe im Ausmaß von 18 TWh Biomethan und 26 TWh Wasserstoff. Diese Annahmen weichen jedoch insbesondere beim Biomethan erheblich von den Einschätzungen der Netzbetreiber für die nationale Aufbringung von Biomethan und Wasserstoff ab. Denn die Netzbetreiber gehen laut LFiP 2022 von einer Einspeisung an Biomethan bis 2040 im Ausmaß von nur rund 5 TWh aus. Nach deren Einschätzung könnten sich die Mengen an national erzeugtem Wasserstoff bis 2040 auf rund 40 TWh belaufen (AGGM, 2023). Im NIP werden eine nationale Biomethanproduktion von 11 TWh und eine nationale Wasserstoffproduktion von rund 11 TWh im Jahr 2040 angenommen. Dazu ist anzumerken, dass die im NIP angenommenen Biomethanmengen ausschließlich auf biogenen Substraten basieren und keine Holzvergasung berücksichtigt wurde.

Die Unterschiede in den Mengen sind gravierend und beeinflussen die grundsätzlichen Ausbaulinien nicht, dennoch sollte auch der NIP auf die Schätzungen der AGGM eingehen.

Die Frage, wo in Zukunft Elektrolyseure stehen werden ist in diesem Dokument noch unzureichend beantwortet. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass Elektrolyse auch Abwärme erzeugt. Das lässt den Schluss zu, dass diese daher eher in der Nähe von Ballungsräumen errichtet werden sollten, da hier die Abwärme genutzt werden kann und soll. Die Abwärme könnte z.B. in Wien direkt ins Fernwärmenetz eingespeist werden und hätte den Vorteil aus erneuerbaren Quellen zu stammen. Würde man wie geplant eine Elektrolyseanlage

direkt bei den Windkraftanlagen in Burgenland bauen, müsste man erstens die Wasserstoffleitung neu errichten und zweitens würde die Abwärme dort verloren gehen.

Aus unserer Sicht wäre es besser, die Stromleitungen in Richtung Ungarn und Slowakei neu zu bauen bzw. zu verstärken und den Strom aus Windkraft nach Wien transportieren. Hier wird erstens der Strom gebraucht und muss dann nicht durch Gaskraftwerke erzeugt werden und zweitens könnte der überschüssige Strom dann direkt in Wasserstoff (dieser ist auch speicherbar) umgewandelt und die Abwärme in die Fernwärme eingespeist werden.

Für eine integrierte Infrastrukturplanung sollen viele Varianten berechnet werden und auch den wirtschaftlichen Effizienzkriterien unterliegen. Hier sollten vor allem Effizienz und Wirtschaftlichkeit und realitätsnahe Annahmen im Vordergrund stehen.

S 74 ff - Wasserstoffbedarf 2030: Einige Mitgliedsbetriebe haben festgestellt, dass im vorliegenden Entwurf der Wasserstoffbedarf der Werke noch nicht berücksichtigt worden ist, obwohl der Bedarf bereits Anfang 2023 der AGGM zur Kenntnis gebracht wurde. Die gewünschten jährlichen Verfügbarkeiten wurden im Zuge dieser Meldung auch für die Zukunft (über 2030 hinaus) mit konkreten Zahlen angegeben, finden sich aber nicht im Entwurf wieder. Eine **Überarbeitung des NIP auf Basis bereits bekannter und durchzuführender Bedarfsmeldungen** wird gefordert. Eine aktualisierte Planung muss berücksichtigt werden und darf nicht durch eigene Annahmen abgetan werden.

Es wird auch argumentiert, dass sich im Jahr 2030 der mengenmäßig noch geringe Wasserstoffbedarf auf einige industrielle Zentren (Leoben, Linz und Wien) konzentrieren wird. Wie passt dieser beschriebene „geringe Wasserstoffbedarf“ mit dem europäischen Ziel (RED III) bzw. mit dem noch höheren österreichischen Ziel aus der Wasserstoffstrategie zusammen, bis 2030 in der energieintensiven Industrie bereits 80% des fossilen Wasserstoffs mit erneuerbarem Wasserstoff ersetzt zu haben? Diese Ziele sind unrealistisch. Zudem ist nicht nachvollziehbar, wie die regionale Verteilung des angenommenen Wasserstoffverbrauchs innerhalb Österreichs 2030 bzw. 2040 festgelegt wurde.

S 77 - Ausbau der Photovoltaik: Der NIP nimmt den Ausbau der Photovoltaik flächendeckend über ganz Österreich in allen USW-Bezirken an. Freilich braucht es für den erfolgreichen Ausbau der Photovoltaik auch auf den niederen Stromnetzebenen (insbesondere Netzebene 6) an die PV-Anlagen angeschlossen werden, eine konkrete und transparente Planung, um einen Ausbau zu erreichen. Die Stromnetzkapazitäten für die Einspeisung schwinden zunehmend. Umso wichtiger ist für die Entwicklung neuer Projekte zu wissen, wo noch Einspeisekapazitäten vorhanden sind. Nur wenn bekannt ist, wo Netzkapazitäten vorhanden sind oder geschaffen werden (inkl. entsprechender Zeitangabe) können Projekte entwickelt werden. Andernfalls kommt es auf Grund fehlender Transparenz und fehlender Planungsgrundlagen zu einem stockenden Ausbau. Daher ist ein entsprechender Plan auch auf den unteren Netzebenen erforderlich inkl. Ausweisung der verfügbaren Netzkapazitäten. All dies wird in der Praxis noch vermisst.

S 78, Abbildung 51: Die Annahmen zur Laufwasserleistung sind sehr kritisch zu hinterfragen. Aus Abbildung 51 lässt sich eine Laufwasserstrom-Leistung von 7 GW im Sommer und 4 GW im Winter ablesen. Beachtet man jedoch die Ausnutzungsgrade für Laufwasser in Österreich von rund 60% im Sommer und 40% im Winter, ergeben sich für das Jahr bereits 11,4 GW an Laufwasserleistung (*anstatt derzeit 5,9 GW Laufwasser, siehe auch <https://markttransparenz.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/installierte-leistung>*). Möglicherweise wurden hier Lauf-, Speicher- und Pumpspeicher einfach addiert. Allein

im Sommerquartal macht diese falsche Annahme einen Fehler von mind. 6 TWh (Base Band) aus. Folglich nimmt der NIP (Seite 109) für das Jahr 2030 rund 38 TWh Laufwasser-Stromproduktion an (bei derzeit 26 TWh). Das ist nicht realisierbar: Umgerechnet entspricht das einem Zubau von 15 Freudenu-Donaukraftwerken bis 2030, was sich in seiner Dimensionierung zeigt, wie fatal sich hier falsche Annahmen für den Wirtschaftsstandort Österreich auswirken können.

S 83, Demand Side Response: Das Potenzial der Industrie für Demand Side Response muss auch bei den künftigen Kapazitäten der Übertragungsnetze berücksichtigt werden. Auf Seite 83 wird explizit darauf hingewiesen, dass Flexibilitätsmaßnahmen bei Endverbrauchern nicht modelliert wurden. Bereits heute gibt es Projekte der APG und der E-Control zur Integration von Flexibilitätsleistungen wie Lastverschiebungen, Engpassmanagement, abrufbare Lasten, abrufbare Erzeugung etc., mit denen Industriebetriebe einen wertvollen Beitrag zur Stabilität des Stromnetzes leisten. Diese Möglichkeiten müssen bei der Planung der Infrastruktur neben den anderen untersuchten Flexibilitätsoptionen (P2G, P2H, Batteriespeicher, Pumpspeicherkraftwerke) auch berücksichtigt werden.

S 88, Abbildung 58: Davon auszugehen, dass in einer Winterwoche 2040 in der Nacht grüner Strom importiert werden kann, scheint unrealistisch. Ein solche Annahme kann zu einer Gefährdung der Energieversorgung führen.

S 90 und 91: Es wird kritisch hinterfragt, dass im Raum Oberösterreich in der NIP-Planung für 2030 und 2040 keine Power-to-Heat Projekte bzw. auch keine Power-to-Gas Anlagen vermerkt sind.

S 91, 92, 71, 84, Flexibilitätsbedarf & Energiespeicherung: Der Flexibilitätsbedarf (Österreichs und der Anrainerstaaten), insbesondere für Wasserstoffspeicherung, wird im NIP unterschätzt, weil - neben den oben beschriebenen methodischen Mängeln im Zusammenhang mit der Zielvorgabe des „Transition Szenarios“ - ...

- ... unklar ist, ob im Rahmen der NIP-Modellierung bei den berechneten Wasserstoff-Speicherkapazitäten auch die benötigten flexiblen An- und Abtransport-Kapazitäten berücksichtigt wurden? Selbst wenn Wasserstoff bandförmig angeliefert wird, so muss dieser vor Ort strukturiert werden.
- ... die vorgenommene rein bilanzielle Betrachtung (bzgl. Zielerfüllung im Stromsektor) die Importproblematik (Konsequenz: erhöhtes Dunkelflauten-Risiko) verkennt.
- ... die volumetrische Betrachtung des Flexibilitätsbedarfs den deutlich geringeren Energiegehalt von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas berücksichtigen muss. Obwohl im NIP erwähnt bleibt ungeklärt, wie mit diesem Umstand umgegangen wird.

Eine **Wasserstoffspeicherstruktur** bietet nicht nur die saisonale Flexibilität zur Einbindung von Wasserstoff in das Energiesystem, sondern wird eine **wesentliche Basis der Versorgungssicherheit** mit erneuerbaren Gasen sein (wie bisher die Erdgasspeicherstruktur). Wir fordern einen Fokus auf Versorgungssicherheit mittels speicherbarer klimaneutraler Energieträger wie Wasserstoff und Biomethan und die dementsprechende Planung der notwendigen Speicher- und Transport-Infrastrukturen in Österreich bzw. auch für Importkapazitäten an grünen/klimaneutralen Gasen aus EU- und Drittstaaten, insbesondere auch um den limitierten Speichermöglichkeiten von Strom (S 71) zu entgegenen.

Zu bedenken ist, dass die Projektumsetzung bzw. der Bau von Speichern oftmals eine mehrjährige Vorlaufzeit erfordert, eine entsprechende **Erleichterung in den Genehmigungen** ist

daher zu fordern. Zudem ist eine potenzielle Nutzung von Erdgasspeichern als Wasserstoffspeicher nur nach Prüfung der jeweiligen Lagerstätte möglich. Die Prüfung konkreter Projekte in diesem Bereich ist noch nicht abgeschlossen. Der NIP sollte die Ergebnisse dieser Prüfungen abwarten und - unter bestmöglicher Nutzung vorhandener Infrastruktur - berücksichtigen.

Bezüglich Flexibilitäten/Sektorkopplung ist weiters auszuführen, dass ein zielgerichteter Einsatz von Flexibilitäten (wie zB. Speichern oder Elektrolyseuren) das Stromnetz in Zeiten starker Einspeisung entlasten kann, dafür ist jedoch ein koordinierter und netzdienlicher Einsatz notwendig. Um die Potenziale dieser Technologien effektiv und sinnvoll nutzen zu können, müssen unbedingt **rechtliche Rahmenbedingungen bzw. Modelle geschaffen werden, die einen netzdienlichen sowie wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen.**

S 100, Abb 66 „Wasserstoffnetz 2030“: Der NIP sieht vor, bis 2030 die Süd 3 Leitung von Eggendorf bis Bruck an der Mur von einer CH₄ auf eine H₂ Leitung umzuwidmen. Dies wurde so vorgeschlagen, da einerseits im Raum Donawitz ein großer H₂ Absatz erwartet wird und andererseits im Raum Mürzzuschlag ein Elektrolyseprojekt vorgesehen ist (die Daten wurden von AGGM übermittelt).

Für das Elektrolyseprojekt in Mürzzuschlag gibt es derzeit nach Angaben der Energienetze Steiermark keine Konkretisierung hinsichtlich Umsetzungszeitraum. Seitens der Gaswirtschaft wäre es daher nicht nur aus Sicht der AGGM zweckmäßiger, in einem ersten Schritt die H₂ Versorgung des Raumes Donawitz über Weitendorf zu bewerkstelligen, da 2030 der Methanbedarf noch nicht so weit zurückgegangen sein wird, dass auf die Süd 3 Leitung verzichtet werden kann. Insbesondere trägt die Süd 3 Leitung mit ihrem großen Linepack zur Flexibilisierung der Ein- und Ausspeisungen bei. Die Prüfung dieser Vorschläge mit den betroffenen Kunden wird angeregt und unterstützt.

Zu „5 Ergebnisdarstellung und -diskussion“ (S 103 ff)

S 112, 2. und 3. Abs: Der Absatz „Die nationale Biomethanerzeugung bewegt sich in der Bandbreite von 6,5 TWh ...“ kommt in sehr ähnlicher Form doppelt vor. Es wird um Aufklärung ersucht.

S 113, Digitalisierung: Das Thema Digitalisierung bzw. intelligente Infrastruktur wird im vorliegenden Entwurf des NIP nur sehr bedingt bis gar nicht mitgedacht. In der Zusammenfassung des NIP wird die Digitalisierung zwar angesprochen und als notwendig erkannt, im gesamten Plan kommt dieses Wort aber nur an dieser Stelle vor. Mit Ausnahme des Themas Kabelmonitoring wird so gut wie gar nicht darauf eingegangen, entsprechende Maßnahmen in Hinblick auf Digitalisierung bzw. intelligente Infrastruktur, mitzuplanen (Monitoring, Sensorik, Datenmanagement, etc.).

Es sollte jedoch ein wesentliches Ziel sein, die vorhandene Kapazität in der Infrastruktur optimal zu nutzen und diesen Aspekt in die Planung für die Zukunft miteinfließen zulassen. Dies kann bereits durch ein wenig mehr Intelligenz im Netz erzielt werden, so z.B. durch besseres Monitoring, Planungsmaßnahmen, Sensorik wie auch andere Flexibilitäten als im Bericht abgebildet. Smart Grids-Maßnahmen helfen auch bei der Integration von mehr erneuerbaren Energieerzeugern im Stromnetz. Die Planung im NIP bezieht sich zwar hauptsächlich auf das Übertragungsnetz, jedoch muss in Zukunft sichergestellt werden, dass gerade das Übertragungsnetz fit für die kommende Digitalisierung ist, damit dies auch bei den

Verteilungsnetzen ankommt und umgesetzt werden kann (Flexibilitätsplattformen, digitale Kundenschnittstellen, Interoperabilität, Integration Erneuerbarer Energien, etc.).

Um die Integration von Smart Grids erfolgreich umzusetzen, sind jedoch auch einige Herausforderungen zu beachten. Es bedarf einer umfangreichen Investition in die modernen Netzinfrastrukturen. Damit diese Investitionen auch getätigt werden können, müssen diese bereits bei der Planung der zukünftigen Energieinfrastruktur mitgedacht und eingeplant werden.

S 113, 2. Abs „Leitungsstilllegung“: Es wird hier ein Ergebnis der Studie GASI 2040 - nicht NIP - thematisiert; hier ist jedenfalls anzumerken, dass aus derzeitiger Sicht, im Speziellen auf der Fernleitung, eine Umwidmung realistischer und kosteneffizienter ist, als es eine teilweise Leitungsstilllegung sein wird.

S 114 ff - Unsicherheiten: Der NIP versucht, die vermeintliche Korrelation verschiedener Planungsansätze und Initiativen zu betonen. Siehe etwa das Zitat auf Seite 114 *„Die Bedarfskorridore des NIP decken sich weitgehend mit den identifizierten Planungsräumen der APG und dem laufenden Forschungsprojekt InfraTrans2040 [...] Bei den Strombedarfskorridoren handelt sich also um „no regret“-Bedarfskorridore, die unabhängig von den unterschiedlichen hinterlegten Mengengerüsten aus jeder Analyse abgeleitet werden können.“*

Andererseits werden auch im NIP bedeutende Unsicherheiten bzgl. der weiteren Energieträger einschließlich Methan und Wasserstoff eingeräumt, welche im Sinne der Planbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit dringend zu klären sind, siehe dazu das Zitat auf Seite 116 *„Die langfristige Entwicklung des nationalen Methan- und Wasserstoffnetzes über 2030 hinaus unterliegt noch Unsicherheiten.“*

III. Zusammenfassung

Auch wenn die Erstellung eines integrierten Netzinfrastrukturplans (NIP) grundsätzlich begrüßt wird, ist es angesichts der fundamentalen Bedeutung der Planung befremdlich, dass das dem Entwurf des NIP zugrundeliegende „Transition Szenario“ nicht veröffentlicht worden ist, der NIP aber zur Konsultation gestellt wird. Die Industrie fordert die Einbeziehung unter Offenlegung sämtlicher Informationen wie insb. des „Transition Szenarios“ mit seinen sämtlichen Details und Annahmen. Bei der Erstellung des NIP wurde durch die Zugrundelegung des unveröffentlichten „Transition Szenarios“ das Ergebnis ex ante vorgegeben, weshalb eine tatsächlich optimierte und sektorgekoppelte Planung des Energiesystems nicht erreicht werden konnte. Dies entspricht nicht üblichen Standards derartiger Planungen und führt zu nicht nachvollziehbaren Ergebnissen.

Die Wirtschaftskammer Österreich ersucht daher dringend um die Überarbeitung des NIP unter Berücksichtigung der oben genannten Forderungen und Argumente. Wir stehen für Fragen und eingehende Diskussion gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße

Dr. Harald Mahrer
Präsident

Karlheinz Kopf
Generalsekretär

