POSTULATSBEANTWORTUNG

DER REGIERUNG

AN DEN

LANDTAG DES FÜRSTENTUMS LIECHTENSTEIN

BETREFFEND

DIE STROMVERSORGUNGSSICHERHEIT IN LIECHTENSTEIN

Behandlung im Landtag	
	Datum
Kenntnisnahme am:	

Nr. 84/2022

INHALTSVERZEICHNIS

Seite

Zusammenfassung 5

Zuständiges Ministerium 6

Betroffene Stellen 6

I. BERICHT DER REGIERUNG 7

1. Anlass 7

2. Allgemeines zur Stromversorgung in Liechtenstein 14
   - 2.1 Europäisches Stromversorgungssystem 14
     - 2.1.1 Netzinfrastruktur 14
     - 2.1.2 Stromproduktion 19
     - 2.1.3 Regelbarkeit und Speicherung 21
     - 2.1.4 Prognosen 23
   - 2.2 Stromversorgung in Liechtenstein 26
     - 2.2.1 Entwicklung des Stromnetzes seit 1921 26
     - 2.2.2 Einbindung in die Regelzone Schweiz 27
     - 2.2.3 Versorgungssicherheit in der Regelzone Schweiz 30
     - 2.2.4 Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen (OSTRAL) 32
     - 2.2.5 Eigenversorgung und Eigenproduktion 34
     - 2.2.6 Prognosen 38

3. Beantwortung des Postulates 40
   - 3.1 Strategie zur Sicherstellung der Stromversorgung 40
   - 3.2 Risiken bei Strommangellage und Strom-Blackout 41
   - 3.3 Szenario Strommangellage 44
     - 3.3.1 Definition 44
     - 3.3.2 Einbindung in OSTRAL 45
     - 3.3.3 Auswirkungen auf Bevölkerung und Wirtschaft 47
   - 3.4 Szenario Strom-Blackout 48
     - 3.4.1 Definition 48
     - 3.4.2 Gründe für einen Blackout 49
     - 3.4.3 Behebung der Schäden und Inselbetrieb 49
     - 3.4.4 Auswirkungen auf Bevölkerung und Wirtschaft 52
   - 3.5 Möglichkeiten zur Erhöhung des Eigenversorgungsgrads 53

3.5.1 Energieeffizienz 54
3.5.2 Wasserkraft im Allgemeinen 55
3.5.3 Rheinkraft im Besonderen 58
3.5.4 Photovoltaik 63
3.5.5 Wind 67
3.5.6 Holz 69
3.5.7 Geothermie 69
3.5.8 Erdgas und Biogas 70
3.5.6 Atomkraft 71
3.5.7 Strombezug von KVA Buchs 72
3.5.8 LKW-eigene Produktion im Ausland 73
3.5.9 Übersicht der Potenziale 74
3.6 Schlussfolgerungen 75

II. ANTRAG DER REGIERUNG 77

ZUSAMMENFASSUNG

Der Landtag hat in seiner Sitzung vom 2. Dezember 2021 das Postulat zur Stromversorgungssicherheit in Liechtenstein an die Regierung überwiesen. Die Regierung wurde eingeladen, die Risiken bezüglich einer Stromknappheit und eines Strom-Blackouts abzuklären und aufzuzeigen, wer mit welchen Massnahmen bei einer effektiv eingetretenen Stromknappheit zu rechnen hat und welche Möglichkeiten bestehen, um einer Stromknappheit zu begegnen. Ebenfalls soll dem Landtag der Ist-Zustand dargelegt und eine Strategie zur kurz-, mittel- und langfristigen Sicherstellung der Stromversorgung des Landes aufgezeigt werden. Dazu soll die Regierung Szenarien prüfen und alle Möglichkeiten mit Kostenschätzungen darlegen, welche die Eigenversorgung des Landes erhöhen und dabei die Varianten mit sauberem Strom hervorheben.

Die Regierung führt in der Postulatsbeantwortung aus, dass Liechtenstein über die Schweizer Stromregelzone in das europäische Stromversorgungssystem eingebunden ist. Aufgrund des geringen Eigenversorgungsgrades ist Liechtenstein in hohem Masse vom Funktionieren dieses Systems abhängig. Das europäische Stromnetz ist grundsätzlich sehr stabil und ausfallsicher. Die aktuellen Entwicklungen in der Ukraine, Ausfälle bei Kernkraftwerken sowie das fehlende Stromabkommen Schweiz-EU zeigen jedoch, dass das bislang unwahrscheinliche Szenario einer Strommangellage oder eines Strom-Blackouts auch für Liechtenstein nicht gänzlich ausgeschlossen werden kann. Eine entsprechende Vorsorgeplanung in Abstimmung mit der Schweiz und den europäischen Partnern ist daher wichtig.

Im Falle einer Strommangellage ist Liechtenstein in die schweizerische Organisation für Stromversorgung in ausserordentlichen Lagen (OSTRAL) eingebunden. Die Strommangellage tritt im Gegensatz zum Strom-Blackout nicht plötzlich ein, sondern kann im Voraus geplant werden. Die Verfahren zur Strombewirtschaftung sind definiert und die verantwortlichen Organisationen geschult. In einem Blackout-Szenario können die Liechtensteinischen Kraftwerke (LKW) mit einem Inselbetrieb die kritischen Infrastrukturen mit Strom versorgen, bis das umliegende Gesamtsystem wieder zur Verfügung steht. Eine Versorgung der Privathaushalte und der Wirtschaft ist im Inselbetrieb jedoch nicht möglich. Die Auswirkungen einer Strommangellage bzw. eines Strom-Blackouts auf die Gesellschaft und die Wirtschaft sind erheblich und erfordern ein entsprechendes Krisenmanagement.

Die Regierung zeigt auf, dass die Möglichkeiten zur Erhöhung des Eigenversorgungsgrades aus wirtschaftlichen oder ökologischen Gründen bzw. aufgrund des Landschaftsschutzes beschränkt sind. Zudem führt eine Stärkung des Eigenversorgungsgrades nicht automatisch zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit. Als Beispiele können der Ausbau der Photovoltaik oder die energetische Nutzung des Rheins genannt werden, womit das Problem der Winterstromlücke jedoch nicht gelöst werden kann. Technologische Entwicklungen, insbesondere im Bereich der Energiespeicherung, werden daher in Zukunft von grosser Bedeutung sein.

Da der Strombedarf künftig steigen wird, sollten die verschiedenen Optionen der Stromgewinnung offen diskutiert werden. Angesichts der jüngsten Entwicklungen auf den Energiemärkten und mit Blick auf die anstehende Energiewende ist die Regierung bestrebt, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern so rasch wie möglich zu reduzieren. Die Regierung ist daher der Ansicht, dass die in der Energiestrategie 2030 aufgeführten Massnahmen zur Energieeffizienz und zum Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin konsequent umzusetzen sind. Damit wird nicht nur die Eigenversorgung gestärkt, sondern gleichzeitig auch das Klima geschützt.

ZUSTÄNDIGES MINISTERIUM

Ministerium für Inneres, Wirtschaft und Umwelt

BETROFFENE STELLEN

Amt für Bevölkerungsschutz
Amt für Volkswirtschaft
Amt für Umweltschutz
Liechtensteinische Kraftwerke

Vaduz, 23. August 2022

LNR 2022-1222

P

Sehr geehrter Herr Landtagspräsident,
Sehr geehrte Frauen und Herren Abgeordnete

Die Regierung gestattet sich, dem Hohen Landtag nachstehende Postulatsbeantwortung an den Landtag zu unterbreiten.

I. BERICHT DER REGIERUNG

1. ANLASS

Am 25. Oktober 2021 haben die Abgeordneten Herbert Elkuch und Thomas Rehak das Postulat zur Stromversorgungssicherheit in Liechtenstein mit folgendem Wortlaut eingereicht:

Gestützt auf Artikel 44 der Geschäftsordnung des Landtages vom 19. Dezember 2012, Landesgesetzblatt 2013 Nr. 9, reichen die unterzeichneten Abgeordneten folgendes Postulat ein und stellen den Antrag, der Landtag wolle beschliessen:

Die Regierung wird eingeladen, die Risiken bezüglich einer Stromknappheit und eines Strom-Blackouts abzuklären und aufzuzeigen, wer mit welchen Massnahmen bei einer effektiv eingetretenen Stromknappheit (Stichwort: Rationierung) zu rechnen hat und welche Möglichkeiten bestehen, um einer Stromknappheit zu begegnen. Die Regierung wird eingeladen, dem Landtag den Ist-Zustand darzulegen und eine Strategie zur kurz-, mittel- und langfristigen Sicherstellung der Stromver-

sorgung des Landes aufzuzeigen. Dazu soll die Regierung Szenarien prüfen und alle Möglichkeiten mit Kostenschätzungen darlegen, welche die Eigenversorgung des Landes erhöhen und dabei die Varianten mit sauberem Strom hervorheben.

Begründung:

Immer wieder warnen Experten vor einer Stromknappheit im Winter. Eine Studie des Bundesamtes für Energie warnt vor einem 47 Stunden Ausfall, im Extremfall sogar von einem, der bis zu 500 Stunden dauern könnte. Die Schweiz prüft aufgrund dieser Szenarien nun den Bau von bis zu 2000 dezentralen Gaskraftwerken. Zudem werden auch Stimmen laut, die für die langfristige sichere Stromversorgung den Bau neuer AKWs in der Schweiz fordern. Diesen Weg beschreitet bereits Polen. Und auch Grossbritannien setzt auf AKWs, um den CO2- Ausstoss bis 2050 auf null zu reduzieren.

Der Eigenversorgungsgrad mit Strom liegt in Liechtenstein übers Jahr gesehen bei ca. 25%. Im Winterhalbjahr liegt dieser noch bedeutend tiefer, obwohl mehr Strom benötigt wird. Auf den gesamten Energieverbrauch bezogen liegt der Eigenversorgungsgrad bei 13% (Amt für Statistik).

Dies zeigt die extrem grosse Abhängigkeit unserer Stromversorgung vom Ausland. Damit würde uns eine Stromknappheit in der Schweiz und in Europa mit voller Härte treffen. Die Auswirkungen einer länger andauernden Stromknappheit wären für Liechtenstein mit seinen überdurchschnittlich vielen Arbeitsplätzen gross. Zwar wird das Land zur Hauptsache von der Schweiz mit Strom versorgt, allerdings fehlen klare vertragliche Abmachungen. Wie jüngst berichtet wurde, möchte die Regierung deshalb einen Staatsvertrag mit der Schweiz abschliessen. Allerdings ist nicht klar, was Liechtenstein als Gegenleistung zu bieten hat.

Die Schweizer Wasserkraft allein kann die Schweiz über zwei Wochen versorgen. Liechtenstein sollte sich ebenfalls Gedanken machen, wie eine Strommangellage,

während ein bis zwei Wochen überstanden werden kann. Mit einem Photovoltaik-Ausbau allein können wir diesem Problem nicht begegnen. Wie viel Strom Solaranlagen liefern, ist stark wetterabhängig. Dies wird gerade im Winter zum Problem. Des Weiteren ist das Folgende zu berücksichtigen:

- *Der Strombedarf wird durch den Umbau der Mobilität (Elektroautos) und der Gebäudeheizungen in Zukunft stark steigen*
- *Der Energiebedarf wird durch Wirtschaftswachstum steigen*
- *Auswirkungen durch mögliche Investitionen in Rheinkraftwerke und Windkraftanlagen*
- *Umweltschutzgesetzgebung in Bezug auf Bau von Wind- und Wasserkraftanlagen*
- *Kompromissbereitschaft der Gemeinden, Landeigentümern und Verbände*
- *Unsicherheitsfaktor Stromimporte aus dem Ausland. Es muss damit gerechnet werden, dass die Nachbarn keinen Strom liefern, wenn sie ihn selbst dringend brauchen; auch mit Lieferverträgen kann nicht jedes Szenario abgesichert werden (siehe Exportstopps in den Anfängen der Covid Krise)*

Dem Landtag sollen die Risiken einer Stromknappheit und eines Strom-Blackouts aufgezeigt werden. Die Regierung soll die nachfolgenden Szenarien zugrunde legen:

a) Unvorhergesehenes, plötzlich eintretendes Ereignis einer Stromknappheit, bei dem die Stromlieferungen aus dem Ausland kurzzeitig stark reduziert werden oder komplett ausfallen

b) Langsam sich anbahnende Stromknappheit z.B. wegen langanhaltender Kälte, die eine Importreduktion von ca. 30% über 500 Stunden nach sich zieht

c) Genereller wiederkehrender saisonaler Strommangel im Hochwinter, wobei z.B. der Stromimport für 14 Tage ohne Unterbrechung um 50% reduziert ist

d) «Worst Case» Szenario, dass z.B. über 14 Tage im Winter bei hohem Verbrauch unvorhergesehen absolut kein Import möglich ist

Zu a)

Die Regierung soll aufzeigen, welche Infrastrukturen für die Notversorgung der Bevölkerung bei einem plötzlichen unvorhersehbaren Rückgang des Stromimportes auf 50% und welche bei totalem Ausfall des Stromimportes wie lange aufrechterhalten werden können, und wieweit und in welchem Umfang sich Haushalte und Betriebe einschränken müssten.

Zu b)

Die Regierung soll aufzeigen, welche Massnahmen ergriffen werden müssten, um anhaltende Lieferengpässe zu überbrücken und wer in solchen Fällen mit zeitweiligen oder ganzen Abschaltungen konfrontiert wäre. Ausserdem soll die Regierung klären, ob die LKW bestimmte Verbraucher in den Haushalten ferngesteuert abschalten oder den Stromverbrauch pro Tag limitieren (z.B. durch Fern-Abschaltung ab einem gewissen Prozentsatz des bisherigen Verbrauchs) könnte.

Zu c)

Die Regierung soll aufzeigen, wie die Energieversorgung bei eingeschränktem Import über eine längere Zeit aufrechterhalten werden könnte, für den Fall, dass keine geeignete Kraftwerksinfrastruktur wie Wasserkraft oder Wind innerhalb einer nützlichen Frist gebaut werden kann. In einem solchen Fall müsste für eine allfällige Eigenproduktion zur kurzfristigen Überbrückung lagerfähige Stoffe, die in elektrische Energie umgewandelt werden können, am Lager liegen. Die Regierung soll prüfen, welche Stoffe oder Materialien eingelagert/bevorratet werden könnten, um 14 Tage (im Winter) bei einer Reduktion des Stromimporte auf 50% den Normalbetrieb aufrechterhalten zu können. Die nötige Energie der Brennstoffe soll in GWh angegeben werden. Ausserdem soll die Regierung aufzeigen, wieviel die Infrastruktur für die Bevorratung der in Frage kommenden Brennstoffe kosten würde und wieviel für Anlagen, welche gebaut und betriebsbereit sein müssten, investiert werden müsste, um den fehlenden Strom aus den eingelagerten Brennstoffen zu liefern.

Zu d)

Die Regierung soll ein «Worst Case» Szenario aufzeigen. Neben einer minimalen Versorgung mit Elektrizität könnte auch eine Notversorgung der Bevölkerung notwendig werden. Dies deshalb, weil möglicherweise ganz Europa von einem akutem Strommangel oder einem Blackout betroffen ist und die Lieferketten für den täglichen Bedarf auch komplett zusammenbrechen könnten. Die Regierung soll darlegen, wie die Szenarien aussehen würden, damit eine Minimalversorgung aufrecht erhalten bleibt, um damit die Versorgung mit Lebensmittel und Güter des täglichen Bedarfs sicherzustellen. Ausserdem soll die Regierung aufzeigen, ob das Land aus eigner Kraft in der Lage wäre, für alle relevanten Infrastrukturen die Stromversorgung sicherzustellen Dies wären z.B.: Kommunikation, Herstellung und Kühlung von Lebensmitteln, Landesspital, Arztpraxen, Polizei, Rettungsdienst, Parlament, Regierung, Verwaltung usw.

In diesem Szenario könnten dezentrale Notstromversorgungen hilfreich sein, deshalb soll die Regierung aufzeigen, wie und wo in solch einer Notlage was für Notstromanlagen in das LKW-Netz integriert werden könnten, um eine Minimalversorgung zu gewährleisten. Zudem soll die Regierung aufzeigen, ob Vorhalteleistungen von Gemeinden oder der Privatwirtschaft denkbar oder angedacht sind.

Selbstverständlich wird eine Erhöhung des Eigenversorgungsgrads und eine höhere Netzsicherheit mit sauberer Energie Kosten zur Folge haben. Deshalb soll die Regierung die Kosten der geprüften Szenarien mittels grober Schätzungen dem Landtag zur Kenntnis bringen. Neben den konkreten Szenarien (a bis d) soll die Regierung Szenarien zur kurz- mittel- und langfristigen Sicherung der Energieversorgung aufzeigen und was die Regierung zur Minimierung der Risiken unternehmen will, auch unter der Konstellation, dass kein Staatsvertrag mit der Schweiz zustande kommt.

Zum Schluss soll die Regierung dem Landtag die Ausbauvarianten der Eigenversorgung aufzeigen und dabei die Eckwerte des ehemaligen Projekts von Motor Columbus (Rheinkraftwerke) zur Kenntnis bringen und die Leistung der Staustufen mit heutiger Technologie besonders in den Monaten Dezember, Januar und Februar darlegen. Zudem soll die Regierung aufzeigen, inwieweit die Rheinkraftwerke die Eigenversorgungssicherheit in Liechtenstein positiv beeinflussen würden und wieweit sich mit diesen Kraftwerken die Versorgungsrisiken minimieren liessen.

Auch die Ausbaumöglichkeiten mit Windkraft sollen bewertet und dargelegt werden. Dabei soll aufgezeigt werden, wie viel Windkraftleistung in Liechtenstein an welchen Orten gebaut werden könnte. Zudem soll die Regierung abschätzen, wie viele MWh die Windkraft im Winter beisteuern könnte.

Für eine sichere und zukunftsorientierte Energieversorgung zur Erhöhung der Unabhängigkeit, zum Wohl der Allgemeinheit und Sicherung des Wirtschafts-

standortes bitten wir um Überweisung des Postulates zur Prüfung der Vielzahl an Möglichkeiten als Grundlage, um für Liechtenstein die bestgeeignete Lösung zu finden.

Der Landtag hat das Postulat in seiner Sitzung vom 1. Dezember 2021 an die Regierung überwiesen.

2. ALLGEMEINES ZUR STROMVERSORGUNG IN LIECHTENSTEIN

2.1 Europäisches Stromversorgungssystem

2.1.1 Netzinfrastruktur

Liechtenstein ist eingebunden in das europäische Stromversorgungsnetz, eines der grössten zusammenhängenden Stromsysteme der Welt. Aufgebaut wurde dieses in den letzten 140 Jahren, um dezentral erzeugten Strom zu den Verbrauchern zu bringen. Um Strom mit möglichst wenig Verlusten über grössere Distanzen zu transportieren, sind hohe Spannungen notwendig (220/380 Kilovolt (kV); Höchstspannungsnetz). Diese Netze werden von den Übertragungsnetzbetreibern gebaut, betrieben und unterhalten (z.B. Swissgrid in der Schweiz, Austrian Power Grid in Österreich). Wesentliche Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber ist, neben dem Transport des Stroms, die Sicherstellung der Spannung und Einhaltung eines eng definierten Frequenzbandes. Da die hohen Spannungen nicht direkt genutzt werden können, werden diese in Umspannwerken über Leistungstransformatoren auf eine tiefere Spannungsebene umgewandelt (110 kV; Hochspannung). Auf dieser Spannungsebene erfolgt die regionale Verteilung (u.a. auch die Anbindung Liechtensteins an die Schweiz und Österreich).

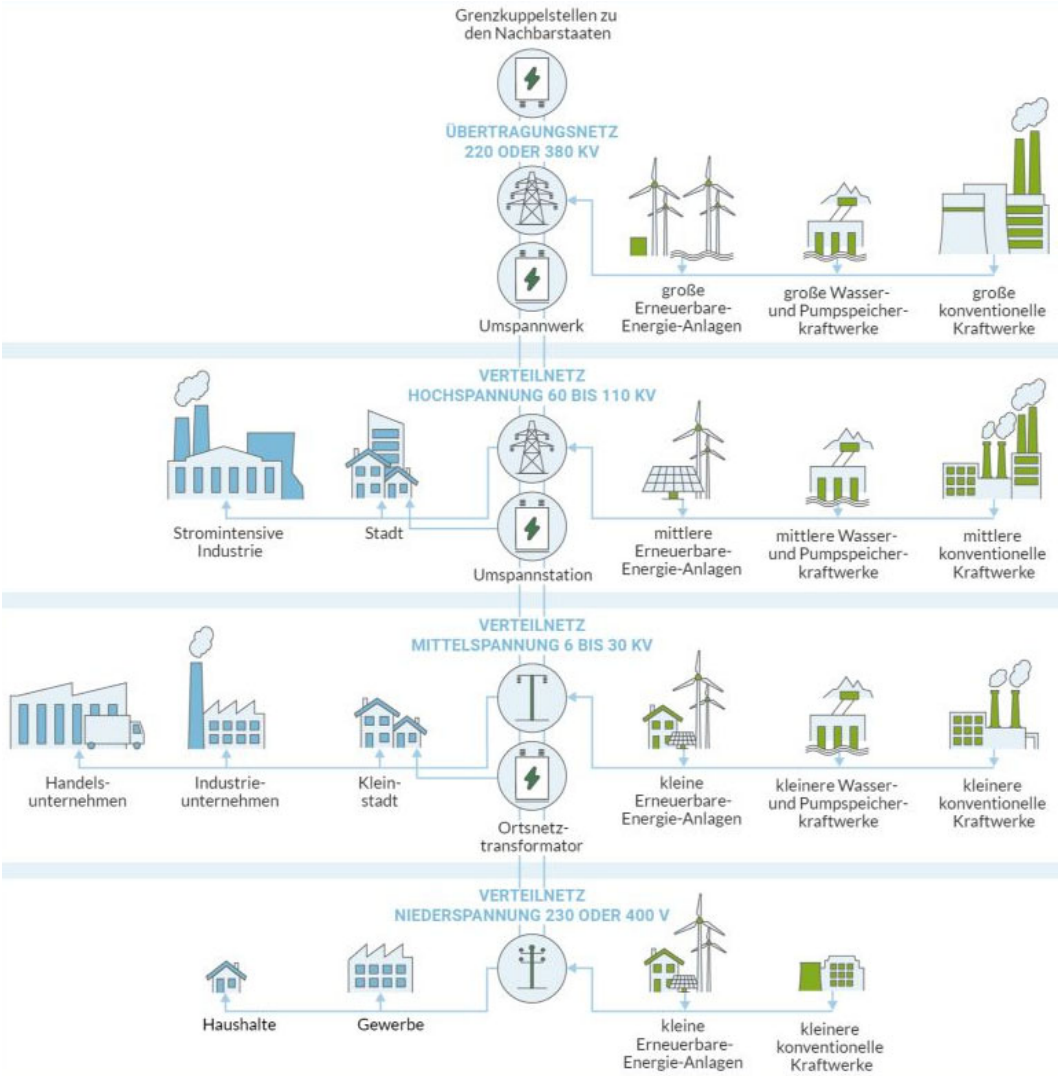

Abbildung 1: Netzebenen im Überblick (Quelle: Projektträger Jülich)[1]

Für ein funktionierendes Stromversorgungssystem ist es wichtig, dass die produzierte Strommenge mit der abgesetzten Menge immer im Einklang ist. Dafür ist eine anspruchsvolle Steuerung der europäischen Stromproduktionskapazitäten notwendig, welche von den Übertragungsnetzbetreibern sichergestellt wird.

---

1 https://www.energiesystem-forschung.de/energiesystem/energie_transportieren.

Auf dem europäischen Kontinent sind 42 Übertragungsnetzbetreiber aus 35 Ländern im "Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber» (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E) europaweit zusammengeschlossen.

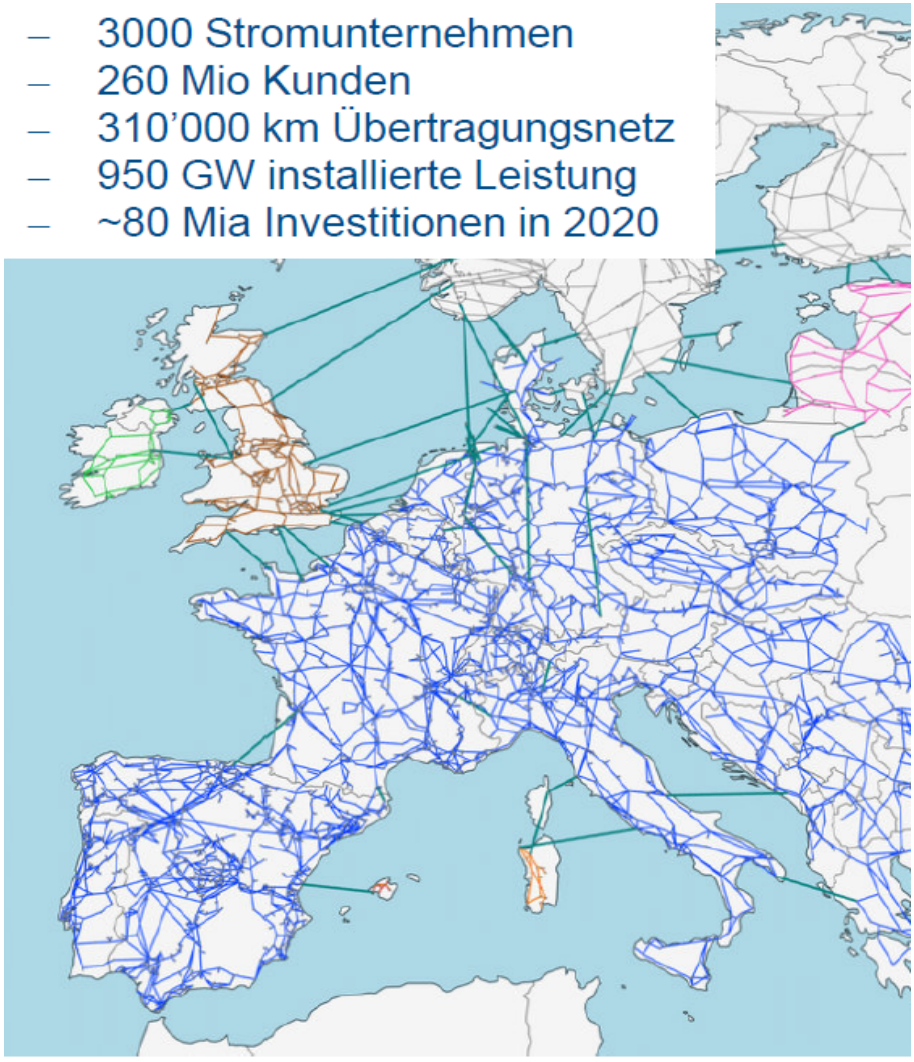

Abbildung 2: Das europäische Stromsystem (Quelle: LKW)

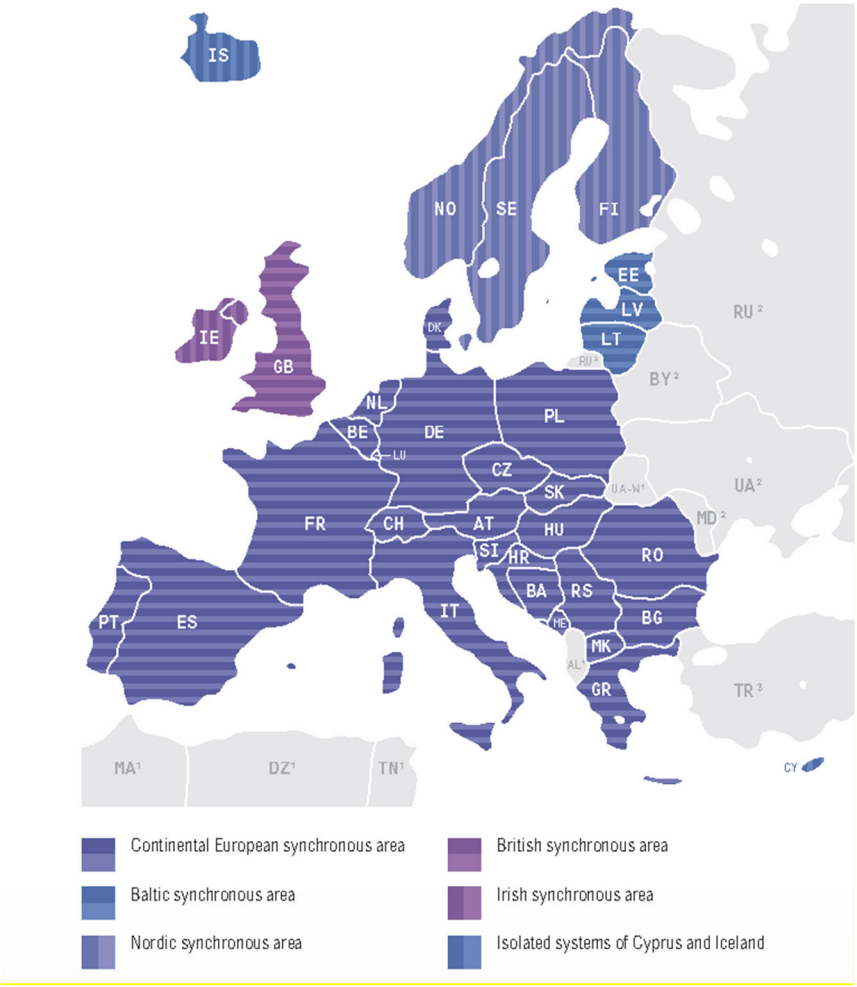

Abbildung 3: European Network of Transmission System Operators for Electricity (Quelle: ResearchGate)[2]

Das ENTSO-E hat dabei neben den koordinierenden Tätigkeiten insbesondere die Aufgabe, die kurz- und mittelfristige Kapazitätsplanung der Mitgliedsländer auf die Angemessenheit im Hinblick auf die erwartete Stromnachfrage zu überprüfen.

Auf einer nächsten Ebene kümmern sich die "Regional System Controller" (RSC) um die Sicherheit, die Kapazitätsberechnungen, die Koordination von geplanten und ungeplanten Produktions- oder Übertragungsleitungsausfällen und den Betrieb und Unterhalt eines gemeinsamen Netzes.

---

2 https://www.researchgate.net/figure/ENTSO-E-member-states_fig1_280546326

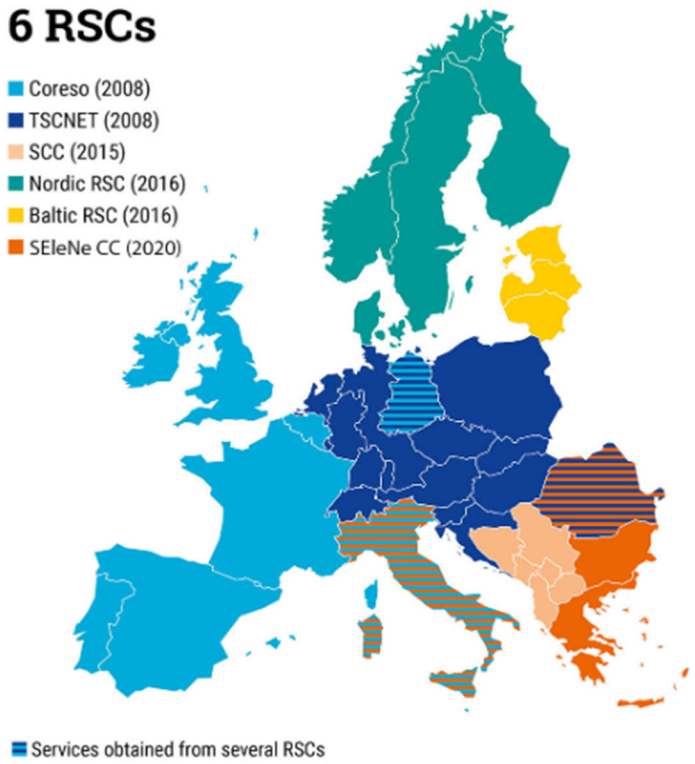

Abbildung 4: Regional System Controller (Quelle: ENTSO-E)[3]

Das Stromversorgungssystem (Netze und Kraftwerke) ist sehr stabil und ausfallsicher. Die Netze werden mit der sogenannten n-1 Regel gebaut. Das bedeutet, dass bei einem Ausfall eines Netzelementes, z.B. eines Kabels von Umspannwerk A nach Umspannwerk B, das Gesamtsystem immer noch funktionieren muss. Die meisten Ausfälle im Stromnetz sind durch Schäden aufgrund von Naturereignissen oder menschlichen Eingriffen (Bauarbeiten, etc.) bedingt. Neuerdings stellen die Probleme in Zusammenhang mit der Cybersicherheit das Stromversorgungssystem vor substantielle Herausforderungen.

Die Ausfallsicherheit der europäischen Stromnetze ist hoch. Diese wird mit einer Minutenausfallsicherheit (SAIDI: System Average Interruption Duration Index)

---

3 https://www.entsoe.eu/regions/

ausgewiesen. Die nachfolgende Grafik zeigt die Ausfallsicherheit von verschiedenen europäischen Netzen.

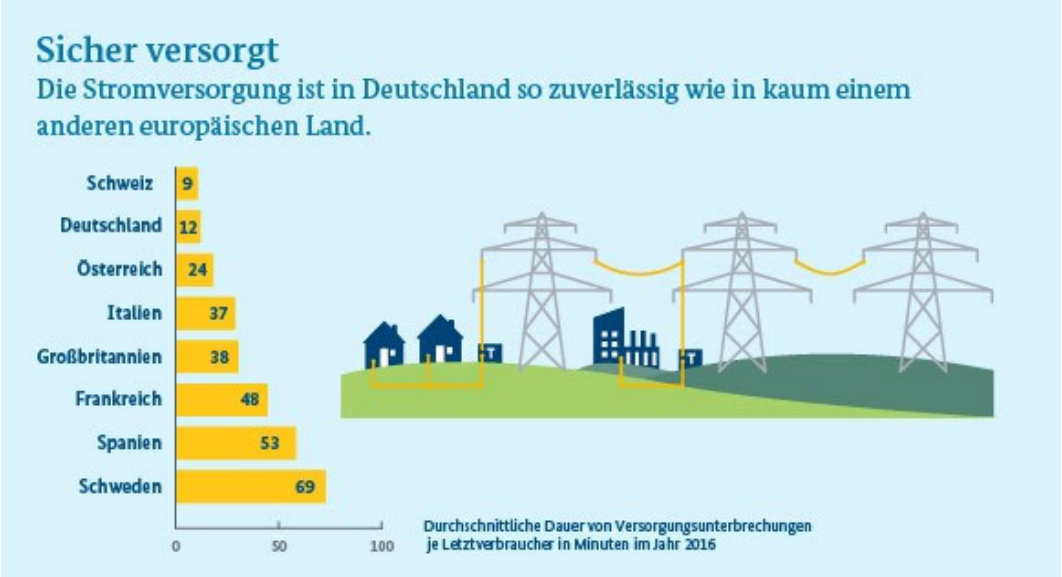

Abbildung 5: Hohe Stromversorgungssicherheit in der Schweiz und Deutschland (Quelle: BMWi; Datenbasis: CEER Benchmarking Report, Juli 2018). Im Vergleich: Liechtenstein weist einen SAIDI Wert von 3 auf (Quelle: LKW, Energiedaten 2021)

2.1.2 Stromproduktion

Die Stromproduktion in Europa stammt aus Kraftwerken, die unterschiedliche Technologien nutzen:

Thermische Kraftwerke werden mit Dampf angetrieben, welcher durch Kernspaltung (Uran), die Verbrennung von Kohle (Stein-, Braunkohle), Gas (Erdgas, Biogas), Öl oder andere Stoffe (z.B. Müll, Holz) oder durch Geothermie erzeugt wird. Diese Kraftwerke mit ihren häufig sehr grossen Leistungen von mehreren 100 Megawatt (MW) bis Gigawatt (GW) können, abgesehen von Gaskraftwerken, ihre Produktion nicht kurzfristig anpassen. Jedoch sind sie wichtig, um eine konstant absetzbare Produktion, die Grundlast, sicherzustellen.

Bei **Wasserkraftwerken** wird zwischen Hochdruckkraftwerken und Laufwasserkraftwerken unterschieden. Hochdruckkraftwerke werden häufig für die Deckung von schnell wachsenden Lasten bzw. Spitzenlasten eingesetzt. Laufwasserkraftwerke produzieren analog den thermischen Kraftwerken konstant elektrische Leistung (meist im Mittellastbereich), welche mit dem natürlichen Zufluss jahreszeitlich aber stark schwanken kann.

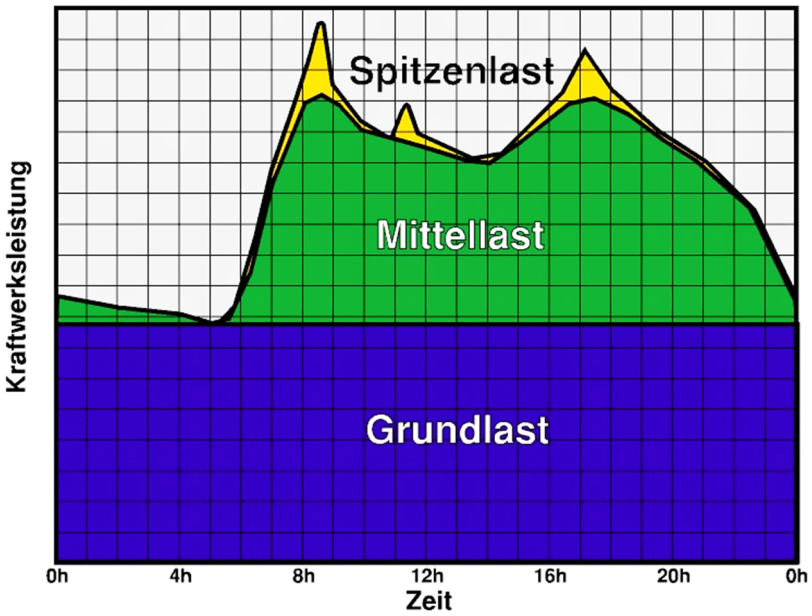

Abbildung 6: Schematische Darstellung der Lastkurve im Tagesverlauf (Quelle: Wikipedia)[4]

Unter **«neuen erneuerbaren Energien»** werden Photovoltaik-, Biomasse- und Windkraftwerke subsummiert. Auch Geothermie-Kraftwerke gehören dazu. Letztere haben in Mitteleuropa aufgrund der grossen geologischen und technischen Herausforderungen sowie der damit einhergehenden hohen Kosten, zumindest bisher, keine Bedeutung finden können.

Ebenfalls spielen andere Erzeugungsarten wie Gezeitenkraftwerke, Strombojen, etc. im europäischen Stromsystem eine untergeordnete Rolle.

---

4 https://de.wikipedia.org/wiki/Kraftwerksmanagement?oldformat=true

2.1.3 Regelbarkeit und Speicherung

Die Stabilität des europäischen Stromsystems wird durch ein enges Zusammenspiel der verschiedenen Akteure erreicht. Die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber stellen in enger Kooperation sicher, dass der Strom in der gewünschten Qualität (Frequenz, Spannung) und Menge zur Verfügung gestellt wird. Die Kraftwerksbetreiber verkaufen die Energie an die Energieversorgungsunternehmen (EVU), welche diese wiederum an den Endkunden liefern. Mehr und mehr produzieren auch Private mit Photovoltaikanlagen (PVA) Strom, welchen sie selbst verwenden und/oder ins Verteilnetz einspeisen.

Um die Stromnetze stabil zu halten und gleichzeitig eine bedarfsgerechte Lieferung sicherzustellen, müssen die Übertragungsnetzbetreiber jederzeit Stromproduktionskapazitäten zuschalten oder drosseln können. Dies wird durch ein intelligentes Regelenergieregime sichergestellt. Dabei wird zwischen primärer (Bereitstellung von Strom innert 30 Sekunden), sekundärer (Bereitstellung innert fünf Minuten) und tertiärer (Bereitstellung über fünf Minuten; "Minutenreserve") Regelenergie unterschieden, welche von den Kraftwerksbetreibern den Übertragungsnetzbetreibern gegen Entgelt zur Verfügung gestellt wird.

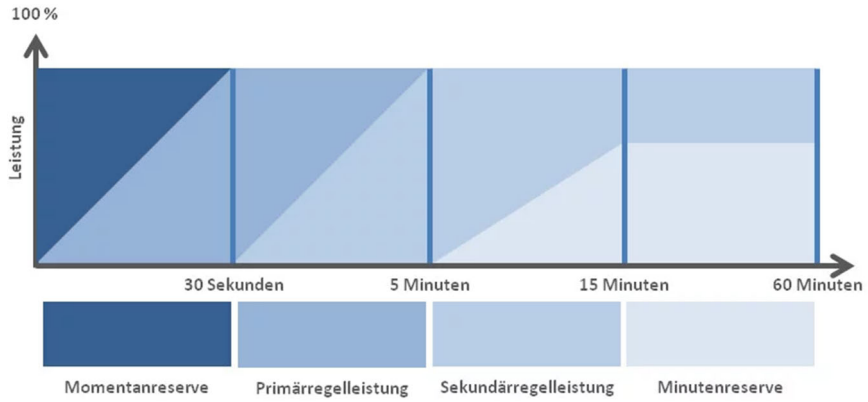

Abbildung 7: Übersicht Regelenergie (Quelle: energie-experten.org)[5]

Wichtig für die absatzkonforme Bereitstellung von Strom ist die Regelbarkeit der verschiedenen Kraftwerke, d.h. die Geschwindigkeit, in welcher die Kraftwerksleistung hoch- bzw. heruntergefahren werden kann. Thermische Kraftwerke erzeugen mit verschiedenen Primärenergien (u.a. Gas, Kohle, Öl, Uran/Kernspaltung) Dampf. Dieser Prozess ist sehr träge und kann nur über eine längere Zeit (Minuten bis Stunden) geregelt werden. Speicherkraftwerke können innerhalb von Sekunden die Leistung steigern oder drosseln, sofern das dafür notwendige Wasser vorhanden ist. Entsprechend sind Wasserkraftwerke mit Speicherseen sehr wichtig für den Ausgleich von Nachfrage und Angebot. Auch die erneuerbaren Energien sind sehr schwer steuerbar. PVA produzieren vorwiegend dann Strom, wenn es hell ist resp. die Sonne scheint; Windkraftwerke liefern nur Strom, wenn genügend Wind vorhanden ist. Diese Produktionsanlagen kann man zwar jederzeit aus- und zuschalten, einen Effekt auf die Strommenge hat dies aber nur, wenn die für die Produktion erforderlichen physikalischen Gegebenheiten vorhanden sind. Bei einer sogenannten Dunkelflaute können keine, oder nur geringe Strommengen produziert werden.

Durch die **dezentrale Einspeisung** von Photovoltaikstrom wird das Verteilnetz in einer Art genutzt, für welche es ursprünglich nicht ausgelegt wurde. In der «alten» Energiewelt haben mittelgrosse und grosse Kraftwerke zentral Strom produziert, der dann über die verschiedenen Netzebenen zu den Konsumentinnen und Konsumenten geführt wurde. Die dezentrale Einspeisung stellt die Verteilnetzbetreiber vor neue Herausforderungen, indem der Lastfluss teilweise umgekehrt wird. Damit muss der Abgleich von Erzeugung und Verbrauch durch Mess- und

---

5 https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/direktvermarktung/regelleistung

Steuerungs-IT bereits auf den unteren Spannungsebenen erfolgen, damit das Verteilnetz stabil gehalten werden kann.

Strom kann als solches nicht gespeichert und gelagert werden und die produzierte und verbrauchte Strommenge muss, wie oben erwähnt, im Sinne eines funktionierenden Übertragungsnetzes stets im Gleichgewicht sein. Hingegen ist es möglich, Wasser in Stauseen zu speichern. Dieses kann dann sehr flexibel wieder dem Kraftwerk zugeleitet und zur Stromproduktion genutzt werden. Weitere Möglichkeiten zur Stromspeicherung sind heute im industriellen Stil noch nicht verfügbar. Es besteht jedoch weltweit in der Forschung und Entwicklung eine sehr hohe Dynamik in diesem Bereich (z.B. "Power-to-Gas", Speicherung mit Wasserstoff) und es ist davon auszugehen, dass in den nächsten Jahren neue Speichermöglichkeiten auf den Markt kommen.

2.1.4 Prognosen

Die Stromproduktion in Europa setzt sich folgendermassen zusammen (2021): 27.0% Kernenergie, 17.9% Erdgas, 15.6% Kohle, 14.4% Wind, 12.2% Wasserkraft, 5.0% Solar, 3.2% Biomasse, 4.6% Übrige (Müll, Öl, Geothermie etc.).[6]

Die europäischen Erzeugungskapazitäten (die gesamte installierte Leistung aller Kraftwerke) weisen aktuell eine Reserve von ca. 40% zur maximal abgerufenen Leistung auf. Der Anteil von zufälligen, schwer planbaren Kapazitäten (Sonne, Wind) liegt aktuell bei ca. 30% und wird in den nächsten Jahren massiv zunehmen. Es ist davon auszugehen, dass sich die Art der Stromerzeugung, u.a. durch die geplante Dekarbonisierung der Stromproduktion und den Ausbau erneuerbarer Produktion, in den nächsten Dekaden stark verändern wird.

---

6 Statista 2022: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/182159/umfrage/struktur-der-bruttostromerzeugung-in-der-eu-27/#professional

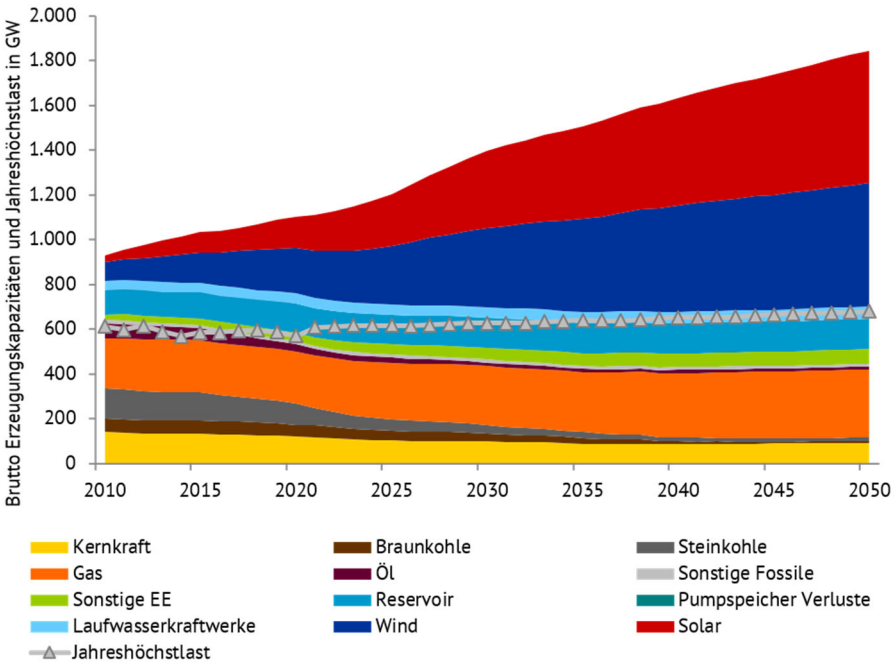

Abbildung 7: Installierte Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern in EU-27 zzgl. NO/CH/UK (Quelle: Energy Brainpool)[7]

Wie aus Abbildung 7 ersichtlich, wird davon ausgegangen, dass die installierte Leistung aller Kraftwerke bis ins Jahr 2050 im Vergleich zu heute um knapp das Doppelte ansteigt. Dabei werden insbesondere planbare Kapazitäten (thermische Kraftwerke) wegfallen und zufällige resp. schwer planbare Produktion (PV, Wind) zunehmen. Die Kraftwerksleistung wird also weniger «abrufbar».

Der Stromverbrauch in Europa wird gemäss den Prognosen (Abbildung 8) bis 2050 um ca. 30% ansteigen. Der Anteil erneuerbarer Energie soll von 30% auf 60% wachsen, wobei dieses Wachstum grösstenteils auf Wind und Sonne zurückzuführen ist. Neben dem Auslaufen der Kohleverstromung soll auch der Anteil an Nuklearenergie von 28% auf 18% sinken. Aktuell wird aber in Europa intensiv über eine Verlängerung der Nutzung von Atomenergie als Brückentechnologie diskutiert,

7 https://blog.energybrainpool.com/update-eu-energy-outlook-2050-wie-entwickelt-sich-europa-in-den-naechsten-30-jahren/

um die Energiewende zu bewerkstelligen und insbesondere den CO_2-Ausstoss zu reduzieren. Die Abhängigkeit von Erdgas (Russland) wird ebenfalls zu einer Neubeurteilung des Energiemix führen.

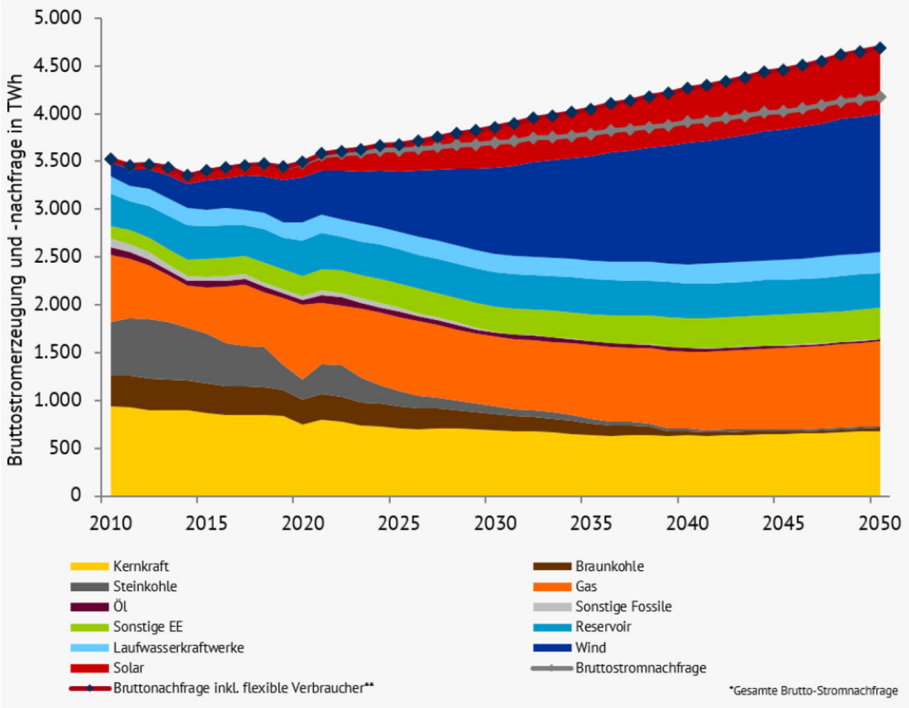

Abbildung 8: Bruttostromerzeugung und -nachfrage nach Energieträgern in EU-27 zzgl. NO/CH/UK (Quelle: Energy Brainpool)[8]

8 https://blog.energybrainpool.com/update-eu-energy-outlook-2050-wie-entwickelt-sich-europa-in-den-naechsten-30-jahren/

2.2 Stromversorgung in Liechtenstein

2.2.1 Entwicklung des Stromnetzes seit 1921

Das liechtensteinische öffentliche Stromnetz wurde Schritt für Schritt seit 1921 entwickelt. Davor gab es bereits industrielle Stromversorgung bei Jenny&Spörry in Vaduz.

Um das Kraftwerk Lawena in Triesen zu realisieren, wurde am 17. Januar 1923 das «Landeswerk Lawena» gegründet. Dieses ging 1947 in die Liechtensteinischen Kraftwerke (LKW) über, welche seither die öffentliche Stromversorgung verantworten. Ab 1947 wurde das Wasserkraftwerk Samina realisiert. Die beiden heute noch grössten Kraftwerke Liechtensteins versorgten bis in die 1960er Jahre das Land Liechtenstein und es konnte sogar Strom in die Schweiz exportiert werden.

Heute betreiben die LKW 13 Wasserkraftwerke in Liechtenstein, welche auch grösstenteils in ihrem Eigentum sind. Die liechtensteinische Gasversorgung (LGV) betreibt Blockheizkraftwerke (BHKW) und auch das private Holzheizkraftwerk Malbun produziert Strom, welcher ins öffentliche Netz eingespeist wird.

Mit der Verabschiedung des Energieeffizienzgesetzes im Jahr 2008 und den entsprechenden staatlichen Förderungen ist der Anteil an solarproduziertem PV-Strom in den letzten Jahren stark gestiegen. Ende 2021 waren in Liechtenstein 2’100 PVA mit einer installierten Leistung von 35.3 Megawattpeak (MWp) in Betrieb, die grösstenteils im Besitz von Privaten sind. Die LKW sind als Netzbetreiber verpflichtet, den Strom ins öffentliche Netz zu übernehmen und diesen zu vergüten. Neben der Einspeisung ins Verteilnetz werden immer mehr PVA für die Eigenversorgung des jeweiligen Gebäudes genutzt.

Die Liechtensteinischen Kraftwerke, welche zu 100% im Staatsbesitz sind, verantworten die Erstellung, den Betrieb und Unterhalt der Stromnetze und versorgen

Liechtensteins Kunden und Kundinnen mit Strom aus eigenen Kraftwerken oder aber durch Beschaffung an den europäischen Strommärkten. Die Aufgaben der LKW sind im LKW-Gesetz[9] und in der Eignerstrategie der Regierung vom 26. August 2014[10] festgelegt. Regulierungen zum Strommarkt finden sich insbesondere im Gesetz vom 20. Juni 2002 über den Elektrizitätsmarkt sowie im Gesetz vom 25. November 1976 über die Versorgung des Landes mit elektrischer Energie im Falle der Knappheit.

2.2.2 Einbindung in die Regelzone Schweiz

Liechtenstein ist über vier grenzüberschreitende Leitungsstandorte (Balzers, Triesen, Schaan und Eschen) ans Übertragungsnetz der Schweiz angebunden, wobei die Anbindung an Schaan und Eschen mit zwei Leitungssträngen erfolgt (also insgesamt sechs Leitungen). Eine weitere Leitung führt nach Vorarlberg (alle auf 110 kV-Spannungsebene). Über die Leitung nach Österreich kann Liechtenstein aber nur beschränkt versorgt werden (die zur Verfügung stehende Leitungskapazität von 40 MW ist deutlich kleiner als die Maximallast in Liechtenstein von 74.8 MW im Jahr 2021).[11] Die Umspannwerke Balzers, Triesen, Schaan und Eschen sind somit über mehrere Stränge ins Ausland verhängt und auch inländisch zuverlässig angebunden.

---

9 Gesetz vom 19. November 2009 über die Liechtensteinischen Kraftwerke, LGBl. 2009 Nr. 335.

10 https://www.lkw.li/userdata/Alle-Download-Dokumente/Allgemeines-Unternehmen/Rechtsgrundlagen/lkw-eignerstrategie.pdf

11 Energiedaten 2021; LKW.

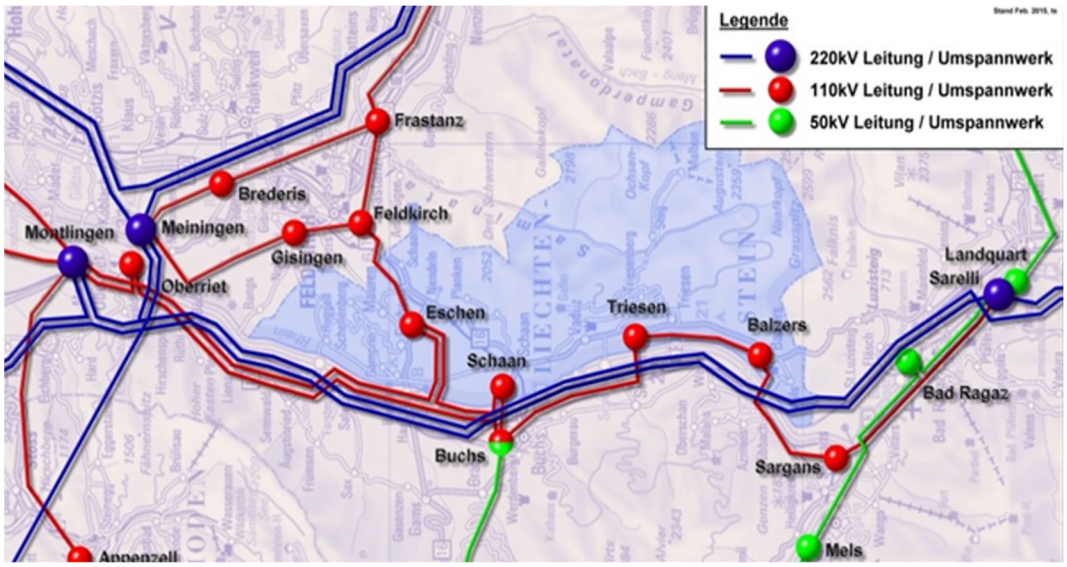

Abbildung 9: Einbindung Liechtensteins ins regionale Stromübertragungsnetz (Quelle: LKW)

Von den Umspannwerken aus werden die rund 300 öffentlichen Trafostationen auf der 10 kV-Ebene versorgt. In den Trafostationen erfolgt eine weitere Spannungsreduktion auf 400 Volt (V) und von dort die weitere Stromverteilung über die Verteilkabinen zu den Endkundinnen und Endkunden. Fast das ganze öffentliche Kabelnetz ist unterirdisch. Dies führt zu einer hohen Ausfallsicherheit, da Witterungseinflüsse (Schnee, Wind etc.) die Versorgungsleitungen kaum beeinflussen.

Das Versorgungsgebiet Liechtensteins ist Teil der Regelzone Schweiz. Die Swissgrid AG verantwortet als Übertragungsnetzbetreiberin dieser Regelzone die Leistungs- und Frequenzregelung. Die LKW betreiben in der Regelzone Schweiz eine eigene Bilanzgruppe. In der Bilanzgruppe werden Energiegeschäfte im In- und Ausland abgewickelt und Endkundinnen und Endkunden mit Strom versorgt.[12]

Liechtenstein ist über die vier Umspannwerke eng an die Schweiz angebunden. Den LKW stehen über privatwirtschaftliche Verträge mit der Übertragungs-

[12] https://www.swissgrid.ch/de/home/customers/topics/bgm.html

netzbetreiberin Swissgrid AG und der Axpo Power AG die gleichen Rechte und Pflichten zu, wie sie die Verteilnetzbetreiber auf Schweizer Seite haben. Ein staatsrechtlicher Vertrag zwischen Liechtenstein und der Schweiz, der den LKW diese Rechte übergeordnet sichert, existiert bis dato nicht, ist aber aktuell Teil der Abklärungen im Zusammenhang mit der zukünftigen Leitungsführung der Höchstspannungsleitung Balzers.[13] Die Entwicklungen in der Schweiz in Bezug auf Netze, Übertragungskapazitäten, internationale Anbindung, Versorgungssicherheit und Umgang mit ausserordentlichen Situationen (Strommangellage, Blackout etc.) sind somit für die LKW und auch für Liechtenstein von grosser Bedeutung.

Der SAIDI-Wert (Ausfallsicherheit; siehe Kapitel 2.1.1) für Liechtenstein lag in den letzten Jahren bei 3 – 5 Minuten pro Jahr, was die sehr hohe Verfügbarkeit eindrücklich dokumentiert. Die Schweizer Regelzone zählt weltweit zu den Versorgungssystemen mit den niedrigsten Werten bezüglich Stromausfälle. Zwischen der Regelzone Schweiz und den umliegenden Regelzonen gibt es 41 grenzüberschreitende Leitungen und der Vernetzungsgrad[14], der die Stabilität weiter erhöht, beträgt 200% (im Vergleich dazu ist der Vernetzungsgrad der umliegenden Länder sehr viel geringer: Österreich 30%, Deutschland 10%, Italien 8%). Rund zehn Prozent des gesamten europäischen Stromaustauschs läuft über die Schweiz. Das zeigt, wie wichtig unsere Nachbarin auch für den europäischen Stromverbund ist.

---

[13] Siehe Stellungnahme der Regierung betreffend den Antrag der Swissgrid AG vom 15. März 2021 auf Enteignung in Zusammenhang mit der Höchstspannungsleitung Balzers, veröffentlicht unter https://www.regierung.li/ministerien/ministerium-fuer-inneres-wirtschaft-und-umwelt/downloads.

[14] Quotient von grenzüberschreitender Leitungskapazität zu Inländischer Peak Load (Maximallast) (https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets_en).

2.2.3 Versorgungssicherheit in der Regelzone Schweiz

Im Jahr 2021 sind die Verhandlungen der schweizerischen Eidgenossenschaft über ein Rahmenabkommen mit der EU gescheitert. Dieses Abkommen wäre die Grundlage für ein Stromabkommen Schweiz-EU gewesen, das den schweizerischen Stromakteuren eine gleichberechtigte Teilnahme am EU-Markt gesichert hätte. Die Verhandlungen zu einem Stromabkommen sind aktuell ausgesetzt, was aber nicht bedeutet, dass die Schweiz nicht weiterhin am europäischen Stromverbundsystem (Netze, Stromhandel) teilnimmt. Wie oben erwähnt, ist das schweizerische Übertragungsnetz eng mit den umliegenden Ländern verbunden. Physikalisch gesehen sucht sich der Strom im europäischen Verbundsystem den Weg des geringsten Widerstands und somit oft über die Schweiz, was zu einer deutlichen Belastung der Netze führt und immer wieder ein Eingreifen der Swissgrid erfordert, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Dafür muss die Swissgrid häufig Produktionskapazitäten der Speicherkraftwerke abrufen.

Vor dem Hintergrund der Diskussionen zum Stromabkommen Schweiz-EU ist auch die Versorgungssicherheit in der Schweiz in den öffentlichen Fokus gerückt. In der durch das Bundesamt für Energie beauftragten Studie vom Oktober 2021[15] (Mangellage während 47 Stunden, im Extremfall bis zu 500 Stunden im Zieljahr 2025) wurde im Rahmen eines Stresstests das "Worst Case" Szenario analysiert, das sich wie folgt darstellt: Im Winter mit hohem Stromabsatz sind gleichzeitig die Kernkraftwerke (KKW) Beznau 1 und 2 und ein Drittel der französischen Kernkraftwerke nicht in Betrieb. Darüber hinaus schränkt die EU die Stromexporte in die Schweiz ein (Szenario "Keine Kooperation", d.h. auch keine technischen

[15] Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU, frontier economics, Schlussbericht, September 2021 resp. Stromversorgungssicherheit Schweiz 2025, Bundesamt für Energie, Oktober 2021.

Kooperationen mit ITN[16] und CORE[17]). Auch wenn es sich dabei um ein sehr unwahrscheinliches Szenario handelt, ist eine solche Verkettung nicht gänzlich auszuschliessen.

Dass der gleichzeitige Ausfall von einigen Kernkraftwerken in Frankreich möglich ist, zeigte sich im Winter 2021/22, als zeitweise 15 von 56 KKW wegen technischen Problemen nicht am Netz waren. Die Situation hat sich im Verlauf des Jahrs 2022 noch verschärft, sodass derzeit rund die Hälfte der französischen AKW aufgrund Wartungs- oder Reparaturarbeiten nicht am Netz sind.

Hinzu kommen geopolitische Unabwägbarkeiten wie die aktuellen Entwicklungen des Ukraine-Krieges in Bezug auf Gaslieferungen nach Europa zeigen und sich auch auf die Verfügbarkeiten und Preise auf dem Strommarkt auswirken.

Um die Versorgungssicherheit zu stärken, hat der schweizerische Bundesrat bereits verschiedene Massnahmen getroffen. So sollen Speicherreserven in den Stauseen geschaffen werden, die in einer Strommangellage abgerufen werden können. Mit der Energiebranche und den Umweltverbänden wurden 15 Schlüsselprojekte (Speicherseen) definiert, um die Winterproduktion zu stärken (plus zwei Terawattstunden Winterstrom). Die Bewilligungsverfahren für neue erneuerbare Kraftwerkskapazitäten (v.a. Wasser und Wind) sollen vereinfacht werden, ohne Abstriche beim Natur-, Umwelt- und Denkmalschutz in Kauf zu nehmen. Ebenfalls werden mancherorts zentrale und dezentrale Gaskraftwerke geprüft.

Die Swissgrid erweitert ihre technischen Abkommen mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern laufend und reduziert damit die ungeplanten Stromflüsse über das schweizerische Netz.

---

16 Kapazitätsberechnungsregion Italy North (Slowenien, Italien, Frankreich und Österreich).

17 Kapazitätsberechnungsregion CORE (Belgien, Deutschland, Frankreich, Kroatien, Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechien und Ungarn).

2.2.4 Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen (OSTRAL)

Im Falle einer Strommangellage ist Liechtenstein auf Grundlage des Zollvertrages gleichberechtigtes Mitglied (Rechte und Pflichten) in die wirtschaftliche Landesversorgung der Schweiz eingebunden. Im Falle einer Strommangellage wird die eidgenössische Organisation für Stromversorgung in Ausserordentlichen Lagen (OSTRAL) im Auftrag der wirtschaftlichen Landesversorgung aktiv. Sie stellt über Bewirtschaftungsmassnahmen, im Wesentlichen die Steuerung des Stromabsatzes, sicher, dass das Gleichgewicht zwischen inländischer und importierter Produktion und inländischem Verbrauch auf reduziertem Niveau sichergestellt ist.

In nachstehender Abbildung sind die Szenarien Netzausfall (ungeplant), Blackout (ungeplant) und Strommangellage (geplanter Zustand) abgegrenzt.

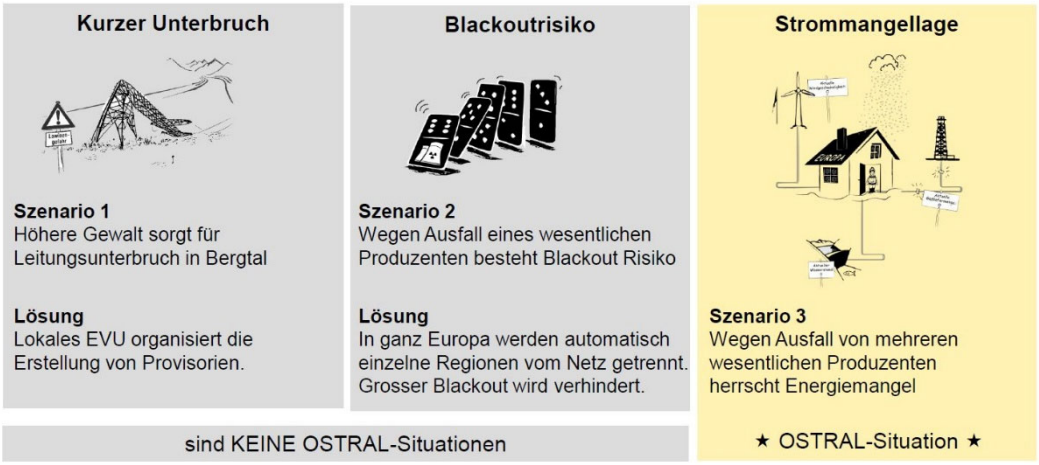

Abbildung 10: OSTRAL-Situation (Quelle: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE)

Die OSTRAL steuert bei einer Strommangellage sowohl die Produktion als auch den Verbrauch zentral. Liechtenstein ist ebenfalls auf beiden Ebenen eingebunden und die Kraftwerke der LKW werden in diesen Szenarien mitgesteuert.

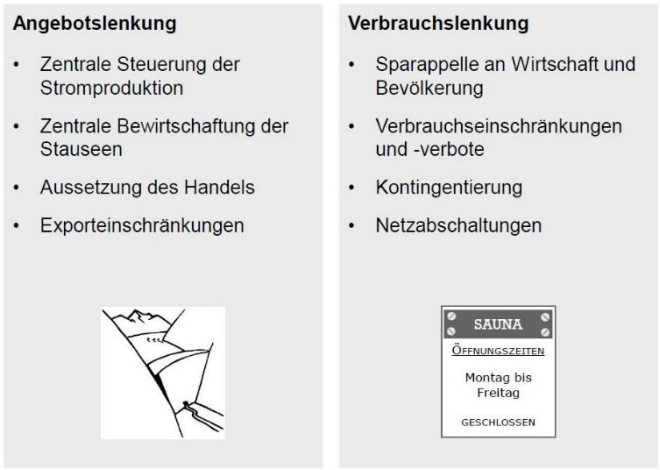

Abbildung 11: OSTRAL Wirkungsmechanismen (Quelle: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE)

Die verschiedenen Bereitschaftsgrade und die Massnahmen sind in folgender Grafik ersichtlich:

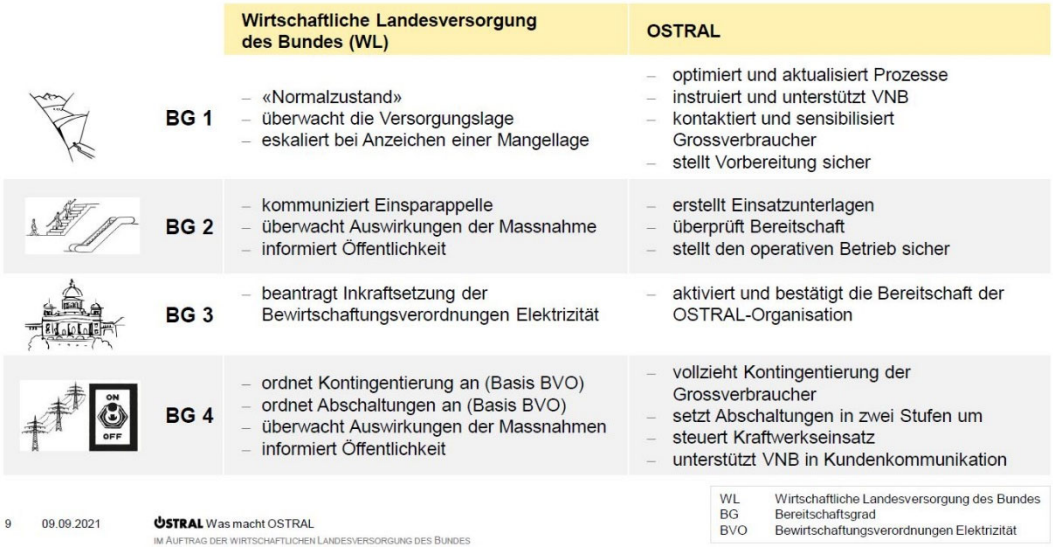

Abbildung 12: Aufgaben der wirtschaftlichen Landesversorgung und der OSTRAL (Quelle: OSTRAL)

Die Einbettung Liechtensteins in die OSTRAL ist von hoher Bedeutung, da Liechtenstein und die Schweiz in einer Mangellage eine Solidargemeinschaft bilden, in welcher die vorhandenen Produktionskapazitäten zentral gesteuert werden. Dies

mit der Konsequenz, dass Liechtenstein, im Falle einer Mangellage, verpflichtet ist, seine eigene Produktion auch zugunsten des Gesamtsystems einzubringen.

2.2.5 Eigenversorgung und Eigenproduktion

Wie die Abbildung 13 zeigt, nahm der Landesstromabsatz- bzw. -verbrauch in Liechtenstein bis ins Jahr 2010 kontinuierlich mit dem Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum zu. Seit 2010 ist eine Entkoppelung des Wachstums vom Stromverbrauch zu verzeichnen und der Landesabsatz ist nicht mehr wesentlich gestiegen. Dies ist auf verschiedene Faktoren zurückzuführen. Einerseits hat die Industrie in den letzten Jahren Anstrengungen unternommen, um die Effizienz in der Produktion zu steigern, andererseits ist dies wohl auch auf die Verlagerung vom sekundären (Industrie, Handwerk etc.) in den tertiären (Dienstleistungen) Sektor, mit tendenziell tieferem Stromverbrauch, zurückzuführen. Der Zubau von PVA für den Eigenverbrauch im jeweiligen Gebäude dämpfte darüber hinaus auch den Netzabsatz.

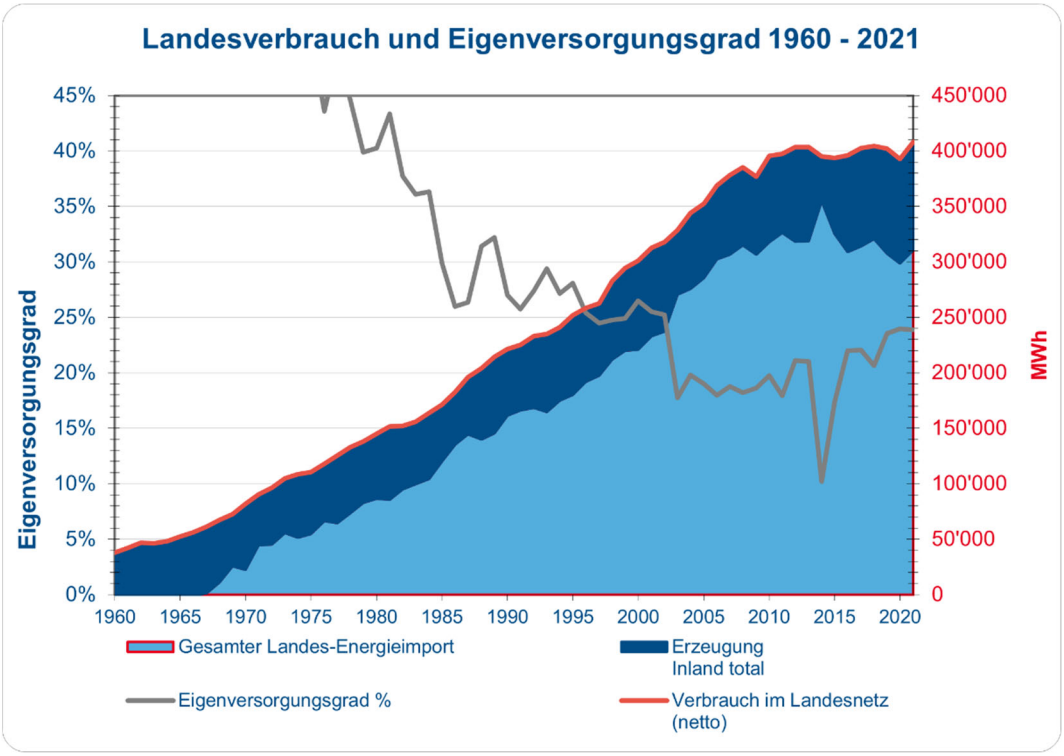

Abbildung 13: Landesverbrauch und Eigenversorgungsgrad (Erzeugung Inland) zwischen 1960 und 2021 (Quelle: LKW)[18]

Beim Eigenversorgungsgrad hat sich durch die Förderung des Ausbaus von PVA eine Trendumkehr eingestellt. Die liechtensteinische Stromproduktion im Inland setzt sich wie folgt zusammen (2021): 73.7 GWh Wasserkraft [17.6%], 30.7 GWh Photovoltaik [7.4%][19], 2.4 GWh thermische Produktion (Blockheizkraftwerke) [0.6%].[20] Zusammen konnte die inländische Produktion im Jahresmittel rund 25% des Landesverbrauchs von 417.6 GWh decken.

---

18 Energiedatenbericht LKW, https://www.lkw.li/unternehmen/zahlen-und-fakten.html. Der deutliche Einbruch im Jahr 2014 ist bedingt durch den Umbau des Kraftwerks Samina. Im Gegensatz zu den Zahlen aus der Publikation Energie 2021 des Amts für Statistik ist in der Abbildung 14 der LKW der Eigenverbrauch der PV-Anlagen nicht berücksichtigt, sondern ausschliesslich der gemessene, eingespeiste Produktionsanteil.

19 Dieser Wert beinhaltet neben der ins Netz eingespeisten Stromproduktion auch den berechneten Eigenverbrauch der Anlagen (im Jahr 2021 8'265 MWh).

20 Energie 2021, Amt für Statistik.

Die in den nachfolgenden Kapiteln beschriebene Kennzahl der Produktionskapazitäten (in Prozent des Landesabsatzes) bezieht sich auf diesen gesamten Landesverbrauch des Jahres 2021 von 417.6 GWh.

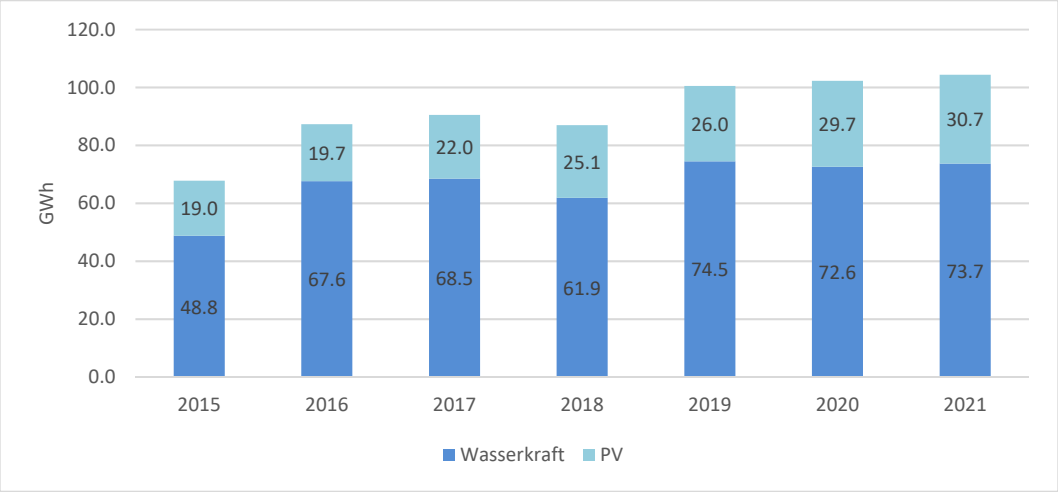

Abbildung 14: Entwicklung der inländischen Stromproduktion zwischen 2015 und 2021 (Quelle: Amt für Statistik)

Aus der nachfolgenden Abbildung ist ersichtlich, dass die inländische Landeserzeugung im Winter deutlich tiefer ist als im Sommer. Die Abhängigkeit von Stromimporten ist folglich im Winter entsprechend höher, da wenig Produktion aus Wasserkraftwerken und PVA in Liechtenstein verfügbar ist. Im Winter fehlen mehr als 30 GWh pro Monat, im Sommer mehr als 15 GWh pro Monat, die nicht inländisch produziert werden können.

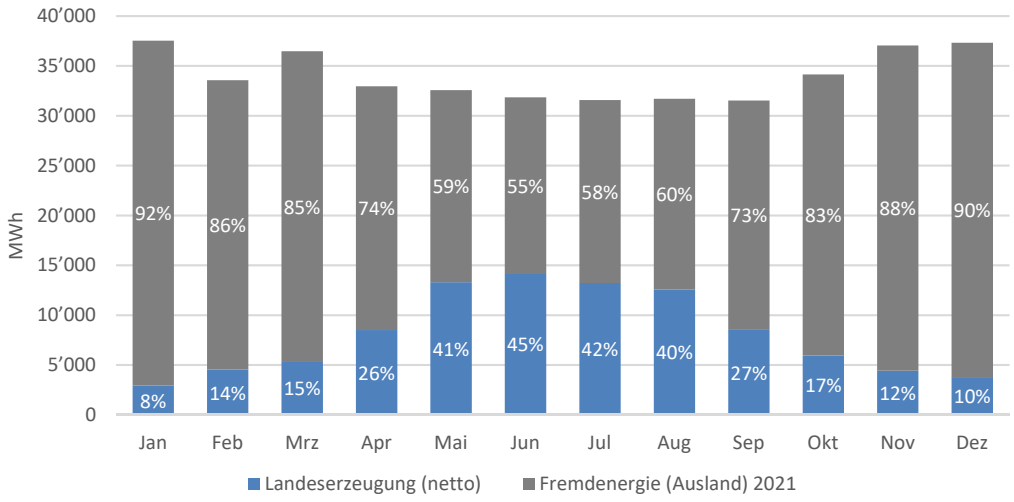

Abbildung 15: Landesabsatz Strom im Jahr 2021 im Jahresverlauf (Quelle: LKW)[21]

Da der Ausbau der inländischen Stromproduktionskapazitäten nur beschränkt möglich ist (siehe Kapitel 3.5), haben die LKW eigene Wasserkraftwerke in Österreich errichtet und sich an der Repartner Produktions AG in der Schweiz beteiligt. Insbesondere Letztere liefert aus den Kraftwerken im Prättigau einen massgeblichen Anteil an den Stromabsatz in Liechtenstein (6% des Landesabsatzes). Werden diese Anteile der inländischen Eigenproduktion hinzugerechnet, erreicht der Eigenproduktionsanteil (gesamt) am Landesabsatz 33.5% (2021). Der ausländische (von den LKW im Ausland generierte) Produktionsanteil ist aber, bis auf die Anteile an den Windparks, ebenfalls sehr sommerlastig.

21 Energiedatenbericht LKW; https://www.lkw.li/unternehmen/zahlen-und-fakten.html

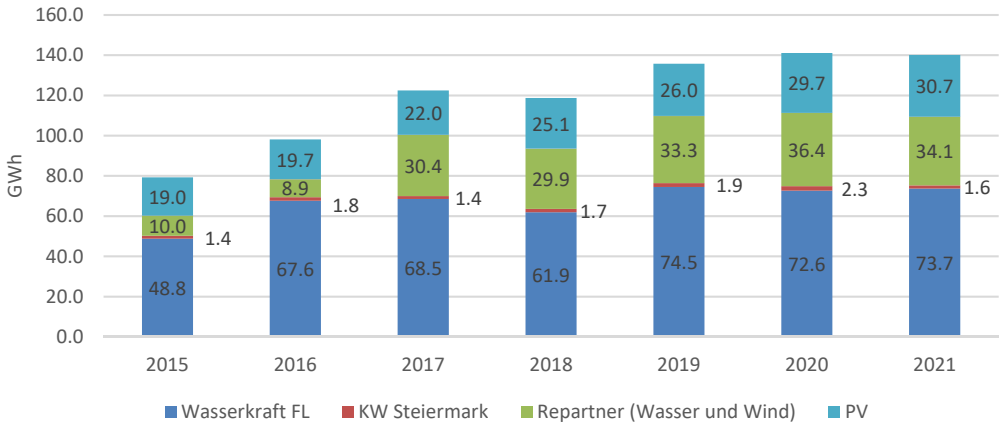

Abbildung 16: Entwicklung der inländischen Stromproduktion inkl. Beteiligungen und ausländische Kraftwerke zwischen 2015 und 2021 (Quelle: Amt für Statistik / LKW)

2.2.6 Prognosen

Das schweizerische Bundesamt für Energie geht davon aus, dass aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung im Verkehr und beim Wohnen (v.a. Heizung) der Strombedarf bis 2050 zwischen 14% und 35% steigen wird.[22] Die liechtensteinische Energiestrategie 2030 geht von einem Verbrauchswachstum von rund 10% bis 2050 aus. Das Wachstum wird aus zwei Gründen tiefer als in der Schweiz eingeschätzt. Einmal weil Liechtenstein im Vergleich bereits heute einen sehr hohen pro Kopf Verbrauch hat, was auf Optimierungspotentiale hindeutet und zum anderen zielt die Fernwärmeerschliessung der Ortskernzonen und der Industrie darauf ab, die Winterstrommenge zu reduzieren. Die LKW rechnen in diesem Zeitraum mit einem Zuwachs in Liechtenstein im Bereich von 20% bis 30%. In den nächsten 5-10 Jahren soll gemäss den Prognosen des LKW der Stromverbrauch im Land ungefähr konstant bleiben bzw. nur leicht steigen. Dies wird damit begründet, dass die zunehmende Elektrifizierung in den nächsten Jahren noch mit Effizienzsteigerungen kompensiert werden kann.

---

22 Energieperspektiven 2050+ – Kurzbericht, Bundesamt für Energie BFE, November 2020 (aktualisiert April 2022); https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html

Die Energiestrategie 2030 der Regierung sieht einen jährlichen Zubau von PVA von 5 MWp vor. Entsprechend wird bis ins Jahr 2030 eine inländische Stromproduktion von rund 137 GWh prognostiziert.[23]

Der Eigenversorgungsgrad (nur inländische Produktionsanlagen) wird bei gleichbleibendem Stromabsatz von 25% auf 35% anwachsen. Zu beachten ist dabei, dass dieser Zuwachs sommerlastig sein wird und somit die Unterdeckung im Winter nur marginal verändern wird. Allerdings ist anzumerken, dass Photovoltaik im Monat März, also in einem Monat, in dem mit künftigen Strommangellagen bei leeren Wasserkraftspeichern gerechnet werden muss, relativ hohe Erträge bringen können. Dies im Gegensatz zur Wasserkraft, die im März eher schwach ist, da die Schneeschmelze noch nicht eingesetzt hat. Dafür ist die Wasserkraft im November deutlich besser (warmer Boden bei Schneefall führt zu nutzbaren Wasserabflüssen). Zu weiteren Ausbaupotenzialen sei hier auf die Ausführungen in Kapitel 3.5 verwiesen.

Die LKW planen auch ihr Engagement im Ausbau der ausländischen Stromproduktion weiter zu verfolgen. Im Frühling 2022 ist das Kraftwerk Packerbach in der Steiermark in Betrieb gegangen. Weitere Wasserkraftwerke der 100%-igen LKW-Tochter Seebach Kraftwerk Errichtungs- und Betriebs GmbH sollen folgen (Kraftwerk Teigitsch Ende 2023, Kraftwerke Krumbach und Feistritzbach noch in Planung). Auch soll mit der Repartner Produktions AG ein weiteres grosses Wasserkraftwerk in der Schweiz mit direktem Bezugsrecht für die LKW realisiert werden, welches aber erst nach 2030 in Betrieb gehen wird. Bei den aktuellen Beteiligungsverhältnissen und dem jetzigen Projektstand würde den LKW etwa 24 GWh Jahresproduktion zustehen (6% des Landesabsatzes).

---

[23] Zielszenario «Aktiv», Energiestrategie 2030, S. 66.

3. BEANTWORTUNG DES POSTULATES

3.1 Strategie zur Sicherstellung der Stromversorgung

Wie in den Kapiteln 2.1 und 2.2 beschrieben ist Liechtenstein grundsätzlich in ein sehr stabiles Stromsystem in Europa eingebunden. Die Anbindung auf der Netzseite an die Schweiz und an Österreich ist auch längerfristig zweckmässig und ausreichend. Gleichzeitig ist Liechtenstein mit einem Importanteil von 75% sehr stark von den Produktionskapazitäten im Ausland abhängig und aufgrund der geografischen Lage und limitierter natürlicher Ressourcen ist das Ausbaupotenzial für Produktionskapazitäten im Inland beschränkt (siehe Kapitel 3.5). Ungeachtet aller Massnahmen zur Stärkung der Eigenversorgung werden diese Abhängigkeiten erhalten bleiben und Liechtenstein wird auch in Zukunft in Sachen Energieversorgung auf gut funktionierende Partnerschaften, vor allem mit seinen Nachbarn, angewiesen sein.[24]

Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine hat diese Abhängigkeiten mit allen Konsequenzen verdeutlicht. Europaweit wird mit Hochdruck daran gearbeitet, die Abhängigkeit von russischem Gas zu reduzieren. Insbesondere werden Massnahmen getroffen, um ausreichend Gas für das Winterhalbjahr 2022/2023 sicherzustellen. Da die Gas- und Strommärkte eng verflochten sind, besteht bei einer Gasmangellage auch die Gefahr eines Dominoeffekts für die Stromversorgung, mit erheblichen negativen Auswirkungen für das wirtschaftliche und soziale Leben (siehe Kapitel 3.3). Mit dem Aktionsplan Energie 2022 vom 5. Juli 2022 hat die Regierung mehr als 30 Massnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit für das zweite Halbjahr 2022 definiert. Darunter sind auch Massnahmen, welche den Strombereich betreffen. Konkret geht es um die Vorbereitung auf eine mögliche

[24] Dies gilt im Übrigen nicht nur für die Stromversorgung, sondern auch für alle anderen lebenswichtigen Güter inkl. der Lebensmittelversorgung.

Mangellage, eine raschere Umstellung auf erneuerbare Energien sowie die Sensibilisierung und Information der Bevölkerung.

Die Energiestrategie 2030 und die Energievision 2050[25] legen die mittel- und langfristigen Ziele in der liechtensteinischen Energiepolitik fest. Zur Versorgungssicherheit wird darin wie folgt ausgeführt (S. 17): «Die Abhängigkeit von Energie in allen Belangen des Lebens verlangt eine unterbruchsfreie, ganzjährige und in der Menge genügende Verfügbarkeit von Energie. Deshalb ist die Versorgungssicherheit als primäres Ziel jeglicher Aktivitäten bei der Erreichung eines zukunftsfähigen Energiesystems zugrunde zu legen.» Die Klimastrategie 2050, welche sich in Ausarbeitung befindet, legt zusätzliche Massnahmen im Energiebereich fest, um die Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen. Mit dem Fokus auf den erneuerbaren Fokus soll damit auch die Eigenversorgung des Landes gestärkt werden. Zur langfristigen Sicherstellung der Stromversorgung wurden zudem mit der Schweiz Gespräche über die vertragliche Einbindung Liechtensteins in die Regelzone Schweiz aufgenommen. Netzbauseitig ist in Liechtenstein in den kommenden Jahren kein weiterer Ausbau auf der 110 kV-Ebene nötig; die Ergänzungen auf dem Mittel- und Niederspannungsnetz erfolgen bedarfsorientiert. Die LKW verfolgen den Ausbau eigener Produktion im Ausland weiter, um das Eigentum an Produktionsanlagen sicherzustellen.

3.2 Risiken bei Strommangellage und Strom-Blackout

Im folgenden Kapitel werden die Risiken bzw. Auswirkungen bei einer Strommangellage (Stromknappheit) und eines Strom-Blackouts (Stromausfall) aufgezeigt. Dabei sind die im Postulat aufgezeigten Szenarien wie folgt zu präzisieren:

---

[25] https://www.llv.li/inhalt/11471/amtsstellen/energiestrategie-liechtenstein

Szenario a) ***Unvorhergesehenes, plötzlich eintretendes Ereignis einer Stromknappheit, bei dem die Stromlieferungen aus dem Ausland kurzzeitig stark reduziert werden oder komplett ausfallen.***

Von einer Strommangellage spricht man dann, wenn die Nachfrage nach Strom zu einem oder mehreren Zeitpunkten in einer Regelzone nicht oder nur schwer durch die verfügbare Produktion oder durch Importe gedeckt werden kann. In diesem Fall entstehen entweder sehr hohe Preise oder der Verbrauch muss kurz-/mittelfristig eingeschränkt werden. Eine solche Situation entsteht in der Regel nicht plötzlich, sondern sie kann innerhalb von Tagen und Monaten vorausgesagt werden, sodass entsprechende Massnahmen eingeleitet werden können. Die Stromerzeugung ist über tausende Kraftwerke mit den unterschiedlichsten Technologien verteilt und das Übertragungs- und Verteilnetz Europas ist so stabil, dass lokale Ausfälle überbrückt werden können. Alle Anlagen werden von den zuständigen Stellen laufend überwacht (z.B. permanentes Monitoring der Swissgrid AG im Auftrag des Bundes), Abschaltungen und Revisionen werden geplant und gegenseitig abgestimmt. Es ist auch nicht davon auszugehen, dass die verschiedenen Produktionsarten gleichzeitig ausfallen. Am ehesten ist das beschriebene Szenario mit einem Blackout in Teilen Europas zu vergleichen, welches die Übertragung über eine längere Zeit reduziert oder verunmöglicht. Entsprechend kommen für dieses Szenario die Auswirkungen und Reaktionen eines grösseren Blackouts zum Tragen.

Szenario b) ***Langsam sich anbahnende Stromknappheit z.B. wegen langanhaltender Kälte, die eine Importreduktion von ca. 30% über 500 Stunden nach sich zieht.***

Dieses Szenario ist im Rahmen der Einbindung in die OSTRAL geregelt und wird nachfolgend detailliert beschrieben und beantwortet.

Szenario c) ***Genereller wiederkehrender saisonaler Strommangel im Hochwinter, wobei z.B. der Stromimport für 14 Tage ohne Unterbrechung um 50% reduziert ist.***

Eine generelle wiederkehrende saisonale Strommangellage ist kaum realistisch. Es kann mit Sicherheit davon ausgegangen werden, dass die Branche und die Staaten auf eine Strommangellage, wie in Szenario b) beschrieben, schnell reagieren würden, um diese zu beheben. Der Stromabsatz in Europa und in den Ländern und Regionen ist gut bekannt und entsprechend werden Netz- und Kraftwerksbetreiber frühzeitig handeln und Ersatz- resp. Zusatzkapazitäten aufbauen.

Szenario d) ***«Worst Case» Szenario, dass z.B. über 14 Tage im Winter bei hohem Verbrauch unvorhergesehen absolut kein Import möglich ist.***

Diesem Szenario liegt ein vollständiger Ausfall oder Zusammenbruch des Stromsystems in einem bestimmten Gebiet zugrunde. Dies gilt als Blackout-Szenario. Ein Blackout über mehrere Länder kam bis jetzt in Europa noch nicht vor, kann aber nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Blackouts entstehen in der Regel durch Fehler im Netzsystem, z.B. durch den Ausfall von Leitungen (Gewitter/Sturm), durch Cyber-Attacken oder durch den plötzlichen Ausfall von grossen Kraftwerken.

Somit lassen sich die gestellten Fragen in zwei Szenarien beantworten:

- Strommangellage
- Stromausfall / Blackout

Für die Beantwortung der Fragen und Szenarien ist auch die Definition der kritischen Infrastrukturen (KI) in Liechtenstein relevant. Im Rahmen der Notversorgung gilt es primär die Leistungsklasse 5 (landesweite wichtige Bedeutung oder der Ausfall ist für mehr als 50% der Bevölkerung spürbar) und Leistungsklasse 4

(wichtige Bedeutung für grosse Teile des Landes oder der Ausfall ist für 10 – 50% der Bevölkerung spürbar) zu berücksichtigen. Dazu gehören z.B. das Landesspital, die Landespolizei, Rechenzentren der Landesverwaltung oder die ARA Bendern.

Der Leistungsbedarf der zentralen kritischen Infrastrukturen beider Leistungsklassen erfassten Infrastrukturen im Jahresverlauf ist in der nachfolgenden Abbildung aufgezeigt.[26]

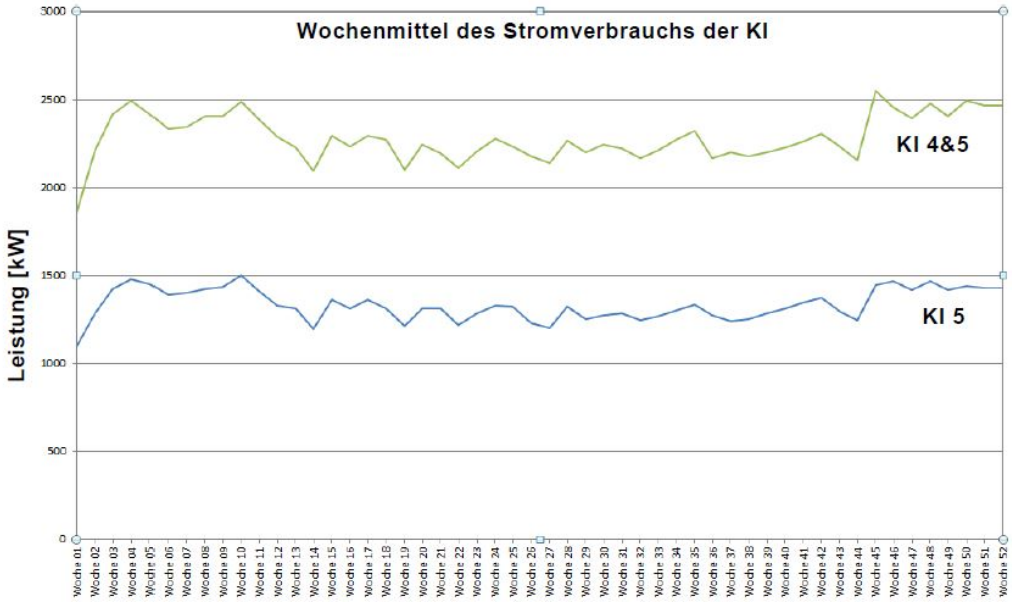

Abbildung 17: Stromverbrauch der kritischen Infrastrukturen im Jahresverlauf (Quelle: LKW)

3.3 Szenario Strommangellage

3.3.1 Definition

Eine Strommangellage bezeichnet eine Versorgungskrise, in der das Stromangebot während mehreren Tagen, Wochen oder sogar Monaten nicht der Stromnachfrage entspricht. Es kommt zu Versorgungsunterbrüchen: Nicht alle Kundinnen und Kunden können mehr vollumfänglich mit Strom beliefert werden. Eine

[26] Amt für Bevölkerungsschutz, Liechtenstein.

Strommangellage entsteht durch erhöhten Stromverbrauch, z.B. durch erhöhten Heizbedarf in den Wintermonaten, und ein ungenügendes Stromangebot, z.B. infolge tiefer Sonnen- und Wasserstände in den Wintermonaten, aufgrund eines unterbrochenen Stromimports oder wegen technischen, politischen oder wirtschaftlichen Ereignissen.

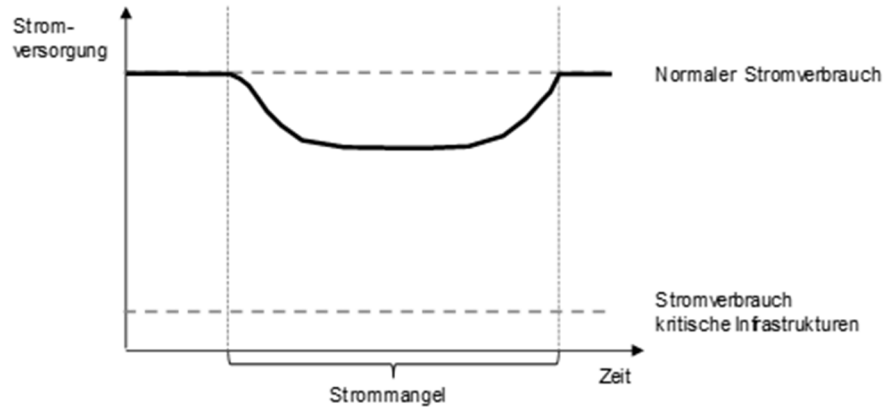

Abbildung 18: Strommangellage (Quelle: Amt für Bevölkerungsschutz)

3.3.2 Einbindung in OSTRAL

Im Postulat wird als Szenario eine Reduktion des Stromangebots um 30% über 500 Stunden angenommen. In dem Fall ist Liechtenstein auf Grundlage des Zollvertrages resp. der wirtschaftlichen Landesversorgung in die Organisation für Stromversorgung in ausserordentlichen Lagen (OSTRAL) analog den Kantonen eingebunden.

Die OSTRAL hat für eine Strommangellage folgendes Vorgehen definiert:

Da eine Mangellage nicht überraschend kommt, können sich die Netzbetreiber auf die Situation vorbereiten. In einem ersten Schritt wird die Bevölkerung aufgefordert, Energie zu sparen (Sparapell). So sollen zum Beispiel energieintensive Geräte/Anwendungen wie Saunen oder Hallenbäder nicht betrieben werden.

Wenn sich die Situation nicht verbessert, setzt der Schweizer Bundesrat die Verordnung über die Elektrizitätsbewirtschaftung (VEB) in Kraft, welche über den Zollvertrag auch für Liechtenstein relevant ist. Durch die Einbindung Liechtensteins in die OSTRAL müssen auch in Liechtenstein die Vorgaben zum Energiesparen umgesetzt werden. Dies bedeutet, dass die Stromversorgung nicht mehr markt-, sondern lastgesteuert ist. Die Vorgaben umfassen die Kontingentierung des Stroms für die Verbraucher, das Verbieten der Nutzung bestimmter Geräte sowie zyklische («rollierende») Abschaltungen von Teilen des liechtensteinischen Stromnetzes.

Diese rollierenden Netzabschaltungen bedeuten, dass der Strom sektorenweise für vier Stunden abgeschaltet wird und dann wieder für vier bis acht Stunden zur Verfügung steht. In den vier Umspannwerken der LKW (Balzers, Triesen, Schaan, Eschen) gibt es insgesamt 15 schaltbare Stränge. Sechs dieser Stränge versorgen grössere Industriebetriebe und Banken, während die restlichen Stränge Haushalte und Kleingewerbe mit Strom beliefern. Unterliegt ein Strang der zyklischen Netzabschaltung, so werden alle angeschlossenen Abnehmer nicht mehr mit Strom versorgt. Gleichzeitig werden auch Stromlieferanten (PVA, Notstromaggregate, etc.), die über den jeweiligen Strang ans Netz liefern, abgeschaltet.

Der vorhandene Strom wird durch die LKW über das 10 kV Mittelspannungsnetz an wichtige Infrastrukturen verteilt. Solche Schaltungen müssen manuell ausgeführt werden.

Aufgrund des flächendeckenden Einsatzes von Smart Metern (intelligente Stromzähler) in Liechtenstein wäre es theoretisch auch möglich, die Umsetzung von Stromeinsparzielen beim einzelnen Stromkunden zu kontrollieren und allenfalls auch individuelle Abschaltungen vorzunehmen.

In einer Strommangellage wird der Landesführungsstab (LFS) aufgeboten, in dem auch ein Vertreter der LKW Einsitz nimmt. Der LFS sowie die Mitarbeitenden der LKW sind für diese Situation geschult. Der LFS ist zudem notstromversorgt. Aufgrund der aktuellen Entwicklungen im Ukraine-Konflikt wurde der LFS von der Regierung beauftragt, Szenarien für eine mögliche Strommangellage im Winter 2022/23 vorzubereiten.

Bei einer Strommangellage kommen zudem die beiden Führungsorgane der Gemeinden (FOG) zum Einsatz. Die Führungsstäbe von Land und Gemeinden bleiben während der gesamten Strommangellage aktiv und koordinieren die in ihrem Verantwortungsbereich angesiedelten Teilprobleme einer Strommangellage (Versorgung der Bevölkerung mit lebenswichtigen Gütern, Information der Bevölkerung etc.). Im Herbst 2022 werden die Führungsorgane von Land und Gemeinden gemeinsam mit den LKW eine zweitägige Stabsübung zum Thema Strommangellage/Blackout durchführen. Diese Stabsübung ist bereits seit letztem Jahr in Planung.

3.3.3 Auswirkungen auf Bevölkerung und Wirtschaft

Eine Strommangellage hat erhebliche Auswirkungen auf das gesellschaftliche und wirtschaftliche Leben. Da die Stromausfälle zeitlich begrenzt und vorhersehbar sind, kann sich die Bevölkerung auf die Ausfälle vorbereiten. In den Gebieten ohne Strom ist das öffentliche Leben in den Stunden während der Stromabschaltung eingeschränkt. Kassen, Geldautomaten, Kommunikation sind unterbrochen; Störungen bei der Wasserversorgung können nicht ausgeschlossen werden.

Auch die Wirtschaft ist betroffen: Einige Unternehmen verfügen über Notstromaggregate. Bei den restlichen Unternehmen fallen während den Netzabschaltungen unter anderem Computer, Server, Telefone, Kassen, Beleuchtung und Lüftung aus. Diese Unternehmen können in dieser Zeit ihre Arbeit nicht mehr fortführen.

Die Kontingentierung und Abschaltungen führen zu Einschränkungen und einer verminderten Leistung. Bei industriellen Prozessen führen die vierstündigen Stromunterbrüche zu einem Ausfall der Maschinen.

Wenn sich die Situation z.B. dank der eintretenden Schneeschmelze und der stärkeren Sonnenstrahlung wieder beruhigt und ein Stromimport im erforderlichen Mass aus dem Ausland wieder möglich ist, ist die Stromversorgung wieder flächendeckend möglich.

3.4 Szenario Strom-Blackout

3.4.1 Definition

Ein Stromausfall ist ein Ausfall der Versorgung mit elektrischer Energie aufgrund unterbrochener oder beschädigter Stromleitungen, Transformatoren oder Verteilknoten. Wenn die Stromversorgung in einem Netz vollständig zusammenbricht, spricht man von einem Blackout.

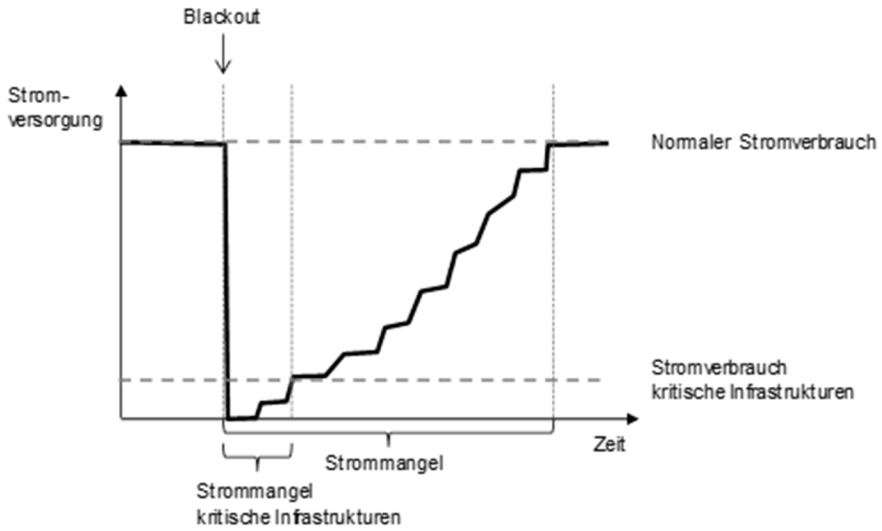

Abbildung 19: Blackout (Quelle: Amt für Bevölkerungsschutz)

3.4.2 Gründe für einen Blackout

Ein grossräumiger Stromausfall/Blackout kann entstehen, wenn wichtige Transportwege unterbrochen sind und dadurch Netzschwankungen entstehen. Dies kann durch Umweltereignisse (z.B. Stürme) oder menschliche Zerstörung (z.B. Sabotage) geschehen. Sabotagevorfälle, die zu einem landesweiten Blackout führen, sind in Liechtenstein unwahrscheinlich, da es mehrere Netzanbindungen gibt.

Die Stromversorgung kann auch als Folge von Netzschwankungen eingeschränkt sein, die zu einer zu hohen oder zu tiefen Frequenz und dadurch zu einer Netzabschaltung führen. Solche Schwankungen können z.B. durch einen Cyber-Vorfall entstehen. Die Systeme der LKW sind losgelöst vom Internet; es sind sogenannte Stand-Alone-Systeme. Dadurch ist die Wahrscheinlichkeit eines Zugriffs von aussen sehr klein.

Ein für Liechtenstein relevanter Blackout könnte sich durch den Ausfall des mitteleuropäischen Stromnetzes aufgrund von starken Witterungseinflüssen (Gewitter, Sturm) bei hohem Stromabsatz (z.B. an einem Werktag im Winter) ereignen. Durch den Ausfall von Teilen des Übertragungsnetzes können zu grosse Frequenzschwankungen auftreten, was zu einem automatischen sog. Lastabwurf führt, d.h. weitere Übertragungsnetzleitungen werden abgeschaltet. Dadurch fällt die Stromversorgung überregional für Stunden bis Tage aus (z.B. Liechtenstein, Ostschweiz, Süddeutschland und Teile Österreichs).

3.4.3 Behebung der Schäden und Inselbetrieb

Schäden resp. Störungen am inländischen Übertragungsnetz werden durch den Systempikettdienst der LKW abgedeckt. Innerhalb von wenigen Stunden bis zu einem Tag sind die Schäden in Liechtenstein in Zusammenarbeit mit anderen Organisationen (z.B. Feuerwehr) behoben.

Kollabiert die Stromversorgung bei einem Blackout grossflächig infolge regionaler oder internationaler Störungen der Netze und können die Schäden nicht kurzfristig, innert eines Tages, behoben werden, können die LKW eine sogenannte Strominsel aufbauen (Inselbetrieb im LKW-Netz). Das Wasserkraftwerk Samina wird gestartet und die Netze werden durch die LKW abschnittweise zugeschaltet. Nach einigen Stunden kann auch das Wasserkraftwerk Lawena gestartet und zugeschaltet werden. Die hohe installierte PV-Leistung hilft im Winter nur marginal und im Sommer nur, während die Sonne scheint. Zudem können die meisten PVA ohne funktionierendes Stromnetz keinen Strom einspeisen.

Im Sommer liegt die Energiemenge der liechtensteinischen Wasserkraft bei ca. 200'000 kWh pro Tag. Da Liechtenstein den grössten Teil der elektrischen Energie aus dem Ausland bezieht, entspricht diese Energiemenge nur ca. 30 % des normalen täglichen Energiebedarfs. Das heisst, solange die ausländische Energieversorgung nicht wiederhergestellt ist, gibt es in Liechtenstein keine volle Versorgung aller Endkundinnen und Endkunden.

Im Winter liegt die verfügbare Leistung der Kraftwerke Samina und Lawena bei lediglich ca. 2’500 kW. Damit können lediglich die kritischen Infrastrukturen der Leistungsklassen 4 und 5 (siehe Kapitel 3.2) verlässlich und dauerhaft versorgt werden.

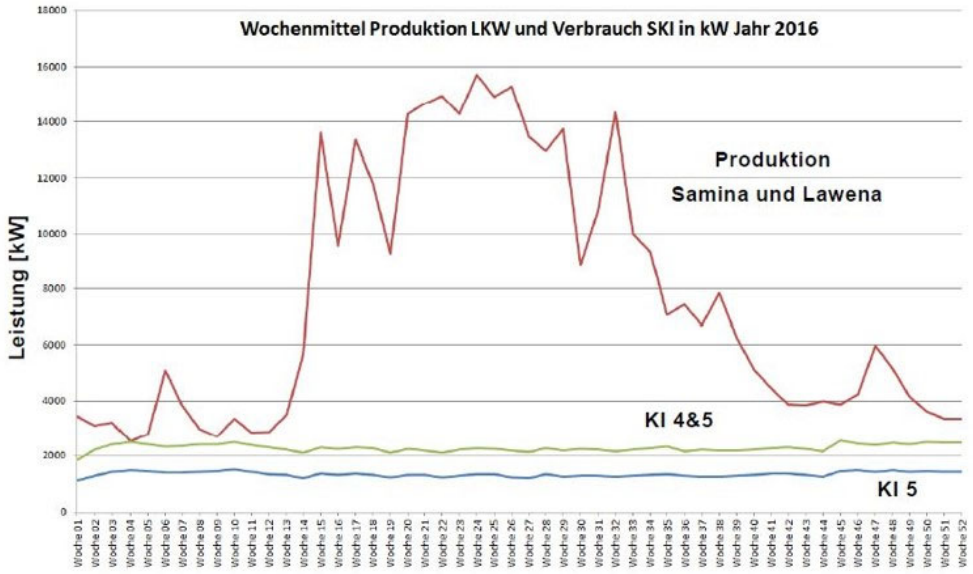

Abbildung 20: Kraftwerksproduktion KW Samina und Lawena im Vergleich zum Verbrauch der kritischen Infrastrukturen (Quelle: LKW)

Die grosse Versorgungslücke zwischen der Stromproduktion der Kraftwerke Samina und Lawena und dem regulären Landesabsatz wird am Beispiel eines Tages Mitte Februar 2019 ersichtlich:

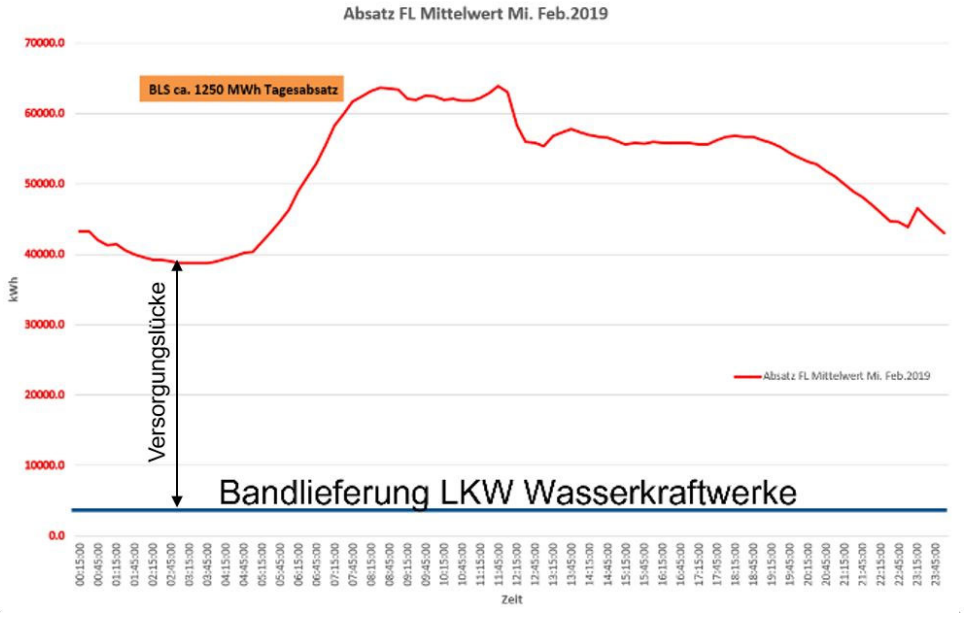

Abbildung 21: Versorgungslücke im Tagesverlauf im Vergleich zur Stromproduktion der Wasserkraftwerke Samina und Lawena (Quelle: LKW)

Wollte man die Stromversorgung im Inselbetrieb zu 100% abdecken, müssten ca. 60 – 80 MW verlässlich abrufbare Stromproduktionsleistung für diesen Extremfall zugebaut werden. Dies könnte durch verteilt installierte Notstromaggregate (Diesel) mit der entsprechenden Vorratshaltung von Treibstoffen für eine bestimmte Zeit sichergestellt werden. Ebenfalls ist es denkbar, ein zentrales Gaskraftwerk mit entsprechenden Gasvorräten zu erstellen. Die Investitionen für ein Gaskraftwerk in der notwendigen Grössenordnung belaufen sich auf 80 – 100 Millionen Franken. Dieses müsste betrieben und unterhalten werden, was zusätzlich laufende Kosten generiert. Nach ca. 25 Jahren wäre die Technik gesamthaft zu erneuern.

Im Inselbetrieb sind die LKW zusammen mit dem Landesführungsstab (LFS) dafür verantwortlich, dass der Strom zu den kritischen Infrastrukturen geführt wird. Dies erfolgt durch manuelle Schaltungen. Weitere Notfallorganisationen wie die Führungsorgane der Gemeinden, Polizei, Feuerwehr etc. werden ebenfalls eingebunden. Die Information an die Bevölkerung, welche in einer Blackout-Situation nicht oder nur eingeschränkt über die normalen Kanäle (Telefon, Radio, Internet) möglich ist, ist von hoher Bedeutung. Die sich derzeit mit Unterstützung des Gemeindeschutzes im Aufbau befindenden Notfalltreffpunkte sollen es ermöglichen, den Kontakt mit der Bevölkerung aufrecht zu erhalten, auch wenn die regulären Kommunikationskanäle nicht mehr funktionieren.

Der sukzessive Wiederaufbau der vorgelagerten Netze in der Schweiz und in Österreich, für welche ebenfalls regionale und nationale Pikettorganisationen vorhanden sind, führt das liechtensteinische Netz wieder zu einem regulären Betrieb.

3.4.4 Auswirkungen auf Bevölkerung und Wirtschaft

Die Auswirkungen eines Blackouts auf Liechtenstein sind vielfältig. Die Stromversorgung während des Inselbetriebs im Winter beschränkt sich auf die kritischen Infrastrukturen. Privathaushalte, Gewerbe, Industrie und Dienstleister sind ohne

Strom. Ohne funktionierendes Netz liefert auch eine PVA keinen Strom mehr, auch nicht für den Eigenverbrauch. Ausgenommen sind PVA, die für einen Inselbetrieb ausgelegt sind.

In Privathaushalten funktionieren die Heizung (Gas/Öl und Wärmepumpen), die Beleuchtung sowie elektronische Geräte nicht. Lebensmittel verderben ohne Kühlung und Einkaufen ist nur möglich, wenn mit Bargeld bezahlt wird. Auch werden die Läden nur eingeschränkt mit Gütern versorgt. Fest- und Mobilfunknetz sind stromabhängig und darum nur eingeschränkt verfügbar. Die Bevölkerung wird vom Landesführungsstab (LFS) über batteriebetriebene Radios und an den bereits erwähnten Notfalltreffpunkten informiert. Der öffentliche Nahverkehr ist nur eingeschränkt möglich.

Die Folgen für die Wirtschaft sind enorm (Betriebsunterbrüche) und auch negative Auswirkungen auf die Umwelt (Bsp. Ausfall der Abwasserreinigungsanlage) können nicht ausgeschlossen werden.

Es kann festgehalten werden, dass ein Blackout, je nach Dauer, weitreichende Folgen haben kann. Eine Garantie, dass die Elektrizitätsversorgung praktisch jederzeit gewährleistet ist – so wie es in Liechtenstein während den letzten Jahrzehnten der Fall war – gibt es nicht. Im Hinblick auf ein Blackout-Szenario kommt es daher auch auf die Vorsorgemassnahmen der Wirtschaft und Bevölkerung an. Dazu gehört beispielsweise das Vorhalten von Notstromversorgungen bei kritischen Infrastrukturen oder die Anschaffung von Notvorräten inkl. alternativer Kochmöglichkeiten (Gaskocher, Holzherd etc.) durch die Bevölkerung. Entsprechende Hinweise und Ratschläge finden sich auf der Internetseite des Amtes für Bevölkerungsschutz.

3.5 Möglichkeiten zur Erhöhung des Eigenversorgungsgrads

Die Potenziale zur Erhöhung des Eigenversorgungsgrads waren in der Vergangenheit immer wieder Gegenstand von Abklärungen, zuletzt im Rahmen der

Energiestrategie 2030 und Energievision 2050. Nachfolgend sollen die Ergebnisse unter Berücksichtigung der heutigen Erkenntnisse und Gegebenheiten aufgezeigt werden. Dabei werden im Besonderen die energetische Nutzung des Rheins und die Windkraft beleuchtet.

3.5.1 Energieeffizienz

Die Energiestrategie 2030 legt einen starken Fokus auf die Steigerung der Energieeffizienz, weil damit eine rasche Senkung des Energieverbrauchs des Landes über alle Energieträger hinweg erzielt werden kann. Jede nicht bezogene Kilowattstunde reduziert den Energieimport. Wie in Kapitel 2.2.6 beschrieben, ist im Strombereich gemäss LKW davon auszugehen, dass der Verbrauch für die Jahre bis 2030 ungefähr konstant bleibt bzw. nur leicht steigen wird. Die zunehmende Elektrifizierung im Verkehr und beim Heizen kann voraussichtlich durch Effizienzsteigerungen kompensiert werden. Gemäss Energiestrategie 2030 sollen durch den laufenden Ersatz von defekten und veralteten Geräten, Motoren und Beleuchtungen bis 2030 jährlich rund 20 GWh Strom eingespart werden.[27] Die Realisierung dieser Potenziale erfolgt insbesondere durch die Umsetzung von EU-Vorschriften für Mindeststandards bei Seriengeräten. Daneben müssen über die Zeit Installationen bei Gebäuden und Prozessen in der Industrie erneuert werden müssen. Dies wird zu weiteren Effizienzverbesserungen und damit Energieeinsparungen führen.

Massnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz sind im Gegensatz zum Bau neuer Energieproduktionsanlagen breit akzeptiert und führen zu einer raschen und kostengünstigen Verbesserung der Versorgungslage.

---

[27] Massnahmenliste Energiestrategie 2030, S. 53, https://www.llv.li/files/avw/massnahmenliste_es2030.pdf

3.5.2 Wasserkraft im Allgemeinen

Der grösste Teil der inländischen Stromproduktion (17.6% des Landesabsatzes im Jahr 2021) stammt aus Wasserkraftwerken. Die nachfolgende Tabelle zeigt die 13 Wasserkraftwerke, mit welchen in Liechtenstein aktuell Strom produziert wird. Bei der aufgeführten durchschnittlichen Jahresproduktion handelt es sich um einen mehrjährigen Durchschnitt.

Kraftwerk	Ø Jahresproduktion	% Landesabsatz	Standort	Eigentum
Samina	54'000 MWh	12.9%	Stausee Steg; KW Vaduz	100% LKW
Lawena	14'000 MWh	3.4%	Triesen	100% LKW
Mühleholzquellen	2'600 MWh	<1%	Vaduz	100% LKW
Letzana	683 MWh	<1%	Triesen	50% LKW 50% Gde. Triesen
Schlosswald	2'000 MWh	<1%	Vaduz	100% LKW
Steia	223 MWh	<0.1%	Nendeln	50% LKW
Maree	89 MWh	<0.1%	Vaduz	100% LKW
Stieg	52 MWh	<0.1%	Vaduz	100% LKW
Wissa Stä	50 MWh	<0.1%	Planken	100% Gde. Planken
Wasserchöpf-quellen	21MWh	<0.1%	Malbun	100% LKW
Schaaner Quellen	111 MWh	<0.1%	Schaan	100% LKW
Meierhof	15 MWh	<0.1%	Vaduz	100% LKW
Balzner Wäldle	10 MWh	<0.1%	Balzers	100% LKW
Total	**Ca. 74'000 MWh**	**17.7%**		

Tabelle 1: Wasserkraftwerke in Liechtenstein (Quelle: LKW)

Bei den bereits realisierten Klein- und Trinkwasserkraftwerken liegen die Herstellkosten, bei relativ bescheidenen Produktionsmengen, aktuell immer noch deutlich über Markt (mit Ausnahme des Kraftwerks Schlosswald).

Im Jahr 2009 haben die LKW eine Studie[28] zu den nicht genutzten Wasserkraftpotenzialen in Liechtenstein beauftragt. Von den 18 identifizierten Potenzialen wurden zwischenzeitlich neun realisiert (Ausbau KW Samina, Erneuerung KW

[28] Wasserkraftnutzung und Nutzungspotenziale im FL, Sprenger & Steiner Anstalt, Oktober 2009.

Mühleholzquellen, Trinkwasserkraftwerk Meierhof, drei Trinkwasserkraftwerke Schaanerquellen, Balzner Wäldle, Trinkwasserkraftwerk Wasserköpfquellen, Trinkwasserkraftwerk Letzana).

Folgende Potenziale wurden noch nicht realisiert:

Kraftwerk	Theoretische Jahresproduktion[29]	% Landesabsatz	Gründe für Nichtrealisierung	Bemerkungen
Rheinkraftwerke	40'000 MWh je Staustufe	9.6% je Staustufe	Wirtschaftlichkeit Ökologie	3 Staustufen / Nur FL-Anteil / detaillierte Ausführungen vgl. Kapitel 3.5.3
Samina 2	16'000 MWh	3.8%	Wirtschaftlichkeit Ökologie	Unberührte Landschaft unterhalb Pumpwerk Rietern bis Landesgrenze / Unterlieger kritisch
Badtobel	1'575 MWh	<1%	Wirtschaftlichkeit Ökologie	
Wildschloss	250 MWh	<0.1%	Wirtschaftlichkeit	Nutzung Quelle bis Wildschlossweiher
Mühlebach	250 MWh	<0.1%	Wirtschaftlichkeit	Keine detaillierte Prüfung
Tiefebach	125 MWh	<0.1%	Wirtschaftlichkeit	Keine detaillierte Prüfung
Badtobelquellen	160 MWh	<0.1%	Abhängig von Trinkwasserausbau	Keine detaillierte Prüfung
Bergwaldquellen	30 MWh	<0.1%	Abhängig von Trinkwasserausbau	Keine detaillierte Prüfung
Masescha-quellen	25 MWh	<0.1%	Abhängig von Trinkwasserausbau	Keine detaillierte Prüfung

Tabelle 2: Wasserkraftpotenziale in Liechtenstein (Quelle: Studie im Auftrag der LKW; 2009)

Im Jahr 2012 haben die LKW die Potenziale der Abwassernutzung[30] für die Stromproduktion geklärt. Diese belaufen sich auf 118 – 170 MWh pro Jahr bei Gestehungskosten von 32 bis 40 Rappen pro Kilowattstunde. Somit ist diese Nutzung heute und auch absehbar nicht wirtschaftlich umsetzbar.

29 Wasserdargebot ohne Abzüge (z.B. Restwasser); Berücksichtigung der vollen Fallhöhe.

30 Ingenium AG, April 2012.

Neue Technologien für Wasserkraftnutzung: Neben den seit fast 140 Jahren genutzten traditionellen Stromproduktionstechnologien für Wasserkraft (Pelton-, Francis-, Kaplan- resp. Rohrturbinen) gibt es immer wieder neue resp. angepasste Technologien wie Strombojen, Wirbelkraftwerke, Nutzung von Gezeiten oder Schachtkraftwerke. Insbesondere die Diskussion zur Nutzung von Strombojen im Rhein ist in Liechtenstein sporadisch aufgekommen. Da der Alpenrhein eine sehr unterschiedliche Wasserführung, hohe Schwebe- und Geschiebeanteile und stark wandernde Sandbänke hat, ist diese Technologie jedoch bislang nicht wirtschaftlich einsetzbar.

Die Wasserkraftwerke in Liechtenstein erzeugen den grössten Anteil des Stroms zwischen Mai und August. Im Jahr 2021 lieferte das Kraftwerk Samina 55 GWh (75%) und das Kraftwerk Lawena 13 GWh (18%).[31]

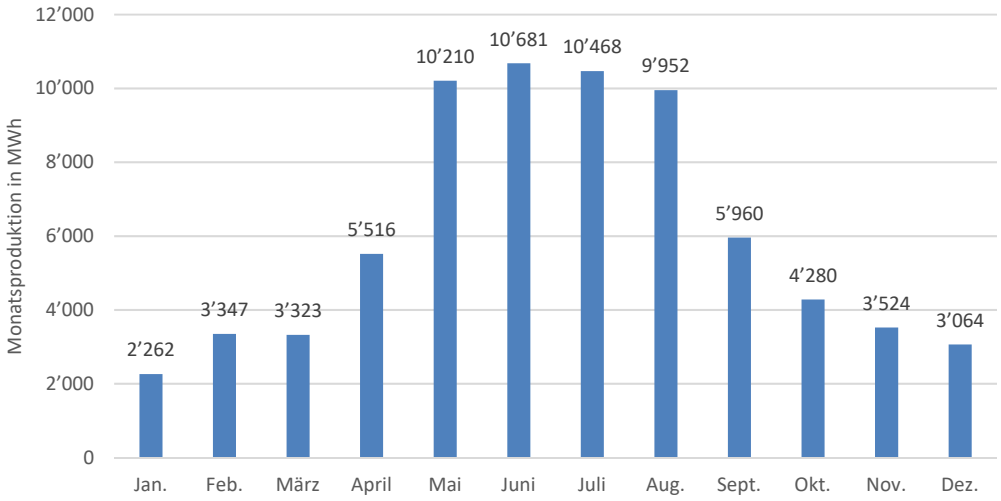

Abbildung 22: Stromproduktion 2021 der LKW Wasserkraftwerke im Jahresverlauf (Quelle: LKW)

Fazit Wasserkraft: Das Potenzial zur Stromerzeugung aus Wasserkraft ist in Liechtenstein, abgesehen von der energetischen Nutzung des Rheins,

[31] Energiedatenbericht LKW 2021.

weitestgehend ausgeschöpft. Die wenigen weiteren, noch nicht genutzten Potenziale sind aus wirtschaftlichen und/oder ökologischen Überlegungen auch in Zukunft kaum realisierbar.

3.5.3 Rheinkraft im Besonderen

3.5.3.1 Projekt Motor Columbus AG (1970-1990)

Die Idee zur Nutzung des Rheins entlang der Landesgrenzen ist schon vor vielen Jahren entstanden. Bereits in den 1970er Jahren erarbeitete die Firma Motor Columbus AG (MC) eine entsprechende Projektstudie. 1979 reichte MC ein Konzessionsprojekt ein. Mitte der 1980er Jahre formierte sich das Studienkonsortium Rheinkraftwerke (SKRKW) mit Motor Columbus AG (heute nach verschiedenen Namens- und Besitzeränderungen: Alpiq AG), Nordostschweizerische Kraftwerke (NOK, heute Axpo AG) und den Liechtensteinischen Kraftwerken. Das ergänzte Konzessionsprojekt wurde 1990 eingereicht. Die Eckdaten des Projekts waren:

- Vollständige Nutzung des Rheins entlang der Landesgrenze mit Laufwasserkraftwerken.
- Fünf Staustufen: Trübbach-Balzers, Sevelen-Triesen, Buchs-Schaan, Haag-Bendern, Sennwald-Ruggell (unmittelbar unterhalb des Wehrs und der Stromproduktion schliesst sich die Stauwurzel der nächsten Staustufe an). Im Bereich der Kraftwerksbauten sollten die bestehenden Dämme erhöht werden.
- Ca. 400 GWh Jahresproduktion, davon 50% für Liechtenstein, 50% für die Schweiz.
- Durchführung der ersten Umweltverträglichkeitsprüfung in Liechtenstein.

In Liechtenstein und der Schweiz war der Widerstand gegen das Projekt gross und es gab sehr viele Einsprachen. Im Jahr 1993 erklärten die Regierung und der

schweizerische Bundesrat das Projekt für beendet. Als Hauptgrund wurde damals der Grundwasserschutz[32] angeführt. Neben dem Widerstand und den Umweltbedenken war auch die Finanzierung des Projekts nicht sichergestellt. Die Schweiz hatte zu dieser Zeit mit den bestehenden Wasserkraftwerken und den Kernkraftwerken genügend günstige Produktionskapazitäten, sodass das Engagement der schweizerischen Partner (insb. NOK) zur Weiterführung des Projekts beschränkt war.

Im Jahr 1998 wurde die Internationale Regierungskommission Alpenrhein (IRKA) gegründet, eine gemeinsame Plattform der Regierungen von Graubünden, St. Gallen, Liechtenstein und Vorarlberg, welche dem länderübergreifenden Informationsaustausch, der Diskussion, Entscheidungsfindung und Planung wasserwirtschaftlicher Massnahmen am Alpenrhein dient.[33]

Die IRKA verabschiedete 2005 das Entwicklungskonzept Alpenrhein (EKA)[34], welches neben Hochwasserschutz, Grundwasser/Trinkwasser und Gewässerökologie auch das Thema Wasserkraft zwischen Reichenau und dem Bodensee behandelt. Ebenso sind Rheinaufweitungen zur ökologischen Aufwertung des Rheins Teil des EKA.

3.5.3.2 Angepasstes Projekt (ab 2008)

Im Jahr 2008 nahm das SKRKW auf Initiative der LKW das Projekt Rheinkraftwerke wieder auf und passte es mit einigen Studien den neuen Rahmenbedingungen an. Die Berücksichtigung der Resultate des EKA stellte eine zentrale Voraussetzung für die neuen Studien dar. D.h. insbesondere, dass Wasserkraftnutzung und

---

32 Grundwassermodellierungen zeigen, dass das Grundwasser auf Spiegelschwankungen im Rhein sehr sensibel reagiert.

33 https://www.alpenrhein.net/Organisation/Die-IRKA

34 https://www.alpenrhein.net/Projekte/Generationen-Projekt

Rheinaufweitungen sich gegenseitig nicht ausschliessen dürfen. Weitere Aspekte der Kritikpunkte am Konzessionsprojekt wurden ebenfalls analysiert und Lösungsvorschläge erarbeitet. So wurde eine integrale Betrachtung der Interessenlage angestellt, welche ökologische Anliegen (naturnahe Landschaften, Sicherstellung und Erhöhung der Artenvielfalt, Reduktion der natürlichen Abflussschwankungen, Sicherstellung der Fischwanderung), soziale Interessen (Erhöhung des Hochwasserschutzes, Sicherung des Grundwassers als Trinkwasserreservoir, Schaffung eines Naherholungs- resp. Freizeitgebietes, Natur- und Landschaftsschutz, Sicherheit der Stromversorgung) und ökonomische Interessen (signifikante Erhöhung des Eigenversorgungsgrads, Nutzniesser der Aufwertungen mit Begleitmassnahmen wie Einwohner und Gemeinde, Attraktivitätssteigerung als Wohnort, Verbesserung der Grundwasserverhältnisse) beinhaltete.

Abbildung 23: Übersicht einer möglichen Staustufe in Schaan (Quelle: Interner Bericht LKW, Hochschule Rapperswil 2010)

Der Einfluss einer Stauhaltung auf das Grundwasser wurde in einer detaillierten Studie untersucht. Demnach führt der Einstau der Staustufen am Anfang zu einer leichten und lokalen Erhöhung des Grundwasserspiegels, welcher sich aber nach relativ kurzer Zeit durch Abdichtung des Stauraums (Kolmatierung) wieder auf das

alte Niveau einstellt. Die Projektverfasser kamen daher zum Schluss, dass eine Realisierung von zwei bis drei Staustufen zwischen Balzers und Ruggell unter Berücksichtigung aller obigen Aspekte möglich wäre. Das Projekt sieht eine Stauhaltung ohne Dammerhöhung mit vielen Begleitmassnahmen vor. Die Jahresproduktion bleibt bei ca. 80 GWh pro Staustufe, allerdings erhöhen sich die Kosten auf ca. 120 Millionen Franken pro Staustufe.

Die Zwischenresultate wurden mit der Projektgruppe der IRKA in mehreren Sitzungen diskutiert. Im Schreiben vom 28. November 2012 hielt die IRKA jedoch fest, dass die konkrete Beantwortung von wesentlichen Fragen in den Bereichen Grundwasser, Ökologie und Flussbau offengeblieben sind. Ohne weitere konkretere Untersuchungen könnten keine Aussagen zur grundsätzlichen Machbarkeit der Kraftwerke gemacht werden. Für das weitere Vorgehen empfahl die IRKA, die konkreten offenen Fragen zur Beeinträchtigung des Grundwassers vorrangig vor allen anderen Fachfragen zu untersuchen.

Aufgrund der mangelnden gesellschaftspolitischen Akzeptanz des Projektes und finanzieller Überlegungen wurde das Projekt schliesslich vom Studienkonsortium eingestellt und die SKRKW 2016 aufgelöst.

3.5.3.3 Aktueller Stand

Die Diskussion um die Versorgungssicherheit hat in der Schweiz in den letzten Monaten intensiv an Fahrt aufgenommen. Die Eidgenossenschaft stellt für Grosswasserkraftwerke umfangreiche Subventionen zur Verfügung (bis zu 60% des Investitionsvolumens). Vor diesem Hintergrund ist zumindest für die schweizerische Seite (Energieversorger) das Projekt Rheinkraftwerke aus finanzieller Sicht wieder attraktiv.

Die Hälfte der Produktion von 80 GWh pro Staustufe im Rhein würde für Liechtenstein eine Erhöhung des Eigenversorgunggrades um rund 10% bedeuten. Allerdings gilt es dabei zu beachten, dass auch diese Produktion sehr sommerlastig ist und die kritische Winterproduktion nur wenig erhöhen würde. Dies wird aus der nachfolgenden Abflussganglinie ersichtlich.[35]

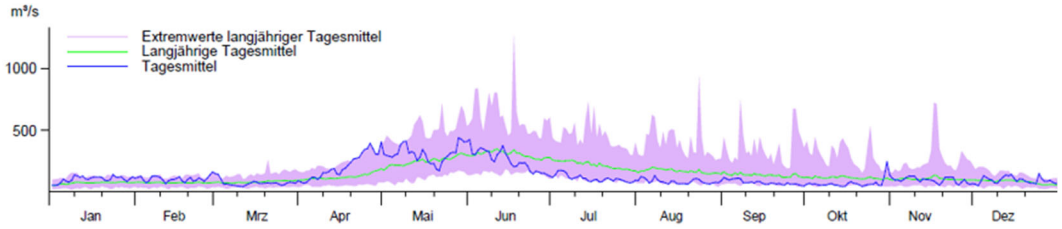

Abbildung 24: Abflussganglinie, Messstation Rhein bei Bangs; Hydrologisches Jahrbuch, Bundesministerium Landwirtschaft, Regionen, Tourismus, Wien

Im Juni 2022 hat die Internationale Regierungskommission Alpenrhein (IRKA) anlässlich ihrer Jahressitzung beschlossen, das aus dem Jahre 2005 stammende Entwicklungskonzept Alpenrhein (EKA) einer Evaluation zu unterziehen. Dabei sollen auch die Möglichkeiten der Wasserkraftnutzung angesichts der neuen Herausforderungen und Fragestellungen erörtert werden.

Fazit Rheinkraft: Eine Neuplanung eines Kraftwerkprojekts am Alpenrhein beansprucht Zeit und erhebliche Ressourcen. Sie erfordert vorgängig eine umfassende Aufarbeitung bestehender und die Ausarbeitung zusätzlicher neuer Grundlagen. Diese Grundlagenerarbeitung muss von Beginn an mit den zuständigen Stellen der Kantone St. Gallen und Graubünden, des Bundes sowie des Landes Vorarlberg koordiniert werden. Die Regierung wird im Rahmen der Internationalen Regierungskommission Alpenrhein (IRKA) die Thematik weiterverfolgen.

---

[35] Messstation Rhein bei Bangs; Hydrologisches Jahrbuch, Bundesministerium Landwirtschaft, Regionen, Tourismus, Wien.

3.5.4 Photovoltaik

Die Stromproduktion aus Photovoltaik hat sich in Liechtenstein seit der Verabschiedung des Energieeffizienzgesetzes[36] und der zugehörigen Verordnung im Jahr 2008, massgeblich gesteigert. Die Erstellung von PVA wird seither durch Investitionsförderungen von Land und Gemeinden und zusätzlich mit einer auf zehn Jahre befristeten Einspeisevergütung unterstützt. Diese Unterstützung soll mit einem neuen Fördermodell auch in Zukunft zielgerichtet ausgerichtet werden (siehe BuA Nr. 79/2022 betreffend die Einführung einer Mindestvergütung für Strom aus Photovoltaik-Anlagen). Dabei sollen insbesondere auch der Ersatz von alten Anlagen förderungsfähig sein. Zudem schlägt die Regierung in ihrem Vernehmlassungsbericht zur Umsetzung der PV-Pflicht[37] vor, dass die Förderung trotz Verpflichtung weiterhin bestehen soll.

Am 31.12.2021 waren in Liechtenstein total 35.3 MWp PV-Leistung in 2'100 Anlagen in Betrieb. Die nachfolgenden Abbildungen 25 und 26 zeigen den jährlichen Zuwachs der installierten PV-Leistung und die Anzahl der installierten PVA in Liechtenstein. Daraus ergibt sich die durchschnittliche Grösse der PVA (Abbildung 27).

---

[36] Gesetz vom 24. April 2008 über die Förderung der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien (Energieeffizienzgesetz; EEG); LGBl. 2008 Nr. 116.

[37] https://www.llv.li/files/srk/vnb-abanderung-baugesetz_energieeffizienzgesetz-und-energieausweisgesetz.pdf

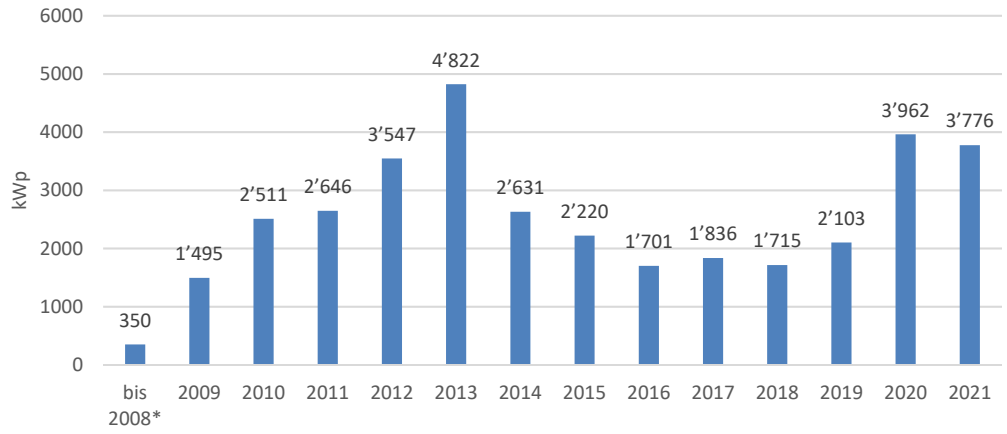

Abbildung 25: Jährlicher Zuwachs der installierten PV-Leistung in kWp (Quelle: LKW)

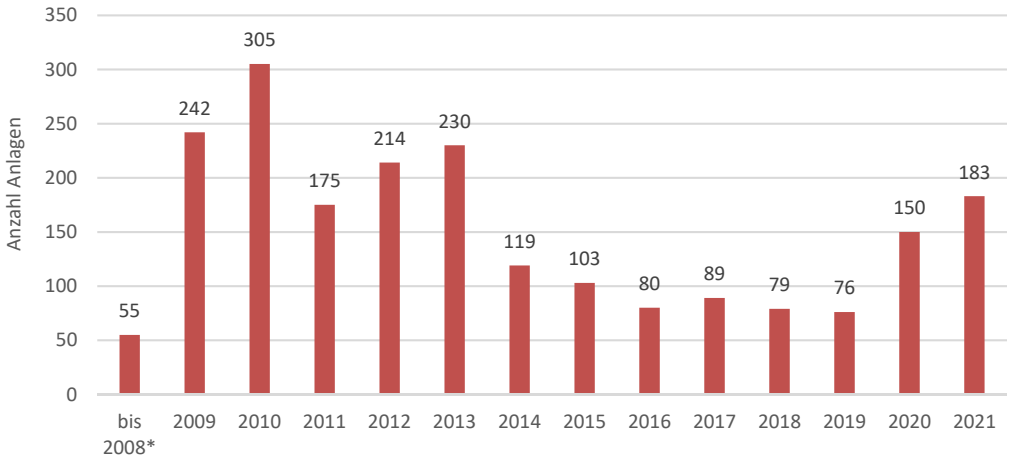

Abbildung 26: Anzahl neu installierte PV-Anlagen pro Jahr (Quelle: LKW)

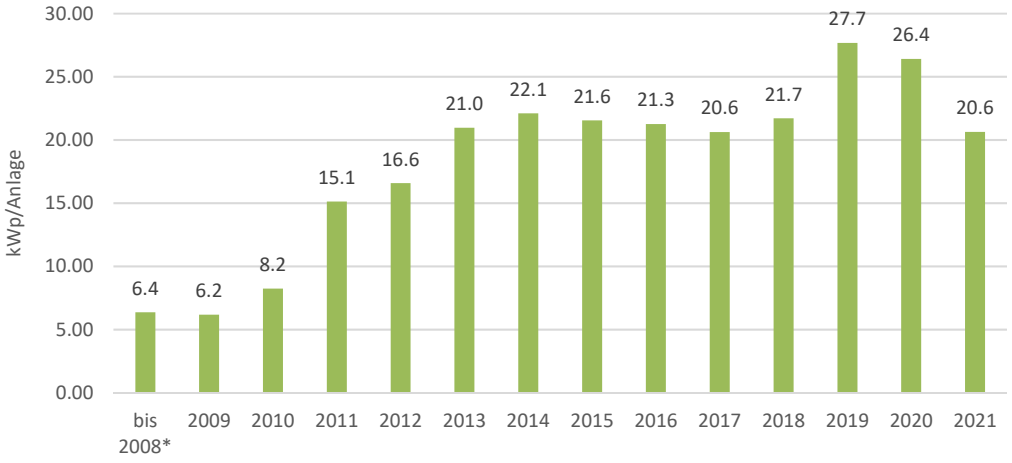

Abbildung 27: Durchschnittliche Grösse der neu installierten PV-Anlagen in kWp/Anlage (Quelle: LKW)

Seit der schrittweisen Reduzierung der anfänglich sehr hohen Einspeisevergütungen von 45 Rappen pro Kilowattstunde im Jahr 2009 auf 10 Rappen pro Kilowattstunde ab dem Jahr 2015 wird der auf den Dächern produzierte PV-Strom immer häufiger in den Gebäuden selbst verbraucht und steht entsprechend nicht der Allgemeinheit im Netz, aber dennoch für die Eigenversorgung zur Verfügung.[38]

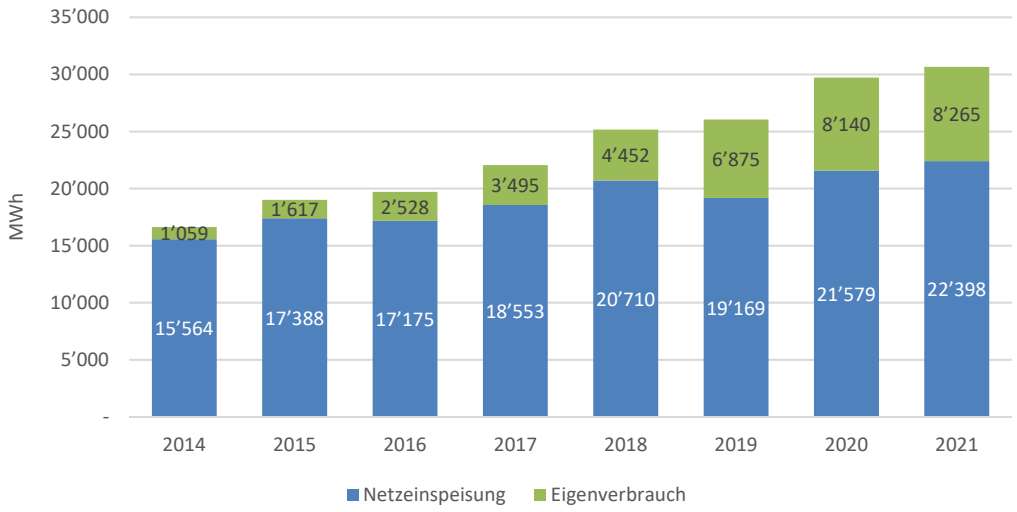

Abbildung 28: Energieerzeugung aus Photovoltaik (Quelle: Amt für Statistik)[39]

Im Jahr 2021 betrug der Anteil der ins Landesnetz eingespiesenen PV-Produktion 5.4% des Landesabsatzes. Rechnet man den modellierten Eigenverbrauch mit ein (siehe Abbildung 28), hat die PV-Produktion bereits 7.4% des Stromverbrauchs in Liechtenstein erreicht. Die Produktion ist naturgemäss nur während des Tages verfügbar. Bei Wolken oder Nebel ist die Produktion auch während des Tages deutlich tiefer als bei Sonnenschein.

Die Energiestrategie 2030 zielt auf einen jährlichen Zubau von 5 MWp installierter Leistung hin. Das wäre eine Verdoppelung der heutigen Produktion von rund 31

38 Energiedatenbericht LKW des jeweiligen Berichtsjahrs.

39 Energie 2021, Amt für Statistik.

GWh auf rund 70 GWh im Jahr 2030.[40] Dieses Ziel ist aus heutiger Sicht ambitioniert, aber durchaus erreichbar.

Bis anhin wurden vor allem PVA auf Schräg- und Flachdächern installiert. Fassadenanlagen sind noch äusserst selten. Diese haben auch bei optimaler Ausrichtung im Vergleich zu Dachanlagen eine deutlich tiefere Jahresproduktion, produzieren aber bei Südausrichtung in den Wintermonaten mehr als Dachanlagen. Neben Kostengründen sprechen oft auch architektonische Überlegungen gegen die Investition in Fassadenanlagen. Die Regierung schlägt im BuA Nr. 79/2022 daher vor, den Förderrahmen für innovative Fassadenanlagen zu erhöhen.

Weitere Potenziale liegen ebenfalls in einer kombinierten Nutzung (z.B. Solarfaltdach über Kläranlagen oder Parkplätzen[41], Agri-Photovoltaik[42], PV-Zäune[43], etc.). Solche Doppelnutzungen sind noch kaum anzutreffen, was an wirtschaftlichen Überlegungen oder unklaren bzw. fehlenden Rechtsgrundlagen liegen mag. Die von der Regierung vorgeschlagene Klimastrategie 2050 sieht daher vor, die rechtlichen Rahmenbedingungen für Doppelnutzungen sowie freistehende PVA zu klären und wo sinnvoll zu erleichtern. Dabei gilt es die Eingriffe in Natur und Landschaft ausreichend zu berücksichtigen.

Die PV-Produktion in Liechtenstein ist durch die Dominanz der Dachanlagen sehr sommerlastig. Beispielhaft aufgeführt in der nachfolgenden Abbildung ist die Produktion der LKW-eigenen PV-Anlagen im Jahr 2021.

---

40 Energie 2021, Amt für Statistik.

41 Z.B.: https://dhp-technology.ch/

42 Z.B.: https://www.next2sun.de/

43 Z.B.: https://www.zaunteam.ch/de/zaeune/heim-garten/produktneuheiten/solarzaun

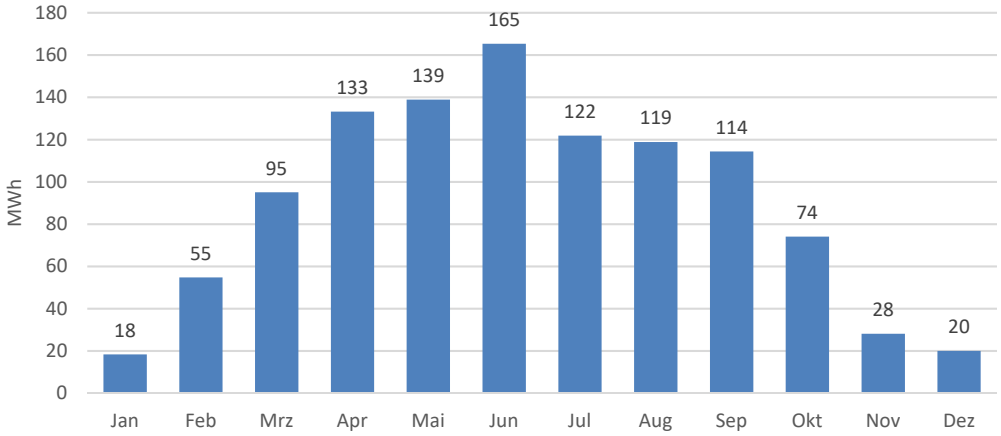

Abbildung 29: Produktion der LKW-eigenen PV-Anlagen im Jahr 2021 (Quelle: LKW)[44]

Fazit Photovoltaik: Durch die gezielte Förderung von PV-Anlagen in den letzten Jahren ist Liechtenstein bei der Pro-Kopf-Leistung zum Solarweltmeister geworden. Im Winterhalbjahr bzw. für die Verbesserung der Versorgungssicherheit ist die Wirkung jedoch beschränkt. Die Ausbauziele für PV sind in der Energiestrategie 2030 klar definiert. Insbesondere Fassadenanlagen, freistehende PVA und Doppelnutzungen sind in Liechtenstein noch kaum anzutreffen. Die Rahmenbedingungen dafür sollen klar geregelt werden.

3.5.5 Wind

Zur Nutzung der Windkraft in Liechtenstein sind in den vergangenen ca. 15 Jahren viele Messungen durchgeführt und Projekte geprüft worden. Dadurch ergibt sich ein sehr gutes Bild über das Windangebot im ganzen Land. Zusammengefasst wurden die Resultate in der Windleistungskarte in einem gemeinsamen Projekt der Solargenossenschaft Liechtenstein mit Sunergy und dem NTB Buchs in den Jahren 2013 bis 2016.[45] Aus dieser wird ersichtlich, dass die grössten Potenziale in Balzers oder auf schlecht zugänglichen Bergkämmen zu finden sind. Die Vorgabe eines

---

44 Energiedatenbericht LKW 2021.

45 http://geodaten.llv.li/geoportal/windleistungskarte.html

wirtschaftlichen Betriebs mit kommerziell verfügbaren Technologien führte zu einem konkreten Projekt der LKW zusammen mit der Bürgergenossenschaft Balzers und der Solargenossenschaft Liechtenstein.

Das Windprojekt And oberhalb Balzers wurde aus Windangebotsgründen auf dem Staatsgebiet der Schweiz geplant und wäre entsprechend auch mit den damalig gültigen Förderungen in der Schweiz mitfinanziert worden (Kostendeckende Einspeisevergütung). Die Kostenschätzung für zwei Windenergieanlagen belief sich auf ca. 14 Millionen Franken. Eine wirtschaftliche Stromproduktion von ca. 14 GWh pro Jahr (3.4% des Landesabsatzes) wäre unter diesen Rahmenbedingungen gegeben. Im Gegensatz zur Wasser- und PV-Produktion liefern Windanlagen vermehrt Winterenergie. Die Windmessungen zeigen, dass der Winterproduktionsanteil an diesem Standort ca. 53% beträgt. In einer Konsultativbefragung bei der Stimmbevölkerung in Balzers im Jahr 2016 sprachen sich 65.6 Prozent der Stimmberechtigten gegen das Projekt aus. Das Projekt wurde daraufhin nicht mehr weiterverfolgt.

Fazit Windanlagen: Wie in der Energiestrategie 2030 ausgeführt, bieten sich in Liechtenstein aus heutiger Sicht aufgrund der hohen Siedlungsdichte und der wenigen ertragreichen Standorte nur sehr eingeschränkte Möglichkeiten für die Realisierung eines Windkraftprojektes. Es ist jedoch davon auszugehen, dass aufgrund technischer Fortschritte bei den Anlagen zukünftig auch neue Standorte einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen. Im Gegensatz zu Photovoltaik hat die Windenergie den Vorteil, dass der Strom verstärkt im Winterhalbjahr produziert werden kann. Die Regierung wird daher die weiteren Entwicklungen im Bereich der Windenergie genau verfolgen.

3.5.6 Holz

In Liechtenstein wird aktuell im Holzheizkraftwerk Malbun auch Strom produziert und ins Netz eingespeist (ca. 1.3 GWh pro Jahr; 0.3% des Landesabsatzes). Beim Holzheizwerk Balzers ist keine Stromproduktion installiert. Ein ähnliches Potenzial wie in Malbun könnte aber durchaus realistisch sein. Da die Stromproduktion stark an der Heizleistung hängt und somit winterlastig ist, ist die Nutzung besonders im Hinblick auf das Fehlen von Winterstrom interessant.

Weitere Holzheizkraftwerke sind aktuell nicht geplant. Einige Heizzentralen in Liechtenstein werden mit Hackschnitzeln betrieben. Stromproduktionsanlagen sind aber nicht installiert. Wie in der Energiestrategie 2030 aufgezeigt, besteht – ausgehend vom theoretisch nachhaltig nutzbaren Holz in Liechtenstein – durchaus noch Potenzial bei der Holznutzung. Dabei ist die Verbrennung (oder allenfalls Vergasung) in grossen Anlagen aufgrund der Feinstaubproblematik zu favorisieren.

Fazit Holz: Das Potenzial in Liechtenstein ist zwar noch nicht ausgeschöpft, aber dennoch beschränkt. Die Kombination mit dem Ausbau der Fern-/Nahwärmeversorgung ist aber insbesondere in Bezug auf die Winterstromlücke interessant.

3.5.7 Geothermie

Die Nutzungspotenziale der Tiefengeothermie in Liechtenstein wurden durch das Amt für Umwelt[46] vor rund zehn Jahren abgeklärt. Die Untersuchungen zeigten, dass im Bereich zwischen dem Eschnerberg und Schaan geothermisch nutzbare Gesteinsschichten bis in eine Tiefe von rund 4’500 Metern erwartet werden können. Es wird davon ausgegangen, dass diese Gesteinsschichten Klüfte und somit auch heisses Wasser im Bereich von 130°C beinhalten. Mit den geschätzten ca.

[46] https://www.llv.li/files/au/pdf-llv-au-infoblatt_tiefengeothermie_fl_stand_mai_2011.pdf

12 MW Leistung könnten ca. 5 GWh Strom (1.2% des Landesabsatzes) produziert werden. Zusätzlich stehen aus der gleichen Quelle ca. 8 MW Leistung z.B. für Fernwärme zur Verfügung. Die Erschliessung dieser Potenziale ist mit sehr hohen Kosten (damalige Schätzung für weitergehende Erkundungen, Bohrungen und Erstellung einer Geothermieanlage ca. CHF 64 Mio.) und erheblichen Risiken (sehr komplexe Geologie im Rheintal und somit hohes Bohrrisiko, d.h. Treffen der relevanten Schichten/Klüfte und effektive Wasserverfügbarkeit) verbunden.

Fazit Geothermie: Die Kosten und Risiken sind auf absehbare Zeit zu hoch. Die Regierung wird daher die Geothermie nicht weiterverfolgen.

3.5.8 Erdgas und Biogas

In den derzeit in Liechtenstein mit Gas betriebenen Blockheizkraftwerken (BHKW)[47] der LGV werden neben Heizwärme auch Strom produziert. Im Jahr 2021 wurden 2'394 MWh (0.6% des Landesabsatzes)[48] ins Netz geliefert (davon 36 MWh erzeugt aus Biogas). Die Stromproduktion mittels BHKW hängt stark an der Heizleistung und ist somit winterlastig.

Im Jahr 2022 soll in Schaan im Zusammenhang mit dem Bau einer Gas-Druckreduzierstation eine Stromproduktionsanlage mit 90 MWh Jahresproduktion (0.02% des Landesabsatzes) entstehen.

Die LGV untersucht aktuell ebenfalls die Nutzung von Biomasse (Grüngut). Dies primär zur Erzeugung von Biogas. Würde man dieses wieder verstromen, wären nach ersten Abklärungen eine jährliche Produktion von 5 GWh (1.2% des Landesabsatzes) und eine zusätzliche Quelle für die Fernwärmeversorgung möglich. Im Vergleich rechnet die Regierung in der Energiestrategie 2030 mit einem

---

47 Auch Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK) oder Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK) genannt.

48 LKW Energiedaten 2021: https://www.lkw.li/unternehmen/zahlen-und-fakten.html

theoretischen Potenzial für die Wärmeproduktion aus Biogas von 14 GWh pro Jahr. Damit dieses Potenzial erreicht werden kann, ist der regionale Zusammenzug der Biomasse notwendig.

Der Betrieb von reinen Gaskraftwerken ist, verglichen mit anderen Technologien, relativ teuer und bedeutet eine Abhängigkeit von Gaslieferanten meist ausserhalb Europas. Wie fragil eine solche Lieferkette sein kann, ist spätestens seit dem Ausbruch des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine im Februar 2022 klar.

Fazit Erdgas und Biogas: Neben BHKW ist kein Ausbau von Erdgaskraftwerken geplant. Die Stromproduktion durch Gaskraftwerke würde die Abhängigkeit auf einen anderen Energieträger verschieben und den Eigenversorgungsgrad real nicht erhöhen. Die Abhängigkeit von gasliefernden Nationen wie Russland, Algerien, USA etc. würde sich erhöhen. Für eine Notversorgung wäre ein Gaskraftwerk mit entsprechenden Gasvorräten eine (teure) Lösung (siehe Kapitel 3.4). In Bezug auf Stromerzeugung aus Biogas ist das Potenzial in Liechtenstein beschränkt.

3.5.6 Atomkraft

In der neu aufgekommenen Diskussion rund um Kernkraftwerke als Stromproduzenten mit tiefem CO_2-Ausstoss sind in den letzten Monaten immer wieder Mini-Reaktoren (SMR: Small Modular Reactors) diskutiert worden. Ein Gutachten im Auftrag des deutschen Bundesamts für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (BASE) aus dem Jahr 2021 kommt unter anderem zum Schluss, dass SMR gegenüber Atomkraftwerken mit grosser Leistung potenziell sicherheitstechnische Vorteile erzielen könnten, da sie ein geringeres radioaktives Inventar pro Reaktor aufweisen. Die hohe Anzahl an Reaktoren, die für die gleiche Produktionsmenge an Leistung notwendig ist, erhöht das Risiko jedoch wiederum um ein Vielfaches. Eine weitere Problematik liegt in der Wirtschaftlichkeit, da die Baukosten relativ zur

generierbaren Leistung höher sind als bei grossen Atomkraftwerken.[49] Ebenfalls gilt es festzuhalten, dass sich diese Technologie in Entwicklung befindet und erst in vielen Jahren allenfalls serienreif sein wird. Ebenfalls ist die Akzeptanz einer atomaren Stromproduktion in Liechtenstein aus heutiger Perspektive fraglich.

Fazit Atomkraftwerke: Die Technologie (Mini-Reaktoren) ist aktuell nicht verfügbar und soll deshalb zum jetzigen Zeitpunkt nicht geprüft/weiterverfolgt werden.

3.5.7 Strombezug von KVA Buchs

Die Kehrichtverbrennungsanlage (KVA) in Buchs steht im Eigentum des Vereins für Abfallentsorgung (VfA), welcher sich aus 31 Ostschweizer Gemeinden und allen elf Liechtensteiner Gemeinden zusammensetzt. Die KVA erzeugt neben Dampf und Wärme, welche bereits heute nach Liechtenstein geliefert werden, auch Strom. Die KVA speiste im Jahr 2021 73 GWh[50] ins öffentliche Stromnetz der Schweiz ein (ca. 17.5% des liechtensteinischen Landesabsatzes). Die LKW hatten von 2007 bis 2012 einen Stromliefervertrag mit der KVA, sodass die produzierte Menge in Liechtenstein zur Versorgung zur Verfügung stand. Eine direkte Leitung nach Liechtenstein und eine Einspeisung ins Netz der LKW wäre technisch denkbar. Ob dies auch möglich, von den Beteiligten des Vereins für Abfallentsorgung Buchs (VFA) gewünscht und praktisch umsetzbar ist, bedarf zusätzlicher Abklärung.

Fazit Strombezug KVA (ausländisch): Aufgrund der produzierten Strommenge sowie der ganzjährig, regelmässigen Verfügbarkeit wäre ein Bezug von der KVA Buchs über eine direkte Leitung/Einspeisung ins liechtensteinische Netz sehr

---

[49] https://www.base.bund.de/DE/themen/kt/kta-deutschland/neue_reaktoren/neue-reaktoren_node.html

[50] Jahresbericht VfA 2021.

interessant, auch wenn dies den Eigenversorgungsgrad (Inland) nicht tangieren würde.

3.5.8 LKW-eigene Produktion im Ausland

Die Stromproduktionsmöglichkeiten in Liechtenstein sind, wie bereits ausgeführt, beschränkt. Entsprechend haben die LKW in den letzten Jahren ihre Anstrengungen zur Erhöhung des Eigenproduktionsanteils auch im Ausland unternommen.

Über die rund 10%-Beteiligung an der Repartner Produktions AG ist der direkte Bezug von Strom aus den Prättigauer Kraftwerken (Klosters, Küblis, Schlappin) zu Herstellkosten geregelt. Der Energiebezug im Jahr 2021 lag bei 25.1 GWh (6% des Landesabsatzes). Die anderen Produktionsanlagen der Repartner Produktions AG (Kraftwerk Taschinas, Windparks Lübbenau, Prettin und Berlar) sind Finanzanlagen und liefern gegen eine Einspeisevergütung ins regionale Netz.

Die LKW haben darüber hinaus mit der Seebach Kraftwerk Errichtungs- und Betriebs GmbH eine 100%-Tochterunternehmung in Österreich. Seit 2011 ist das Kraftwerke Seebach-Ranten in Betrieb und im Februar 2022 ging das Kraftwerk Packerbach ans Netz. Zusammen sind durchschnittlich etwa 3.4 GWh Jahresproduktion zu erwarten. Ebenfalls im Bau ist das Wasserkraftwerk Teigitsch, welches Ende 2023 in Betrieb gehen soll (ca. 4.6 GWh Jahresproduktion). Zusammen bringen diese Kraftwerke rund 1.9% des Landesabsatzes. Es sind weitere Kraftwerke in Planung.[51]

Durch das Eigentum an diesen Kraftwerken ist in normalen Lagen auch sichergestellt, dass diese Produktion in Liechtenstein zur Verfügung steht. Im Fall einer Strommangellage kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass durch die

---

[51] Vgl. LKW Jahresbericht 2021, S. 20.

betreffenden Staaten Stromexportverbote erlassen werden, welche vom Eigentümer nicht umgangen werden können. Die LKW bzw. das Land wäre dann auf die Solidarität der betreffenden Nachbarstaaten angewiesen.

3.5.9 Übersicht der Potenziale

Die nachfolgende Tabelle zeigt eine zusammenfassende Übersicht aller oben aufgeführten Potenziale zur Erhöhung der liechtensteinischen Eigenversorgung mit Strom. Dabei handelt es sich um eine vereinfachte Darstellung hauptsächlich auf Basis früherer Projekte und Untersuchungen. In der zweiten Spalte "Potenzial Jahresproduktion" entspricht ein Wert mehr als 5% des Landesabsatzes einem «grossen» Potenzial, ein Wert von 3% bis 5% einem «mittleren» und weniger als 3% einem «geringen» Potenzial. Die Beurteilung des Potenzials bezieht sich jeweils auf das gesamte geschätzte Potenzial einer Technologie für Liechtenstein, nicht auf dasjenige eines konkreten Projekts.

Potenzialtyp / Energieträger	Potenzial Jahresproduktion	Saison	Kosten (Schätzung)	Pro (+)	Contra (-)
Energieeffizienz	gross	ganzjährig	3-10 Rp pro eingesparte kWh abhängig von Anlage/Gerät	Hohes Einsparpotenzial / Finanzieller Nutzen für Verbraucher	-
Wasserkraft RKW	gross	sommerlastig	120 Mio. CHF pro Staustufe	Erneuerbare Ressource	Ökologie (u.a.Grundwasser) / Wirtschaftlichkeit
Wasserkraft Weitere	mittel	sommerlastig	Ca. 15 – 20 Rp/kWh; Investitionen abhängig von Anlage	Erneuerbare Ressource	Mit Ausnahme Samina 2 geringes Potenzial / Ökologie / Wirtschaftlichkeit
Photovoltaik	gross	sommerlastig	Ca. 8 bis 12 Rp/kWh; abhängig von Anlagengrösse	Erneuerbare Ressource	Akzeptanz freistehender PVA
Wind	mittel	ganzjährig	Ca. 1 Mio. CHF pro MW installierter Leistung	Erneuerbare Ressource	Akzeptanz (Landschaftsbild)
Holz	gering	winterlastig	k.A.	Erneuerbare Ressource	Weiteres Potenzial in LI beschränkt
Geothermie	gering	ganzjährig	64 Mio. CHF für 5 GWh	Erneuerbare Ressource	Bohrrisiko / Wirtschaftlichkeit
Erdgas u. Biogas (BHKW)	gering	winterlastig	k.A.	Biogas: Erneuerbare Ressource / Effiziente	Erdgas: Fossile Ressource

				Kombination von Wärme/Kraft	Biogas: Beschränkt vorhanden
Erdgas (reines GKW)	gross	ganzjährig	80 - 100 Mio. CHF	Hohes Produktionspotenzial / konstant (Saison- und Tageszeitunabhängig)	Fossile Ressource / Abhängigkeit von Gaslieferungen / Kosten
Atomkraft	gross	ganzjährig	k.A.	Hohes Produktionspotenzial / konstant (Saison- und Tageszeitunabhängig)	Mini-AKW noch nicht verfügbar / Kosten / Akzeptanz / Ungelöste Endlagerung
Bezug KVA Buchs	gross	ganzjährig	k.A.	Nebenprodukt aus der Kehrrichtverbrennung / hohes Produktionspotenzial	Eigenproduktion im Ausland
LKW-eigene Produktion im Ausland	mittel	sommerlastig	5 – 10 Rp/kWh	Erneuerbare Ressource	Eigenproduktion im Ausland

Tabelle 3: Übersicht der Potenziale zur Erhöhung der Eigenversorgung

3.6 Schlussfolgerungen

Liechtenstein ist gut in das europäische Stromsystem eingebunden. Die Netzanbindungen an die Schweiz und Österreich sind heute und auch in absehbarer Zukunft ausreichend und verlässlich verfügbar. Die Stromproduktionskapazitäten in der Schweiz und Europa stehen unter Verhältnissen, in welchen die Märkte funktionieren, auch Liechtenstein vollumfänglich zur Verfügung. Die aktuellen Entwicklungen in der Ukraine, Ausfälle bei Kernkraftwerken sowie das fehlende Stromabkommen Schweiz-EU zeigen jedoch, dass das bislang unwahrscheinliche Szenario einer Strommangellage oder eines Strom-Blackouts auch für Liechtenstein nicht gänzlich ausgeschlossen werden kann. Eine entsprechende Vorsorgeplanung in Abstimmung mit der Schweiz und den europäischen Partnern ist daher wichtig.

Im Falle einer Strommangellage ist Liechtenstein in die schweizerische Organisation für Stromversorgung in ausserordentlichen Lagen (OSTRAL) eingebunden. Die Strommangellage tritt im Gegensatz zum Strom-Blackout nicht plötzlich ein, sondern kann im Voraus geplant werden. Die Verfahren zur Strombewirtschaftung sind definiert und die verantwortlichen Organisationen geschult. In einem Blackout-Szenario können die Liechtensteinischen Kraftwerke (LKW) mit einem Inselbetrieb die kritischen Infrastrukturen mit Strom versorgen, bis das umliegende

Gesamtsystem wieder zur Verfügung steht. Eine Versorgung der Privathaushalte und der Wirtschaft ist im Inselbetrieb jedoch nicht möglich. Die Auswirkungen einer Strommangellage bzw. eines Strom-Blackouts auf die Gesellschaft und die Wirtschaft sind erheblich und erfordern ein entsprechendes Krisenmanagement.

Die Potenziale für zusätzliche inländische Stromproduktion sind aufgrund der geografischen Lage des Landes und der limitierten natürlichen Ressourcen sehr beschränkt. Der Ausbau der Photovoltaik soll konsequent weiterverfolgt werden. Mit einer PV-Pflicht können hier rasch Fortschritte erzielt werden. Solange keine wirtschaftlich vertretbaren Technologien zur saisonalen Speicherung verfügbar sind, trägt Photovoltaik jedoch hauptsächlich im Sommer zur Eigenversorgung bei. Das Problem der Winterstromlücke bleibt bis auf Weiteres bestehen. Dies gilt im Übrigen auch für die Nutzung der Rheinkraft. Ungeachtet aller Anstrengungen zur Stärkung der Versorgungssicherheit wird Liechtenstein daher auch in Zukunft auf Stromimporte aus dem Ausland angewiesen sein.

Die heute schon engen und gut funktionierenden Verbindungen zwischen Liechtenstein und den relevanten ausländischen Behörden und Institutionen im Strommarktbereich sollen gepflegt und weiter ausgebaut werden. Hierzu wurden unter anderem Gespräche mit der Schweiz über die vertragliche Einbindung Liechtensteins in die Regelzone Schweiz aufgenommen. Liechtenstein sieht sich in der Pflicht im Rahmen der gemeinsamen wirtschaftlichen Landesversorgung mit der Schweiz seinen Beitrag zur Stärkung der Versorgungssicherheit im Gesamtsystem zu leisten.

Daher gilt es, dass die in der Energiestrategie 2030 aufgeführten Massnahmen zur Energieeffizienz und zum Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin konsequent umzusetzen sind. Damit wird nicht nur die Eigenversorgung gestärkt, sondern gleichzeitig auch das Klima geschützt.

II. ANTRAG DER REGIERUNG

Aufgrund der vorstehenden Ausführungen unterbreitet die Regierung dem Landtag den

A n t r a g ,

der Hohe Landtag wolle diese Postulatsbeantwortung zur Kenntnis nehmen und das Postulat vom 20. Oktober 2021 abschreiben.

Genehmigen Sie, sehr geehrter Herr Landtagspräsident, sehr geehrte Frauen und Herren Abgeordnete, den Ausdruck der vorzüglichen Hochachtung.

REGIERUNG DES
FÜRSTENTUMS LIECHTENSTEIN

gez. Sabine Monauni