

Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds (KLIEN) und Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

10/09/2025

**Projekttitel: ROBINE - Regionsspezifische
Impactuntersuchung von Klimawandel für
eine robuste und integrale
Energieinfrastruktur in Österreich**

Projektnummer:FO999905716

Ausschreibung	Energieforschung (e!MISSION), Energieforschung Ausschreibung 2022
Projektstart	01/11/2023
Projektende	30/04/2025
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	18 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	AIT Austrian Institute of Technology GmbH
AnsprechpartnerIn	Demet Suna
Postadresse	Giefinggasse 4 1210 Wien
Telefon	+43 50550-6420
Fax	...
E-mail	Demet.suna@ait.ac.at
Website	https://www.ait.ac.at

ROBINE- Regionsspezifische Impactuntersuchung von Klimawandel für eine robuste und integrale Energieinfrastruktur in Österreich

AutorInnen:

Demet Suna, Lukas Liebmann, Tanja Tötzer,
Romana Berg, Kristofer Hasel, Marianne
Blaschek-Bügelmayer, Peter Widhalm, Anna
Kozłowska, Nicolás Pardo-García, Daniel
Schwabeneder, Gustav Resch (AIT)

Philipp Maier, Herbert Formayer (BOKU-Met)

...

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	4
Abbildungsverzeichnis.....	6
Tabellenverzeichnis.....	7
1 Einleitung.....	10
1.1 Aufgabenstellung	10
1.2 Schwerpunkte des Projektes.....	11
1.3 Einordnung in das Programm.....	12
1.4 Verwendete Methoden	12
1.4.1 Identifikation und Voranalyse der Auswirkungen des Klimawandels.....	12
1.4.2 Quantifizierung der klimatologischen Gefahrenindikatoren.....	13
1.4.3 Klima-Impact-Karten	15
1.4.4 Verarbeitung und Analyse der Klimadaten für Stromsysteme.....	15
1.4.5 Stakeholder:innen-Dialog	17
1.5 Aufbau der Arbeit.....	18
2 Inhaltliche Darstellung.....	18
2.1 Identifikation und Voranalyse der Auswirkungen des Klimawandels.....	18
2.2 Quantifizierung der klimatologischen Gefahrenindikatoren.....	19
2.3 Klima-Impact-Karten	20
2.4 Verarbeitung und Analyse der Klimadaten für Stromsysteme.....	21
2.5 Stakeholder:innen-Dialog	22
3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen	23
3.1 Identifikation und Voranalyse der Auswirkungen des Klimawandels.....	23
3.2 Quantifizierung der klimatologischen Gefahrenindikatoren.....	25
3.2.1 Hitze: Durchschnittliche Anzahl an Tropennächten	26
3.2.2 Dürre: Anzahl an Jahren mit drei-monatiger Dürre	26
3.2.3 Brände: Tage mit sehr hohem Brand-Risiko.....	27
3.2.4 Kälte: durchschnittliche jährliche Heizgradsumme.....	28
3.2.5 Niederschlag & Hochwasser: Durchschnittlicher maximaler eintägiger Niederschlag.....	29
3.2.6 Muren: Durchschnittliche Anzahl an Tagen mit Schuttstrom.....	29

3.2.7	Wind: Durchschnittliche extreme, großräumige Sturmböengeschwindigkeit	30
3.2.8	Feuchtigkeit: Anzahl an Tagen mit hoher Luftfeuchtigkeit.....	31
3.2.9	Gewitter: Anzahl an Gewitter-Tagen.....	31
3.3	Klima-Impact-Karten	32
3.3.1	Fallbeispiel 1: Übertragungsnetz-Freileitungen	32
3.3.2	Fallbeispiel 2: Windkraftanlagen.....	34
3.4	Verarbeitung und Analyse der Klimadaten für Stromsysteme.....	36
3.4.1	Regionale Auswirkungen des Klimawandels auf die wetterabhängigen Nachfragemuster	37
3.4.2	Regionale Auswirkungen des Klimawandels auf die Stromerzeugung.....	38
3.4.3	Regionale Auswirkungen des Klimawandels auf die Residuallast (RL).....	40
3.5	Stakeholder:innen-Dialog	41
3.5.1	Erfahrungen aus der Praxis mit Extremwetterereignissen und deren Auswirkungen	41
3.5.2	Klimadaten,-szenarien und Risikomodelle: Verwendung und Anforderungen....	45
3.5.3	Ableitung von Handlungsfeldern und Diskussion möglicher Anpassungsmaßnahmen	45
4	Ausblick und Empfehlungen.....	47
4.1	Empfehlungen.....	47
4.2	Ausblick	51
	Literaturverzeichnis	53
5	Anhang	59
5.1	Liste der Klimaindikatoren.....	59
5.2	Mögliche Auswirkungen des Klimawandels auf Energiesysteme.....	63
5.3	Quantifizierbare Auswirkungen des Klimawandels auf die Energieinfrastruktur	71
5.4	Auswirkungen des Klimawandels auf Stromnachfrage und -erzeugung in NUTS-3- Regionen.....	75
5.5	Ausgewählte Klima-Impact-Karten in höherer Auflösung.....	82
	Kontaktdaten	90

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zusammenhang zwischen Energiesystemen und Wetterereignissen	12
Abbildung 2: Methodische Vorgehensweise zur Identifikation der Indikatoren und Quantifizierung zur Integration in Klima-Impact-Karten.....	13
Abbildung 3: Überblick über die erstellten Klimaindikatoren.	19
Abbildung 4: Stromnachfrage (links) und -erzeugung (rechts) nach Transition Scenario 2040 (Krutzler et al., 2023) Stakeholder:innen-Dialog	22
Abbildung 5: Umfrageergebnisse aus dem 1. Stakeholderworkshop 04/2024 (links) und aus dem 2. Stakeholderworkshop 04/2025 (rechts)	22
Abbildung 6: Durchschnittliche Anzahl an Tropennächten in Tagen/Jahr als Beispiel für Gefahren durch Hitze.	26
Abbildung 7: (Durchschnittliche) Anzahl an Jahren mit drei-monatiger Dürre in Jahren als Beispiel für Gefahren durch Dürre.	27
Abbildung 8: Durchschnittliche Anzahl an Tagen mit sehr hohem Feuer-Risiko in Tagen/Jahr als Beispiel für Gefahren durch Brände.	28
Abbildung 9: Durchschnittliche jährliche Heizgradsumme in aufsummierten °C als Beispiel für Gefahren durch Kälte.	28
Abbildung 10: Durchschnittlicher maximaler täglicher Niederschlag in mm als Beispiel für Gefahren durch Niederschlag und Hochwasser.....	29
Abbildung 11: Durchschnittliche Anzahl an Tagen mit Schuttstrom in Tagen/Jahr als Beispiel für Gefahren durch Muren.	30
Abbildung 12: Durchschnittliche extreme Sturmböengeschwindigkeit in m/s als Beispiel für Gefahren durch Wind.	30
Abbildung 13: Durchschnittliche Anzahl an Tagen mit hoher Luftfeuchtigkeit in Tagen/Jahr als Beispiel für Gefahren durch Feuchte.....	31
Abbildung 14: Durchschnittliche Anzahl an Gewitter-Tagen in Tagen/Jahr als Beispiel für Gefahren durch Gewitter.	32
Abbildung 15: Klima-Impact-Karten: Maximaltemperatur, Durchschnitt der maximalen Temperatur, und Wüstentagen mit Darstellung der Reduzierung der Leistungskapazitäten in ÜN-Freileitungen	33
Abbildung 16: Klima-Impact-Karten: Durchschnittliche Häufigkeit von Kalmmentagen, Durchschnittliche Häufigkeit von Wüstentagen, und Durchschnittliche Anzahl an Tagen mit schwerem Sturm.	35
Abbildung 17: Klima-Impact-Karten: Kombination aus Durchschnittliche Häufigkeit von Kalmmentagen, Durchschnittliche Häufigkeit von Wüstentagen, und Durchschnittliche Anzahl an Tagen mit schwerem Sturm.....	36
Abbildung 18: Wetterabhängiger Verbrauch im Jahr 2040: Historische Klimaperiode und über GWLs	38
Abbildung 19: Wind-Volllaststunden (h/a) in der historischen Periode (links) und prozentuale Änderungen (%) im Szenario GWL-3 °C im Vergleich zur historischen Periode (rechts).	39

Abbildung 20: Installierte Kapazität in Österreich: Status quo (E-Control, 2024) und prognostizierter Ausbau für 2030 und 2040 (Krutzler et al., 2023)	39
Abbildung 21: Stromerzeugung aus VRES im Stand von 2023 und Projektionen für 2040 unter „historischem Klima“ sowie den GWL-Szenarien	39
Abbildung 22: Prozentuale Veränderung des Raumheizbedarf im Residential-Sektor in den NUTS 3-Regionen Österreichs für GWLs 2, 3 und 4 °C im Vergleich zur historischen Klimaperiode	77
Abbildung 23: Prozentuale Veränderung des Kühlbedarfs im Residential-Sektor in den NUTS-3-Regionen Österreichs für GWLs 2, 3 und 4 °C im Vergleich zur historischen Klimaperiode	79
Abbildung 24: Reduktion der Stromübertragungskapazität von Leichtmetall-Freileitungen in Abhängigkeit von maximaler Temperatur unter verschiedenen GWLs.....	83
Abbildung 25: Reduktion der Stromübertragungskapazität von Leichtmetall-Freileitungen in Abhängigkeit n Abhängigkeit von der durchschnittlichen jährlichen Höchsttemperatur unter verschiedenen GWLs	84
Abbildung 26: Reduktion der Stromübertragungskapazität von Leichtmetall-Freileitungen in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Länge der längsten aufeinanderfolgenden Wüstentage	85
Abbildung 27: Tage mit potenziell eingeschränkter Windproduktion in Abhängigkeit von Kalmtagen	86
Abbildung 28: Tage mit potenziell eingeschränkter Windproduktion in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Häufigkeit der Wüstentage	87
Abbildung 29: Tage mit potenziell eingeschränkter Windproduktion in Abhängigkeit von schwerem Sturm	88
Abbildung 30: Tage mit potenziell eingeschränkter Windproduktion: Summe der Kalmtage, Wüstentage und Tage mit schweren Stürmen	89

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: GWL-Perioden der in ROBINE verwendeten Klimamodelle zur Erstellung Gefahrenindikatoren	15
Tabelle 2: 20-jährige Perioden für historisches Klima und mit GWL-Signalen.....	16
Tabelle 3: Überblick über die möglichen Auswirkungen der Kälte auf den Energiesektor-Komponenten.....	24
Tabelle 4: Minimale, mittlere und maximale relative Veränderungen von wetterabhängigen Verbrauchskomponenten im Vergleich zu historischen Klimaperioden (in %).....	37
Tabelle 5: Minimale, mittlere und maximale Werte der relativen Änderungen der Volllaststunden (FLH) für VRES im Vergleich zum historischen Klimaperioden (in %).....	38
Tabelle 6: Absolute Werte der jährlichen RL (TWh/a) & relative Veränderungen (%) in GWLs verglichen mit der historischen Periode in 2040.....	40

Tabelle 7: Zusammenfassung der Auswirkungen unterschiedlicher Klimagefahren auf Energieinfrastruktur nach Stakeholder:innen-Dialog	41
Tabelle 8: Übersicht betrachteter Hitze-Indikatoren	59
Tabelle 9: Übersicht betrachteter Kälte-Indikatoren	60
Tabelle 10: Übersicht betrachteter Niederschlags-Indikatoren	61
Tabelle 11: Übersicht betrachteter Muren- und Erdbeben-Indikatoren	61
Tabelle 12: Übersicht betrachteter Wind- und Sturm-Indikatoren	62
Tabelle 13: Übersicht betrachteter Waldbrand-Indikatoren	62
Tabelle 14: Übersicht betrachteter Feuchtigkeits-Indikatoren	63
Tabelle 15: Übersicht betrachteter Blitz-Indikatoren	63
Tabelle 16: Überblick über möglichen Auswirkungen von Hitze auf die Energiesektor-Komponenten	64
Tabelle 17: Überblick über die möglichen Auswirkungen von Kälte auf die Energiesektor-Komponenten	65
Tabelle 18: Überblick über die möglichen Auswirkungen von Niederschlag und Überschwemmungen auf die Energiesektor-Komponenten	66
Tabelle 19: Überblick über die möglichen Auswirkungen von Muren und Erdbeben auf die Energiesektor-Komponenten	68
Tabelle 20: Überblick über die möglichen Auswirkungen von Wind und Sturm auf die Energiesektor-Komponenten	69
Tabelle 21: Überblick über die möglichen Auswirkungen von Dürre und Waldbrand auf die Energiesektor-Komponenten	69
Tabelle 22: Überblick über die möglichen Auswirkungen von Feuchtigkeit auf die Energiesektor-Komponenten	70
Tabelle 23: Überblick über die möglichen Auswirkungen von Blitz auf die Energiesektor-Komponenten	70
Tabelle 24: Überblick über die möglichen Auswirkungen von Hagel auf die Energiesektor-Komponenten	71
Tabelle 25: Quantifizierbare Zusammenhänge zwischen Hitze und Energieinfrastruktur	71
Tabelle 26: Quantifizierbare Zusammenhänge zwischen Kälte und Energieinfrastruktur	73
Tabelle 27: Liste der NUTS-3 Regionen von Österreich (AT)	75
Tabelle 28: Prozentuale Änderung (%) des Raumheizbedarf in den NUTS-3-Regionen Österreichs für GWLs 2, 3 und 4 °C im Vergleich zur historischen Klimaperiode, Raumwärme in Residential (links) –in Service-Sektor (rechts)	76
Tabelle 29: Prozentuale Änderung (%) des Kühlbedarfs in den NUTS-3-Regionen Österreichs für GWLs 2, 3 und 4 °C im Vergleich zur historischen Klimaperiode; Raumwärme in Residential (links) –in Service-Sektor (rechts)	78
Tabelle 30: Prozentuale Änderung (%) der Vollaststunden in den NUTS-3-Regionen Österreichs für GWLs 2, 3 und 4 °C im Vergleich zu den Vollaststunden (h/a) der historischen Klimaperiode, Windkraft (links) – PV (rechts)	80

Tabelle 31: Prozentuale Änderung (%) der Vollarbeitsstunden in den NUTS-3-Regionen Österreichs für GWLs 2, 3 und 4 °C im Vergleich zu den Vollarbeitsstunden der historischen Klimaperiode (h/a) im Fall von Laufwasserkraftwerken (LWKW)	81
---	----

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Energiesysteme – in Österreich wie weltweit – stehen vor zwei zentralen Herausforderungen: Sie müssen einerseits dekarbonisiert und transformiert werden, da sie Hauptverursacher des Klimawandels sind, und andererseits als kritische Infrastruktur eine sichere Versorgung trotz klimabedingter Risiken gewährleisten.

In Bezug auf Dekarbonisierung spielt die Sektorkopplung (von Elektrizität mit Wärme/Kälte, erneuerbare Gase sowie Transport) eine zentrale Rolle. Ein hoher Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung aus Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik ist dabei Voraussetzung, damit die Elektrifizierung des Energiesystems zur Klimaneutralität beiträgt. Gleichzeitig muss durch die volatile Stromproduktion mit Erneuerbaren mit erheblichen, wetterbedingten Schwankungen in der Stromversorgung gerechnet werden. Neben dem beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren ist eine passende Energieinfrastruktur nötig, um die Sektorkopplung umzusetzen und die Anforderungen an das transformierte Energiesystem zu erfüllen.

Um eine sichere Entwicklung des zukünftigen Energiesystems zu gewährleisten, sind bei der Planung folgende klimawandelbedingte Aspekte für die drei Bereiche des Energiesystems zu berücksichtigen:

- **Erzeugungsseitig:** Die Energie-Verfügbarkeit muss systematisch für alle in Österreich zukünftig relevanten Energieträger (Wasserkraft, Wind, Photovoltaik, Biomasse, Biokraftstoffe und Wasserstoff) und für verschiedene Klimaszenarien und extreme Wetterereignissen geprüft werden.
- **Nachfrageseitig:** Bedingt durch zukünftige Änderungen der Nachfrage auf Grund des Klimawandels (z.B. zunehmender Kühlungsbedarf) sind verschiedene Klimaszenarien und das Auftreten extreme Wetterereignisse zu untersuchen.
- **Infrastrukturseitig:** Die Häufigkeit und Dauer der extremen Wetterereignisse (Schneelast, Hochwasser, Sturm etc.) ist abzuschätzen, um eine resiliente Planung und Ausführung der Infrastruktur für die Erzeugung, Übertragung und Verteilung bis zu den Verbrauchern zu gewährleisten.

Da sich die Auswirkungen des Klimawandels auf die Energieversorgung regional unterscheiden, sind hochaufgelöste Klimaprojektionen nötig, um die regionsspezifischen Risiken und Chancen künftiger Klimawandelfolgen für die Energieversorgung sowie entsprechende Anpassungsmaßnahmen zu erarbeiten.

Diese relevanten Forschungsfragen wurden im Projekt ROBINE aufgenommen und untersucht. Das übergeordnete Ziel des Projektes war es, eine Sondierung des wesentlichen Basiswissens und der Datenbasis für die Entwicklung einer standortspezifischen und

integralen Energieplanung in Österreich durchzuführen. Die Aufgabenstellung war in sechs Punkte gegliedert:

- **Aufbau einer Wissens- und Datenbasis** für regionale Klima- und Energiedaten.
- **Identifikation und Quantifizierung der energierelevanten Klimaindikatoren** zur realistischen Abbildung von Risiken und Chancen in der Energieinfrastrukturplanung.
- **Erstellung von Klimafolgen-Karten im GIS** zur Visualisierung von Standorten mit hohen Risiken und Gefahren auf Basis der Klima- und Energiedatenanalyse für zwei ausgewählte exemplarische Anwendungsfälle.
- **Erstellung und Analyse** von einfachen (z. B. temperaturabhängiger Heiz- oder Kühlbedarf, wetterabhängige Erzeugung von Wind-, Wasser- und PV-Energie) und erweiterten Betriebsindikatoren sowie erweiterten Betriebsindikatoren wie der sogenannten Residuallast (definiert als Stromlast abzüglich der Erzeugung aus PV, Wind und Laufwasserkraft) für das Stromsystem;
- **Enger Austausch von Stakeholder:innengruppen**, um praxisorientierte und systemische Analysen durchzuführen
- **Vorbereitung eines weiterführenden Forschungs- und Entwicklungsprojekts** mit interessierten Industriepartnern.

1.2 Schwerpunkte des Projektes

Die inhaltlichen Schwerpunkte dieses Projekts lagen wie folgt, was zugleich die Struktur dieses Berichtes widerspiegelt.

- **Identifikation und Voranalyse der Auswirkungen des Klimawandels** auf das zugrunde liegende Energiesystem sowie deren Zuordnung zu den relevanten Energiedomänen
- **Quantifizierung der klimatologischen Gefahrenindikatoren:** Berechnung der relevanten Klimaindikatoren zu extremen Wetterereignissen hinsichtlich ihrer Häufigkeit, Intensität und Dauer.
- **Klima-Impact-Karten:** GIS-basierten Klima-Impact-Karten für zwei ausgewählte Anwendungsfälle: Übertragungsnetz-Freileitungen (ÜN-Freileitungen) und Windkraftanlagen (WKA)
- **Verarbeitung und Analyse der Klimadaten für das Stromsystem** in Österreich auf NUTS-3 ebene
- **Stakeholder:innen-Dialog:** Befragung von Stakeholder:innen zur Einholung praxisorientierten Inputs über die bekannten bzw. erwarteten/möglichen Auswirkungen des Klimawandels auf die Energienachfrage, -erzeugung und Infrastrukturkomponenten.

- **Ausblick und Empfehlungen** zur Nutzung der gewonnenen Daten und Erkenntnisse für standortspezifische Energieplanung und F&E&I-Folgevorhaben.

1.3 Einordnung in das Programm

Das Projekt ROBINE setzte sich in einer umfassenden, systematischen und praxisnahen Weise mit den Risiken und Chancen sowie auch mit den Anpassungsmaßnahmen in allen Bereich der Energieinfrastruktur auseinander und adressierte damit das **Programm Ziel 1**: „Energieforschung im Zentrum großer gesellschaftlicher Herausforderungen, insbesondere **Schwerpunkt 4** „Klimawandelanpassung in der Energieinfrastruktur“.

1.4 Verwendete Methoden

1.4.1 Identifikation und Voranalyse der Auswirkungen des Klimawandels

In der Voranalyse wurden die zu erwartenden Auswirkungen des Klimawandels auf die integrierte Energieinfrastruktur systematisch untersucht. Betrachtet wurden dabei alle relevanten Bereiche, einschließlich Energieerzeugung, Energienachfrage sowie der Netzinfrastruktur für Übertragung und Verteilung. Neben der Strominfrastruktur flossen auch Wärme- und Gasinfrastrukturen in die Analyse ein.

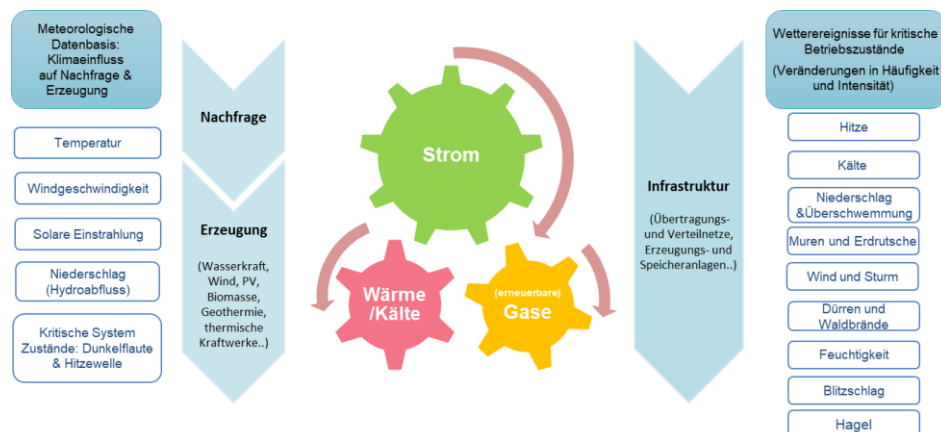


Abbildung 1: Zusammenhang zwischen Energiesystemen und Wetterereignissen

Abbildung 1 zeigt die Zusammenhänge zwischen Energiesystemen und Wetterereignissen. Die Untersuchung stützte sich auf eine systematische Betrachtung wesentlicher Wetterereignisse und klimatischen Gefahren sowie ihrer Zusammenhänge mit den verschiedenen Energiesystemkomponenten. Diese Zusammenhänge wurden sowohl durch Literaturrecherche als auch mit Austausch mit Stakeholder:innen identifiziert (vgl. auch Abbildung 5). Die betrachteten Wetterereignisse umfassen insbesondere:

1. Hitze
2. Kälte
3. Niederschlag und Überschwemmungen

4. Muren und Erdrutsche
5. Wind und Sturm
6. Dürren
7. Waldbrände
8. Feuchtigkeit
9. Blitzschlag
10. Hagel

Parallel dazu wurden die entsprechenden klimatologischen Gefahrenindikatoren identifiziert, die Extremereignisse dieser Wetterphänomene in Bezug auf Häufigkeit und Dauer abbilden. Insgesamt konnten 41 solcher Indikatoren definiert werden, deren vollständige Liste sowie Beschreibungen im Anhang, Kapitel 5.1, enthalten sind und, für die zudem Klimagefahrenkarten (vgl. Kapitel 1.4.2 und (Maier et al., 2025b) erstellt wurden. Zur Verknüpfung der identifizierten Auswirkungen (Schritt 1B in Abbildung 2) mit den Klimaindikatoren (Schritt 1A in Abbildung 2) wurde anschließend geprüft, ob und inwieweit sich die jeweiligen Auswirkungen mithilfe dieser Indikatoren quantifizieren oder darstellen lassen. Darüber hinaus wurden Fälle analysiert, um zu bewerten, wie diese quantifiziert werden können, damit sie in den Planungstools berücksichtigt werden, und wie sie mithilfe der Klimaindikatoren als Klima-Impact- (Risiko-)Karten dargestellt werden können. Für zwei ausgewählte Fälle war es möglich, Klima-Impact-Karten zu erstellen (vgl. Kapitel 1.4.3).

Abbildung 2 veranschaulicht diesen Prozess anhand des Beispiels „Wüstentage und Übertragungsfreileitungen“ (Schritte 1A und 1B) sowie deren Quantifizierung (Schritt 2) und die Integration in Impactkarten.

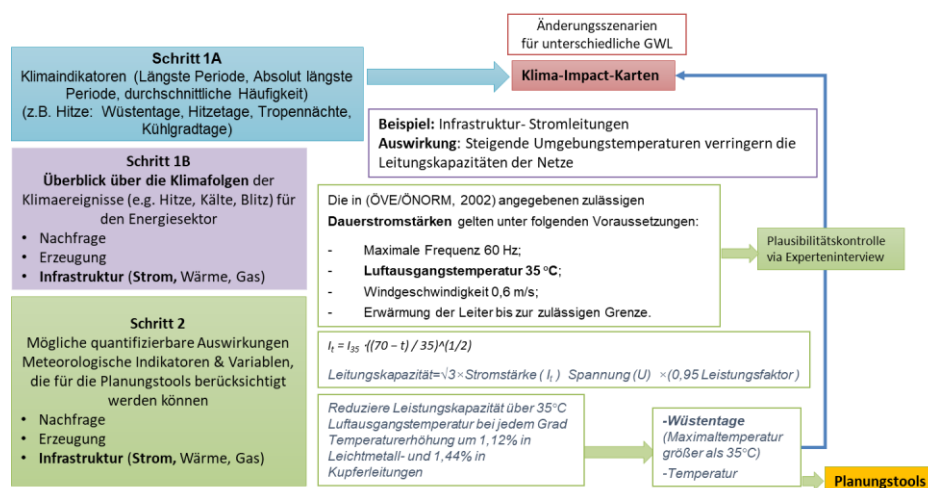


Abbildung 2: Methodische Vorgehensweise zur Identifikation der Indikatoren und Quantifizierung zur Integration in Klima-Impact-Karten

1.4.2 Quantifizierung der klimatologischen Gefahrenindikatoren

Der wichtigste Teil der Arbeit war die Entwicklung des hochaufgelösten klimatologischen Datensatzes (ROBINE-AT) mit spezifischen Gefahrenkarten für Österreich. Damit können mögliche klimabedingte Gefahren für den Energiesektor unter verschiedenen Global

Warming Levels (GWLs) systematisch erfasst und bewertet werden. Die Gefahrenkarten liefern frühzeitige Prognosen, die bei der Planung von Energieinfrastrukturen detaillierter berücksichtigt und in Entscheidungsprozesse einbezogen werden können.

Die Basis für die klimatologischen Gefahrenkarten in diesem Projekt liefern State-of-the-Art Beobachtungsdaten der GeoSphere Austria innerhalb Österreichs (Hiebl and Frei, 2018, 2016; Lehner et al., 2024) sowie globale Reanalysen für Regionen außerhalb Österreichs (Hersbach et al., 2020; Karger et al., 2023; Lehner et al., 2024). Für die Klimaprojektionen wurden sowohl regionalisierte EURO-CORDEX Klimamodelle der 5. Generation (CMIP5) als auch globale Klimamodelle der 6. Generation verwendet (CMIP6, Eyring et al., 2016), die im Rahmen des Projektes ICARIA für Europa regionalisiert wurden (Bügelmayer-Blaschek et al., 2025).

Für die Aufbereitung der Klimamodelle in einer zeitlich täglichen und räumlichen 1-km-Auflösung wurde sowohl statistisches (für die EURO-CORDEX Modelle) als auch dynamisches Downscaling (für die globalen Klimamodelle) verwendet und anschließend mit Reanalyse- und Beobachtungsdaten Bias-adjustiert (Lehner et al., 2023).

Die Indikatoren, die eine vielschichtige Darstellung von neun verschiedenen klimatologischen Gefahren (vgl. Kapitel 1.4.1) für den Energiesektor ermöglichen und im weiteren Klimagefahrenkarten genannt werden, wurden anschließend mithilfe eines mittleren Klimaänderungssignals aus einem Ensemble von **sechs Klimamodellen** (vgl. Tabelle 1)

Die Analyse der Klimamodelle, -gefahrenkarten sowie -Impact-Karten, welche ausgewählte Kombinationen aus Klimagefahren und infrastrukturenspezifischen Eigenschaften darstellen, basiert dabei auf der Darstellung der Global Warming Levels (GWLs, James et al., 2017). Diese sind definiert als gemittelte 20-jährige Perioden, in denen die globale Mitteltemperatur einen bestimmten Schwellwert im Vergleich zur vorindustriellen Referenz (1850-1900) übersteigt.

GWL-1.0°C wurde beispielsweise in den Jahren 2001-2020 erreicht. Die Analyse der Klimamodelle konzentriert sich damit auf die Auswirkungen der Temperaturerhöhung, unabhängig von Emissions-Szenarien, Zeitscheiben und Modellgenerationen. Letztere zeigen über diese Perioden ähnliche lokale Klimasignale, was eine generationenübergreifende Analyse ermöglicht (Becsí and Formayer, 2024). Die Gefahrenindikatoren wurden unter vier verschiedenen GWLs modelliert, die einem globalen Temperaturanstieg von 1,0 °C, 2,0 °C, 3,0 °C und 4,0 °C entsprechen. Tabelle 1 zeigt die analysierten GWL-Perioden sowie die Klimamodelle, die zur Erstellung dieser Gefahrenindikatoren verwendet wurden.

Tabelle 1: GWL-Perioden der in ROBINE verwendeten Klimamodelle zur Erstellung Gefahrenindikatoren

Model (Generation)	GWL-1.0°C	GWL-2.0°C	GWL-3.0°C	GWL-4.0°C
Beobachtungsdaten	2001-2020			
ICHEC-EC.EARTH-rcp85-r1i1p1_KNMI-RACMO22E (CMIP5)	1994-2013	2025-2044	2051-2070	2073-2092
MPI-M-MPI-ESM-LR_rcp45_r1i1p1_CLMcom-CCLM4-8-17 (CMIP5)	1993-2012	2035-2054		
MPI-M-MPI-ESM-LR_rcp85_r1i1p1_CLMcom-CCLM4-8-17 (CMIP5)	1993-2012	2028-2047	2052-2071	2072-2091
EC-Earth3-Veg SSP126 r1i1p1f1 COSMO-CLMv5-12 (CMIP6)	1984-2003	2020-2039		
EC-Earth3-Veg SSP585 r1i1p1f1 COSMO-CLMv5-12	1984-2003	2018-2037	2041-2060	2058-2077
MPI-ESM1-2-HR SSP585 r1i1p1f1 WRFv4-3-3	2003-2022	2040-2059	2064-2083	

1.4.3 Klima-Impact-Karten

Das Ziel der Klima-Impact-Karten war es von der Gefahr zu einer Auswirkung zu kommen und somit zu visualisieren, wie sich der Klimawandel auf die Energieinfrastruktur in ganz Österreich auswirken könnte. Diese Karten wurden so konzipiert, dass sie potenzielle Auswirkungen anhand der ausgewählten klimatologischen Gefahrenindikatoren (vgl. Kapitel 1.4.2) zeigen. Die Klima-Impact-Karten wurden mit derselben Auflösung wie die zugrunde liegenden klimatologischen Gefahrenkarten und für alle vier verfügbaren GWLs erstellt. Letzteres erfolgte, um eine vergleichende Analyse der voraussichtlichen Entwicklung der Klimaauswirkungen im Laufe der Zeit unter den verschiedenen Erwärmungsszenarien zu ermöglichen.

Das Projekt konzentrierte sich in der Erstellung der Klima-Impact-Karten **auf zwei Fallstudien**: eine befasste sich mit dem Hochspannungsübertragungsnetz (Freileitungen) und die andere untersuchte die Windenergieinfrastruktur (Windkraftanlagen). Für jede Fallstudie wurde eine separate und gezielte Auswahl von Indikatoren getroffen, um die spezifischen Charakteristika der jeweiligen Infrastrukturart zu erfassen. Für Stromleitungen umfassten diese die Absolute Maximaltemperatur, die durchschnittliche maximale Temperatur sowie die Häufigkeit und Dauer von Wüstentagen (siehe Indikatoren 3b, 3a und 1a in Tabelle 8), welche als Tage mit Temperaturen über 35 °C definiert sind. Im Fall von Windkraftanlagen wurde die Häufigkeit von windstillen (Kalmementage) und Sturmtagen (siehe Indikatoren 23a und 21), sowie die Anzahl der Wüstentage als Schlüsselindikator gewählt. Diese ausgewählten Indikatoren wurden dann in Auswirkungsstufen übersetzt, die die potenziellen Folgen für die Leistungsfähigkeit der Infrastruktur widerspiegeln.

1.4.4 Verarbeitung und Analyse der Klimadaten für Stromsysteme

Der Klimawandel stellt eine der größten Herausforderungen für das Energiesystem dar, da er nicht nur die Nachfrage nach Energie, sondern auch die Erzeugung aus erneuerbaren Quellen beeinflusst. Veränderungen in Temperatur, Sonneneinstrahlung, Windgeschwindigkeit und Wasserzufluss wirken sich unmittelbar auf den Stromverbrauch

sowie die Stromerzeugung aus Photovoltaik, Windkraft und Wasserkraft aus. Um die zukünftige Systemstabilität sicherzustellen, ist es daher notwendig, diese klimatischen Einflüsse in die langfristige Energieplanung einzubeziehen.

Da für die Energieplanung zunehmend lokalisiert verfügbare Daten zu wetterabhängigen erneuerbaren Systemen benötigt werden, wurde im Rahmen des Projekts der Einfluss des Klimawandels auf die regionalen Erzeugungs- und Nachfragekomponenten analysiert. Zusätzlich wurde die Residuallast (RL) für die projektierte Stromnachfrage und -erzeugung im Hinblick auf die Dekarbonisierung Österreichs bis zum Jahr 2040 untersucht.

Berechnung wetterabhängige Änderungen in Erzeugung und Nachfragekomponenten

Die zugrunde liegenden meteorologischen Variablen basieren auf SECURES-Met Datensatz (Formayer et al., 2023a, welche in Formayer et al. (2023b) detailliert erläutert sind. Dieser Datensatz ist öffentlich zugänglich und enthält im Gegensatz zu den in Tabelle 1 aufgeführten Klimamodellen stündliche Zeitreihen meteorologischer Variablen wie Temperatur, Windgeschwindigkeit, Wasserzufluss und Solarstrahlung auf **NUTS-3-Ebene für Österreich**. Der Datensatz umfasst jeweils zwei Klimaszenarien (RCP4.5 und RCP8.5) sowie das **ERA5-Reanalyse-Datenset**. Die Verfügbarkeit dieser stündlichen Daten wurde genutzt, um die Erstellung stündlicher Erzeugungs- und Nachfrageprofile für die 20-Jahres-Perioden innerhalb der identifizierten GWLs (Suna et al., 2025) sowie die Analyse möglicher Änderungen der wetterabhängigen Nachfragekomponenten und der jährlichen VRES-Vollaststunden zu ermöglichen.

Zuerst wurden diese Daten analysiert, um die Zeiträume zu identifizieren, in denen innerhalb der Modelle GWLs von 2 °C, 3 °C und 4 °C erreicht wird. Tabelle 2 zeigt die identifizierten Zeiträume mit GWL-Signalen der verwendeten Klimamodelle. Die ausgewählten Daten für verschiedene GWLs sind fett und blau markiert. Während für den Beobachtungszeitraum (GWL-1.0 °C) die Daten für Wind, Solar und Temperatur von ERA5 sowie die hydrologischen Daten von E-HYPE verwendet wurden, dient das Klimamodell RCP4.5 für GWL-2 und RCP8.5 für GWL-3 und GWL-4.

Tabelle 2: 20-jährige Perioden für historisches Klima und mit GWL-Signalen

Model (Generation)	Historische Klimaperiode	GWL- 2.0°C	GWL- 3.0°C	GWL- 4.0°C
ERA5-Land & E-HYPE (Beobachtungsdaten)	1991-2010			
ICHEC-EC.EARTH-r ^{cp45} -r12i1p1_KNMI-RACMO22E	1994-2013	2013-2032	2035-2054	
ICHEC-EC.EARTH-r ^{cp85} -r12i1p1_KNMI-RACMO22E	1994-2013	2009-2028	2025-2044	2051-2070

Die Verarbeitung der meteorologischen Variablen für den Energiebedarf und die variablen erneuerbaren Energien (VRES)-Erzeugung wird ausführlich in (Schöniger et al., 2024) beschrieben. Nach dem Ansatz dieser Studie (Schöniger et al., 2024) wurden Zeitreihen für wetterabhängige Nachfragen – wie Raumheizung und -kühlung im Haushalts- und

Tertiärsektor sowie Elektromobilität – erstellt. Auf der Nachfrageseite und bei den VRES wurden die in (Schöniger et al., 2024) auf europäische Länder angewandten Methoden auf die österreichischen NUTS-3-Regionen für unterschiedliche GWLs übertragen. Die erstellten Zeitreihen sind in Zenodo veröffentlicht (Suna et al., 2025).

Zusätzlich wurde der Einfluss des Klimawandels auf die jährliche Residuallastbilanz (Differenz zwischen Stromnachfrage und VRES-Erzeugung) bewertet – sowohl für das historische Klima als auch für die GWL-Szenarien – in Kombination mit zukünftigen Projektionen des Strombedarfs und einer angenommenen VRES-Kapazitätserweiterung für 2040 auf NUTS-3 Ebene.

i) Regionalisierung der Erzeugung und Nachfrage und Berechnung von Residuallast

Für zukünftige Projektionen der Nachfrage- und Erzeugungskomponenten im Jahr 2040 wurde das Transitionsszenario 2040 (Krutzler et al., 2023) herangezogen. Dieses Szenario diente als Grundlage für Österreichs Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) (BMK, 2024) und soll veranschaulichen, ob und wie das nationale Ziel der Klimaneutralität bis 2040 erreicht werden kann. Die Erreichung dieses Ziels erfordert die umfassende Dekarbonisierung des österreichischen Energiesystems, was einen systematischen Ausstieg aus fossilen Brennstoffen sowie eine grundlegende Transformation der Energieinfrastruktur beinhaltet. Das Szenario skizziert die notwendigen Pfade zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bei gleichzeitiger Förderung eines nachhaltigen Wachstums von Energiebedarf und -angebot durch Integration erneuerbarer Energieträger, fortschrittlicher Speicherlösungen und Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz (Krutzler et al., 2023).

Zur Regionalisierung der Nachfrage- und Erzeugungskomponenten auf NUTS-3-Ebene wurde die regionale Aufteilung aus der Studie zum Integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplan (BMK, 2023) verwendet. Dieser Ansatz ermöglicht eine detaillierte regionale Verteilung der Energienachfrage und der Erzeugung aus (VRES), wobei regionale Besonderheiten wie Bevölkerungsdichte, wirtschaftliche Aktivität und das Potenzial für erneuerbare Energien berücksichtigt werden.

1.4.5 Stakeholder:innen-Dialog

Um relevante Klimawandeleffekten zur integralen Energieinfrastrukturplanung zu identifizieren, ist es von großer Bedeutung, Stakeholder:innen zu involvieren, die sich bereits intensiv mit dem Thema auseinandersetzen und/oder davon betroffen sind. Deshalb wurden im Projekt Stakeholder:innen wie städtische und ländliche Energieversorgungsunternehmen (EVU), Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sowie Interessenvertreter unterschiedlicher Branchen eingebunden. Der Stakeholder:innen-Dialog erfolgte über **zwei Workshops** und **leitfadengestützte Interviews**.

Es wurden insgesamt zwei Online-Stakeholder:innenworkshops mit jeweils 28 und 27 Teilnehmenden durchgeführt -einer im ersten und einer im letzten Drittel des Projektes-, um einerseits die Erfahrungen und den Bedarf der Branche zu erfassen und andererseits die Ergebnisse gemeinsam mit den Interessensvertretern zu reflektieren und abzusichern. Ergänzend wurden zehn leitfadengestützte Interviews mit elf Personen durchgeführt, um Details, die im ersten Workshop aufgekommen sind und die Plausibilität der identifizierten Klima-Auswirkungen, zu diskutieren sowie weitere Praxiserfahrungen bzw. Herausforderungen von den betroffenen Organisationen einfließen zu lassen.

1.5 Aufbau der Arbeit

Die vorliegende Arbeit gliedert sich inhaltlich in 5 Kapitel. Kapitel 0 gehört zu Einleitung und inkludiert Methodik. Die Methodik (Kapitel 1.4), die inhaltliche Darstellung (Kapitel 2) sowie die Ergebnisse und Schlussfolgerungen (Kapitel 3) orientieren sich an den in Kapitel 1.2 beschriebenen Projektschwerpunkten und werden jeweils in Unterkapiteln dargestellt. Kapitel 4 fasst die wichtigsten Erkenntnisse zusammen und gibt einen Ausblick mit möglichen weiterführenden Empfehlungen. Im Anhang (Kapitel 5) sind die detaillierten Tabellen zu den in der Arbeit behandelten Analysen aufgeführt.

2 Inhaltliche Darstellung

2.1 Identifikation und Voranalyse der Auswirkungen des Klimawandels

Ziel dieses Vorgehens ist es, ein umfassendes Verständnis der Klimafolgen im Energiesektor zu schaffen. Dabei sollen qualitative und quantitative Aussagen über die Auswirkungen des Klimawandels auf die Energieversorgung erarbeitet werden, um diese realistisch in die integrale Energieplanung einbeziehen können. Das Vorgehen liefert eine Entscheidungsgrundlage für die Anpassung des Energiesystems an den Klimawandel, und dadurch auftretende (extreme) Wetterereignisse.

Die Analyse umfasste eine breite Palette extremer Wetterereignisse, die in neun Gruppen unterteilt sind: Hitze, Kälte, Niederschlag und Überschwemmungen, Muren und Erdbeben, Wind und Sturm, Dürren und Waldbrände, Feuchtigkeit, Blitzschlag sowie weitere Wetterereignisse wie Hagel.

Alle identifizierten Auswirkungen sind qualitativ beschrieben und für jedes einzelne Wetterereignisgruppe in Form von Matrix-Tabellen den zentralen Bereichen des Energiesektors (Nachfrage, Erzeugung und Infrastruktur) zugeordnet. Die entsprechenden Tabellen sind im Anhang dieses Berichts enthalten (vgl. Anhang in Kapitel 5.2). Darüber hinaus konnten auf Basis Literatur sowie der Inputs der Stakeholderinnen der einige dieser

Auswirkungen vor allem im Bereich von Hitze und Kälte quantifiziert werden (siehe Anhang Kapitel 5.3).

2.2 Quantifizierung der klimatologischen Gefahrenindikatoren

Zur Quantifizierung klimabedingter Gefahren für die Energieinfrastruktur wurden insgesamt 41 Klimagefahrindikatoren berechnet. Die den Indikatoren zugrunde liegenden Daten sind in Kapitel 1.4.2 erläutert. Die benötigten Variablen für Temperatur (bodennah und in zwei vertikalen Schichten), Niederschlag, Potenzielle Evapotranspiration, Taupunkttemperatur, Windinformation und Blitzwahrscheinlichkeit wurden auf Tagesbasis auf eine räumliche Auflösung von 1 km regionalisiert, bias-adjustiert (Lehner et al., 2023) und für Österreich und angrenzende NUTS3-Regionen sowie Kraftwerksstandorte in ganz Europa bereitgestellt. Anschließend wurden Gefahren-Indikatoren, welche auf Informationen aus existierender wissenschaftlicher Literatur, Technischen Berichten und Industrie-Einblicken durch Stakeholder-Interviews und Workshop basieren, für jede GWL-Periode eines jeweiligen Klimamodells berechnet. Ein Überblick über alle verfügbaren Indikatoren, welche neun unterschiedliche Gefahren abdecken, ist in Abbildung 3 und Tabelle 8-Tabelle 15 (in Kapitel 5.1) ersichtlich. Diese Daten werden im Folgenden als Gefahrenkarten oder ROBINE-AT (Climatological hazard indicators for a ROBust and INtegrated Energy infrastructure in AusTria) bezeichnet und sind als eines der wichtigsten Ergebnisse des Projektes öffentlich verfügbar.

Genaue Definitionen und Berechnungsmethoden sind ebenfalls in der Publikation (Maier et al., 2025b) und (Maier et al., 2025a) in Begutachtung) enthalten. Exemplarisch werden neun dieser Indikatoren in Abschnitt 3.2 samt Definition vorgestellt. Die meisten der Indikatoren sind Wert-über- bzw. Wert-unter-Schwellwert-Indikatoren. Die Schwellwerte basieren dabei auf typischen klimatologischen Werten (wie bei Hitze- und Kälte-Indikatoren) oder speziell für den Energiesektor angepassten Grenzwerten, wie etwa bei den Tagen mit Kalmen, die auf eine typische Anlaufgeschwindigkeiten in 150 Meter Narbenhöhe basieren.

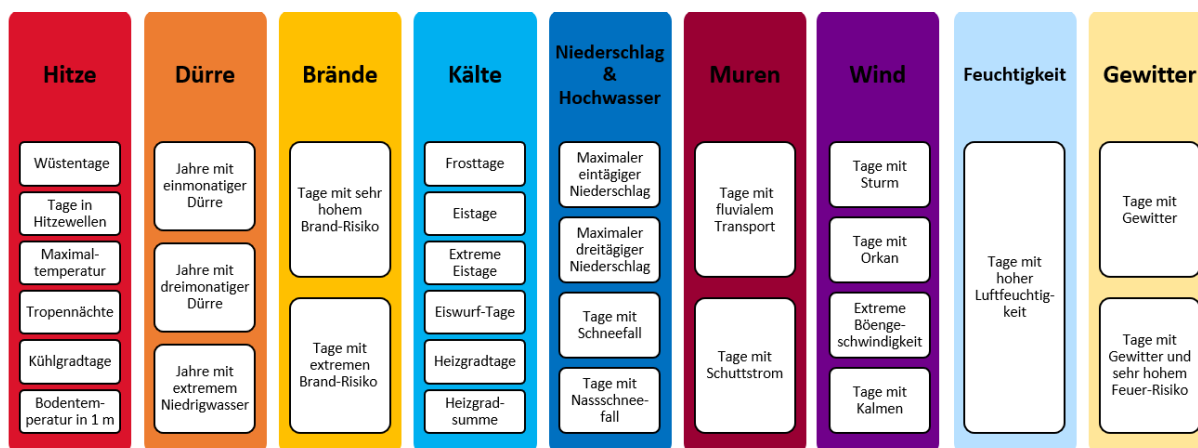


Abbildung 3: Überblick über die erstellten Klimaindikatoren.

Um Modellunsicherheiten zu eliminieren, wurde das durchschnittliche Klimaänderungssignal für jedes GWL verglichen zu $\text{GWL}-1.0^{\circ}\text{C}$ berechnet und zu den Indikatoren, welche im historischen Zeitraum mit Beobachtungsdaten berechnet wurden, addiert. Das Ergebnis sind 41 Indikatorkarten für die historische Periode und drei GWLs. Diese ermöglichen eine detaillierte Analyse des Einflusses des Klimawandels auf die Energieinfrastruktur von Österreich und dessen Umlandes. Einige dieser Indikatoren wurden im Weiteren zu Klima-Impact-Karten weiterverarbeitet.

2.3 Klima-Impact-Karten

Auf Grundlage der berechneten Klimagefahrindikatoren wurden Klima-Impact-Karten erstellt, die exemplarisch zwei kritische Infrastrukturbereiche untersuchen: Übertragungsnetz-Freileitungen (ÜN-Freileitungen) und Windkraftanlagen. In diesen zwei Fallbeispielen wurde unterschiedlich vorgegangen. In der Analyse der ÜN-Freileitungen wurde bewertet, wo steigende Temperaturen und extreme Hitzeereignisse die Funktionalität und Zuverlässigkeit dieser Übertragungssysteme am stärksten beeinträchtigen könnten.

Zur Charakterisierung der klimatischen Belastung von Übertragungsnetz-Freileitungen wurden drei Hauptindikatoren herangezogen: i) maximale Spitzen-Temperatur des GWL, ii) durchschnittliche jährliche maximale Temperatur des GWL und iii) die max. Anzahl von aufeinanderfolgenden Wüstentagen ($T_{\text{max}} > 35^{\circ}\text{C}$). Die maximale Temperatur, die innerhalb eines GWL auftritt, wurde verwendet, um kurzfristige Extreme zu erfassen, die eine unmittelbare Belastung für die Infrastruktur darstellen könnten. Dabei wurde die Differenz zwischen der maximal gemessenen Temperatur und 35°C herangezogen. (vgl. die Beschreibung für die Freileitungen in Tabelle 25). Die **durchschnittliche maximale Temperatur** eines GWL hingegen wurde verwendet, um die thermische Belastung während der wärmeren Jahreszeiten darzustellen. Wüstentage wurden als Tage mit Temperaturen über 35°C definiert und dienten als Indikator für längere, intensivere Hitzeperioden, um zu zeigen, wie lange anhaltende Hitzewellen die Haltbarkeit und Leistungsfähigkeit der Infrastruktur beeinträchtigen können.

Für diese Indikatoren wurden bestimmte Schwellenwerte mit Auswirkungen auf das Energiesystem in Verbindung gebracht. Es wurde festgestellt, dass Stromleitungen bei Umgebungstemperaturen über 35°C Effizienzverluste erleiden, die mit etwa 1,12 % pro Grad Temperaturerhöhung bei Leichtmetallleitungen (Aluminiumleitungen) und 1,44 % pro Grad bei Kupferleitungen quantifiziert werden können (vgl. Anhang Kapitel 5.3 Tabelle 25). Da die ÜN-Freileitungen größtenteils aus Leichtmetallen bestehen, lässt sich der Leistungsverlust mit etwa 1,12 % pro zusätzlichem Grad Temperaturerhöhung über 35°C quantifizieren. Um die Übersichtlichkeit und praktische Verwendbarkeit der Karten für diese Fallstudie zu verbessern, wurde in den Visualisierungen auch das aktuelle Hochspannungsnetz abgebildet. Dieser Ansatz ermöglichte eine gezieltere Analyse, wo die bestehende Infrastruktur unter den prognostizierten Klimabedingungen besonders anfällig sein könnte.

Bei der Fallstudie zur Windenergie konzentrierte sich die Analyse darauf, wie Windkraftanlagen von Veränderungen der Temperatur- und Windverhältnisse, insbesondere der Häufigkeit windstillen Tage, Tagen mit hoher Windgeschwindigkeit (Sturm), sowie Tagen mit Temperaturen über 35°C, betroffen sein könnten. Windstille Tage wurden als Tage mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von weniger als 2,5 Metern pro Sekunde in einer Höhe von 150 Metern definiert. Windgeschwindigkeiten unterhalb dieses Schwellenwerts reichen nicht aus, um Strom zu erzeugen, weshalb die Häufigkeit windstillen Tage direkt mit potenziellen Reduktionen der Energieproduktion korreliert. Sturmtage entsprechen Tagen mit Windgeschwindigkeiten über 25m/s, an diesen Tagen wird angenommen, dass die Windkraftanlagen reduziert betrieben werden können. Dies gilt auch für Tage mit Temperaturen über 35 °C (Wüstentage), da WKA an diesen aufgrund von lokaler Überhitzungsgefahr abgeschaltet werden. Für die genaue Analyse des Windkraftpotenzials wären hier stündliche Daten (z. B. Windgeschwindigkeit, Temperatur) in einer räumlichen Auflösung von 1 km erforderlich, welche innerhalb dieser Sondierung (und basierend auf Klimaprojektionen) nicht zur Verfügung stehen. Deshalb stellen die erstellten Karten nur eine erste grobe Abschätzung dar.

2.4 Verarbeitung und Analyse der Klimadaten für Stromsysteme

Die zunehmende Sektorkopplung -die Kopplung von Strom, Wärme, Verkehr und Industrie - sowie die starke Elektrifizierung dieser Bereiche machen den Stromsektor zum zentralen Baustein der Dekarbonisierung der Energiesysteme. Diese wird künftig größtenteils auf volatilen erneuerbaren Energien (VRES) wie Wasser- Wind- und Solarenergie beruhen, deren Erzeugung stark von Wetterbedingungen sowie langfristig auch vom Klimawandel betroffen ist.

In diesem Sinne, die Analyse untersucht zudem die regionalen Auswirkungen des Klimawandels bei verschiedenen GWLs auf wetterabhängige Energienachfrage, wie Heiz- und Kühlbedarf, sowie auf Betriebsindikatoren, einschließlich Änderungen von Kapazitätsfaktoren (Vollaststunden) und Lastprofilen für Wasserkraftwerke, Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen. Darüber hinaus werden erweiterte Betriebsindikatoren wie die Residuallast analysiert, um Wetterdaten mit Prognosen (vgl. Abbildung 4) zum zukünftigen Ausbau des Energiesystems zu verknüpfen. Ziel ist es, die Anforderungen an Angebot und Nachfrage für das österreichische Ziel eines dekarbonisierten Energiesystems bis 2040 zu adressieren. Dies liefert frühzeitige Informationen über den regionalen Anpassungsbedarf hinsichtlich Flexibilitätsoptionen und Infrastruktur und unterstützt die Planung eines widerstandsfähigen Energiesystems.

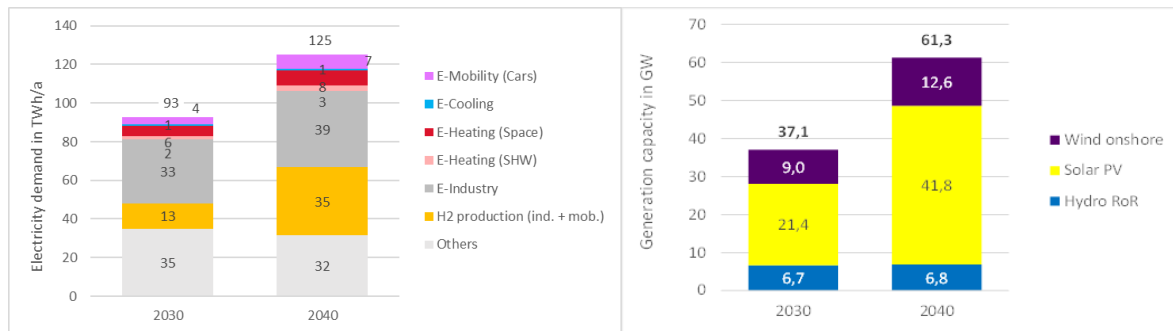


Abbildung 4: Stromnachfrage (links) und -erzeugung (rechts) nach Transition Scenario 2040 (Krutzler et al., 2023) Stakeholder:innen-Dialog

2.5 Stakeholder:innen-Dialog

Der Stakeholder:innen-Dialog stellte eines der zentralen Elemente dieses Projekts dar, da er es ermöglichte, die Erfahrungen, Bedürfnisse und Perspektiven der relevanten Akteur:innen frühzeitig einzubeziehen und die Projektergebnisse gemeinsam zu reflektieren und abzusichern. Der erste Stakeholder:innen-Workshop Anfang März 2024 fokussierte einerseits auf der Erhebung der praktischen Erfahrungen/Beobachtungen bezüglich Schadensereignisse aufgrund von Extremwettersituationen und der Beurteilung der wichtigsten klimarelevanten Auswirkungen und Herausforderungen (z.B. Hitze, Niederschlag, Trockenheit, Muren, etc.) für unterschiedliche Infrastruktursysteme. Andererseits wurden erwartete Extremwetterereignisse in der Zukunft und ihre möglichen Auswirkungen diskutiert sowie bereits verwendete Methoden zur Risikoeinschätzung besprochen. Im zweiten Stakeholder:innen-Workshop ein Jahr später im März 2025 wurden die Projektergebnisse sowie Handlungsempfehlungen diskutiert und Feedback eingeholt.

Abbildung 5 zeigt die Umfrageergebnisse der Workshops zu den wichtigsten Extremereignissen aus Sicht der Stakeholder:innen, wobei Hitze/Dürre, Hochwasser und Wind/Sturm als wichtigsten Ereignisse eingestuft werden.

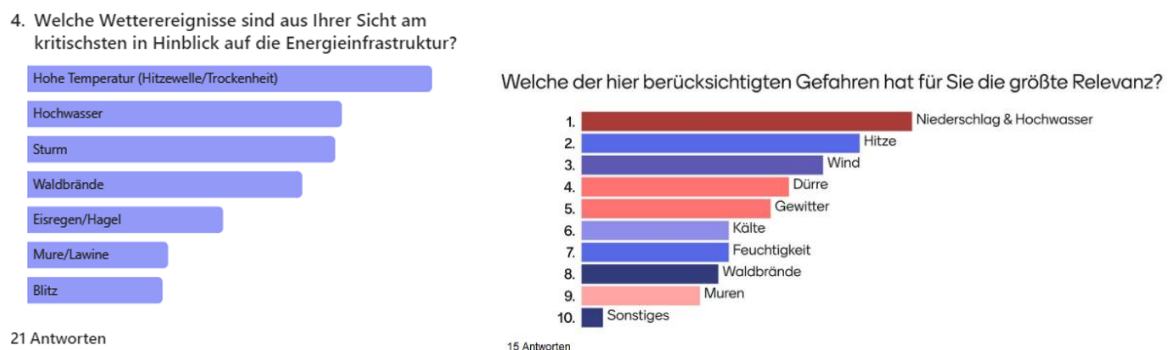


Abbildung 5: Umfrageergebnisse aus dem 1. Stakeholderworkshop 04/2024 (links) und aus dem 2. Stakeholderworkshop 04/2025 (rechts)

3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

3.1 Identifikation und Voranalyse der Auswirkungen des Klimawandels

Im Folgenden werden die zentralen Auswirkungen von Extremwetterereignissen auf Energiesysteme zusammengefasst. Die entsprechenden strukturierten Matrix-Tabellen sind im Anhang enthalten (siehe Kapitel 5.2 und 5.3)

Hitze zählt zu den bedeutendsten klimatischen Extremereignissen mit weitreichenden Folgen für das Energiesystem. Sie beeinflusst sowohl die Energienachfrage – durch steigenden Kühlbedarf und sinkenden Heizbedarf – als auch die Strom- und Wärmeerzeugung. Hohe Temperaturen wirken sich negativ auf die Effizienz thermischer Kraftwerke, Netze und auch Photovoltaikanlagen aus. Zugleich kann in heißen und trockenen Perioden die Verfügbarkeit von Kühlwasser sinken, was den Betrieb konventioneller Kraftwerke zusätzlich einschränkt. Darüber hinaus verändert Hitze die Belastung der Infrastruktur.

Für die Netzinfrastuktur, insbesondere Stromfreileitungen, ist Hitze kritisch, da die Übertragungskapazität abnehmen kann. Studien haben gezeigt, dass erhöhte Temperaturen die Alterung von Umspannwerken beschleunigen, zu Effizienzverlusten führen und die Zuverlässigkeit des Stromsystems beeinträchtigen können (Sathaye et al., 2013) (Fant et al., 2020). Temperaturänderungen beeinflussen außerdem die Lebensdauer und die Kapazität von Umspannwerken und Verteiltransformatoren.

Auch Gasverdichterstationen und Fernwärmenetze reagieren empfindlich auf Temperaturspitzen, was zusätzliche Wartung und Betriebssicherheit erfordert.

Aus Sicht der Stakeholder gilt **Hitze** daher (vgl. Abbildung 5) als eines der kritischsten Ereignisse im Kontext des Klimawandels: Sie beeinflusst nicht nur die Versorgungssicherheit, sondern auch die Netzstabilität erheblich. In der quantitativen Modellierung lassen sich diese Einflüsse über einfache Temperaturbezogene-Funktionen abzubilden, die z.B. Temperaturveränderungen mit Nachfrage, Erzeugung und Infrastrukturkapazitäten verknüpfen. Während die **möglichen Auswirkungen der Hitze in Tabelle 16** zusammengefasst sind, liefert **Tabelle 25** ergänzend Informationen, wie sich einige dieser Effekte in Planungstools quantifizieren lassen.

Kälte

Tabelle 3 zeigt exemplarisch einige Einflussbereiche von Kälteereignissen, differenziert nach Nachfrage-, Erzeugung- und Infrastrukturkomponenten. Der Strombedarf für Kühlung sinkt, während der Wärmebedarf steigt. Eisbildungen und Frost können Wasserkraftwerke einschränken, thermische Kraftwerke profitieren zwar von höherem Wirkungsgrad, kritische Bauteile können jedoch beschädigt werden. Photovoltaik arbeitet effizienter bei Kälte, einige Solarzellen fallen jedoch bei niedrigen Temperaturen aus. Wärmepumpen und Batterien verlieren an Leistungsfähigkeit. Auch die Infrastruktur ist betroffen: Eislasten belasten Hochspannungsleitungen, kalte Bedingungen verlängern Ladezeiten von Elektrofahrzeugen, Gasnetze sind durch Frost gefährdet, und Fernwärmeleitungen können durch

Kondensation beschädigt werden (siehe im Anhang **Tabelle 17** für Beschreibung der Klimafolgen sowie **Tabelle 26** für die quantifizierbare Auswirkungen).

Tabelle 3: Überblick über die möglichen Auswirkungen der Kälte auf den Energiesektor-Komponenten

Nachfrage	Erzeugung	Infrastruktur
Kühlbedarf: Reduzierung des Strombedarfs für Kühlung Wärmebedarf: Erhöhung des Wärmebedarfs durch Temperaturabsenkung	Wasserkraftwerk: Eis führt im Winter zu Betriebseinschränkungen, frostige Winter führen zu einer geringer Wasserverfügbarkeit. Thermische Kraftwerke: Kälte steigert den Wirkungsgrad, Temperaturen unter dem Gefrierpunkt können kritische Teile (Rohre und Tanks) beeinträchtigen. PV: Kältere Temperaturen erhöhen die Effizienz der Energieerzeugung jedoch bei niedrigen Temperaturen können einige Solarzellentypen nicht mehr funktionieren. Wärmepumpen: Kaltes Klima verringert die Leistungszahl (COP) im Heizbetrieb. Stromspeicherung: Batterien neigen bei sehr kalten Temperaturen zu geringerer Kapazität und Effizienz.	Hochspannungsleitungen: Eisstürme können die Leitungen belasten und die Wahrscheinlichkeit eines Leitungsbruchs bei mäßigem Wind erhöhen. Strom-Ladeinfrastruktur: kalte Klimabedingungen, die Ladezeit und den Strombedarf von Elektrofahrzeugen erhöhen. Gasnetze: Unterirdisches Einfrieren führt zu Frosthebungen und Schäden an den Rohrleitungen. Fernwärme: Kalte Luft kann zu Kondensation führen, was die Rohre beschädigen kann.

Niederschlag und Überschwemmungen: Starkregenereignisse und Flusshochwasser stellen erhebliche Risiken für das Energiesystem dar. Während kurzfristige Starkniederschläge Infrastrukturen durch Erosion, Unterspülungen oder Treibgut direkt schädigen können, führen großflächige Überschwemmungen häufig zu lang andauernden Ausfällen, insbesondere bei Umspannwerken und Transformatoren. Für Betreiber gelten Hochwasser daher als besonders kritisch, da Wiederherstellungszeiten deutlich länger sind als bei anderen Schadensereignissen (siehe **Tabelle 18**)

Muren und Erdbeben: Hangrutschungen treten oft in Folge intensiver Niederschläge oder durch vorgeschädigte Waldflächen auf. Sie bedrohen erdverlegte Kabel, Gas- und Fernwärmeleitungen sowie die Standfestigkeit von Masten. Auch Kraftwerksstandorte in alpinen Regionen können von Betriebsunterbrechungen betroffen sein. Für die Planung gilt daher, exponierte Standorte gezielt zu berücksichtigen und Schutzbauten einzubeziehen (siehe **Tabelle 19**).

Wind und Sturm: Sturmereignisse gehören zu den häufigsten Auslösern großflächiger Stromausfälle. Besonders gefährdet sind Übertragungs- und Verteilnetze, die durch umstürzende Bäume oder abgeknickte Äste Schaden nehmen. Aber auch Umspannwerke, Transformatoren und Windkraftanlagen selbst können beeinträchtigt sein. Neben Schäden durch extreme Böen stellen auch windstille Phasen eine Herausforderung dar, weil sie die Einspeisung aus Windkraftanlagen verringern (siehe **Tabelle 20**)

Dürren und Waldbrände: Langanhaltende Trockenperioden belasten die Wasserverfügbarkeit und damit auch die Kühlung von Kraftwerken oder den Betrieb von Wasserkraft. Trockenheit erhöht zudem die Waldbrandgefahr, was sowohl Übertragungs- und Verteilnetze als auch nahegelegene Anlagen gefährden kann. Waldbrände führen nicht nur zu direkten Schäden, sondern können auch durch Rauchentwicklung die Leistung von Photovoltaikanlagen mindern (siehe **Tabelle 21**)

Feuchtigkeit: Hohe Luftfeuchtigkeit wirkt sich unmittelbar auf Nachfrage, Erzeugung und Infrastruktur aus. Sie steigert die Kühl- und Entfeuchtungslasten im Gebäudebereich, kann in Umrichtern oder Wechselrichtern Kondensationsschäden verursachen und die elektrische Isolation schwächen. Damit erhöht sie das Risiko von Störungen bei PV- und Windkraftanlagen sowie von Überschlügen in der Netzinfrastuktur (siehe **Tabelle 22**)

Blitzschlag: Blitze sind eine Hauptursache für Ausfälle an Übertragungsleitungen und können auch die Umspannwerke, Transformatoren sowie Gas- und Fernwärmeinfrastrukturen gefährden. Neben direkten Schäden an Leitungen oder Komponenten besteht die Gefahr von Bränden und Explosionen. Blitze sind zugleich eine bedeutende Zündquelle für Waldbrände, was ihre Relevanz für das Energiesystem zusätzlich erhöht (siehe **Tabelle 23**)

Hagel: Das Wetterereignis Hagel ist sowohl im Monitoring als auch in der Klimamodellierung schwer abzubilden. Eine Möglichkeit der groben Abschätzung wäre evtl. indirekt im Zusammenhang mit Blitzen (vgl. Battaglioli et al., 2023) unter der Annahme, dass dort, wo viele Blitze sind, auch viele Gewitter auftreten und dass dort, wo viele Gewitter ist, die Wahrscheinlichkeit für Hagel höher ist: Hagel stellt vor allem für Photovoltaikanlagen ein relevantes Risiko dar, da Module durch Einschläge beschädigt werden können. Die Klima-Modellierung ist schwierig, da Hagelereignisse lokal und unregelmäßig auftreten. Mit fortschreitendem Klimawandel wird allerdings eine Zunahme der Hagelintensität und -größe erwartet, was die Gefährdung der Energieinfrastruktur verstärkt. (Siehe **Tabelle 24**)

3.2 Quantifizierung der klimatologischen Gefahrenindikatoren

Im Folgenden ist für jede der in Abbildung 3 dargestellten neun Klimagefahren-Kategorien ein selektierter Indikator dargestellt. Diese werden detailliert im Hinblick auf die Auswirkungen des Klimawandels auf die Energieinfrastruktur analysiert. Der Hauptfokus wird dabei auf die Gebiete innerhalb Österreichs und somit nicht auf die umliegenden NUTS3-Regionen und die Kraftwerkstandorte in Europa gelegt, da hier die Datenlage aufgrund der hochregionalisierten Beobachtungsdaten die beste ist. Abbildung 6 bis Abbildung 14 zeigen dabei immer denselben Aufbau: das linke obere Panel zeigt die Absolutwerte der historischen Beobachtungsdaten in GWL-1.0°C, welches 2001-2020 erreicht wurde, während die übrigen Panele die Klimaänderungssignale, also die Differenzen zu GWL-1.0°C, zeigen. Die drei Differenzen-Plots besitzen dabei die gleiche Farb-Palette, während eine grüne Farbe in der Legende bedeutet, dass Werte über bzw. unter dem Wertebereich nicht erreicht werden. Im Text wird vor allem auf GWL-3.0°C eingegangen, da sich die Menschheit derzeit auf einer Trajektorie, die beinahe dieses GWL am Ende dieses Jahrhunderts erreicht, bewegt (Hausfather, 2025).

Die jeweiligen Klimakarten im GEOTIFF-Format, die Grafiken für jeden einzelnen dieser Indikatoren als auch eine tabellarische Auswertung auf NUTS3 – Basis, die die maximale, minimale und mittlere Änderung in Absolut- als auch Prozentual-Werten angibt, sind dabei öffentlich zugänglich (Maier et al., 2025a) und Gegenstand der Publikation, die aktuell unter Begutachtung ist (Maier et al., 2025b, in Begutachtung).

3.2.1 Hitze: Durchschnittliche Anzahl an Tropennächten

Abbildung 6 zeigt die durchschnittliche Anzahl an Tropennächten (Tage mit Minimaltemperatur $\geq 20^{\circ}\text{C}$) in Tagen/Jahr als Beispiel für die Gefahr von Hitze. Während im Großteil von Österreich in der Vergangenheit beinahe keine Tropennächte beobachtet werden, treten diese ab GWL-3.0°C in einem Großteil von Österreich auf. Besonders die großen Täler wie das Inn-, Rhein- und Drautal sind in den Zukunftsprojektionen stark betroffen. Der Osten Österreichs, wo schon in der Vergangenheit die höchsten Vorkommen an Tropennächten verzeichnet wurden, zeigen ebenso die größte Erhöhung in der Zukunft. Den größten mittleren Wert pro NUTS3-Region verzeichnet dabei Wien (AT130) mit einer Erhöhung auf 24.5 Tagen/Jahr in GWL-3.0°C, während die Wiener Innenstadt sogar noch höhere Werte von 34.9 Tagen/Jahr in diesem GWL zeigt. Ebenso stark betroffen ist das Nordburgenland (AT112). In einigen NUTS-Regionen, wo in der Historie keine Tropennächte beobachtet werden (beispielsweise Lungau und Außerfern), beginnen ab GWL-2.0°C vereinzelt Tropennächte aufzutreten. Den geringsten Wert in GWL-3.0°C verzeichnet dabei Lungau (AT321). Den höchsten prozentuellen Anstieg für GWL-3.0°C verzeichnet dabei Oberkärnten mit einem Anstieg von 6700 % verglichen zur Historie.

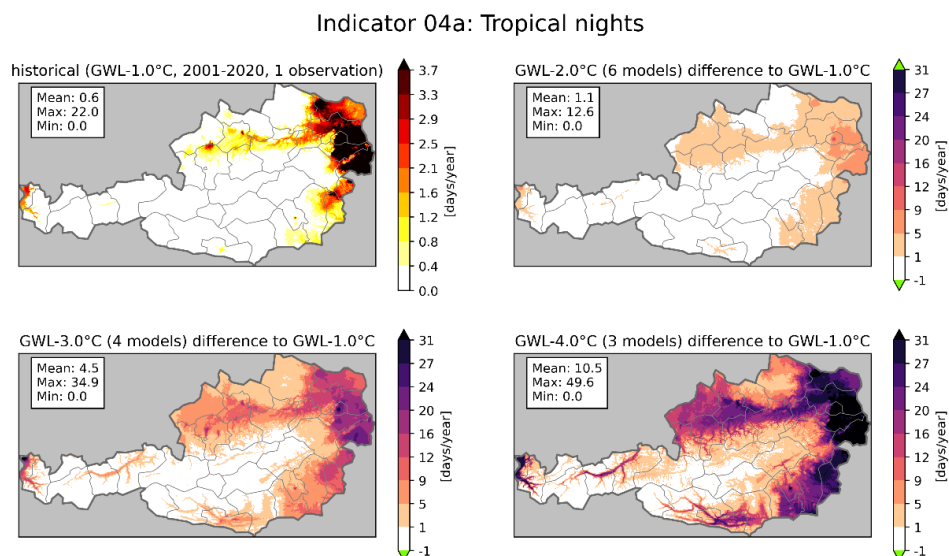


Abbildung 6: Durchschnittliche Anzahl an Tropennächten in Tagen/Jahr als Beispiel für Gefahren durch Hitze.

3.2.2 Dürre: Anzahl an Jahren mit drei-monatiger Dürre

Abbildung 7 zeigt die (durchschnittliche) Anzahl an Jahren mit drei-monatiger Dürre (Standardized Precipitation Evapotranspiration Index nach Vicente-Serrano et al., 2010) < -2 (entspricht extremer Dürre) zwischen Mai und September. Da die historische Periode für die Kalibrierung des Indizes verwendet wurde, zeigt das Panel links oben diesmal nicht die Anzahl der Jahre im historischen Zeitraum, sondern die klimatische Wasserbilanz (Niederschlag minus Potenzielle Evapotranspiration), die auftreten muss, um eine dreimonatige klimatische Dürre hervorzurufen. Wie oft diese in der Zukunft überschritten wird, ist in den übrigen drei Paneelen ersichtlich und zeigt, dass dreimonatige Dürren vor allem im Westen und Süden schon ab GWL-2.0°C zunehmen, während der vergleichsweise trockene Osten im Mittelfeld rangiert. Damit sind in der Historie eher feuchte Gebiete stärker von klimatologischen dreimonatigen Dürren betroffen. Der höchste Wert in GWL-3.0°C ist in den Stauregionen von Bludenz/Bregenzer Wald (AT341) mit 5.5 von 20 Jahren zu erwarten, während das Südburgenland

(AT113) den geringsten Wert auf insgesamt 2.3 von 20 Jahren erwartet, was aber den höchsten prozentuellen Anstieg von 2340 % beschreibt.

Indicator 27: Years with three-month drought

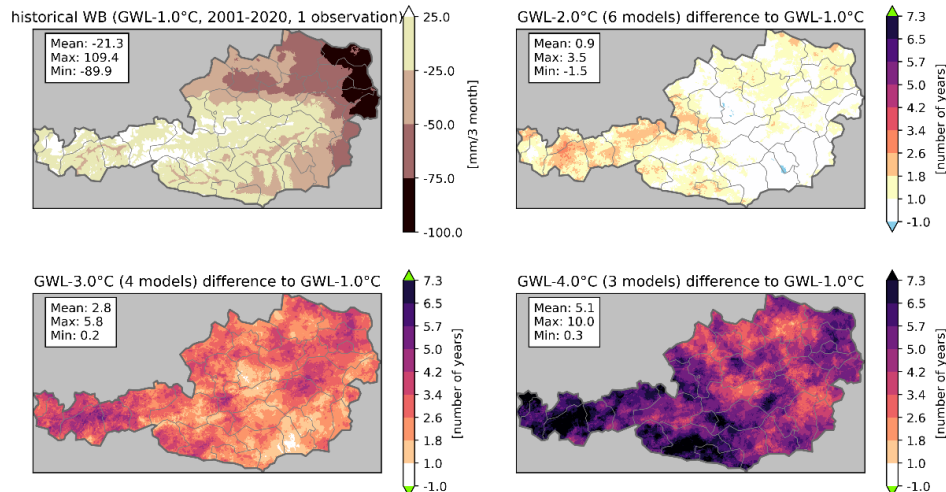


Abbildung 7: (Durchschnittliche) Anzahl an Jahren mit drei-monatiger Dürre in Jahren als Beispiel für Gefahren durch Dürre.

3.2.3 Brände: Tage mit sehr hohem Brand-Risiko

Abbildung 8 zeigt die durchschnittliche Anzahl an Tagen mit sehr hohem Feuer-Risiko (Fire Weather Index nach Van Wagner, 1987 ≥ 38 , San-Miguel-Ayanz et al., 2012) in Tagen/Jahr als Beispiel für die Gefahr für Brandentstehung. Während in der Historie nur der Osten Österreichs betroffen ist und in GWL-2.0°C noch keine Änderung verzeichnet wird, ist ab GWL-3.0°C großräumig und faktisch in allen tiefen Lagen mit mehreren Tagen mit hohem Feuer-Risiko im Jahr zu rechnen. Am stärksten betroffen ist das Nordburgenland (AT112) mit 15.5 Tagen/Jahr in GWL-3.0°C, gefolgt vom Wiener Umland/Nordteil (AT126). Den geringsten Wert in GWL-3.0°C verzeichnet Osttirol (AT333) auf 0.46 Tage/Jahr, gefolgt von Liezen (AT222), eine von vier Regionen, wo der Indikator in der Historie nicht beobachtet wird. Den höchsten prozentuellen Anstieg verzeichnet das Tiroler Oberland (AT334) mit einem Anstieg von 7500 % verglichen zur Historie in GWL-3.0°C. Dieser Indikator ist ein Beispiel der nichtlinearen Relation von Gefahr und Temperaturanstieg und stärkt die Empfehlung, die Auswirkungen des Klimawandels auf zumindest 2.0°C Temperaturanstieg verglichen zur vorindustriellen Periode zu begrenzen.

Indicator 24: Very high fire danger days

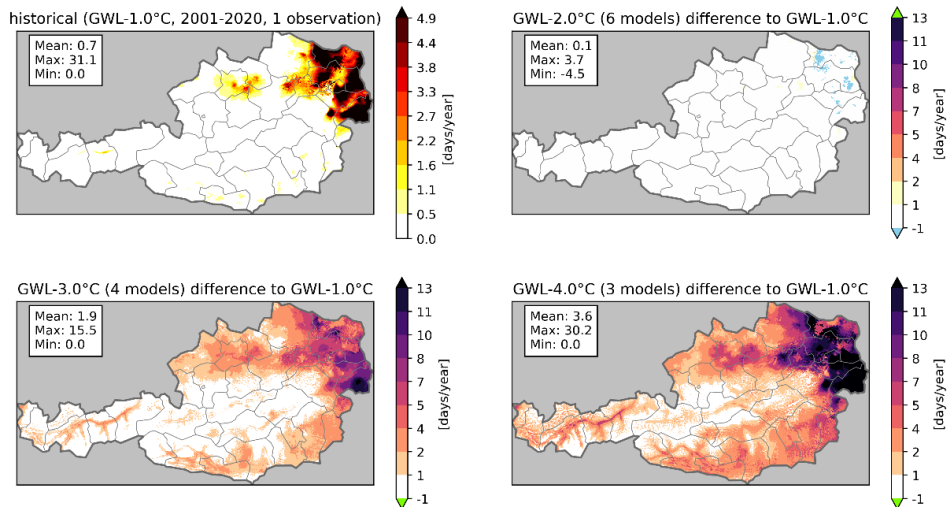


Abbildung 8: Durchschnittliche Anzahl an Tagen mit sehr hohem Feuer-Risiko in Tagen/Jahr als Beispiel für Gefahren durch Brände.

3.2.4 Kälte: durchschnittliche jährliche Heizgradsumme

Abbildung 9 zeigt die durchschnittliche jährliche Heizgradsumme (definiert von Chimani et al., 2016) als Summe aller Temperaturdifferenzen von Tagen mit Mitteltemperatur $< 12^{\circ}\text{C}$ zur Raumtemperatur 20°C als Beispiel für die Entwicklung der Kältegefahr. Dieser Indikator korreliert mit dem Heizbedarf und nimmt wie zu erwarten mit steigenden Temperaturen ab. Der Indikator zeigt dabei einen starken Fingerprint der Topografie – hohe Lagen verzeichnen den stärksten absoluten Rückgang. Die höchste Heizgradsumme in GWL-3.0°C verzeichnet dabei das hochgelegene Tiroler Oberland (AT334) mit der Summe von 5420.3°C , während die niedrigste Summe in Wien (AT130) mit 2309.5°C auftritt. Die prozentuelle Abnahme ist dabei relativ uniform über ganz Österreich mit rund -20 %. Die höchste prozentuelle Abnahme mit 21 % in GWL-3.0°C ist dabei im Nordburgenland (AT112) zu erwarten.

Indicator 13: Heating degree sum

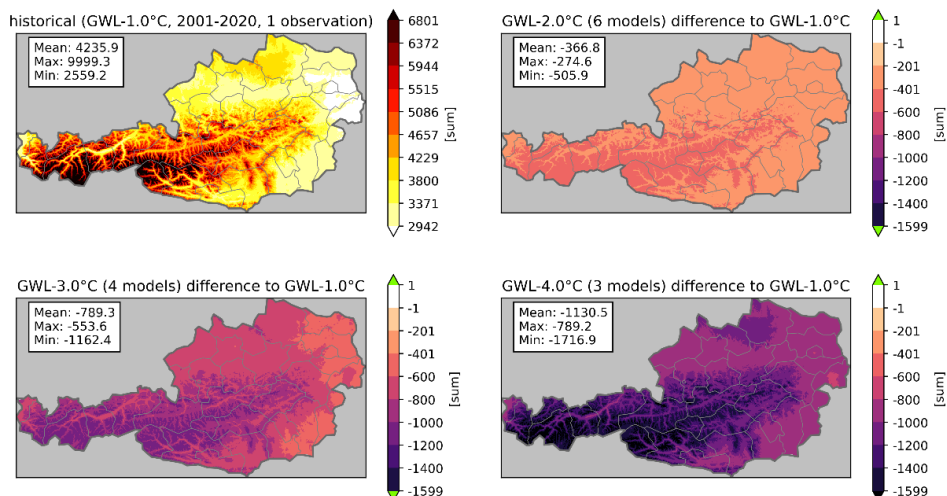


Abbildung 9: Durchschnittliche jährliche Heizgradsumme in aufsummierten $^{\circ}\text{C}$ als Beispiel für Gefahren durch Kälte.

3.2.5 Niederschlag & Hochwasser: Durchschnittlicher maximaler eintägiger Niederschlag

Abbildung 10 zeigt den durchschnittlichen maximalen eintägigen Niederschlag (Maximum des aufsummierten täglichen Niederschlags) in mm als Beispiel für Gefahren von Niederschlag und Hochwasser. Vor allem in den Staubeieten auf der Alpennordseite und auf der Nordseite der Karawanken ist mit einem Anstieg von Starkniederschläge zu rechnen. Generell ist aber überall in Österreich ein Anstieg von Starkniederschlägen sichtbar, was darauf zurückzuführen ist, dass wärmere Luft mehr Wasser halten kann. Den höchsten mittleren Wert in GWL-3.0°C zeigt dabei Oberkärnten (AT212) mit 84.4 mm im jährlichen Durchschnitt, während das Weinviertel (AT125) den geringsten Wert von 43.8 mm zeigt. Der höchste mittlere Anstieg in GWL-3.0°C verglichen zur Historie ist mit 22.2 % im Wiener Umland/Südteil (AT127) sichtbar.

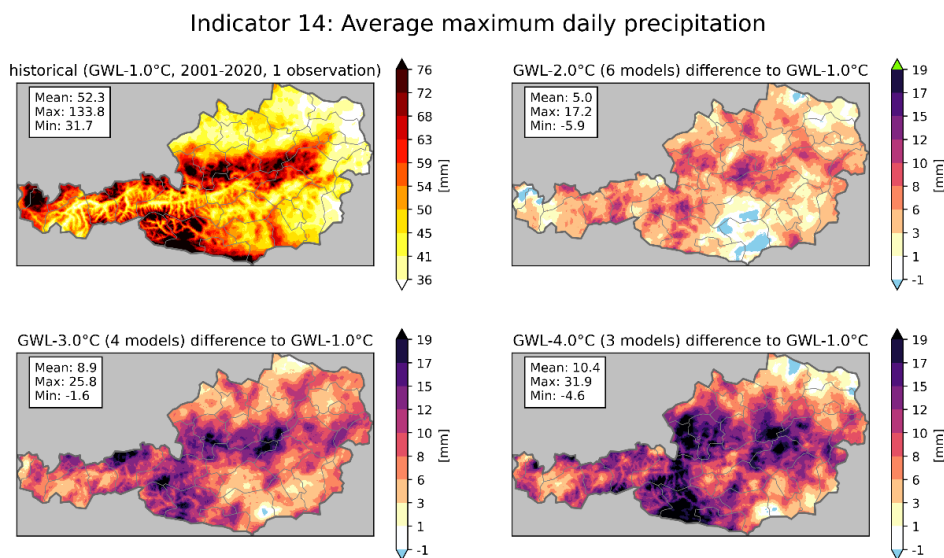


Abbildung 10: Durchschnittlicher maximaler täglicher Niederschlag in mm als Beispiel für Gefahren durch Niederschlag und Hochwasser.

3.2.6 Muren: Durchschnittliche Anzahl an Tagen mit Schuttstrom

Abbildung 11 zeigt die durchschnittliche Anzahl an Tagen mit Schuttstrom in Tagen/Jahr (definiert basierend auf mehrtägigen Niederschlagsintensitäten von Kaitna et al., 2024) als Beispiel für Gefahren durch Muren. Da dieser Indikator mit Starkniederschlägen korreliert ist, zeigt sich auch hier ein ähnliches Muster, mit den stärksten Anstiegen in den Stauregionen und im Süden Österreichs, wo auch in der Historie hohe Werte verzeichnet sind. Die höchsten mittleren Werte in GWL-3.0°C sind in Bludenz/Bregenzer Wald (AT341) mit 3,1 Tage/Jahr verzeichnet, während die niedrigsten Werte in den NUTS3 Regionen im Osten Österreichs auftreten. Jedoch ist der höchste prozentuelle Anstieg in GWL-3.0°C ebenso im Osten mit 157 % im Südburgenland (AT113) zu sehen.

Indicator 19: Debris flow days

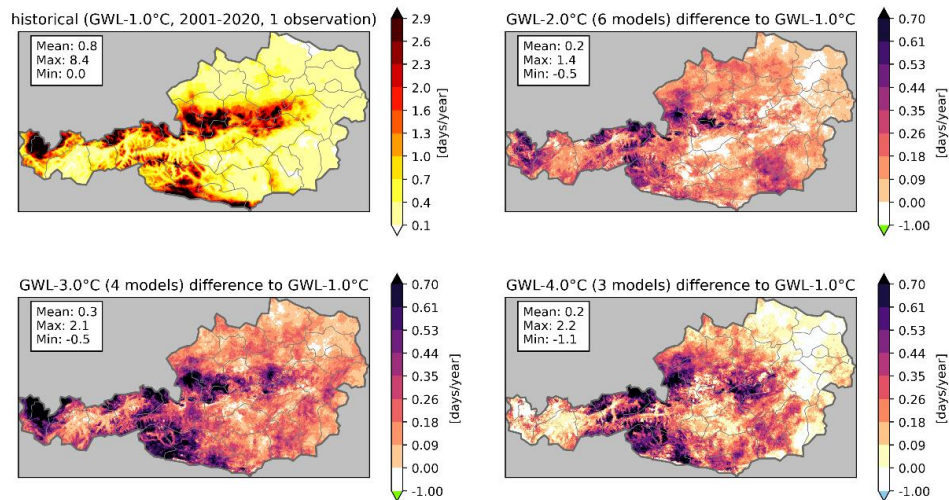


Abbildung 11: Durchschnittliche Anzahl an Tagen mit Schuttstrom in Tagen/Jahr als Beispiel für Gefahren durch Muren.

3.2.7 Wind: Durchschnittliche extreme, großräumige Sturmböengeschwindigkeit

Abbildung 12 zeigt die durchschnittliche extreme, großräumige Sturmböengeschwindigkeit in m/s (definiert als zweithöchste NUTS3-gemittelte Sturmböe in der 20-jährigen Periode und damit als 99.5tes Perzentil) als Beispiel für Gefahren durch Wind und Sturm. Während in der Historie die höchsten Geschwindigkeiten im flachen Osten Österreichs auftreten, ist der stärkste Anstieg in Österreichs Westen und Süden sichtbar. Damit übersteigt der Wert für die stärksten Sturmböen in GWL-3.0°C in Außerfern (AT331) mit 31.1 m/s sogar das zweithöchste Südburgenland (AT112) mit 30.0 m/s, während die niedrigsten Sturmböen in Klagenfurt-Villach (AT211) beobachtet werden. Der höchste prozentuelle Anstieg um 10 % wird dabei im Tiroler Unterland (AT335) beobachtet. Der uneindeutige Trend der meisten NUTS3-Regionen ist ein Indiz darauf, dass dieser Indikator mit Unsicherheiten behaftet ist, was auch in der Publikation aufgearbeitet wird (Maier et al., 2025b, in Begutachtung).

Indicator 22: Extreme wind gust speed

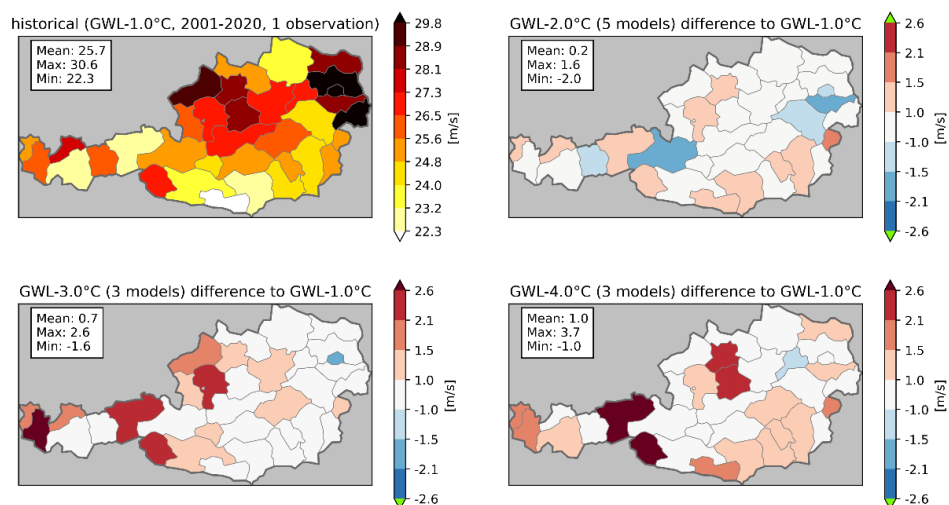


Abbildung 12: Durchschnittliche extreme Sturmböengeschwindigkeit in m/s als Beispiel für Gefahren durch Wind.

3.2.8 Feuchtigkeit: Anzahl an Tagen mit hoher Luftfeuchtigkeit

Abbildung 13 zeigt die durchschnittliche Anzahl an Tagen mit hoher Luftfeuchtigkeit (definiert als Tage mit mittlerer Taupunkttemperatur $\geq 20^{\circ}\text{C}$) in Tagen/Jahr als Beispiel für Gefahren von hoher Luftfeuchtigkeit. Menschen in europäischen Breitengraden nehmen diesen Taupunkt als drückende Schwüle wahr. Während schwüle Tage in der Historie nur vereinzelt im Osten, Süden und Rheintal auftreten, zeichnet sich ein Anstieg in den tiefen Lagen Österreichs mit steigendem GWL ab. Den höchsten Wert in GWL- 3.0°C verzeichnet das Nordburgenland (AT112) mit 5.1 Tagen/Jahr, während das hoch gelegene Lungau (AT321) weiterhin keine Tage mit hoher Luftfeuchtigkeit verzeichnet. Der prozentuelle Anstieg ist in allen NUTS3-Regionen drastisch und verzeichnet mindestens 430 % in GWL 3.0°C , was dazu führt, dass in allen Gebieten außer Lungau ab GWL- 3.0°C schwüle Tage beobachtbar sind.

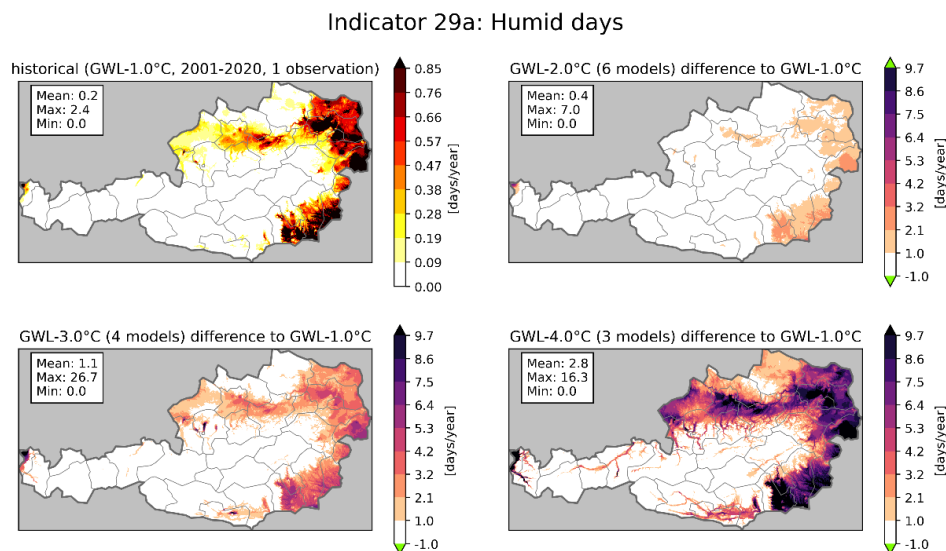


Abbildung 13: Durchschnittliche Anzahl an Tagen mit hoher Luftfeuchtigkeit in Tagen/Jahr als Beispiel für Gefahren durch Feuchte.

3.2.9 Gewitter: Anzahl an Gewitter-Tagen

Abbildung 14 zeigt die durchschnittliche Anzahl an Gewitter-Tagen (definiert als Tage mit Blitzwahrscheinlichkeit ≥ 0.5 , berechnet nach (Laimighofer et al., 2024)) in Tagen/Jahr als Beispiel für Gefahren durch Gewitter. Während in GWL- 3.0°C mit 32.9 Tagen/Jahr der Gewitterhotspot wie in der Historie in Graz (AT221) und der übrigen Südsteiermark liegt, sind die stärksten Anstiege im Osten zu verzeichnen. Dieser fällt mit 381 % im Tiroler Oberland (AT334) prozentuell am stärksten aus. Aufgrund der groben Ursprungsaufösung der zugrundeliegenden Klimaprojektionen, was in eine leichte Verschiebung der nahezu blitzfreien Zone im Osten Österreichs zufolge hat, weist dieser Indikator die größte Unsicherheit aus allen 41 Indikatoren auf (siehe Maier et al., 2025b, in Begutachtung).

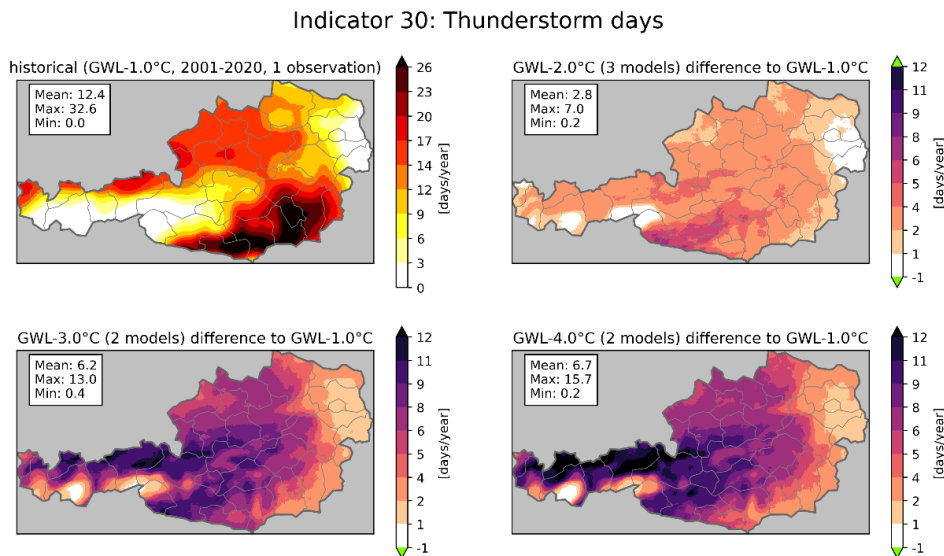


Abbildung 14: Durchschnittliche Anzahl an Gewitter-Tagen in Tagen/Jahr als Beispiel für Gefahren durch Gewitter.

Die Unsicherheiten der Indikatoren, basierend auf der Analyse der Klimamodelle in GWL-1.0°C verglichen zu tatsächlich beobachteten Werten, sind für die meisten Indikatoren in einem ähnlichen, kleinen Bereich (siehe Maier et al., 2025b, in Begutachtung). Dies zeigt den Erfolg der Regionalisierung und Bias-Adjustierung der Klimamodelle. Vor allem klassische Wert-über- oder Wert-unter-Threshold Indikatoren sind besonders robust. Während Österreichs Osten und Täler zunehmend von Hitze und Brandgefahren betroffen sind, sind Österreichs Stauregionen sowie der Süden verstärkt durch Starkniederschläge und Muren betroffen. Der Westen wiederum verzeichnet eine Zunahme in klimatologischen Dürren, Gewitter- und Sturmtagen. Einzig die Gefahren durch Kälte nehmen in ganz Österreich ab. Die GWL-Darstellung der Indikatoren hebt weiterhin die hohe Nichtlinearität der potenziellen Gefahren des Klimawandels hervor. Zusammen mit der Mannigfaltigkeit der Indikatoren, zeigt sie eindrücklich die Dringlichkeit, die Temperaturerhöhung auf zumindest 2.0°C über vorindustriell einzudämmen, um die unterschiedlichen potenziellen Gefahren auf die Energieinfrastruktur zu minimieren.

3.3 Klima-Impact-Karten

Die im Rahmen dieses Projekts erstellten Klima-Impact-Karten zeigen klare räumliche Muster und Trends auf, wie die Energieinfrastruktur in Österreich durch die globale Erwärmung beeinflusst werden könnte. In beiden Fallstudien (ÜN-Freileitungen aus Leichtmetall und Windkraftanlagen) zeigt die Analyse, dass sich klimabedingte Auswirkungen mit jeder Stufe der globalen Erwärmung (GWL) kontinuierlich verstärken. Unter den Indikatoren weisen die Windindikatoren (Windstille, Sturm) die geringsten Veränderungen auf.

3.3.1 Fallbeispiel 1: Übertragungsnetz-Freileitungen

Für die Infrastruktur der ÜN-Freileitungen deuten die Ergebnisse auf wachsenden Auswirkungen bzgl. einer Leistungsminderung aufgrund steigender Temperaturen hin (Abbildung 15). Der Anstieg von GWL-1,0°C auf GWL-4,0°C zeigt nicht nur eine größere räumliche Ausdehnung der Zonen mit starken

Auswirkungen, sondern auch eine Zunahme der Intensität in bereits betroffenen Gebieten. Die Karten zu maximaler Temperatur und durchschnittlich maximaler Temperatur zeigen die Auswirkungen in Form von Effizienzverlusten. Der Effizienzverlust wurde dort berechnet, wo die Temperatur über 35°C stieg. Am stärksten betroffen sind Wien, das Burgenland, Niederösterreich, Oberösterreich und der südliche Teil der Steiermark sowie mehrere Täler in Zentralösterreich. Es ist zu erwarten, dass die Infrastruktur in diesen Gebieten zunehmend Belastung ausgesetzt sein wird.

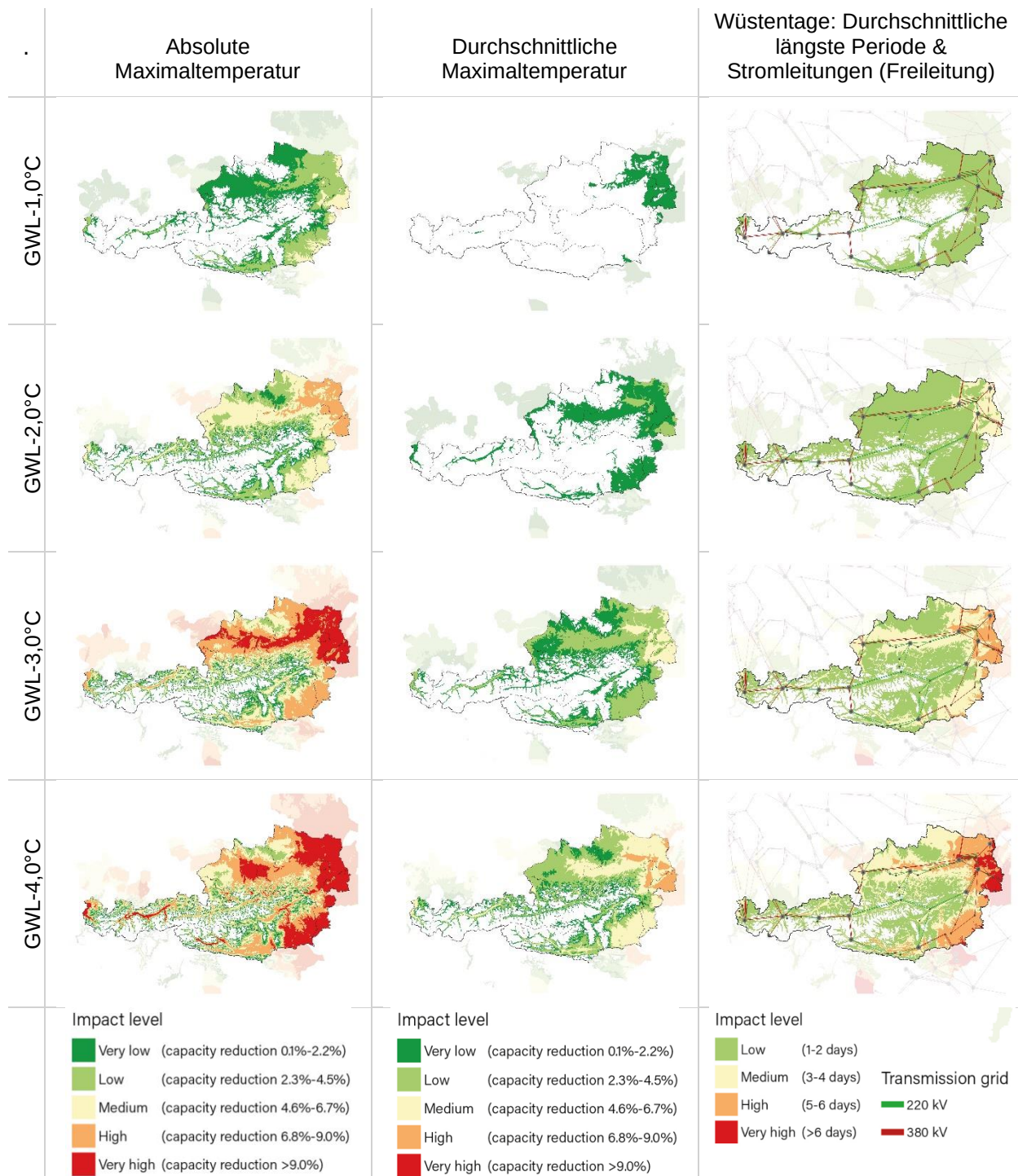


Abbildung 15: Klima-Impact-Karten: Maximaltemperatur, Durchschnitt der maximalen Temperatur, und Wüstentagen mit Darstellung der Reduzierung der Leistungskapazitäten in ÜN-Freileitungen

Der Anstieg der Durchschnittstemperaturen kann zu einer Reduzierung von Leistungskapazität um 11 % führen. Bei Extremereignissen, bei denen die Höchsttemperaturen bei GWL-4,0°C bis zu 47 °C erreichen, könnte diese Reduzierung an bestimmten Tagen bis zu 17 % betragen. Während bei GWL-1,0°C und GWL-2,0 °C für den Indikator der durchschnittlichen Höchsttemperatur nur vernachlässigbare Auswirkungen zu beobachten sind, treten bei GWL-3,0°C und GWL-4,0°C mittlere bis hohe Belastungen auf. Ein ähnliches Muster ist beim Indikator für Wüstentage zu beobachten, bei dem steigende globale Erwärmungswerte mit längeren und häufigeren Hitzewellen korrelieren (bis zu >6 aufeinanderfolgende Tage mit Tmax > 35°C im Osten von Österreich).

Darüber hinaus unterstreicht die Darstellung der bestehenden ÜN-Freileitungen in den GWL-Karten die Relevanz dieser Indikatoren für die bestehende Energieinfrastruktur (Abbildung 15, rechte Spalte) und bietet direkte, raumbezogene Hinweise für die Planung und Anpassung.

3.3.2 Fallbeispiel 2: Windkraftanlagen

Im Falle der Windenergie bleiben die meisten Gebiete auch bei höheren GWLs relativ unbeeinträchtigt. Die unterschiedlichen Modelle zeigen nicht signifikante Änderungen der mittleren Windgeschwindigkeit, was sich auch in den Klima-Impact Karten widerspiegelt. Insgesamt zeigt sich eine leichte Zunahme der Windstillen Tagen v.a. von Westösterreich bis Oberösterreich und Steiermark bis zum GWL-4.0°C, sowie eine leichte Ausdehnung der Gebiete mit Sturmtagen. Die Anzahl der Wüstentage steigt kontinuierlich aufgrund der höheren Globaltemperaturen (GWL 1, 2, 3, 4°C) an, wie bereits im Fallbeispiel 1 beschrieben (Abbildung 16). Die Kombination aller drei Faktoren (Kalmentage, Wüstentage und Tagen mit schwerem Sturm) wird auch auf einer separaten Karte dargestellt (Abbildung 17). Es handelt sich dabei um die Summe aller möglichen Tage, an denen das Ereignis eintreten kann. Wie in Kapitel 2.3 erwähnt, stellen diese Indikatoren relevante Größen für die Abschätzung der möglichen Limitation des Windkraftpotentials dar. Diese Indikatoren liegen nur auf Tagesbasis vor, während für eine genauere Analyse stündliche Wind- und Temperaturdaten auf hoher räumlicher Auflösung erforderlich wären.

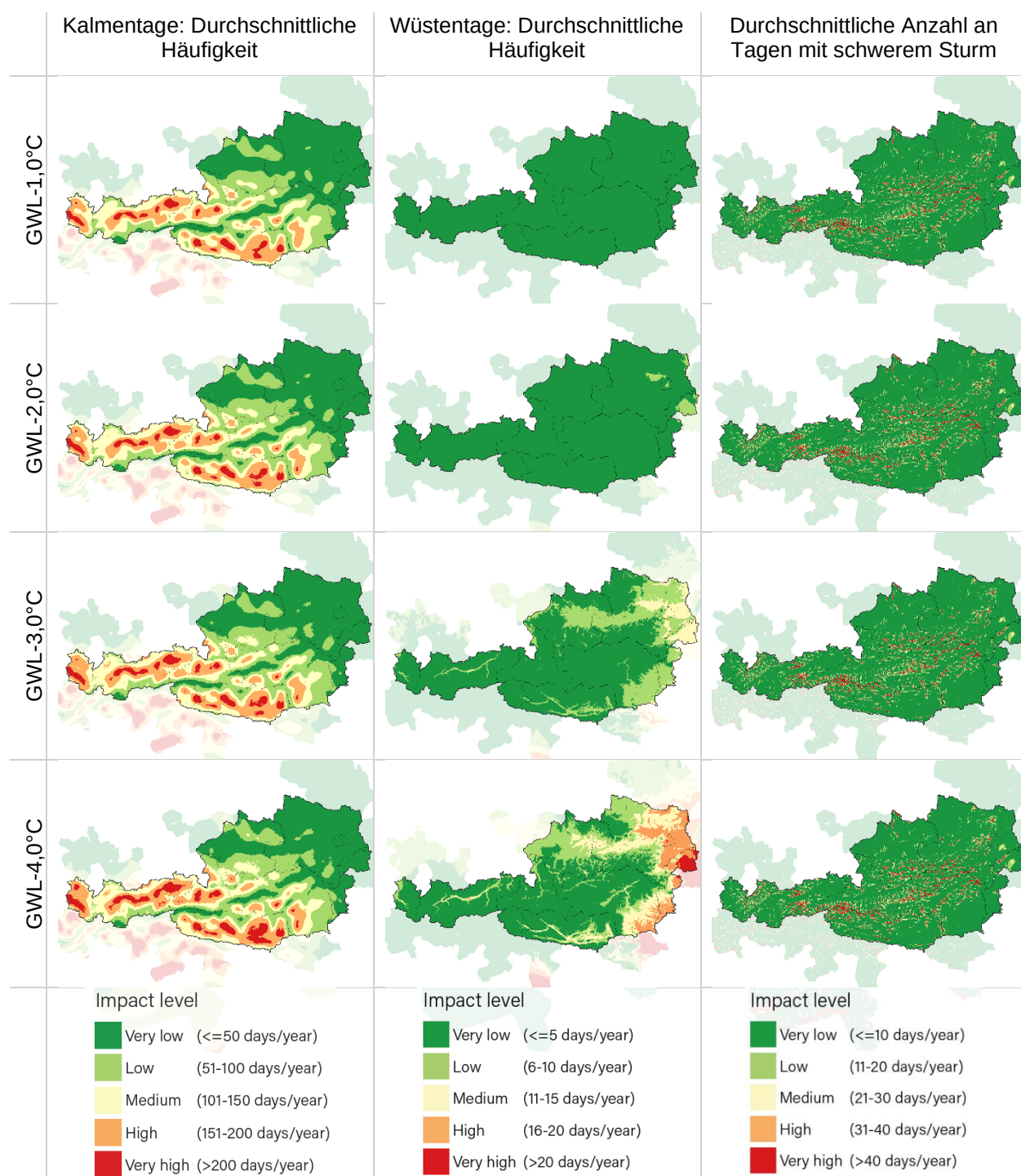


Abbildung 16: Klima-Impact-Karten: Durchschnittliche Häufigkeit von Kalmentagen, Durchschnittliche Häufigkeit von Wüstentagen, und Durchschnittliche Anzahl an Tagen mit schwerem Sturm.

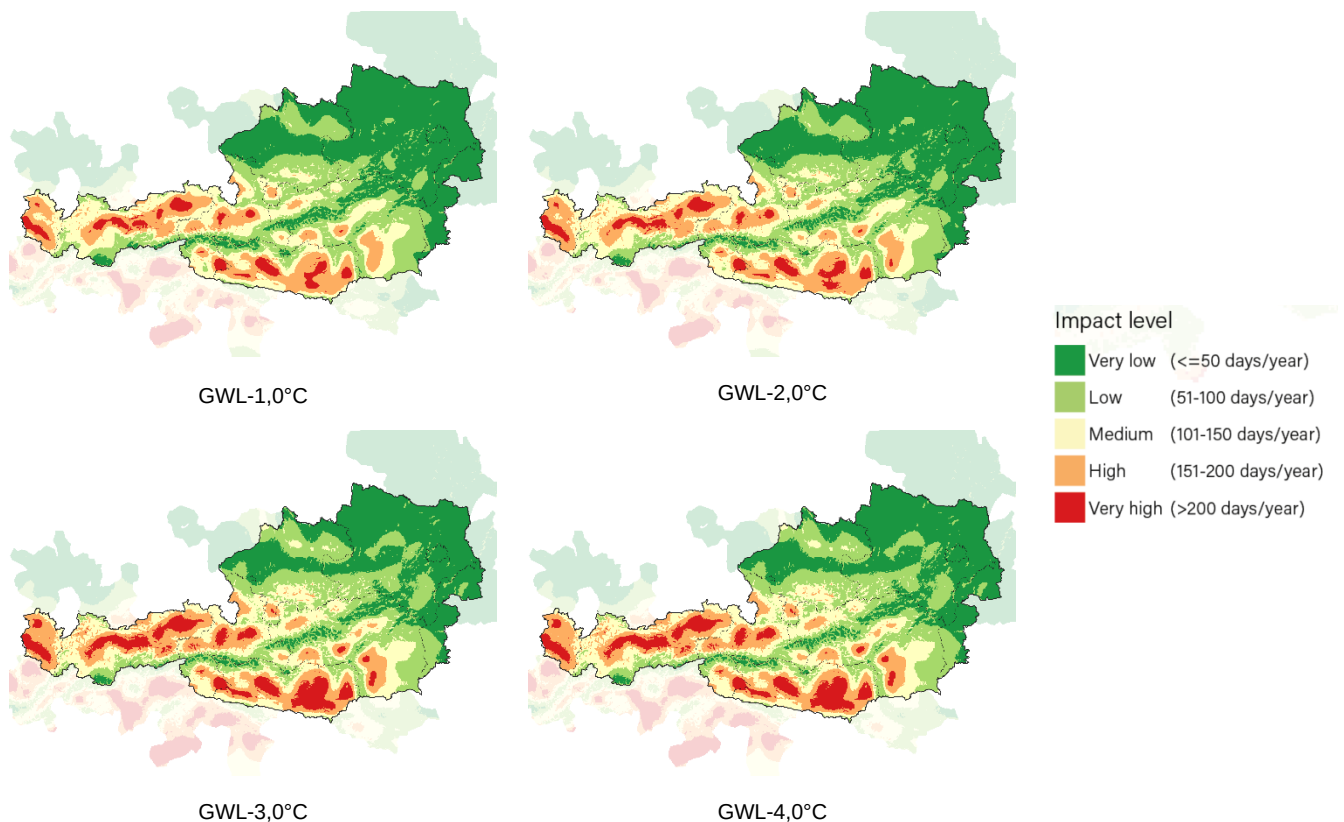


Abbildung 17: Klima-Impact-Karten: Kombination aus Durchschnittliche Häufigkeit von Kalmentagen, Durchschnittliche Häufigkeit von Wüstentagen, und Durchschnittliche Anzahl an Tagen mit schwerem Sturm.

Die Klima-Impact-Karten stellen die „Übersetzung“ von klimatischen Indikatoren zu Energiespezifischen Kenngrößen dar, um die Anwendbarkeit der Klimaindikatoren für den Energiesektor zu verbessern und den Energiebetreiber:innen zusätzliche, nutzbare Informationen zur Verfügung zu stellen. Im Gegensatz zu Klimarisikokarten, welche anfangs geplant waren, können sie allgemein für definierte Energieinfrastruktur (z.B. ÜN-Freileitungen, Windkraftanlagen) erstellt werden, da sie nicht auf objektspezifische Vulnerabilitäten eingehen. Die Vulnerabilitäten sind nötig, um das explizite Risiko zu quantifizieren, diese sind jedoch wie bereits erwähnt objektspezifisch (dh. z.B. Kraftwerktyp, Baujahr, Wartungshäufigkeit, etc.) und auch nicht statisch über die Zeit. Deshalb haben wir uns in dieser Sondierung für Klima-Impact-Karten entschieden, welche eine erste Analysemöglichkeit für Energieinfrastrukturbetreiber:innen sind, um zukünftige Entwicklungen analysieren und darauf reagieren zu können. Die entsprechenden Klima-Impact-Karten (**ROBINE-AT-Impact**) sind in höherer Auflösung und zum Herunterladen im Zenodo-Repository öffentlich verfügbar (Kozłowska et al., 2025). Darüber hinaus sind einige davon im Anhang dieses Dokuments (Kapitel 5.5) beigefügt.

3.4 Verarbeitung und Analyse der Klimadaten für Stromsysteme

Im Folgenden werden die Ergebnisse, die für das Stromsystem durchgeführt wurden, nach den Aspekten Nachfrage, Erzeugung und Residuallast (RL) gegliedert dargestellt.

3.4.1 Regionale Auswirkungen des Klimawandels auf die wetterabhängigen Nachfragemuster

Der Einfluss des Klimawandels auf die wetterabhängigen (temperaturabhängigen) Nachfragemuster wurde für alle GWLs über einen Zeitraum von 20 Jahren in allen NUTS-3-Regionen berechnet. Die zugrunde liegenden Nachfrageprofile sind auf Zenodo (Suna et al., 2025) öffentlich zugänglich. Die Analyse der 20-jährigen Durchschnittsdaten für verschiedene GWLs im Vergleich zu historischen Perioden zeigt, dass in allen betrachteten NUTS-3-Regionen Österreichs ein klarer Trend zu einem zunehmenden Kühlbedarf bei gleichzeitig abnehmendem Heizbedarf erkennbar ist (Die Liste der NUTS-3 Regionen ist im Anhang, in Tabelle 27 dargestellt. Alle prozentuellen Änderungen des Heizbedarfs in den NUTS-3 Regionen sind in Tabelle 28 und in Abbildung 22 dargestellt, die des Kühlbedarfs in Tabelle 29 und Abbildung 23).

Tabelle 4: Minimale, mittlere und maximale relative Veränderungen von wetterabhängigen Verbrauchskomponenten im Vergleich zu historischen Klimaperioden (in %)

Wetterabhängige Verbrauchskomponente	Prozentuelle Veränderung (%)		
	GWL-2°C	GWL-3°C	GWL-4°C
Raumheizung			
Min	-15.4	-24.4	-34.5
Mittelwert	-12.9	-21.7	-31.6
Max	-9.5	-18.2	-26.3
Raumheizung			
Min (max.	-14.5	-23.4	-33.1
Mittelwert	-12.3	-20.8	-30.2
Max (min.	-9.0	-17.3	-25.2
Kühlung (Haushalte)			
Min	32.4	63.7	92.7
Mittelwert	43.1	86.5	135.5
Max	67.3	139.5	236.2
Kühlung (tertiär)			
Min	35.4	71.2	104.3
Mittelwert	43.1	90.8	144.1
Max	60.7	135.5	235.3
E-Mobilität			
Min (max.	-4.2	-6.6	-8.9
Mittelwert	-3.9	-5.7	-7.6
Max (min. Abnahme)	-3.4	-4.6	-6.2

Im Jahr 2040 wird der gesamte Strombedarf auf 125 TWh geschätzt, was dem Transition-Szenario 2040 (Krutzler et al., 2023) entspricht (vgl. Kapitel 2.4). Diese Projektion umfasst 109 TWh wetterunabhängige und 16 TWh wetterabhängige Nachfrage. Abbildung 18 zeigt die Änderungen der summierten wetterabhängigen Nachfragekomponenten im Jahr 2040 über die verschiedenen GWLs hinweg. Während der Kühlbedarf im GWL-3 um 0,7 TWh ansteigt, werden diese Zuwächse durch Rückgänge bei Raumheizung und Elektromobilität überkompensiert, was zu einem Netto-Rückgang von 1,4 TWh in GWL-3°C und 2 TWh in GWL-4°C führt.

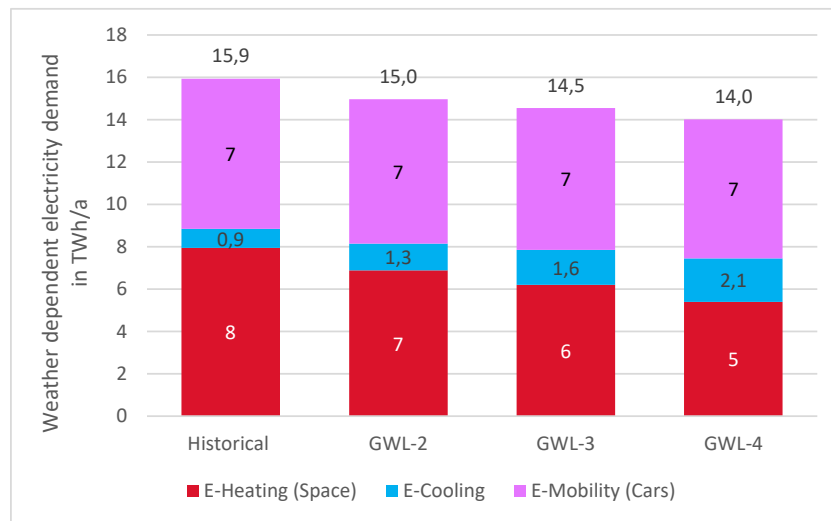


Abbildung 18: Wetterabhängiger Verbrauch im Jahr 2040: Historische Klimaperiode und über GWLs

3.4.2 Regionale Auswirkungen des Klimawandels auf die Stromerzeugung

Tabelle 5 zeigt minimale, mittlere und maximale relative Veränderungen der Volllaststunden in Falle von PV, Wind- und Laufwasserkraftwerken ((hydro-RoR) in GWLs im Vergleich zu historischen Klimaperiode (alle Werte für die NUTS-3 Regionen sind in Tabelle 30 und Tabelle 31 im Anhang aufgeführt).

Bei PV ist die Spannweite zwischen minimalen und maximalen Änderungen der Volllaststunden über die NUTS-3-Regionen hinweg gering. Für Laufwasserkraftwerke (hydro-RoR) hingegen zeigen sich stärkere regionale Unterschiede: In GWL-3°C reichen die Veränderungen von –1,8 % bis 1,2 % (vgl. Tabelle 5). Die signifikantesten Änderungen sind jedoch bei Windkraft zu beobachten: Der maximale Zuwachs beträgt +24,5 % (AT342). Dabei ist zu erkennen, dass Regionen mit historisch niedrigen Wind-Volllaststunden besonders stark von Zuwächsen profitieren, während in Regionen mit bereits hohem Ausgangsniveau nur geringfügige Änderungen auftreten. Abbildung 19 veranschaulicht die relativen Änderungen (%) im Szenario GWL-3 °C im Vergleich zur historischen Periode.

Tabelle 5: Minimale, mittlere und maximale Werte der relativen Änderungen der Volllaststunden (FLH) für VRES im Vergleich zum historischen Klimaperioden (in %)

VRES	Prozentuelle Änderung (%)		
	GWL-2°C	GWL-3°C	GWL-4°C
Solar PV			
Min	-1.3	-1.8	-3.4
Mittelwert	0.5	0.2	-1.2
Max	1.6	1.2	0.5
Wind			
Min	-1.0	-0.1	-1.8
Mittelwert	2.8	6.3	9.4
Max	16.4	24.5	46.8
Laufwasserkraft			
Min	1.0	-2.4	-4.3
Mittelwert	5.0	5.9	4.9
Max	8.7	12.2	13.8

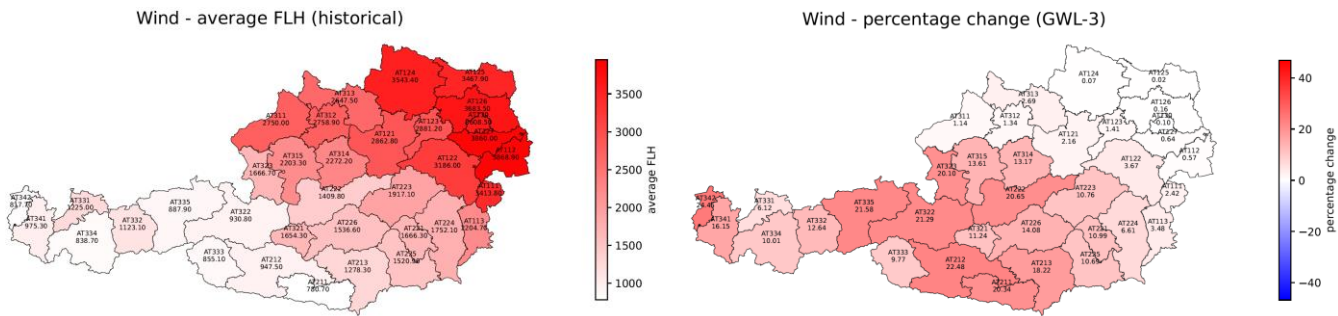


Abbildung 19: Wind-Volllaststunden (h/a) in der historischen Periode (links) und prozentuale Änderungen (%) im Szenario GWL-3 °C im Vergleich zur historischen Periode (rechts).

Die installierte Kapazität von VRES in Österreich beträgt derzeit etwa 16 GW (vgl. Abbildung 20). Die geplante Kapazitätsentwicklung für die Jahre 2030 und 2040 ist ebenfalls in Abbildung 5: Bis 2030 wird ein Kapazitätswachstum von 130 %, bis 2040 sogar von 280 % prognostiziert. Haupttreiber sind PV und Windkraft, während die Laufwasserkraft (hydro-RoR) nur leicht zunimmt.“

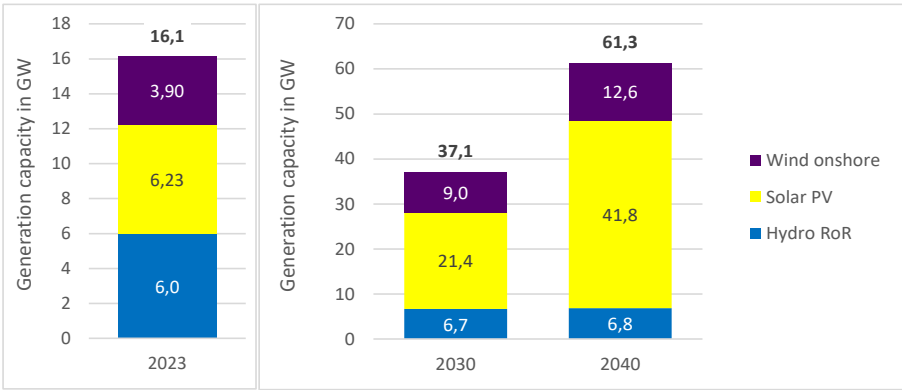


Abbildung 20: Installierte Kapazität in Österreich: Status quo (E-Control, 2024) und prognostizierter Ausbau für 2030 und 2040 (Krutzler et al., 2023)

Auf Basis der projizierten installierten VRES-Kapazitäten im Jahr 2040 sowie der Volllaststunden (FLH) pro NUTS-3-Region wurden die Gesamterzeugungsmengen aus VRES für das Jahr 2040 berechnet. Abbildung 21 zeigt die Veränderungen gegenüber der historischen Klimaperiode in den jeweiligen GWLs: PV bleibt nahezu konstant, Hydro-RoR und Windkraft im GWL-4°C steigen leicht, was zu einem Nettozuwachs von rund 3 TWh bei der Stromerzeugung führt.

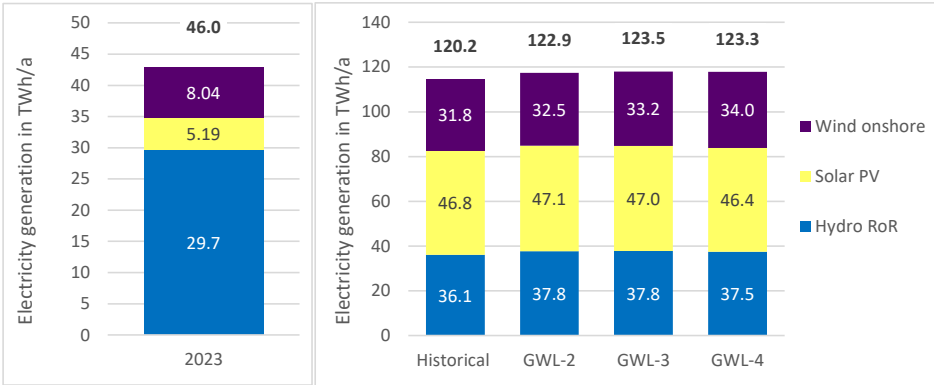


Abbildung 21: Stromerzeugung aus VRES im Stand von 2023 und Projektionen für 2040 unter „historischem Klima“ sowie den GWL-Szenarien

Auf der Nachfrageseite werden steigende Kühlbedarfe durch rückläufige Bedarfe bei Raumwärme und Elektromobilität über die GWL-Szenarien hinweg weitgehend kompensiert. Auf der Angebotsseite zeigt sich ein gesamter Anstieg der Stromerzeugung, insbesondere getrieben durch Windenergie, gefolgt von der Laufwasserkraft: Windkraft weist dabei die stärksten regionalen Unterschiede auf, insbesondere durch Zunahmen der Volllaststunden (FLH) in Regionen mit historisch niedrigen Ausgangswerten.

3.4.3 Regionale Auswirkungen des Klimawandels auf die Residuallast (RL)

Tabelle 6 zeigt die regionalen Unterschiede der Auswirkungen des Klimawandels auf die jährliche RL-Bilanz im Jahr 2040 (Stromnachfrage abzüglich VRES-Erzeugung), basierend auf den projizierten Nachfrage- und Erzeugungswerten auf Ebene der Bundesländer (NUTS-2), die aus den jeweiligen NUTS-3-Regionen aggregiert wurden. Eine negative RL deutet auf einen Stromüberschuss hin, während eine positive RL auf ein Stromdefizit hindeutet (Suna et al., 2022).

Beispielsweise zeigt das Bundesland Tirol einen signifikanten relativen Zuwachs beim Überschuss, mit Werten von +211% (GWL-3°C) und +261 % (GWL-4°C). Regionen mit einer positiven RL-Bilanz, wie Oberösterreich, verzeichnen hingegen einen leichten Rückgang dieser Defizite über die verschiedenen GWLs hinweg. Auf nationaler Ebene sinkt Österreichs positive jährliche RL von 10,3 TWh (historisch) auf 5,6 TWh unter GWL-3, was einem Rückgang von 45 % entspricht. Dies deutet auf eine Verringerung der Lücke zwischen Stromnachfrage und VRES-Erzeugung hin.

Die aggregierten regionalen Werte auf Bundeslandebene (NUTS-2) deuten darauf hin, dass der Klimawandel in erster Linie zu einer Zunahme negativer RL (d. h. Stromüberschusses aus VRES) in Niederösterreich, dem Burgenland, Kärnten und Tirol führt. In jenen Regionen mit positiver RL verringert sich diese über die GWLs hinweg, was auf eine Reduktion des Erzeugungsdefizits bei VRES hinweist. Die kumulierte RL auf nationaler Ebene zeigt ebenfalls einen Rückgang der VRES-Lücke über die betrachteten GWLs hinweg, was darauf hindeutet, dass sich die Regionen in ihrer Erzeugungs- und Nachfrageentwicklung gut ergänzen.

Tabelle 6: Absolute Werte der jährlichen RL (TWh/a) & relative Veränderungen (%) in GWLs verglichen mit der historischen Periode in 2040

Bundesländer (NUTS-2)	Historische Periode (TWh/a)	GWL-2°C (TWh/a) / (%)	GWL-3°C (TWh/a) / (%)	GWL-4°C (TWh/a) / (%)
Burgenland	-7.7	-7.9 (3%)	-7.8 (2%)	-8.0 (4%)
Kärnten	-3.7	-4.2 (12%)	-4.4 (19%)	-4.7 (25%)
Niederösterreich	-12.5	-13.3 (7%)	-13.4 (7%)	-13.2 (6%)
Oberösterreich	15.5	14.9 (-4%)	14.8 (-5%)	14.8 (-4%)
Salzburg	0.5	0.3 (-45%)	0.2 (-64%)	0.2 (-67%)
Steiermark	5.3	4.6 (-14%)	4.2 (-21%)	4.2 (-22%)
Tirol	-0.2	-0.5 (125%)	-0.6 (211%)	-0.7 (261%)
Vorarlberg	2.3	2.2 (-3%)	2.2 (-3%)	2.2 (-2%)
Wien	10.8	10.5 (-2%)	10.5 (-2%)	10.5 (-3%)
Österreich	10.3	6.6 (-36%)	5.6 (-45%)	5.2 (-49%)

Die jährliche RL bietet frühe Hinweise auf den Anpassungsbedarf regionaler Energiesysteme und unterstreicht die Bedeutung von Flexibilitätsoptionen wie Speichertechnologien, Lastmanagement

(Demand Side Management) sowie dem gezielten Ausbau der Infrastruktur. Dennoch ist eine detaillierte stündliche Analyse unerlässlich, um Schwankungen, Lastsprünge und Extremereignisse zu erfassen, die für die Stabilität des Energiesystems entscheidend sind. Solche Analysen ermöglichen präzisere Bewertungen und unterstützen eine fundierte Planung und Entscheidungsfindung.

3.5 Stakeholder:innen-Dialog

Durch den Austausch mit Stakeholder:innen konnten wertvolle Einblicke für das Projekt gewonnen werden. Tabelle 7 fasst die wichtigsten Klimawandel-Auswirkungen zusammen, die in diesem Austausch thematisiert wurden.

Tabelle 7: Zusammenfassung der Auswirkungen unterschiedlicher Klimagefahren auf Energieinfrastruktur nach Stakeholder:innen-Dialog

Kategorie	Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber	Energieversorgungsunternehmen			
Infrastruktur	Leitungen, Umspannwerke, Schaltanlagen, Transformatoren	PV-Anlage	Windkraftanlage	Wasserkraftanlage	Heizkraftwerke
Produktlebenszyklen	50-70 Jahre	n/a	20-30 Jahre	n/a	n/a
Strategische Planung	n/a	Ausbau-/ Netzentwicklungspläne im Rahmen von 10 bis 15 Jahren			
Klimarelevante Auswirkungen auf Wartung und Betrieb	Im urbanen Bereich weniger Auswirkungen als bei ländlichen Verteilnetzbetreibern; teils Bedarf an zusätzlichem Personal, um Störungen rasch zu beheben	Schulung bzw. Aufstockung von Personal für erwartete Zunahme an notwendigen Wartungen	Wartungsarbeiten bei Hitze unzumutbar (ab 40°C); Personalmangel	Verschiebung Wartungszeitraum im Winter (während Niedrigwasser); Personalmangel während Hochwasserphasen (Aufräumarbeiten, manuelle Kraftwerksteuerung)	Personal- bzw. Fachkräftemangel
Auswirkungen von Extremwetterereignissen auf Energieinfrastruktur: HITZE	Hitze für Stromfreileitungen relevant; neue Leitungen ausschließlich verkabelt (Erdkabel); erhöhte Abnutzung und Effizienzverluste der Infrastruktur bei Hitze, besonders bei älterer Infrastruktur; kein flächendeckendes Temperaturmonitoring an Stromleitungen vorhanden; Lebensdauer der Leitungen nimmt ab	Ab 25°C Wirkungsgradverlust (-0,3%/°C) von PV-Modulen (Kompensation durch überschüssigen Sommerstrom)	Eingeschränkte Wartung; Kleinbauteile können überhitzen (keine Belüftung); Effizienzverlust der WKA bei zunehmenden Temperaturen	Austrocknende Flüsse während Dürreperioden/Niederwasserphasen → signifikanter Rückgang der Stromproduktion; Mögliche Konflikte bei Nutzung von Speicherseen für Kühlung der Energieinfrastruktur	Erwärmung des Kühlwassers; Erwärmung der Komponenten (durch Transformatorabwärme) → erhöhte Fehleranfälligkeit
Auswirkungen von Extremwetterereignissen auf Energieinfrastruktur: NIEDERSCHLAG / SCHNEE / HAGEL	Notwendigkeit der Standortsicherung vor Hangrutschungen und Hochwasser (Anpassung); bei Hochwasser gut aufgestellt durch Berücksichtigung aktueller Hochwasserkarten und Überwachung von Staumauern; Bäume können bei Nassschnee umknicken und auf Leitungen fallen; Schneelast kann Freileitungen gefährden	Betroffenheit durch Hagelschäden (viele Module nur für HW3 ausgelegt); Hochwasserereignisse gefährden PV-Freiflächenanlagen, da es keine vollständigen Schutzmöglichkeiten gegen Überflutung gibt; Gefahr bei Hangrutschungen	WKA sollten Eislasten aufgrund ihrer Dimensionierung standhalten	Starkregenereignisse/Überschwemmungen beeinträchtigen Effizienz der Wasserkraft; verringerte Stromerzeugung durch Ansammlung von Sedimenten (Überschwemmung der Speicherseen/Zwischenspeicher führt zu Effizienzverlust und Abschaltung von Kraftwerk)	Bei Hochwasser kein sauberes Kühlwasser mehr verfügbar
Auswirkungen von Extremwetterereignissen auf Energieinfrastruktur: STARKWIND / STURM	Hochspannungsmasten sind auch für maximale Windgeschwindigkeiten ausgelegt; neue Leitungen ausschließlich verkabelt (Erdkabel), deshalb keine Auswirkung	Starkwind wirkt sich negativ auf PV-Module aus	30 m/s als Grenzwert für Abschaltung von WKA; Gefahr, dass erhebliche Schäden an der Anlage bei Starkwindereignissen entstehen		
Anpassungsstrategien (EU-Taxonomie, Wetterdaten, Klimaszenarien, Versicherungen)	Teils Anwendung der Verordnung (EU) 2020/852 und Kooperation mit wissenschaftlichen Institutionen zur Abschätzung möglicher Gefahren; Verwendung von Wetterdaten für die Planung, jedoch kaum Verwendung von Klimaszenarien für die langfristige Planung	Verwendung von Wetterdaten für die (Anlagen-)Planung und kurzfristigen Prognosen, jedoch kaum Verwendung von Klimaszenarien für die langfristige Planung	Versicherungen gegen Hagelschäden; Verwendung von Hagel-, Schnee- und Windlastkarte bei PV-Anlagenplanung	Versicherungen der Anlagen gegen Schäden bei Starkwindereignissen	

Im Folgenden werden die Ergebnisse der zwei Workshops sowie der geführten Expert:inneninterviews anhand verschiedener Schwerpunkte zusammengefasst.

3.5.1 Erfahrungen aus der Praxis mit Extremwetterereignissen und deren Auswirkungen

Netzbetreiber und Energieversorger sind für unterschiedliche Energieinfrastrukturen zuständig, darunter Leitungen, erneuerbare Anlagen, Umspannwerke und weitere Komponenten. Diese Infrastrukturen sind jeweils von unterschiedlichen Klimagefahren in verschiedenen Intensitäten betroffen. Daher wurde im Stakeholder:innenprozess darauf Wert gelegt, i) möglichst unterschiedliche Stakeholdergruppen einzubinden, um umfassend ihre Erfahrungen und Bedarfe einzuholen und ii) nach Gruppen zu differenzieren, um die Anforderungen gezielt zu betrachten.

Netzbetreiber

Für Netzbetreiber, die Infrastruktur im urbanen Bereich bereitstellen, sind Extremwetterereignisse aufgrund der größtenteils als Erdkabel ausgeführten Leitungen weniger ein Problem, nur einzelne Gebäude am Stadtrand sind noch mit Freileitungen verbunden und könnten bei Stürmen von umgeknickten Bäumen betroffen sein und lahmgelegt werden. Die Reparatur kann jedoch im Regelfall – leichter als bei Erdkabeln - innerhalb weniger Stunden erfolgen. Kritisch sind aus Sicht der Netzbetreiber jedoch jene Gefahren in ländlichen Gebieten, die aktuell noch nicht abgefangen werden können und bei denen es dementsprechend wenig Eindämmungsmaßnahmen gibt, wie z.B. **Hangrutschungen**, die gerade im alpinen Raum immer häufiger vorkommen. Zusätzlich erschwert wird die Thematik dadurch, dass die Schutzfunktion des Waldes durch **Dürreperioden und Schädlinge wie Borkenkäfer** geschwächt wird, wodurch sich das Risiko von Hangrutschungen in Zukunft erhöht. Damit hängt auch eine weitere Klimagefahr zusammen, die von einem Interviewpartner als derzeit unterschätzt eingestuft wird:

Waldbrand. Infrastruktur befindet sich auch in Waldgebieten – Böden werden durch Waldbrände vulnerabler und die Gefahr für Hangrutschungen steigt.

Das Thema **Hochwasser stellt eher für die EVUs eine Problematik dar als für die Netzbetreiber**. So sehen sich Netzbetreiber in Bezug auf Hochwasser gut aufgestellt, da Standortsicherungen vorhanden sind und regelmäßige Überprüfungen stattfinden. Unterirdische Netze sind außerdem nur minimal gefährdet sind, da Leitungen höchstens ausgewaschen werden können, was rasch wieder behebbar ist. Bei der Anlagenplanung werden außerdem aktuelle Hochwasserkarten wie HORA (Natural Hazard Overview & Risk Assessment Austria) berücksichtigt und Staumauern präzise überwacht.

Energieversorger (EVUs)

EVUs sind auch je nach Energieträger unterschiedlichen Gefahren ausgesetzt. Nachfolgend werden die wesentlichen Risikofaktoren für die einzelnen Anlagentypen punktuell dargestellt.

- **Windkraftanlagen (WKA)**

WKAs sind sowohl von Sturm als auch von Hitze betroffen. Selbst windresistenteste WKA schalten ab einer Windgeschwindigkeit von 30 m/s (108 km/h) ab, was der Beaufortskala zur Einteilung der Windstärke zufolge einem „orkanartigem Sturm“, dem Stärkebereich 11 von 12, entspricht. Auch das „Ramping“, das schnelle Wechseln von Windgeschwindigkeiten und -richtungen (Charakter des Windes) spielt eine Rolle für die Performance und kann sogar bei gewissen Schräganströmungen im Zuge einer Schlechtwetterfront zur Abschaltung von Windparks führen. Bei großer **Hitze** ab ca. 35°C schalten WKA ebenfalls aufgrund von lokaler **Überhitzungsgefahr** ab, weil viele Kleinbauteile in der Narbe nicht zwangsbelüftet werden. Als extreme Betriebsbedingung gilt eine Kombination aus hoher Außentemperatur (> 40 °C) mit einer gleichzeitig hohen Windgeschwindigkeit (Windenergieanlage im Volllastbetrieb). Ohne geeignete Gegenmaßnahmen können insbesondere in der Leistungselektronik, im Generator und im Transformator unzulässig hohe Temperaturen entstehen (ENERCON, 2019; IEC 61400-1, n.d.). Neben überhitzten Bauteilen werden auch notwendige Wartungs- oder Reparaturarbeiten im Maschinenraum ab einer Innentemperatur von über 40°C unzumutbar

- **Wasserkraftwerke**

Auf die Energieerzeugung mit **Wasserkraft** haben **Hitzewellen** und die darauffolgende **Trockenheit** ebenfalls große Auswirkungen. Mehrere Infrastrukturbetreiber erwähnten, dass es beispielsweise durch die Dürre im Jahr 2022 (Bevacqua, 2024) zu einem signifikanten Rückgang der Stromproduktion aufgrund von **Niedrigwasser** gekommen ist. Die APG veröffentlichte im Jahr 2022 in einem Blogbeitrag, dass die anhaltende Trockenheit dazu führte, dass Wasserkraftwerke um rund 10% weniger Strom produzieren konnten als im Jahresschnitt. Im Juli 2022 machte der Rückgang sogar 31% gegenüber dem Vorjahr aus, was zur Folge hatte, dass Österreich dreimal mehr Strom importieren musste als im Schnitt in den vergangenen vier Jahren (APG, 2022).

Neben Niedrigwasser ist auch **Hochwasser** ein großes Problem für die Erzeugung von **Wasserkraft**. Durch Überschwemmungen von Speicherseen und der daraus folgenden Ansammlung von Treibholz und Ästen wird die Räumung erschwert, was im schlimmsten Fall ein Abschalten des Kraftwerks erforderlich macht. Während größere Speicherseen (ab 80 Mio. m³) solche Regenwassermengen aufnehmen können, treten bei kleineren Speicherseen zunehmend schwere Überschwemmungen mit erforderlichen Kraftwerksabschaltungen auf.

Ein weiteres Problem ergibt sich aus der zunehmenden Stromerzeugung durch PV-Anlagen. An sonnigen Tagen entsteht ein Stromüberschuss, der mittags kaum genutzt wird. Insbesondere bei Laufkraftwerken führt dies dazu, dass Wasser in nicht mehr vollständig durch Turbinen geleitet, sondern teilweise ungenutzt über Wehranlagen abgeführt wird. Anders als bei Speicherkraftwerken besteht hier nicht die Möglichkeit, die Wasserabgabe flexibel an die Stromnachfrage anzupassen. Aus wirtschaftlicher Sicht spielt dies für den kurzfristigen Energiemarkt eine untergeordnete Rolle, da Unternehmen ihren Strom oft längerfristig verkaufen. Ein wirtschaftliches Problem entsteht dann, wenn man Strom bereits im Voraus verkauft hat, dann aber aufgrund von Wassermangel keine ausreichende Erzeugungskapazität zur Verfügung steht. Dieses Risiko ist im Sommer besonders kritisch. Dies unterscheidet sich von der aktuellen Situation, in der traditionell im Winter Niederwasser herrscht und die Wasserführung durch Schmelzwasser im Sommer tendenziell höher ist. Durch den Klimawandel verändern sich die Niederschlagsmuster jedoch und längere Trockenphasen werden wahrscheinlicher. Für die Zukunft wird daher diskutiert, ob die aktuell gängige Praxis, die vorsieht, Speicherseen bis Mai zu entleeren (um Platz für die Schneeschmelze und anstehende Speicherung für den Winter zu schaffen) und bis September wieder anzufüllen oder ob eine Anpassung der Speicherstrategie erforderlich ist, um Wassermangel im Sommer besser auszugleichen. Eine solche Anpassung würde bedeuten, dass möglicherweise mehr Wasser über den Sommer in den Speicherseen gehalten wird, um die Stromerzeugung und andere Wassernutzungen auch in trockenen Perioden sicherzustellen.

- **Photovoltaik (PV)**

Hochwasserereignisse können im Bereich von Photovoltaik-Freiflächenanlagen erheblich beeinträchtigen, da es keine vollständigen Schutzmöglichkeiten gegen Überflutung gibt. PV-Anlagen sind von Extremwetterereignissen wie Hagel, Starkwind, Überflutung und Hangrutschung, die einen Einfluss auf die mechanische Struktur haben, direkt betroffen.

Hitze stellt für PV-Anlagen aufgrund der Wirkungsgradverluste bei hohen Temperaturen ab ca. 25°C ein Problem dar. Ab dieser Temperatur sinkt die Leistung der PV-Module je nach Produkt um ca. 0,4% pro °C Temperaturanstieg (Enerix, 2024). Bei **Hagel** existieren zwar widerstandsfähigere Produkte, diese sind jedoch teurer. In Österreich weisen etwas mehr als die Hälfte der im Handelsregister gelisteten Produkte einen Hagelwiderstand von HW3¹ auf, etwa 35% der Produkte HW4, und 12% HW5 (Tegtbauer, 2024). Die meisten PV-Module erfüllen jedoch lediglich Klasse 3. Diese Klassifizierung stellt einen Kompromiss dar, den Versicherungen derzeit noch akzeptieren. Installateure haben ihre Standards bislang nicht angepasst, da die aktuelle Ausbauphase der Photovoltaik diese Risiken für Versicherer noch tragbar macht. Bei sichtbaren Schäden von mindestens 10% wird eine Anlage in der Regel außer Betrieb genommen. Versicherungen verlangen in solchen Fällen eine Prüfung der nicht beschädigten Module, um deren Funktionsfähigkeit zu bestätigen. Allerdings ist diese Überprüfung oft teurer als ein Ersatzmodul: Während eine Prüfung rund 100 Euro kostet, liegt der Preis für ein neues Modul bei etwa 40 Euro. Aufgrund der aktuell niedrigen Kosten für PV-Module werden beschädigte Anlagen daher meist direkt durch neue Komponenten ersetzt. Für Versicherungen bleibt die Photovoltaik trotz Hagelschäden weiterhin wirtschaftlich attraktiv, da Anzahl und Höhe der Polizen derzeit noch ein profitables Geschäft darstellen. In der Versicherungsbranche besteht noch ein begrenztes Bewusstsein für die Auswirkungen des Klimawandels. Solange sich Risiken aus versicherungstechnischer Sicht rechnen, werden sie weiterhin gedeckt.

- **Thermische Kraftwerke**

Ein Problem, das von mehreren Energieversorgern angesprochen wurde, ist die **Erwärmung des Kühlwassers**, z.B. aus der Donau, das in thermischen Kraftwerken als Wärmeübertragungsmedium für Kühlzwecke eingesetzt wird. Durch die Erwärmung der Donau aufgrund des Klimawandels werden diese Kühlprozesse ineffizienter. Ebenso müssen die rechtlichen Rahmenbedingungen beachtet werden, da die Rückleitung in die Donau mit 30°C begrenzt ist, wodurch das Wasser vorher wieder gekühlt werden muss, um diesen Grenzwert zu erreichen.

Eine Herausforderung, die ebenfalls öfter erwähnt wurde, ist die **Wiederherstellung** des ursprünglichen Zustandes **nach Extremwetterereignissen**. Durch zunehmende Extremwetterereignisse sind die Infrastrukturbetreiber bereits jetzt damit beschäftigt, Personal aufzustocken, um einerseits bei Ausfällen auf einen größeren Personenkreis zurückgreifen zu können bzw. die unterbrochene Energieversorgung wiederherzustellen, die durch auf Stromleitungen gefallene Bäume aufgrund von Stürmen/Gewitter verursacht wurde. Dafür schließen sich die Unternehmen auch bundeländerübergreifend zusammen, um nach Katastrophen und dadurch entstandenen Schaden den Ursprungszustand so rasch wie möglich wieder herstellen zu können.

Zudem sehen sich die Akteure mit zunehmenden Schwierigkeiten durch die **Häufung und Intensivierung extremer Wetterereignisse sowie deren Kaskadeneffekte** konfrontiert, etwa Überschwemmungen gefolgt von Erdbeben oder Hitzewellen gefolgt von Dürren. Die Unvorhersehbarkeit solcher Ereignisse und die oft sehr kurzen Vorwarnzeiten schränken die

¹ Eine Klassifizierung in der Hagelwiderstandsklasse HW 3 bedeutet demnach, dass das Bauprodukt beim Aufprall eines Hagelkorns von 30 mm Durchmesser schadenfrei bleibt

Möglichkeiten ein, rechtzeitig zu reagieren. Auch Veränderungen in den saisonalen Niederschlagsmustern stellen eine Herausforderung dar, da Energieversorger die verfügbare Wassermenge zur Energieerzeugung nicht mehr zuverlässig prognostizieren können – was zu Engpässen führen und die Notwendigkeit erhöhen kann, Energie aus anderen Quellen und Ländern zu importieren.

Energieinfrastrukturen sind von unterschiedlich intensiven Extremwetterereignissen betroffen, was die Erfahrung und Wahrnehmung der Stakeholder beeinflussten. Im Zuge des Stakeholder:innenprozesses wurde deutlich, dass sich die Relevanz einzelner Gefahren im Zeitverlauf ändern kann und je nach Aktualität des letzten Extremwetterereignisses schwankt. Daher sollten sowohl Informationen über den möglichen zukünftigen Status entwickelt als auch Strategien zur Bewältigung von vielfältigen Gefahren mitberücksichtigt werden.

3.5.2 Klimadaten,-szenarien und Risikomodelle: Verwendung und Anforderungen

Klimadaten, Klimaszenarien und Risikomodelle bilden die Grundlage für die Analyse potenzieller Auswirkungen des Klimawandels auf Energieinfrastrukturen.

Eine der größten Herausforderungen für Akteur:innen im Energiesektor besteht darin, dass langfristige Klimaprojektionen oft nicht ausreichend für die operative Planung sind. Für sie zählen vor allem die kritischsten „zehn Minuten“, die eine Infrastruktur aushalten muss. Ein extremes Wetterereignis kann weitaus gravierendere Auswirkungen auf eine Infrastruktur haben als Jahresmittelwerte. Daher werden Klimaszenarien häufig als zu „weich“ für die praktische Umsetzung empfunden und sollten sich verstärkt auf Worst-Case-Ereignisse konzentrieren.

Für Investitionsentscheidungen hingegen werden Klimaszenarien sehr geschätzt, da sie helfen, höhere Anfangsinvestitionen zu rechtfertigen – etwa in Infrastrukturen, die derzeit noch nicht zwingend erforderlich erscheinen. Ohne diese vorausschauenden Informationen ist es schwer, robuste – und damit teurere – Infrastrukturen zu begründen. Beispiele für solche zukunftsfähigen Infrastrukturen sind erhöhte Umspannwerke, die vor Überschwemmungen geschützt sind, Kühlsysteme für Transformatorstationen, die auf höhere Temperaturen ausgelegt sind, oder widerstandsfähigere Rotorblätter für Windkraftanlagen, die auch bei stärkeren Böen gleichbleibend Energie erzeugen können. Verlässliche und präzise Klimaszenarien liefern die notwendige Datenbasis, um heutige Infrastruktur bereits überdurchschnittlich widerstandsfähig auszulegen – als Vorsorge gegen zukünftig häufigere oder intensivere Extremereignisse. Wissenschaftlich belegte, szenarienbasierte Klimadaten könnten dabei helfen, Investitionen in die Zukunft zu rechtfertigen.

3.5.3 Ableitung von Handlungsfeldern und Diskussion möglicher Anpassungsmaßnahmen

Die Energie-Stakeholder:innen sind in sehr unterschiedlichem Ausmaß vom Klimawandel betroffen – dementsprechend unterschiedlich intensiv setzen sie sich bislang mit dem Thema auseinander. Dabei spielen auch Faktoren wie Unternehmensgröße (z. B. große Übertragungsnetz-Betreiber vs. kleinere Verteilnetzbetreiber) und geografische Lage (Ost- vs. Westösterreich) eine Rolle.

Als Teil der kritischen Infrastruktur agieren viele dieser Akteure tendenziell konservativ und sind neuen, innovativen Methoden – etwa dem Einsatz von Künstlicher Intelligenz – gegenüber oft skeptisch. Auch in

der Weitergabe von Daten und Strategien herrscht Zurückhaltung: Informationen gelten, als sensibel und Herausforderungen werden, ungern öffentlich gemacht. Zudem bewegen sich viele in einem stark regulierten Umfeld mit rigiden Normen und Richtlinien, die nur selten angepasst werden.

Die Infrastruktur im Energiesektor ist langlebig, Investitionen sind teuer und durch eine starke Pfadabhängigkeit geprägt. Maßnahmen wie der Netzausbau erfordern viel Zeit und sind oftmals durch bürokratische und (natur-)räumliche Hürden begrenzt. Gleichzeitig verändert sich der Markt rasant – viele Akteure tun sich schwer, mit dem Tempo Schritt zu halten.

Die Herausforderungen in der Energiebranche sind vielfältig: Der Ausbau erneuerbarer Energien, der Umgang mit Prosumer-Modellen und Energiegemeinschaften sowie die Umsetzung von EU-Richtlinien beanspruchen viele Ressourcen. Der Klimawandel ist dabei nur eine von vielen Herausforderungen – für manche Unternehmen stellt das ein Kapazitätsproblem dar.

Dennoch stoßen Instrumente wie Risiko- oder Climate-Impact-Karten auf großes Interesse. Besonders gefragt sind punktgenaue, nutzerspezifische Informationen – etwa, welche Täler besonders stark betroffen sein werden. Investitionsentscheidungen zugunsten resilienterer Infrastrukturen hängen stark von der Verfügbarkeit aussagekräftiger Prognosen ab. In diesem Zusammenhang kann das Klimarisiko als Argument für den Bau moderner und widerstandsfähiger Anlagen genutzt werden.

4 Ausblick und Empfehlungen

Die Ergebnisse des Projekts ROBINE bieten eine fundierte Wissens- und Datengrundlage zu den möglichen Auswirkungen des Klimawandels auf verschiedene Komponenten der Energieinfrastruktur und -domänen wie Strom, Wärme und Gas. Das Projekt stellt wichtige Datengrundlage auf **regionaler Ebene** bereit, darunter folgende Datensätze und Karten:

- **ROBINE-AT:** Climatological hazard indicators for a ROBust and INtegrated Energy infrastructure in AusTria (Maier et al., 2025b)
- **ROBINE-AT-Impact:** Climate Impact Cards; Für zwei ausgewählte Fallbeispiele (Kozłowska et al., 2025)
- **ROBINE-AT-Energy:** Hourly electricity demand and supply profiles for the historical climate period and for global warming levels of 2 °C, 3 °C, and 4 °C in Austria at the NUTS-3 level (Suna et al., 2025).

Darüber hinaus bieten die Tabellen im Anhang eine umfassende Wissensbasis über die möglichen Auswirkungen des Klimawandels auf die wichtigsten Säulen des Energiesystems, nämlich Nachfrage, Erzeugung und Infrastruktur. Außerdem lassen sich aus der vorliegenden Arbeit **Empfehlungen** ableiten sowie ein **Ausblick auf weiterführende Fragestellungen und Themen** gewinnen:

4.1 Empfehlungen

- **Einbindung der Gefahren- und Impact-Karten in die Energieplanung:**
Gefahrenkarten: Ziel dieses Teils der Arbeit war die Entwicklung eines hochaufgelösten klimatologischen Datensatzes (ROBINE-AT) mit spezifischen Gefahrenkarten für Österreich. Damit sollen mögliche klimabedingte Gefahren für den Energiesektor unter verschiedenen GWLs systematisch erfasst und bewertet werden. Die Gefahrenkarten liefern Informationen, die bei der Planung von Energieinfrastrukturen frühzeitig berücksichtigt und in Entscheidungsprozesse einbezogen werden können. Die entwickelten Gefahrenindikatoren sollten daher konsequent in die Energieplanung integriert und auch in weiterführenden Analysen berücksichtigt werden, um klimabedingte Risiken frühzeitig zu erkennen und standortspezifisch zu bewerten. Die Analysen zeigen zudem, dass die regionalen Unterschiede hinsichtlich verschiedener Wetterereignisse erheblich sind: Während der Klimawandel im Osten des Landes stärker zur Erhöhung der Hitzetage und Brandgefahr führt, steigen im Süden die Risiken durch Starkniederschläge und Muren. Im Westen hingegen treten vermehrt Dürren und Stürme auf. Diese Ergebnisse verdeutlichen die Notwendigkeit einer regional- bzw. standortspezifischen Betrachtung in Abhängigkeit von den jeweiligen Energiesystemkomponenten. Einige Klimaindikatoren zeigen weiters eine nichtlineare Gefahrenzunahme mit steigenden GWLs, bei der sich die Gefahren für GWL-3.0°C und GWL-4.0°C verglichen zu GWL-2.0°C erheblich erhöht. Dies betont die Notwendigkeit, den globalen Temperaturanstieg von 2,0 °C gegenüber der vorindustriellen Periode zu begrenzen.

- Das Ziel der **Klima-Impact-Karten** war es von der Gefahr zu einer Auswirkung zu kommen und somit zu visualisieren, wie sich der Klimawandel auf die Energieinfrastruktur in ganz Österreich auswirken könnte. Diese Karten wurden so konzipiert, dass sie potenzielle Auswirkungen anhand der ausgewählten klimatologischen Gefahrenindikatoren (vgl. Kapitel 1.4.2) zeigen. Die Klima-Impact-Karten liegen in derselben Auflösung wie die zugrunde liegenden Gefahrenkarten vor und wurden für zwei ausgewählte Fallstudien (Übertragungsnetz-Freileitungen und Windkraftanlagen) sowie für alle vier verfügbaren GWLs erstellt. Dies ermöglicht eine vergleichende Analyse der voraussichtlichen Entwicklung der Klimaauswirkungen im Zeitverlauf unter verschiedenen Erwärmungsszenarien. Die Karten veranschaulichen mögliche Auswirkungen des Klimawandels und können unter Einbeziehung spezifischer Klimaindikatoren in Planungsprozessen angewendet werden. Dabei zeigt sich, dass die verfügbaren Klimaindikatoren nicht immer mit den Anforderungen des Energiesektors zusammenpassen, jedoch eine erste Information liefern. Dies ist der Fall im Beispiel der Windenergie. Dort sind üblicherweise die stündlichen Windverhältnisse zu berücksichtigen, um das jährliche Erzeugungspotential abzuschätzen. Jedoch stehen die Klimagefahrindikatoren bzw. zugrundeliegenden Klimadaten nicht stündlich zur Verfügung. Deshalb wurde als beispielhaft die Indikatoren Kalmtage, Sturmtage oder Wüstentage zurückgegriffen, um auf potenzielle Einschränkungen der Windenergieproduktion hinzuweisen.
- **Nutzung meteorologischer Daten für Stromsysteme** Im Zuge der Dekarbonisierung spielt die Sektorkopplung (Elektrizität mit Wärme/Kälte, erneuerbare Gase und Transport) eine zentrale Rolle. Ein hoher Anteil erneuerbarer Stromerzeugung aus Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik ist Voraussetzung dafür, dass die zunehmende Elektrifizierung des Energiesystems auch tatsächlich zur Klimaneutralität beiträgt. Dafür ist die **Übersetzung von zeitlich und räumlich hochaufgelösten meteorologische Daten** (z. B. Temperatur, Windgeschwindigkeit, solare Einstrahlung, hydrologischer Zufluss) in Energiedaten erforderlich. Dies ermöglicht eine präzise Bewertung der Klimawandelauswirkungen auf Stromnachfrage und -erzeugung und unterstützt fundierte Entscheidungen im Energiesektor.
In dieser Studie wurden **regionalisierte Energiedaten auf NUTS-3 ebene aufbereitet**, um die Energiesystemplanung in Österreich zu unterstützen. Untersucht wurde, wie sich Stromnachfrage und -angebot (von Wind, PV und Laufwasserkraft) unter verschiedenen **GWLs in Regionen** entwickeln könnten, basierend auf **20-jährigen Klimaperioden**. Die Analyse zeigt folgende relevante Aspekte:
 - Im **Transitions-2040-Szenario** für Österreich wird auf der Nachfrageseite der steigende Kühlbedarf durch rückläufige Bedarfe bei Raumwärme und Elektromobilität über die GWL-Szenarien hinweg weitgehend kompensiert. Auf der Angebotsseite zeigt sich ein deutlicher Anstieg der Stromerzeugung, insbesondere getrieben durch Windenergie, gefolgt von der Laufwasserkraft. Dabei weist die Windkraft die stärksten regionalen Unterschiede auf, vor allem durch Zunahmen der Volllaststunden in Regionen mit historisch niedrigen Ausgangswerten.

- Die Analyse der RL-Bilanzen verdeutlicht ebenfalls regionale Unterschiede: Während Tirol, Niederösterreich, das Burgenland und Kärnten künftig mehr Stromüberschüsse aus VRES aufweisen, verringern sich in Defizitregionen wie Oberösterreich die Lücken. National betrachtet sinkt die positive RL, da sich Erzeugung und Nachfrage der Regionen gut ergänzen. Für die Energieplanung bedeutet dies, Überschüsse durch Speicher, Sektorkopplung oder Übertragung nutzbar zu machen. Eine regionale Planung, gestützt auf Energiesystemmodelle, ist notwendig, um sowohl Überschuss- als auch Defizitsituationen robust zu bewältigen und den Bedarf an Flexibilitätsoptionen wie Speicher, Netzausbau oder Demand-Side-Management präzise zu identifizieren.
- **Anforderungen der Stakeholder:innen:** Ein zentraler Bestandteil des Projekts war die Einholung von Einsichten der Stakeholder:innen. Aus diesem Prozess lassen sich eine Reihe von Stakeholder:innen -Anforderungen ableiten, die in die Empfehlungen einfließen. Die Anforderungen können differenziert für Netzbetreiber, EVUs sowie Versicherungen und Investoren dargestellt werden. Einige Anforderungen sind für alle Akteursgruppen relevant und werden als allgemeine Anforderungen bezeichnet. Anforderungen im Hinblick auf Klimadaten und -modelle sind ebenfalls übergreifend von Bedeutung.

Anforderungen der Netzbetreiber

- **Differenzierung urban/ländlich:** In Städten sind die Risiken geringer (Erdkabel), in ländlichen und alpinen Regionen entstehen Gefahren durch Hangrutschungen, Waldbrände und Sturmschäden.
- **Schutzkonzepte erweitern:** Bedarf an besseren Monitoring- und Präventionsmaßnahmen gegen Hangrutschungen und Waldbrände.
- **Schnelle Wiederherstellung:** Kapazitäten für Personal und Material müssen ausgebaut werden, um Störungen nach Extremwetterereignissen rasch beheben zu können.
- **Infrastrukturhärtung:** Anpassung von Umspannwerken, Freileitungen und Transformatoren an höhere Temperaturen und Extremereignisse.

Anforderungen der Energieversorger (EVUs)

Windkraft:

- Berücksichtigung von Extrembedingungen wie Stürmen, Böenwechseln („Ramping“) und Hitzewellen.
- Bedarf an widerstandsfähigeren Bauteilen (Rotorblätter, Elektronik, Transformatoren).

Wasserkraft:

- Strategien gegen Niedrigwasser und Hochwasser entwickeln, inkl. Anpassung der Speicherbewirtschaftung.
- Treibholz- und Schuttmanagement für Hochwasserereignisse verbessern.

Photovoltaik:

- Höhere Anforderungen an Hagel- und Sturmschutz.
- Umgang mit Wirkungsgradverlusten bei Hitze (technische Innovationen).

- Hochwasserschutz für Freiflächenanlagen ausbauen.

Thermische Kraftwerke:

- Sicherung ausreichender Kühlwasserversorgung trotz Erwärmung der Flüsse.
- Einhaltung gesetzlicher Kühlwasser-Temperaturgrenzen (z. B. Donau < 30 °C).

- Anforderungen an Versicherungen und Investoren

- **Wirtschaftliche Risikobewertung:** Versicherungen verlangen klare Einschätzungen über Schadenshäufigkeiten und -höhen, um Polizzen anzupassen.
- **Technische Standards:** Notwendigkeit, Mindeststandards für PV-Module oder andere Technologien an veränderte Risiken (z. B. Hagelresistenz) anzupassen.
- **Investitionsargumentation:** Klimaszenarien helfen, höhere Anfangsinvestitionen in widerstandsfähige Infrastruktur zu rechtfertigen

Allgemeine Anforderungen:

- **Interregionale Zusammenarbeit:** Katastrophenhilfe und Wiederherstellung der Infrastruktur erfordern Kooperation über Bundesländergrenzen hinweg.
- **Flexibilitätsoptionen:** Speicher, Lastmanagement und Infrastrukturausbau sind zentrale Maßnahmen, um Schwankungen auszugleichen.
- **Bewusstsein für Kaskadeneffekte:** Kombinationseffekte (z. B. Hochwasser + Hangrutschung, Hitze + Dürre) müssen in Risikomanagementstrategien integriert werden.
- **Anpassung an veränderte Niederschlagsmuster:** Neue Speicherstrategien und Planungsprozesse zur Sicherstellung der Energieversorgung.
- **Hochaufgelöste und nutzerspezifische Informationen:** etwa auf Tal- oder Gemeindeebene.
- **Risiko- und Impact-Karten** sollen praxisnah aufbereitet sein, klare Handlungsoptionen aufzeigen und transparent nachvollziehbar sein.

Anforderungen an Klimadaten und Modelle:

- **Operative Relevanz:** Daten müssen nicht nur Jahresmittelwerte, sondern vor allem Extremereignisse (z. B. „kritische zehn Minuten“) abbilden.
- **Worst-Case-Orientierung:** Stärkere Fokussierung auf Extremszenarien anstelle von Durchschnittswerten.
- **Planbarkeit:** Klimadaten sollen so aufbereitet sein, dass sie in operativen Leitstellen nutzbar sind.
- **Langfristige Szenarien:** Werden geschätzt, um Investitionen in robuste, zukunftsfähige Infrastrukturen zu begründen.
- **Hochaufgelöste zeitliche und räumliche Datenlage für Erzeugungskomponenten** aktualisieren und verbessern, z. B. im Bereich der Wasserkraft, unter Berücksichtigung von Gletscher- und Schneeschmelzeffekten.

4.2 Ausblick

Die vorliegende Arbeit bietet neben den Empfehlungen auch einen Ausblick auf weiterführende Fragestellungen sowie auf Themen der Forschung, Entwicklung und Innovation. Die folgenden Punkte verdeutlichen, welche Aspekte für die Weiterentwicklung von Methoden und Strategien im Kontext von Klimawandel und Energiesystemplanung besonders relevant sind.

Weiterführende Analysen und Wissensaufbau

Die identifizierten Zusammenhänge zwischen Wetterereignissen und Energiesystemkomponenten stellen eine wertvolle Wissensgrundlage dar, erheben jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Sie liefern Hinweise auf mögliche Auswirkungen und Quantifizierungsmöglichkeiten, die in der Datenverarbeitung berücksichtigt werden können und somit zur Weiterentwicklung von Planungsinstrumenten beitragen

Von Impact- zu Risikokarten

Impactkarten geben Aufschluss über die Auswirkungen von Gefahren wie Hitze, Kälte, Überschwemmung oder Muren auf Energieinfrastrukturen. Für eine belastbare Risikobewertung sind künftig Risikokarten erforderlich, die jedoch auf die Vulnerabilitäten der Infrastruktur basieren soll.

Berücksichtigung spezifischer Daten und neuer Gefahrenkarten

- **Hitze und Überflutungen** werden aus Sicht der Stakeholder als besonders relevant eingestuft und müssen künftig noch stärker mit den verschiedenen Energiesystemkomponenten berücksichtigt werden.
- **Blitzeinschläge und Brandgefahr** als wachsendes Risiko in Verbindung mit Übertragungs-Freileitungen
- **Hagelrisiken** in Bezug auf Photovoltaikanlagen.
- Neben **Windböen und Flauten** sollte auch **extreme Hitze** (z. B. $> 35\text{ °C}$) in die Planung von Windkraftanlagen und deren Erzeugungspotenzial einbezogen werden
- **Gletscherschmelze** in Verbindung mit Wasserkraftwerken.
- **Waldbrandgefahren** als realistisches ins Zukunftsszenarien einbringen.

Analyse von Kaskadeneffekte

- Künftige Arbeiten sollten das Zusammenspiel mehrerer Gefahren (Kaskadeneffekte) systematisch untersuchen, z. B. den Einfluss steigender Temperaturen auf die Größe von Hagelkörnern oder Überschwemmung und Hangrutschungen.
- Dabei sind der Zustand und die Vulnerabilität der Infrastruktur einzubeziehen.

Kritische Schwellwerte und Anpassungsgrenzen

- Zu klären ist, wann kritische Schwellwerte erreicht werden, die die Anpassungsfähigkeit der Systeme überschreiten („Limits of Adaptation“).
- Parallel dazu gilt es, das Zusammenspiel mit neuen Nachfragetreibern (Sommerkühlung, Wärmepumpen, Elektromobilität, Wasserstoffproduktion) zu analysieren.

Ökonomische Dimension: Costs of Inaction

Ein zentraler Punkt ist die systematische Gegenüberstellung:

- Welche Kosten entstehen durch rechtzeitige Anpassungen?
- Welche durch das Festhalten an der bestehenden Infrastruktur („Kosten des Nicht-Handelns“)?

Erweiterte Datenbasis und höhere zeitliche Auflösung

- Neben 20-jährigen Klimaperioden werden künftig detaillierte, mindestens stündliche Meteorologie und hydrologische Daten der neuen Generation von Klimamodellen benötigt
- Nur so lassen sich Extremereignisse, Lastspitzen und Schwankungen präzise abbilden und die Stabilität des Energiesystems realistisch bewerten.

Strategische Anpassung an verschiedene Erwärmungsszenarien

Die vergleichende Analyse mehrerer GWL-Szenarien ermöglicht es, robuste und langfristige Strategien zur Anpassung an den Klimawandel zu entwickeln und Unsicherheiten besser zu berücksichtigen.

Übertragbarkeit des Ansatzes

- Die entwickelte Methodik und die Karten bieten Potenzial für die Anwendung in anderen Regionen mit komplexer Orographie.
- Dadurch kann der Ansatz über Österreich hinaus zur Entwicklung resilienter Energiesysteme beitragen.

Literaturverzeichnis

- Adibhatla, V., 2024. Where Gas Pipelines Are Most at Risk for Damage from Freezing Weather [WWW Document]. URL <https://www.urbint.com/blog/freezing-weather-gas-pipeline-damage> (accessed 5.6.24).
- Afzal, F., Virk, M.S., 2018. Review of Icing Effects on Wind Turbine in Cold Regions. E3S Web Conf. 72, 01007. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20187201007>
- APG, 2022. Austrian Power Grid (APG): Trockenheit reduziert Stromproduktion aus Wasserkraft um 31 Prozent [WWW Document]. Austrian Power Grid. URL <https://www.apg.at/news-presse/austrian-power-grid-apg-trockenheit-reduziert-stromproduktion-aus-wasserkraft-um-31-prozent/> (accessed 5.8.25).
- Arnold & Itkin, 2023. Scary Ways Cold Temperatures Affect Gas Power Plants & Their Workers [WWW Document]. Arnold Itkin LLP. URL <https://www.arnolditkin.com/blog/plant-accidents/the-effects-of-cold-weather-on-natural-gas-power/> (accessed 5.6.24).
- Becsi, B., Formayer, H., 2024. Linking local climate scenarios to global warming levels: Applicability, prospects and uncertainties. <https://doi.org/10.31223/X5NX10>
- Bevacqua, E., 2024. Dürre 2022: Welchen Anteil hatte der Klimawandel? (Pressemitteilung). Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung.
- Bickham, R.A., 2021. The Current State of Lightning Immunity in Pipelines [WWW Document]. Mater. Perform. URL <https://materialsperformance.com/articles/cathodic-protection/2021/03/the-current-state-of-lightning-immunity-in-pipelines> (accessed 5.17.24).
- BMK, 2024. Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich. Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.
- BMK, 2023. Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan. Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.
- Botta, G., Cavaliere, M., Holttinen, H., 1998. Ice Accretion at Acqua Spruzza and Its Effects on Wind Turbine Operation and Loss of Energy Production. Ice Accretion Acqua Spruzza Its Eff. Wind Turbine Oper. Loss Energy Prod. BOREAS IV.
- Bügelmayer-Blaschek, M., Hasel, K., Gazzaneo, P., 2025. ICARIA: dynamically downscaled climate projections using two regional climate models. <https://doi.org/10.5281/ZENODO.14937418>
- Chimani, B., Heinrich, G., Hofstätter, M., Kerschbaumer, M., Kienberger, S., Leuprecht, A., Lexer, A., Peßenteiner, S., Poetsch, M.S., Salzmann, M., Spiekermann, R., Switaneck, M., Truhetz, H., 2016. ÖKS15 – Klimaszenarien für Österreich. Daten, Methoden und Klimanalyse (Endbericht).
- Cronin, J., Anandarajah, G., Dessens, O., 2018. Climate change impacts on the energy system: a review of trends and gaps. Clim. Change 151, 79–93. <https://doi.org/10.1007/s10584-018-2265-4>
- Crystal, F., 2023. Will the increasingly cold weather have impact on the installation of PV projects in the UK? [WWW Document]. URL <https://www.linkedin.com/pulse/increasingly-cold-weather-have-impact-installation-pv-crystal-feng> (accessed 5.6.24).
- Dumas, M., Kc, B., Cunliff, C.I., 2019. Extreme Weather and Climate Vulnerabilities of the Electric Grid: A Summary of Environmental Sensitivity Quantification Methods (No. ORNL/TM-2019/1252). Oak Ridge National Lab. (ORNL), Oak Ridge, TN (United States). <https://doi.org/10.2172/1558514>
- E-Control, 2024. Jahresreihen [WWW Document]. E-Control. URL <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/betriebsstatistik/jahresreihen> (accessed 2.10.25).
- ECOPLEX, 2023. SOLAR PV PANELS EFFICIENCY DURING EXTREMELY COLD WEATHER: WHAT YOU NEED TO KNOW [WWW Document]. URL <https://www.ecoplexenergy.ie/post/solar-pv-panels-efficiency-during-extremely-cold-weather-what-you-need-to-know> (accessed 5.6.24).

- EEA, 2022. ETC CA Report 3/22 Climate change impacts on biomass production (national case studies) [WWW Document]. Eionet Portal. URL <https://www.eionet.europa.eu/etcs/etc-ca/products/etc-ca-products/etc-ca-report-3-22-climate-change-impacts-on-biomass-production-national-case-studies> (accessed 3.28.24).
- EEA, 2019. Adaptation challenges and opportunities for the European energy system — European Environment Agency (Publication). European Environment Agency.
- ENERCON, 2019. Technische Beschreibung - ENERCON Windenergieanlagen Kühlsysteme.
- Enerix, 2024. Photovoltaik – Beratung, Planung u. Montage von Photovoltaik Anlagen (PV) und Stromspeicher. Einspeisevergütung, Förderungen & Wirtschaftlichkeit. [WWW Document]. URL <https://www.enerix.de/ratgeber/temperaturkoeffizient/> (accessed 7.11.24).
- Eyring, V., Bony, S., Meehl, G.A., Senior, C.A., Stevens, B., Stouffer, R.J., Taylor, K.E., 2016. Overview of the Coupled Model Intercomparison Project Phase 6 (CMIP6) experimental design and organization. *Geosci. Model Dev.* 9, 1937–1958. <https://doi.org/10.5194/gmd-9-1937-2016>
- Fant, C., Boehlert, B., Strzepek, K., Larsen, P., White, A., Gulati, S., Li, Y., Martinich, J., 2020. Climate change impacts and costs to U.S. electricity transmission and distribution infrastructure. *Energy* 195, 116899. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.116899>
- Formayer, H., Nadeem, I., Leidinger, D., Maier, P., Schöniger, F., Suna, D., Resch, G., Totschnig, G., Lehner, F., 2023a. SECURES-Met: A European meteorological data set suitable for electricity modelling applications. *Sci. Data* 10, 590. <https://www.nature.com/articles/s41597-023-02494-4>
- Formayer, H., Nadeem, I., Leidinger, D., Maier, P., Schöniger, F., Suna, D., Resch, G., Totschnig, G., Lehner, F., 2023b. SECURES-Met: A European meteorological data set suitable for electricity modelling applications. *Sci. Data* 10, 590. <https://doi.org/10.1038/s41597-023-02494-4>
- Forzieri, G., Feyen, L., Russo, S., Voudoukas, M., Alfieri, L., Outten, S., Migliavacca, M., Bianchi, A., Rojas, R., Cid, A., 2016. Multi-hazard assessment in Europe under climate change. *Clim. Change* 137, 105–119. <https://doi.org/10.1007/s10584-016-1661-x>
- Garberson, A., 2024. Winter & Cold Weather EV Range 10,000+ Cars [WWW Document]. URL <https://www.recurrentauto.com/research/winter-ev-range-loss> (accessed 5.13.24).
- Garsten, E., 2024. Perfect Storm To Blame For Cold Weather EV Charging Woes, Study Says [WWW Document]. *Forbes*. URL <https://www.forbes.com/sites/edgarsten/2024/01/19/perfect-storm-to-blame-for-cold-weather-ev-charging-woes-re-new-study/> (accessed 5.6.24).
- Gebre, S., Alfredsen, K., Lia, L., Stickler, M., Tesaker, E., 2013. Review of Ice Effects on Hydropower Systems. *J. Cold Reg. Eng.* 27, 196–222. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)CR.1943-5495.0000059](https://doi.org/10.1061/(ASCE)CR.1943-5495.0000059)
- Gibb, D., Rosenow, J., Lowes, R., Hewitt, N.J., 2023. Coming in from the cold: Heat pump efficiency at low temperatures.
- Günther, R., 2023. Illuminating the Dark Side: Lightning's Assault on Power Networks [WWW Document]. CLOUGLOBAL. URL <https://clouglobal.com/illuminating-the-dark-side-lightnings-assault-on-power-networks/> (accessed 5.17.24).
- Hatch, C., 2020. EV charging in cold temperatures could pose challenges for drivers. *Ida. Natl. Lab.* URL <https://inl.gov/integrated-energy/electric-vehicles/> (accessed 5.6.24).
- Hauenstein, W., 2009. Wasserkraft und Klimawandel. *Umw. - Schriftenreihe Für Ökol. Ethologie, Umwelt - Schriftenreihe für Ökologie und Ethologie* 35, 33–50.
- Hausfather, Z., 2025. An assessment of current policy scenarios over the 21st century and the reduced plausibility of high-emissions pathways. *Dialogues Clim. Change* 2, 26–32. <https://doi.org/10.1177/29768659241304854>
- Hersbach, H., Bell, B., Berrisford, P., Hirahara, S., Horányi, A., Muñoz-Sabater, J., Nicolas, J., Peubey, C., Radu, R., Schepers, D., Simmons, A., Soci, C., Abdalla, S., Abellan, X., Balsamo, G.,

- Bechtold, P., Biavati, G., Bidlot, J., Bonavita, M., De Chiara, G., Dahlgren, P., Dee, D., Diamantakis, M., Dragani, R., Flemming, J., Forbes, R., Fuentes, M., Geer, A., Haimberger, L., Healy, S., Hogan, R.J., Hólm, E., Janisková, M., Keeley, S., Laloyaux, P., Lopez, P., Lupu, C., Radnoti, G., De Rosnay, P., Rozum, I., Vamborg, F., Villaume, S., Thépaut, J., 2020. The ERA5 global reanalysis. *Q. J. R. Meteorol. Soc.* 146, 1999–2049. <https://doi.org/10.1002/qj.3803>
- Hiebl, J., Frei, C., 2018. Daily precipitation grids for Austria since 1961—development and evaluation of a spatial dataset for hydroclimatic monitoring and modelling. *Theor. Appl. Climatol.* 132, 327–345. <https://doi.org/10.1007/s00704-017-2093-x>
- Hiebl, J., Frei, C., 2016. Daily temperature grids for Austria since 1961—concept, creation and applicability. *Theor. Appl. Climatol.* 124, 161–178. <https://doi.org/10.1007/s00704-015-1411-4>
- Hochwarth, A.I., Dominik, 2023. Photovoltaik im Winter: Ertragsverluste durch Schnee auf den Modulen? [WWW Document]. Ingenieur.de - Jobbörse Nachrichtenportal Für Ingenieure. URL <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/photovoltaik-im-winter-ertragsverluste-durch-schnee-auf-den-modulen/> (accessed 5.13.24).
- Hunt, J.D., Byers, E., 2017. Seasonal Pumped-Storage Plants: An Integrated Approach for Hydropower, Water Management and Energy Storage. *Rotating Electr. Mach.*
- IEC 61400-1, n.d. IEC 61400-1- Wind turbines-Part 1: Design requirements.
- James, R., Washington, R., Schleussner, C., Rogelj, J., Conway, D., 2017. Characterizing half-a-degree difference: a review of methods for identifying regional climate responses to global warming targets. *WIREs Clim. Change* 8, e457. <https://doi.org/10.1002/wcc.457>
- Jiang, K., Liu, N., Wang, K., Chen, Y., Wang, J., Liu, Y., 2025. Spatiotemporal assessment of renewable adequacy during diverse extreme weather events in China. *Nat. Commun.* 16, 5198. <https://doi.org/10.1038/s41467-025-60264-9>
- Jones, K.F., Ramsay, A.C., Lott, J.N., 2004. Icing severity in the december 2002 freezing-rain storm from ASOS data. *Mon. Weather Rev.* 132, 1630–1644.
- Kaitna, R., Becsi, B., Schlögl, M., Schöffl, T., Hrachowitz, M., Rieder, H., Formayer, H., 2024. Triggering rainfall for torrent floods and debris flows in Austria and assessment of climate change impact (No. EGU24-12479). *Copernicus Meetings*. <https://doi.org/10.5194/egusphere-egu24-12479>
- Kang, J., Reiner, D.M., 2022. What is the effect of weather on household electricity consumption? Empirical evidence from Ireland. *Energy Econ.* 111, 106023. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.106023>
- Karagiannis, G., Turksezer, Z.I., Alfieri, L., Feyen, L., Krausmann, E., 2019. Climate Change and Critical Infrastructure - Floods. <https://doi.org/10.2760/007069>
- Karger, D.N., Lange, S., Hari, C., Reyer, C.P.O., Conrad, O., Zimmermann, N.E., Frieler, K., 2023. CHELSA-W5E5: daily 1 km meteorological forcing data for climate impact studies. *Earth Syst. Sci. Data* 15, 2445–2464. <https://doi.org/10.5194/essd-15-2445-2023>
- Kharseh, M., Altorkmany, L., 2012. How global warming and building envelope will change buildings energy use in central Europe. *Appl. Energy, Energy Solutions for a Sustainable World - Proceedings of the Third International Conference on Applied Energy, May 16-18, 2011 - Perugia, Italy* 97, 999–1004. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.03.023>
- Kozłowska, A., Bügelmayer-Blaschek, M., Hasel, K., Tötzer, T., 2025. ROBINE-AT-Impact: Climate Impact Maps. <https://doi.org/10.5281/zenodo.16881951>
- Krutzler, T., Schindler, I., Wasserbaur, R., 2023. Energie- und Treibhausgasszenarien 2023. Umweltbundesamt UBA.

- Kyriakopoulos, P., Giannopoulos, A., Caouris, Y., Souliotis, M., Santamouris, M., 2021. Degree-hours and Degree-days in Coastal Mediterranean Cities, Patras and Kalamata, Greece. *Adv. Environ. Eng. Res.* 2, 1–14. <https://doi.org/10.21926/aeer.2104032>
- Laimighofer, J., Andrade, M.S., Echtler, P., Fuchs, S., Müller, M., Papathoma-Köhle, M., Vacik, H., Formayer, H., 2024. Effect of climate change on lightning induced forest fires in Austria (No. EGU24-18048). *Copernicus Meetings*. <https://doi.org/10.5194/egusphere-egu24-18048>
- Lehner, F., Klisho, T., Formayer, H., 2024. BioClim Austria: Gridded climate indicators for 1961-1990 and 1991-2020 at 250m resolution. <https://doi.org/10.5281/ZENODO.10887293>
- Lehner, F., Nadeem, I., Formayer, H., 2023. Evaluating skills and issues of quantile-based bias adjustment for climate change scenarios. *Adv. Stat. Climatol. Meteorol. Oceanogr.* 9, 29–44. <https://doi.org/10.5194/ascmo-9-29-2023>
- Linnerud, K., Mideksa, T.K., Eskeland, G.S., 2011. The Impact of Climate Change on Nuclear Power Supply. *Energy J.* 32, 149–168. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol32-No1-6>
- Liu, K., Wang, J., Yamamoto, T., Morikawa, T., 2018. Exploring the interactive effects of ambient temperature and vehicle auxiliary loads on electric vehicle energy consumption. *Appl. Energy, Transformative Innovations for a Sustainable Future – Part III* 227, 324–331. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.074>
- Ma, D.H., Li, Y.P., Xu, Y.B., Liu, Z.F., Xu, S., Ma, Y.M., 2015. Research on the Effect of Freezing of Pumped Storage Power Station Upper Reservoir' Bank in Cold Regions. *Appl. Mech. Mater.* 744–746, 1120–1123. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMM.744-746.1120>
- Maier, P., Liebmann, L., Hasel, K., Berg, R., Bügelmayer-Blaschek, M., Formayer, H., Suna, D., 2025a. *ROBINE_AT: Climatological hazard indicators for a ROBust and INtegrated Energy infrastructure in AusTriä (Under Review)*.
- Maier, P., Liebmann, L., Hasel, K., Lehner, F., Formayer, H., Bügelmayer-Blaschek, M., Suna, D., 2025b. *ROBINE-AT: Climatological hazard indicators for a ROBust and INtegrated Energy infrastructure in AusTriä*. <https://doi.org/10.5281/zenodo.14697702>
- Maier, P., Liebmann, L., Hasel, K., Lehner, F., Formayer, H., Bügelmayer-Blaschek, M., Suna, D., 2025c. *ROBINE-AT: A dataset of climatological hazard indicators for a ROBust and INtegrated Energy infrastructure in AusTriä*. <https://doi.org/10.5281/ZENODO.14697703>
- Martikainen, A., Pykälä, M.-L., Farin, J., 2007. Recognizing climate change in electricity network design and construction.
- Maulbetsch, J.S., DiFilippo, M.N., 2006. Cost and Value of Water Use at Combined-cycle Power Plants.
- Motoaki, Y., Yi, W., Salisbury, S., 2018. Empirical analysis of electric vehicle fast charging under cold temperatures. *Energy Policy* 122, 162–168. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.036>
- ÖVE/ÖNORM, 2002. EN 50341 - Freileitungen über 45 kV.pdf.
- Pastromas, S.A., Sandros, K., Koutras, K.N., Pyrgioti, E.C., 2018. Investigation of lightning strike effects on wind turbine critical components, in: 2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE). Presented at the 2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), IEEE, ATHENS, Greece, pp. 1–4. <https://doi.org/10.1109/ICHVE.2018.8642050>
- Poojitha, D.Y., Hung, T.S., 1984. Effect of Ice cover on Hydropower production.
- Rădoane, M., Ciaglic, V., Rădoane, N., 2010. Hydropower impact on the ice jam formation on the upper Bistrita River, Romania. *Cold Reg. Sci. Technol.* 60, 193–204. <https://doi.org/10.1016/j.coldregions.2009.10.006>

- REG, 2023. Picking the Right Cold Weather Biodiesel Blend [WWW Document]. URL <https://www.regi.com/resources/insights/tips-for-picking-the-right-cold-weather-biodiesel-blend> (accessed 5.6.24).
- Rodriguez, L., 2024. The bright side of cold weather: solar panels efficiency — RatedPower [WWW Document]. URL <https://ratedpower.com/blog/cold-weather-solar-panels/> (accessed 5.6.24).
- San-Miguel-Ayanz, J., Schulte, E., Schmuck, G., Camia, A., Strobl, P., Liberta, G., Giovando, C., Boca, R., Sedano, F., Kempeneers, P., McInerney, D., Withmore, C., De Oliveira, S.S., Rodrigues, M., Durrant, T., Corti, P., Oehler, F., Vilar, L., Amatulli, G., 2012. Comprehensive Monitoring of Wildfires in Europe: The European Forest Fire Information System (EFFIS), in: Tiefenbacher, J. (Ed.), Approaches to Managing Disaster - Assessing Hazards, Emergencies and Disaster Impacts. InTech. <https://doi.org/10.5772/28441>
- Sathaye, J.A., Dale, L.L., Larsen, P.H., Fitts, G.A., Koy, K., Lewis, S.M., de Lucena, A.F.P., 2013. Estimating impacts of warming temperatures on California's electricity system. *Glob. Environ. Change* 23, 499–511. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2012.12.005>
- Schöniger, F., Resch, G., Suna, D., Widhalm, P., Totschnig, G., Pardo Garcia, N., Hasengst, F., Formayer, H., Maier, P., Leidingner, D., 2024. The Impact of Climate Change on Electricity Demand and Supply Profiles in Europe Until 2100. <https://doi.org/10.2139/ssrn.4978968>
- Stanzer, G., Dallhammer, E., Koscher, R., Keringer, F., 2015. ENVISAGE CC - ENVironmental Impact assessment Satisfying Adaption Goals Evolving from Climate Change.
- Suna, D., Totschnig, G., Schöniger, F., Resch, G., Spreitzhofer, J., Esterl, T., 2022. Assessment of flexibility needs and options for a 100% renewable electricity system by 2030 in Austria. *Smart Energy* 6, 100077. <https://doi.org/10.1016/j.segy.2022.100077>
- Suna, D., Widhalm, P., Liebmann, L., Maier, P., Formayer, H., Schöniger, F., Resch, G., 2025. ROBINE-AT-Energy: Hourly electricity demand and supply profiles for the historical climate period and for global warming levels of 2 °C, 3 °C, and 4 °C in Austria at the NUTS-3 level. <https://doi.org/10.5281/zenodo.15681179>
- Tammelin, B., Cavaliere, M., Holttinen, H., Morgan, C., Seifert, H., Sääntti, K., 2000. WIND ENERGY PRODUCTION IN COLD CLIMATE (WECO).
- Tegtbauer, B., 2024. Hagelschutz für PV-Anlagen. *Handw. Bau.* URL <https://www.handwerkundbau.at/bauen/hagelschutz-fuer-pv-anlagen-54565/> (accessed 5.8.25).
- Tukur, N., Osigwe, E.O., 2021. A model for booster station matching of gas turbine and gas compressor power under different ambient conditions. *Heliyon* 7, e07222. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e07222>
- Van Wagner, C.E., 1987. Development and structure of the Canadian Forest Fire Weather Index System (Forestry Technical Report No. 35). Canadian Forest Service, Petawawa National Forestry Institute, Ottawa.
- Veers, P., Kroposki, B., Novacheck, J., Gevorgian, V., Laird, D., Zhang, Y., Corbus, D., Baggu, M., Palmintier, B., Dhulipala, S., 2021. Examination of the Extreme Cold Weather Event Affecting the Power System in Texas - February 2021 [Slides] (No. NREL/PR-5000-80071). National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States). <https://doi.org/10.2172/1812486>
- Vicente-Serrano, S.M., Beguería, S., López-Moreno, J.I., 2010. A Multiscalar Drought Index Sensitive to Global Warming: The Standardized Precipitation Evapotranspiration Index. *J. Clim.* 23, 1696–1718. <https://doi.org/10.1175/2009JCLI2909.1>
- Weber, J., Wohland, J., Reyers, M., Moemken, J., Hoppe, C., Pinto, J.G., Witthaut, D., 2018. Impact of climate change on backup energy and storage needs in wind-dominated power systems in Europe. *PLOS ONE* 13, e0201457. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0201457>

- Zaini, N.H., Ab-Kadir, M.Z.A., Izadi, M., Ahmad, N.I., Radzi, M.A.M., Azis, N., Hasan, W.Z.W., 2016. On the effect of lightning on a solar photovoltaic system, in: 2016 33rd International Conference on Lightning Protection (ICLP). Presented at the 2016 33rd International Conference on Lightning Protection (ICLP), IEEE, Estoril, Portugal, pp. 1–4. <https://doi.org/10.1109/ICLP.2016.7791421>
- Zia, M.F., Elbouchikhi, E., Benbouzid, M., 2019. Optimal Operational Planning of Scalable DC Microgrid with Demand Response, Islanding, and Battery Degradation Cost Considerations. *Appl. Energy* 237, 697–707. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.040>

5 Anhang

5.1 Liste der Klimaindikatoren

Tabelle 8: Übersicht betrachteter Hitze-Indikatoren

Indikator-Nummer	Hitze-Indikatoren	Einheit	Basis-Variable	Beschreibung
	Wüstentage			Tage mit einer Maximaltemperatur größer als 35°C
1a	Durchschnittliche Häufigkeit	Tage	Tmax	Gemittelte Häufigkeit über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
1b	Durchschnittliche längste Periode	Tage	Tmax	Gemittelte längste <i>durchgängige</i> Periode über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
	Hitzetage			Tage mit einer Maximaltemperatur größer als 30°C unter Berücksichtigung der Kysely-Methodik
2a	Durchschnittliche Häufigkeit	Tage	Tmax	Gemittelte Häufigkeit über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
2b	Durchschnittliche längste Periode	Tage	Tmax	Gemittelte längste <i>durchgängige</i> Periode über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
	Maximaltemperatur			Jährliche Maximaltemperatur
3a	Durchschnittliche Maximaltemperatur	°C	Tmax	Gemittelte jährliche Maximaltemperatur ermittelt aus 20 Jahren innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
3b	Absolute Maximaltemperatur	°C	Tmax	Maximal auftretende Temperatur innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
	Tropennächte			Tage mit einer Minimaltemperatur größer als 20°C
4a	Durchschnittliche Häufigkeit	Tage	Tmin	Gemittelte Häufigkeit über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
4b	Durchschnittliche längste Periode	Tage	Tmin	Gemittelte längste <i>durchgängige</i> Periode über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
	Kühlgradtage			Tage mit einer Mitteltemperatur größer als 22.5°C
5a	Durchschnittliche Häufigkeit	Tage	Tmean	Gemittelte Häufigkeit über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
5b	Durchschnittliche längste Periode	Tage	Tmean	Gemittelte längste <i>durchgängige</i> Periode über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
	Bodentemperatur			Bodentemperatur in 1 m Tiefe
6	Durchschnittliche maximale Temperatur	°C	Tmean	Maximale Bodentemperatur in 1 m Tiefe berechnet aus der mittleren Lufttemperatur der vorherigen 50 Tage ermittelt aus 20 Jahren innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
7	Durchschnittliche Häufigkeit von Tagen mit Bodentemperatur > 20°C	Tage	Tmean	Gemittelte Häufigkeit über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)

Tabelle 9: Übersicht betrachteter Kälte-Indikatoren

Indikator- Nummer	Kälte-Indikatoren	Einheit	Variable	Beschreibung
	Frosttage			Tage mit einer Minimaltemperatur kleiner als 0°C
8a	Durchschnittliche Häufigkeit	Tage	Tmin	Gemittelte Häufigkeit über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
8b	Durchschnittliche längste Periode	Tage	Tmin	Gemittelte längste <i>durchgängige</i> Periode über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
	Eistage			Tage mit einer Maximaltemperatur kleiner als 0°C
9a	Durchschnittliche Häufigkeit	Tage	Tmax	Gemittelte Häufigkeit über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
9b	Durchschnittliche längste Periode	Tage	Tmax	Gemittelte längste <i>durchgängige</i> Periode über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
	Extreme Eistage			Tage mit einer Maximaltemperatur kleiner als 0°C und einer Minimaltemperatur kleiner als -7°C
10a	Durchschnittliche Häufigkeit	Tage	Tmax, Tmin	Gemittelte Häufigkeit über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
10b	Durchschnittliche längste Periode	Tage	Tmax, Tmin	Gemittelte längste <i>durchgängige</i> Periode über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
	Eiswurfrisikotage			Tage mit einer Minimaltemperatur kleiner als -20°C in 150 m
11	Durchschnittliche Häufigkeit	Tage	Tmin	
	Heizgradtage			Tage mit einer Mitteltemperatur kleiner als 12°C
12	Durchschnittliche Häufigkeit	Tage	Tmean	Gemittelte Häufigkeit über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
13	Durchschnittliche Heizgradsumme	°C	Tmean	Gemittelte jährliche Summe der Differenz der Raumtemperatur (20°C) zur Mitteltemperatur von Tagen mit Tmean < 12°C über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)

Tabelle 10: Übersicht betrachteter Niederschlags-Indikatoren

Indikator-Nummer	Niederschlags-Indikatoren	Einheit	Variable	Beschreibung
14	Durchschnittlicher maximaler täglicher Niederschlag	mm	PR	Maximaler täglicher Niederschlag gemittelt über 20 Jahren innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
15	Durchschnittlicher maximal dreitägiger Niederschlag	mm	PR	Maximaler dreitägiger Niederschlag gemittelt über 20 Jahren innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
16	Durchschnittliche Häufigkeit von Nassschnee-Tagen	Tage	PR, T in 500 hPa und 850 hPa	Gemittelte Häufigkeit von Nassschnee-Tagen (berechnet aus dem Niederschlag und dem Temperaturmittel von 500 und 850 hPa, welches kleiner als <10°C sein muss) über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
17	Durchschnittliche Häufigkeit von Neuschnee-Tagen	Tage	PR, T	Gemittelte Häufigkeit von Neuschnee-Tagen (zwei-tägiger Niederschlag > 10 mm und Temperaturmittel <0.5°C) über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)

Tabelle 11: Übersicht betrachteter Muren- und Erdrutsch-Indikatoren

Indikator-Nummer	Muren- und Erdrutsch-Indikatoren	Einheit	Variable	Beschreibung
18	Durchschnittliche Häufigkeit an fluvialen Hochwasser-Tagen	Tage	PR	Gemittelte Häufigkeit von fluvialen Hochwasser-Tagen (berechnet aus dem 1-,2-,3-,4- und 5-tägigen Niederschlag) über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
19	Durchschnittliche Häufigkeit an Tagen mit Murgängen	Tage	PR	Gemittelte Häufigkeit von Tagen mit Murgängen (berechnet aus dem 1-,2-,3-,4- und 5-tägigen Niederschlag) über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)

Tabelle 12: Übersicht betrachteter Wind- und Sturm-Indikatoren

Indikator-Nummer	Wind /Sturm-Indikatoren	Einheit	Variable	Beschreibung
20	Durchschnittliche Anzahl an Tagen mit schwerem Sturm	Tage	Wspd	Gemittelte Häufigkeit von Tagen mit schwerem Sturm (mit Windgeschwindigkeit über 90 km/h (25 m/s)) über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
21	Durchschnittliche Anzahl an Tagen mit orkanartigem Sturm	Tage	Wspd	Gemittelte Häufigkeit von Tagen mit orkanartigem Sturm (mit Windgeschwindigkeit über 120 km/h) über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
22	Geschwindigkeit extremer Sturmböen	m/s	Gusts	Geschwindigkeit der 99.5er-Perzentile der über die gesamte NUTS3-Region gemittelte jährliche maximale Windböengeschwindigkeit ermittelt aus 20 Jahren innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
	Kalmentage			Tage mit durchschnittlicher Windgeschwindigkeit < 2.5 m/s in 150 m
23a	Durchschnittliche Häufigkeit	Tage	Wspd	Gemittelte Häufigkeit von Tagen über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
23b	Durchschnittliche längste Periode	Tage	Wspd	Gemittelte längste <i>durchgängige</i> Periode über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)

Tabelle 13: Übersicht betrachteter Waldbrand-Indikatoren

Indikator-Nummer	Waldbrand-Indikatoren	Einheit	Variable	Beschreibung
	Fire Weather Index (FWI)			Index für das Risiko für Waldbrände
24	Durchschnittliche Häufigkeit an Tagen mit sehr hohem Feuer-Risiko	Tage	T, RH, PR, WSPD	Gemittelte Häufigkeit von Tagen mit FWI größer als 38 (sehr hohes Risiko) über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
25	Durchschnittliche Häufigkeit an Tagen mit extremen Feuer-Risiko	Tage	T, RH, PR, WSPD	Gemittelte Häufigkeit von Tagen mit FWI größer als 50 (extremes Risiko) über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
	Trockenheit			Ermittelt durch den Standardized Precipitation Evapotranspiration Index (SPEI)
26	Anzahl der Jahre mit schwerer einmonatiger Trockenheit	Anzahl	PR, PET	Anzahl der Jahre mit mindestens einem Monat innerhalb von Mai bis November mit SPEI kleiner als -2, ermittelt aus 20 Jahren innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
27	Anzahl der Jahre mit schwerer dreimonatiger Trockenheit	Anzahl	PR, PET	Anzahl der Jahre mit einer dreimonatigen Periode von Mai bis November mit SPEI kleiner als -2, ermittelt aus 20 Jahren innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
28	Anzahl der Jahre mit extremen Low-Flow Conditions	Anzahl	PR, PET	Anzahl der Jahre mit einer dreimonatigen Periode von Juli bis November mit SPEI kleiner als -3, ermittelt aus 20 Jahren innerhalb eines GWLs (2,3,4°C), der April wurde exkludiert um die Schneeschmelze im Hochgebirge auszuklammern

Tabelle 14: Übersicht betrachteter Feuchtigkeits-Indikatoren

Indikator-Nummer	Feuchtigkeits-Indikatoren	Einheit	Variable	Beschreibung
	Taupunkt			Taupunkt übersteigt >20°C
29a	Durchschnittliche Häufigkeit	Tage	Tds	Gemittelte Häufigkeit über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
29b	Durchschnittliche längste Periode	Tage	Tds	Gemittelte längste <i>durchgängige</i> Periode über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)

Tabelle 15: Übersicht betrachteter Blitz-Indikatoren

Indikator-Nummer	Blitz-Indikatoren	Einheit	Variable	Beschreibung
30	Durchschnittliche Häufigkeit an Gewittertagen	Tage	SI	Gemittelte Häufigkeit von Gewittertagen (ermittelt aus dem Zusammenhang von Showalter Index (SI) und der Blitzwahrscheinlichkeit mittels eines Machine-Learning-Ansatzes) über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)
31	Durchschnittliche Häufigkeit an Tagen mit hohem Entzündungsrisiko	Tage	T, RH, PR, WSPD, SI	Gemittelte Häufigkeit von Gewittertagen, die gleichzeitig sehr hohes Feuer-Risiko (FWI größer als 38) bergen, über 20 Jahre innerhalb eines GWLs (2,3,4°C)

5.2 Mögliche Auswirkungen des Klimawandels auf Energiesysteme

In diesem Abschnitt werden bekannte extremer Wetterereignisse (z.B. Hitze, Kälte, Niederschlag und Überschwemmungen, Muren und Erdbeben, Wind und Sturm, Dürren und Waldbrände, Feuchtigkeit, Blitzschlag) systematisch aufgelistet. Durch eine umfassende Literaturrecherche wurden die möglichen Auswirkungen des Klimawandels identifiziert. Zusätzlich wurden Stakeholder aus dem Energiesektor befragt, um ihre Einschätzung zu den erwarteten Auswirkungen des Klimawandels auf die Energieinfrastruktur und den Betrieb des Energiesystems zu erhalten.

Basierend auf diesen Erkenntnissen werden relevante Klimafolgen strukturiert und beschrieben. Die identifizierten Klimafolgenindikatoren werden zugeordnet. Dabei wird die Auswirkungen mit dem Zeichen (-) für negative (Risiken) und (+) für positive (Chancen) Auswirkungen gekennzeichnet ist.

- **Energienachfrage:** Temperaturbedingte Veränderungen im Heiz- und Kühlbedarf, veränderte Nachfrageprofile in verschiedenen Sektoren (z.B. Haushalte, Dienstleistungen)
- **Energieerzeugung:** Auswirkungen auf erneuerbare Energien (z.B. Solarstrahlung, Windgeschwindigkeit), Effizienz von Kraftwerken, Verfügbarkeit von Kühlwasser
- **Energieinfrastruktur:** Schäden an Übertragungsleitungen, Umspannwerken und anderen Anlagen durch (extreme) Wetterereignisse, Störungen in der Energieversorgung

Energieforschungsprogramm - Ausschreibung 2022

Tabelle 16: Überblick über möglichen Auswirkungen von Hitze auf die Energiesektor-Komponenten

Energiesektor-Komponenten	Auswirkung	Quellen
Nachfrage		
Stromnachfrage	- Erhöhte Stromnachfrage für Kühlbedarf in Gebäude und Industrie (z.B. Lebensmittelindustrie) (-)	(Stanzer et al., 2015)
Wärmebedarf	- Reduzierung des Wärmebedarfs durch Temperaturanstieg (mildere Winter) (+)	(Stanzer et al., 2015)
Erzeugung		
Wasserkraftwerk	- Hohe Umgebungstemperaturen und Verdunstungsverluste führen zur Verringerung der Erzeugungskapazität und Änderungen im Betrieb in Trocken-Dürreperioden (-)	(Dumas et al., 2019), (EEA, 2019)
Thermische Kraftwerke	- Verringerung der Effizienz durch hohe Umgebungstemperatur (-) - Produktionsausfälle durch verringerte Kühlung (-)	(Dumas et al., 2019), (EEA, 2019)
PV	- Erhöhte Output durch erhöhte solare Einstrahlung (+) - Reduktion der Effizienz durch hohe Umgebungstemperatur (-)	(Dumas et al., 2019), (EEA, 2019)
Biomasse	- Waldwachstum (-, +) - Durch steigende Temperaturen und wenigen Niederschlägen können die Borkenkäfer vermehren, die Schadholz verursachen (-).	(EEA, 2022)
Biokraftstoffe	- Pflanzenproduktion (+): Verlängerung der Vegetationsperiode und längere Wachstumsaison in Verbindung mit milderem Wintern	(Stanzer et al., 2015)
Bodennahe Geothermie	- Erhöhung des Wärmepumpen COPs bei der Anwendung der Bodennahe Geothermie (+)	(Kharseh and Altorkmany, 2012), (Liu et al., 2018)
Stromkühlgeräte	- Verringerung der Effizienz von Klimaanlage (-)	(Kharseh and Altorkmany, 2012)
Stromspeicher	- Erhöhung des Speicherbedarfs (-): Kurzfristige Batteriespeicher, um die täglichen PV-Spitzen einzudämmen & Saisonale Speicher	(Jiang et al., 2025), (Weber et al., 2018)
Infrastruktur		
Freileitungen	- Reduktion der Übertragungsleistung der Verteil- und Übertragungsnetze (-)	(Dumas et al., 2019), (EEA, 2019)
	- Reduktion der Zuverlässigkeit elektronischer Schaltungen (-)	(Stakeholder Input)
	- Anpassung der Verteilerkästen für ansteigende Temperaturen ist nötig	(EEA, 2019)
	- Elektrische (Verteilernetz-) Leitungen im Boden verlieren an Übertragungskapazität; Im Falle einer Austrocknung des Bodens ist die Kühlung von Erdkabel geringer (-)	(Dumas et al., 2019), (EEA, 2019)
	- Beschleunigte Alterung bzw. verringerte Lebensdauer	(Stakeholder Input)
Stromladeinfrastruktur	- Reduktion der Ladeleistung und Kapazität von Autobatterien (-)	(Zia et al., 2019)

Energiesektor-Komponenten	Auswirkung	Quellen
Gas	- Verringerung der Kompressorleistung (in Verdichterstationen) (-)	(Stakeholder Input)
	- Erhöhter Wartungsbedarf bei den Kompressoren und hoher Materialaufwand	
	- Steigende Nachfrage an Kühlung für Gas-Kompressor Stationen (-)	
	- Ausfall beim Erdgasleitungen: (Alte) Sensorik/Transmitter in Erdgasleitungen sind sehr oft bis 40° C ausgelegt. Ausfall von Erdgasleitungen bei Temperaturüberschreitung (z.B. über 40 Grad) wahrscheinlicher (-).	
Fernwärme	- Ältere Fernwärmeleitungen sind anfälliger für Schäden. Bei hohen Temperaturen dehnen sich die Rohre der Fernwärmeleitungen aus. Dies kann zu Spannungen und Rissen in den Rohren führen. In extremen Fällen können die Rohre sogar platzen.	(Stakeholder Input)

Tabelle 17: Überblick über die möglichen Auswirkungen von Kälte auf die Energiesektor-Komponenten

Energiesektor-Komponenten	Auswirkung	Quellen
Nachfrage		
Stromnachfrage	- Reduzierung des Strombedarfs für Kühlung (+)	(Dumas et al., 2019)
Wärmebedarf	- Erhöhung des Wärmebedarfs durch Temperaturabsenkung (v.a. Winter) (-)	(Dumas et al., 2019)
Erzeugung		
Wasserkraftwerk	- Verringerung der Effizienz durch hohe Eis führt im Winter zu Betriebseinschränkungen, die zu einer Verringerung der Stromerzeugung führen können (-)	(Gebre et al., 2013; Rădoane et al., 2010).
Wasserkraftwerk	- Frostige Winter führen zu einer geringer Wasserverfügbarkeit (-)	(Hunt and Byers, 2017)
PV	- Kältere Temperaturen erhöhen die Effizienz der Energieerzeugung (+)	(Rodriguez, 2024) (Crystal, 2023)
	- Bei niedrigen Temperaturen können einige Solarzellentypen nicht mehr funktionieren. Nennbetriebstemperatur (-40 °C bis 85 °C) (-)	(ECOPLEX, 2023)
	- Extrem kaltes Wetter kann zu Vereisung und Frost führen, was Solarmodule und andere Komponenten beschädigen kann (-)	(Crystal, 2023)
Biomasse	- Kaltes Wetter kann Pflanzen beeinträchtigen und ihr Wachstumspotenzial verringern (+)	(EEA, 2022)
Biokraftstoffe	- Kaltes Klima beeinflusst die Eignung der physikalischen und chemischen Eigenschaften und die Fähigkeit von Biokraftstoffen, sich zu entzünden, zu verbrennen und in Motoren und Pipelines zu fließen (-)	(REG, 2023)
Wärmepumpen	- Kaltes Klima verringert die Leistungszahl (COP) im Heizbetrieb (-)	(Gibb et al., 2023)
Wind	- Eis sammelt sich vor allem an der Vorderkante der Schaufeln an, verändert deren aerodynamische Profilform und	(Afzal and Virk, 2018; Tammelin

Energiesektor-Komponenten	Auswirkung	Quellen
	beeinflusst deren Strukturodynamik durch zusätzliche Masseneffekte des Eises (-)	et al., 2000; Veers et al., 2021)
Infrastruktur		
Stromspeicher	- Kaltes Wetter kann die Leistung von Batterien beeinträchtigen. Batterien neigen bei sehr kalten Temperaturen zu geringerer Kapazität und Effizienz (-)	(Crystal, 2023)
Stromspeicher	- Eisbildung in Pumpspeicherkraftwerken kann die Wasserspiegelschwankungen im Oberbecken beeinflussen und die Uferstabilität des Speichers beeinträchtigen (-)	(Ma et al., 2015)
	- Frostige Winter führen zu einer geringen Wasserverfügbarkeit im Pump-Hydro-Speicher (-)	(Hunt and Byers, 2017)
Stromleitungen	- Eisstürme können zu Eisansammlungen auf Hochspannungsleitungen führen, die die Leitungen belasten und die Wahrscheinlichkeit eines Leitungsbruchs bei mäßigem Wind erhöhen (-)	(Dumas et al., 2019), (EEA, 2019)
Stromladeinfrastruktur	- Unter kalten Klimabedingungen kann die mögliche Notwendigkeit, die Batterie vor dem Aufladen vorzuwärmen, die Ladezeit und den Strombedarf von Elektrofahrzeugen erhöhen (-)	(Garsten, 2024; Hatch, 2020; Motoaki et al., 2018).
Gasnetze	- Unterirdisches Einfrieren führt zu Frosthebungen und Schäden an den Rohrleitungen (-)	(Adibhatla, 2024)
	- Frost kann die Wahrscheinlichkeit von Leckagen und Brüchen erhöhen (-)	(Adibhatla, 2024; Arnold & Itkin, 2023)
Fernwärme	- Kalte Luft kann zu Kondensation führen. Das Kondenswasser kann die Rohre korrodieren und die Isolierung der Rohre beschädigen (-). - Wenn der Boden gefriert, kann es zu Frosthebungen kommen. Dadurch können die Rohre aus dem Boden gehoben und beschädigt werden (-). - Ältere Fernwärmeleitungen sind anfälliger für Frostschäden (-).	(Stakeholder Input)

Tabelle 18: Überblick über die möglichen Auswirkungen von Niederschlag und Überschwemmungen auf die Energiesektor-Komponenten

Energiesektor-Komponenten	Auswirkung	Quellen
Nachfrage		
Stromnachfrage	- Es besteht eine positive Beziehung zwischen Niederschlag und Stromverbrauch (-)	(Kang and Reiner, 2022)
	- Durch Hochwasserschäden können Stromnachfragende vom Verteilnetz getrennt werden. Überschwemmungen gehen häufig mit Stromausfällen einher.	(Karagiannis et al., 2019)

Energiesektor-Komponenten	Auswirkung	Quellen
Erzeugung		
Wasserkraftwerk	-Treibgutanschwemmung führt zu erhöhtem Wartungsbedarf oder Betriebsausfällen bei Kraftwerken (-)	(Dumas et al., 2019), (Stanzer et al., 2015)
	- Hochwasserentlastungsanlage kann durch Treibgut verstopfen (-)	(Hauenstein, 2009)
	- Schäden durch Treibgut gibt es in Zukunft auch in höheren Lagen (Baumgrenze erhöht sich)	(Stakeholder Input)
	- Für die südeuropäischen Länder wird ein Rückgang der Wasserführung prognostiziert, für die nordeuropäischen Länder ein Anstieg. Für Österreich kann beides zutreffen. (+/-)	(Dumas et al., 2019), (EEA, 2019)
PV	- PV-Module werden durch Schnee bedeckt. Der Ertragsverlust ist in den meisten Fällen so gering, dass sich Gegenmaßnahmen wirtschaftlich nicht lohnen.	(Hochwarth, 2023)
Infrastruktur		
Stromübertragungs- und -verteilnetze	- Schäden an den Fundamenten von Stromübertragungsmasten durch Erosion und/oder Erdbeben	(Karagiannis et al., 2019)
Stromübertragungs- und -verteilnetze	- Veränderte Dimensionierung von Entwässerungsanlagen	(Stanzer et al., 2015)
Stromübertragungs- und -verteilnetze	- Schäden an der Infrastruktur durch Unterspülung, Erosion und ggf. Betriebsunterbrechungen und Leitungseingänge	(Karagiannis et al., 2019), (EEA, 2019)
Stromübertragungs- und -verteilnetze	- Beeinträchtigungen bei Bau und Wartung	(Karagiannis et al., 2019)
Stromübertragungs- und -verteilnetze	- Mastverschiebung, Leitungsrisse, Mastbruch	(Karagiannis et al., 2019)
Transformatoren und Umspannwerke	- Wassereintritt/Kurzschluss an Transformatoren und Umspannwerken	(Karagiannis et al., 2019), (EEA, 2019)
Fernwärme (FW)	- Beschädigung der FW-Leitungen durch Starkregen bei offener Künette; - Im Falle von Hochwasser in Kundenkeller Gefahr für Infrastruktur; - Erhöhter Wartungsbedarf, hoher Materialaufwand, um weiterhin hohe Lebensdauer zu gewährleisten	(Stakeholder Input)
Gasnetz und Ölpipelines	- Überschwemmungen im Inland können erhebliche Auswirkungen auf die Energieinfrastruktur haben, beispielsweise auf Öl- und Gaspipelines.	(EEA, 2019)

Tabelle 19: Überblick über die möglichen Auswirkungen von Muren und Erdrutsche auf die Energiesektor-Komponenten

Energiesektor-Komponenten	Auswirkung	Quellen
Nachfrage		
Stromnachfrage	- Murgänge und Rutschungen können dazu führen, dass Stromverbraucher vom Netz getrennt werden.	
Erzeugung		
Biomasse	- Schadholzereignisse haben einen Einfluss auf die Vorhersagbarkeit des Rohstoffmarkts. - Langfristige Auswirkung auf Produktionsfähigkeit der Anlagen. - Jedes Schadholzereignis bringt viel Material auf den Markt – Preisabfall - Überangebot von Material das schlecht gelagert werden kann (Käferbefall) - Extrem schwankender Rohstoffmarkt, der die Produktion langfristig beeinflusst;	(Stakeholder Input)
PV	- Hangrutschungen könnten auch für PV wichtig werden. Jedoch wissen betroffene Stakeholder noch nicht, ob wir aufgrund Zonierung in Hänge getrieben werden. Dann ist unklar, wie sich Starkregenereignisse auswirken. - PV muss sich in verschiedene Bereiche entwickeln und es ist dann unklar, welche Konsequenzen das nach sich zieht.	(Stakeholder Input)
Wasserkraftwerk	-Treibgutanschwellung führt zu erhöhtem Wartungsbedarf oder Betriebsausfällen bei Kraftwerken (-)	(Stanzer et al., 2015)
	- Hochwasserentlastungsanlage kann durch Treibgut verstopfen (-)	(Hauenstein, 2009)
	- Schäden durch Treibgut gibt es in Zukunft auch in höheren Lagen (Baumgrenze erhöht sich)	(Stakeholder Input)
Infrastruktur		
Stromübertragungs- und -verteilnetze	- Murenrisiko erhöht sich durch Waldschwund; - Vermehrte Murengefahr durch Borkenkäfer kann Erdkabel gefährden; - Durch Hangrutschungen werden erdverlegte Kabel beschädigt.	(Stakeholder Input)
Gasleitungen	- Muren und Erdrutsche können Gasleitungen beschädigen, was zu Gaslecks führen kann.	(Stakeholder Input)
Fernwärme	- Muren und Erdrutsche können die Fernwärmeinfrastruktur beschädigen.	(Stakeholder Input)

Tabelle 20: Überblick über die möglichen Auswirkungen von Wind und Sturm auf die Energiesektor-Komponenten

Energiesektor-Komponenten	Auswirkung	Quellen
Nachfrage		
Stromnachfrage	- Wind und Sturm können dazu führen, dass Stromverbraucher vom Netz getrennt werden.	(Forzieri et al., 2016)
Erzeugung		
Biomasse	- Schadholzereignisse haben einen Einfluss auf die Vorhersagbarkeit des Rohstoffmarkts. - Langfristige Auswirkung auf Produktionsfähigkeit der Anlagen. - Jedes Schadholzereignis bringt viel Material auf den Markt – Preisabfall - Überangebot von Material das schlecht gelagert werden kann (Käferbefall) - Extrem schwankender Rohstoffmarkt, der die Produktion langfristig beeinflusst;	(Stakeholder Input)
PV	- Geringerer Solarertrag durch zerstörte Module	(Stakeholder Input)
Wind	- Abstellen von Anlagen	(Stakeholder Input)
Infrastruktur		
Stromübertragungs- und -verteilnetze	- Freileitungen gefährdet durch Windbruch und Baumwurf	(Forzieri et al., 2016)

Tabelle 21: Überblick über die möglichen Auswirkungen von Dürre und Waldbrand auf die Energiesektor-Komponenten

Energiesektor-Komponenten	Auswirkung	Quellen
Nachfrage		
Stromnachfrage	- Durch Waldbrände können Verbrauchende vom Verteilnetz getrennt werden.	(Stakeholder Input)
Erzeugung		
Biomasse	- Schadholzereignisse haben einen Einfluss auf die Vorhersagbarkeit des Rohstoffmarkts. - Langfristige Auswirkung auf Produktionsfähigkeit der Anlagen. - Jedes Schadholzereignis bringt viel Material auf den Markt – Preisabfall - Überangebot von Material das schlecht gelagert werden kann (Käferbefall) - Extrem schwankender Rohstoffmarkt, der die Produktion langfristig beeinflusst;	(Stakeholder Input)
Infrastruktur		

Energiesektor-Komponenten	Auswirkung	Quellen
Stromübertragungs- und -verteilnetze	- Schäden an Anlagen	(Stakeholder Input)

Tabelle 22: Überblick über die möglichen Auswirkungen von Feuchtigkeit auf die Energiesektor-Komponenten

Energiesektor-Komponenten	Auswirkung	Quellen
Nachfrage		
Stromnachfrage	- Überlastung Klimaanlage (hoher Taupunkt (>20degC) / Kühlkomponenten, Nachfrage Kühlung	(Stakeholder Input)
Erzeugung		
PV	- Gefährdung durch Feuchtigkeit für Elektronik und Isolationen (-)	(Stakeholder Input)
Wind	- Bei Wechselrichter können durch hohe Feuchtigkeit Störungen geben (-)	(Stakeholder Input)
Infrastruktur		
Stromübertragungs- und -verteilnetze	- Gefährdung durch Feuchtigkeit für Elektronik und Isolationen; - Erhöhte/Häufigere Durchschläge/Überschläge durch hohe Luftfeuchtigkeit	(Stakeholder Input)

Tabelle 23:: Überblick über die möglichen Auswirkungen von Blitz auf die Energiesektor-Komponenten

Energiesektor-Komponenten	Auswirkung	Quellen
Erzeugung		
PV	- Beschädigung durch Ausgleichsströme, Reparatur unter Einsatz hoher Kosten (-)	(Zaini et al., 2016).
Wind	- Beschädigung durch direkten Blitzeinschlag bei nicht konformer oder nicht funktionsfähigem Blitzschutz (-)	(Pastromas et al., 2018).
Wasserkraft	- Die Zuleitungen und Verteilerleitungen von Wasserkraftwerken können durch Blitzschläge beschädigt werden (-)	
Thermische Kraftwerke	- Gefahr der Entzündung von Leitungen und Brennstoffen in Tanks	(Stakeholder Input)
Infrastruktur		
Stromleitungen	- Beschädigung durch Ausgleichsströme, Reparatur unter Einsatz hoher Kosten (-) - Indirekt durch Entfachung von Bränden und anschließender Rauchbildung, welche Kurzschlüsse fördert (-)	(Stakeholder Input)
Umspannwerke	- Beeinflussung durch Blitzeinschlag auf nahegelegene Leitungen im Falle von ohne Überspannungsnutz	(Günther, 2023)

Energiesektor-Komponenten	Auswirkung	Quellen
	- Beschädigung von Transformatoren, Kondensatoren, Isolierungen und Überstromschutzeinrichtungen	
Gasinfrastruktur	- Typischerweise blitzgeschützt, aber ein Risiko bei hoher Entzündlichkeit bleibt bestehen - Direkte Blitzeinschläge können Risse in Pipeline-Abdeckungen verursachen, was zu Reparaturkosten und Ausfällen führt	(Bickham, 2021)
Fernwärme	- Auswirkungen hauptsächlich auf Wärmequellen, die Fernwärmenetze beliefern - Oberirdische Strukturen unterliegen ähnlichen Risiken wie andere Infrastrukturarten, Unterirdische Leitungen weitgehend geschützt	(Stakeholder Input)

Tabelle 24:: Überblick über die möglichen Auswirkungen von Hagel auf die Energiesektor-Komponenten

Energiesektor-Komponenten	Auswirkung	Quellen
Erzeugung		
PV	- Hagelkörner können die Glasoberfläche von PV-Modulen beschädigen.	Stakeholder Input

5.3 Quantifizierbare Auswirkungen des Klimawandels auf die Energieinfrastruktur

Tabelle 25: Quantifizierbare Zusammenhänge zwischen Hitze und Energieinfrastruktur

Energiesektor-Komponenten	Quantifizierbare Auswirkungen	Quellen	Meteorologische Indikatoren/Daten für Planungstool
Nachfrage			
Kühlbedarf	Steigerung von Kältebedarf berechnet mit $CDH_d = \sum_{i=1}^{24} (T_i - T_b)^+$ Formel: T_b ist die Basistemperatur und T_i die Umgebungslufttemperatur zur i -ten Stunde des Tages.	(Kyriakopoulos et al., 2021)	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Lufttemperaturdaten
E-Mobilität	Temperaturabhängigkeit von E-Mobilität berechnet mit Formel: $e(t) = e_{generic}(t) \cdot EV_{eff}(t)$ $e(t)$ Temperaturabhängiger Stromverbrauch, $e_{generic}$ Stromverbrauch ohne Temperatur-abhängigkeit, $EV_{eff}(t)$ Effizienz des Elektrofahrzeugs	(Liu et al., 2018)	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Lufttemperaturdaten
Erzeugung			
Thermisches Kraftwerk (allgemein)	Es kommt zu einer Reduktion der Kraftwerksleistung um ca. 0,4-0,7% je 1°C Lufttemperaturerhöhung.	(Cronin et al., 2018)	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Lufttemperaturdaten

Energiesektor-Komponenten	Quantifizierbare Auswirkungen	Quellen	Meteorologische Indikatoren/Daten für Planungstool
Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk (GuD-Kraftwerk)	Es kommt zu einer Reduktion der Leistung von GuD-Kraftwerken um 0,3-0,5% je 1°C Anstieg der Lufttemperatur über eine Referenztemperatur von 15°C.	(Sathaye et al., 2013)	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Lufttemperaturdaten
Gasturbinenkraftwerk	Es kommt zu einer Reduktion der Leistung von Gasturbinenkraftwerk um 1% je 1°C Anstieg der Lufttemperatur über eine Referenztemperatur von 15°C.	(Maulbetsch and DiFilippo, 2006)	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Lufttemperaturdaten
Nuklearkraftwerk	Reduzierte Leistung von 0,3-0,4% pro 1°C Anstieg der Lufttemperatur zwischen -7 °C und 20 °C im Vollastbetrieb. Bei Temperaturen über 20°C kommt es zu einer Leistungsreduktion um 2,2-2,5% je 1°C anstieg.	(Linnerud et al., 2011)	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Lufttemperaturdaten
PV	Reduktion der maximalen Leistung um 0,4% je 1 °C Lufttemperatur-erhöhung bei kristallinen PV-Modulen bezogen auf eine Modultemperatur oberhalb von 25 °C (Standard-Testbedingungen, STC).	(Enerix, 2024)	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Lufttemperaturdaten
Wind	Mögliche Abschaltung von Windkraftanlagen bei extremer Hitze (>35 °C), da Bauteile in der Nabe überhitzen können, weil viele Kleinbauteile nicht zwangsbelüftet werden.	Stakeholder Input (Windbetreiber)	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Lufttemperaturdaten /Klimaindikator „Wüstentage“
Infrastruktur			
Freileitungen	Reduzierung der Leistungskapazität über 35°C Luftausgangstemperatur bei jedem Grad Temperaturerhöhung um 1,12% in Leichtmetall- und 1,44% in Kupferleitungen. <i>Leistungskapazität</i> $= \sqrt{3} \times \text{Stromstärke (It)} \times \text{Spannung (U)} \times (0,95 \text{ leistungsfaktor})^2$	(ÖVE/ÖNORM, 2002)	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Lufttemperaturdaten /Klimaindikator „Wüstentage“
Transformatoren in Umspannwerken	Die Kapazität von Transformatoren in Umspannwerken über einer Referenztemperatur von 20°C, kann um bis zu 1% je 1°C Lufttemperaturerhöhung abnehmen.	(Martikainen et al., 2007)	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Lufttemperaturdaten
Gaskompressoren	Eine Lufttemperaturerhöhung um 1% kann zu einer Erhöhung des Strombedarfs für den Antrieb des Gaskompressors um 3,5% und zu einer Verringerung des Gasausstoßes um 1% führen.	(Tukur and Osigwe, 2021)	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Lufttemperaturdaten

² Leistungsfaktor: Verhältnis von Betrag der Wirkleistung P zur Scheinleistung (S)

Tabelle 26: Quantifizierbare Zusammenhänge zwischen Kälte und Energieinfrastruktur

Energiesektor-Komponenten	Quantifizierbare Auswirkungen	Quellen	Meteorologische Indikatoren/Daten für Planungstool
Nachfrage			
Wärmebedarf	Formel für die Berechnung der Steigerung des Wärmebedarfs: $HDH_d = \sum_{i=1}^{24} (T_b - T_i)^+$ T_b ist die Basistemperatur und T_i die Umgebungslufttemperatur zur i-ten Stunde des Tages.	(Kyriakopoulos et al., 2021)	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Lufttemperaturdaten
E-Mobilität	Bei Frost beträgt die Reichweite des Elektrofahrzeugs durchschnittlich 70% der EPA-Reichweite.	(Garberson, 2024)	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Lufttemperaturdaten
	Die Verschlechterung einer 30-minütigen DCFC-Ladung von warmer Temperatur (25 °C) auf kalte Temperatur (0 °C) kann zu einer Abnahme des endgültigen Ladezustands (SOC) von bis zu 36 % führen.	(Motoaki et al., 2018)	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Lufttemperaturdaten
Erzeugung			
Wasserkraft	Der Leistungsverlust durch die Existenz einer Eisdecke³: $P_L = \frac{\gamma Q \eta}{550} (H_s - H_m)$	(Poojitha and Hung, 1984)	0 °C-Isotherme und in Gebieten, in denen die Durchschnittstemperatur des Zeitraums weniger als 0 °C betrug
Batteriespeicher	Batterien haben bei 25 °C 100 % der Nennkapazität. Diese Kapazität verringert sich bei 0 °C auf 80 % der Nennkapazität und bei -20 °C auf 50 % der Nennkapazität. Bei höheren Temperaturen erhöht sich diese Kapazität auf 108 % der Nennkapazität bei 50 °C.	(Zia et al., 2019)	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Lufttemperaturdaten
PV	Evans-Florschuetz PV-Effizienzkorrelation: $\eta_c = \eta_{Tref} [1 - \beta_{ref} (T_c - T_{ref})]$ PV-Zellentemperatur T_c, die Referenztemperatur T_{ref}, Temperaturkoeffizient β_{ref}, η_{Tref} die Referenztemperatur	(Sathaye et al., 2013).	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Lufttemperaturdaten
Wind	Leistungsreduzierung von 10 – 20 % bei Eisbildung. Eisbildungsbedingungen bei Temperaturen unter -5 °C und einer Windgeschwindigkeit von 8 m/s	(Botta et al., 1998)	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Lufttemperaturdaten

³ P_L ist der Leistungsverlust in Pferdestärken; H_s ist der simulierte Wasserstand in Fuß des Staudamms unter den angenommenen Bedingungen der freien Oberfläche; H_m ist der aufgezeichnete Wasserstand in Fuß am Staudamm; γ ist das spezifische Gewicht des Wassers (62.4 lb/ft³); Q ist der aufgezeichnete Abfluss durch das Krafthaus in Kubikfuß pro Sekunde; und η ist der Gesamtwirkungsgrad der Anlage, (D. Y. Poojitha und T.S. Hung, 1984)

Energiesektor-Komponenten	Quantifizierbare Auswirkungen	Quellen	Meteorologische Indikatoren/Daten für Planungstool
Luftwärmepumpen	Der COP von allen getesteten Luftwärmepumpen liegt bei Temperaturen zwischen 10 und -3 °C über 2,5. Niedrigere Temperaturen als -3 °C bedeuten eine Reduzierung des COP um ca. 4% pro 1 °C und Werte über -3 °C eine Erhöhung des COP um ca. 6 % pro Grad Celsius.	(Gibb et al., 2023)	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Bodentemperaturdaten
Infrastruktur			
Freileitungen	Die Schwere des Eissturms wird anhand der äquivalenten, gleichmäßigen Radikaleisdicke in Stromleitungen quantifiziert. Die radiale Eisdicke R_{eq} kann anhand von Eisproben an Ästen und Drähten berechnet werden. Die Masse m einer gemessenen Länge L der Eisprobe von einem Draht oder Ast mit Durchmesser d wird gemessen. Die radiale Eisdicke wird durch Lösen der Gleichung für die Masse eines Eistrings bestimmt: $m = Q_i \pi L (d R_{eq} + R_{eq}^2)$	(Dumas et al., 2019; Jones et al., 2004)	Zeitlich und geographisch hochaufgelöste Lufttemperaturdaten

5.4 Auswirkungen des Klimawandels auf Stromnachfrage und -erzeugung in NUTS-3-Regionen

Tabelle 27: Liste der NUTS-3 Regionen von Österreich (AT)

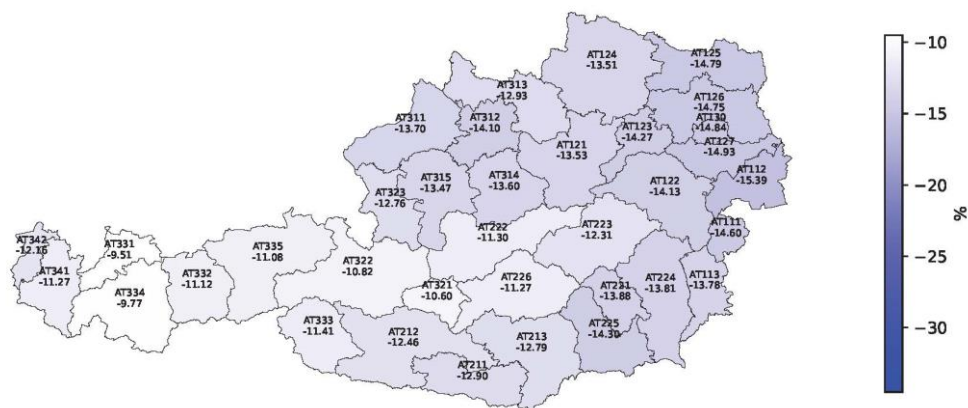
NUTS-3 Code (2021)	NUTS-3 Region
AT111	Mittelburgenland
AT112	Nordburgenland
AT113	Südburgenland
AT121	Mostviertel-Eisenwurzen
AT122	Niederösterreich-Süd
AT123	Sankt Pölten
AT124	Waldviertel
AT125	Weinviertel
AT126	Wiener Umland/Nordteil
AT127	Wiener Umland/Südteil
AT130	Wien
AT211	Klagenfurt-Villach
AT212	Oberkärnten
AT213	Unterkärnten
AT221	Graz
AT222	Liezen
AT223	Östliche Obersteiermark
AT224	Oststeiermark
AT225	West- und Südsteiermark
AT226	Westliche Obersteiermark
AT311	Innviertel
AT312	Linz-Wels
AT313	Mühlviertel
AT314	Steyr-Kirchdorf
AT315	Traunviertel
AT321	Lungau
AT322	Pinzgau-Pongau
AT323	Salzburg und Umgebung
AT331	Außerfern
AT332	Innsbruck
AT333	Osttirol
AT334	Tiroler Oberland
AT335	Tiroler Unterland
AT341	Bludenz-Bregenzer Wald
AT342	Rheintal-Bodenseegebiet

Energieforschungsprogramm - Ausschreibung 2022

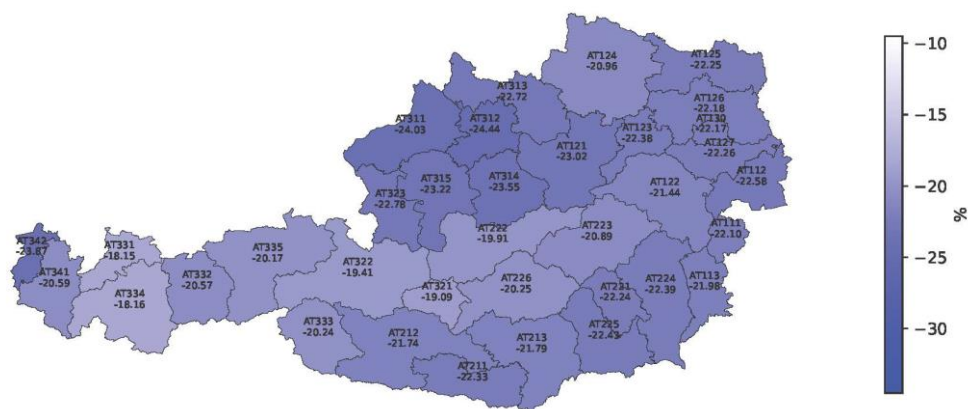
Tabelle 28: Prozentuale Änderung (%) des Raumheizbedarf in den NUTS-3-Regionen Österreichs für GWLs 2, 3 und 4 °C im Vergleich zur historischen Klimaperiode, Raumwärme in Residential (links) –in Service-Sektor (rechts)

Raumwärme-Haushalte				Raumwärme-Tertiärsektor			
NUTS-3 Region	GWL-2	GWL-3	GWL-4	NUTS-3 Region	GWL-2 Change	GWL-3 Change	GWL-4 Change
AT111	-14,6	-22,1	-33,6	AT111	-13,9	-21,2	-32,0
AT112	-15,4	-22,6	-34,5	AT112	-14,5	-21,6	-32,7
AT113	-13,8	-22,0	-33,0	AT113	-13,1	-21,1	-31,4
AT121	-13,5	-23,0	-32,6	AT121	-12,7	-22,0	-31,0
AT122	-14,1	-21,4	-32,2	AT122	-13,4	-20,6	-30,7
AT123	-14,3	-22,4	-32,7	AT123	-13,3	-21,3	-31,0
AT124	-13,5	-21,0	-30,4	AT124	-12,7	-20,0	-28,9
AT125	-14,8	-22,3	-33,1	AT125	-13,7	-21,1	-31,3
AT126	-14,8	-22,2	-33,2	AT126	-13,8	-21,1	-31,5
AT127	-14,9	-22,3	-33,6	AT127	-14,0	-21,2	-31,8
AT130	-14,8	-22,2	-33,4	AT130	-13,9	-21,1	-31,6
AT211	-12,9	-22,3	-33,7	AT211	-12,4	-21,6	-32,3
AT212	-12,5	-21,7	-31,6	AT212	-11,9	-21,0	-30,3
AT213	-12,8	-21,8	-32,7	AT213	-12,2	-21,0	-31,3
AT221	-13,9	-22,2	-33,0	AT221	-13,4	-21,5	-31,6
AT222	-11,3	-19,9	-28,2	AT222	-10,9	-19,2	-27,1
AT223	-12,3	-20,9	-30,4	AT223	-11,9	-20,3	-29,3
AT224	-13,8	-22,4	-33,2	AT224	-13,2	-21,6	-31,7
AT225	-14,3	-22,4	-33,6	AT225	-13,7	-21,7	-32,1
AT226	-11,3	-20,3	-29,7	AT226	-10,8	-19,5	-28,5
AT311	-13,7	-24,0	-34,0	AT311	-12,9	-23,0	-32,4
AT312	-14,1	-24,4	-34,3	AT312	-13,3	-23,3	-32,6
AT313	-12,9	-22,7	-32,0	AT313	-12,1	-21,6	-30,5
AT314	-13,6	-23,6	-33,2	AT314	-13,0	-22,5	-31,7
AT315	-13,5	-23,2	-33,0	AT315	-12,9	-22,4	-31,7
AT321	-10,6	-19,1	-27,4	AT321	-10,1	-18,3	-26,3
AT322	-10,8	-19,4	-27,0	AT322	-10,4	-18,6	-26,0
AT323	-12,8	-22,8	-32,4	AT323	-12,4	-22,1	-31,2
AT331	-9,5	-18,2	-26,5	AT331	-9,0	-17,4	-25,4
AT332	-11,1	-20,6	-29,3	AT332	-10,7	-19,9	-28,2
AT333	-11,4	-20,2	-29,8	AT333	-10,9	-19,5	-28,6
AT334	-9,8	-18,2	-26,3	AT334	-9,2	-17,3	-25,2
AT335	-11,1	-20,2	-28,8	AT335	-10,7	-19,5	-27,8
AT341	-11,3	-20,6	-29,4	AT341	-11,0	-20,1	-28,5
AT342	-12,2	-23,9	-34,2	AT342	-12,1	-23,4	-33,1

Demand: heating_residential - Change in % (GWL-2)



Demand: heating_residential - Change in % (GWL-3)



Demand: heating_residential - Change in % (GWL-4)

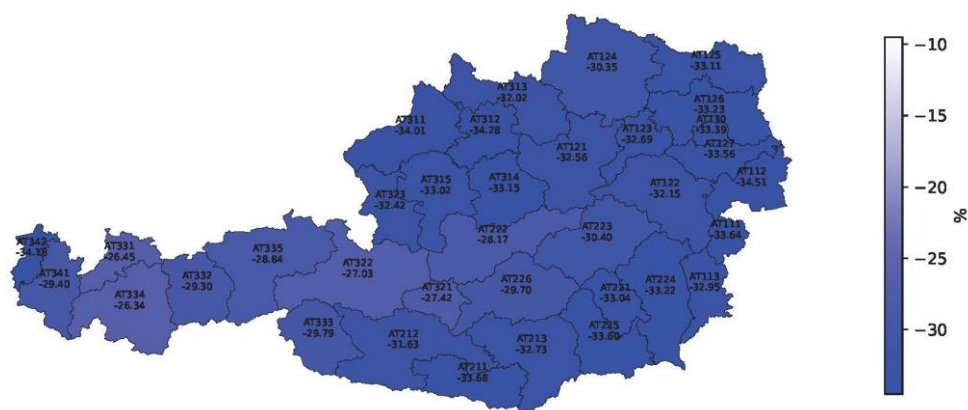


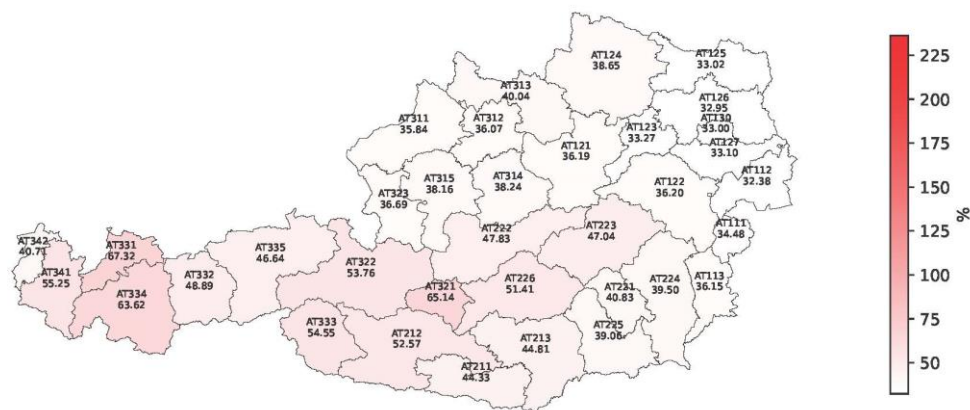
Abbildung 22: Prozentuale Veränderung des Raumheizbedarf im Residential-Sektor in den NUTS 3-Regionen Österreichs für GWLs 2, 3 und 4 °C im Vergleich zur historischen Klimaperiode

Energieforschungsprogramm - Ausschreibung 2022

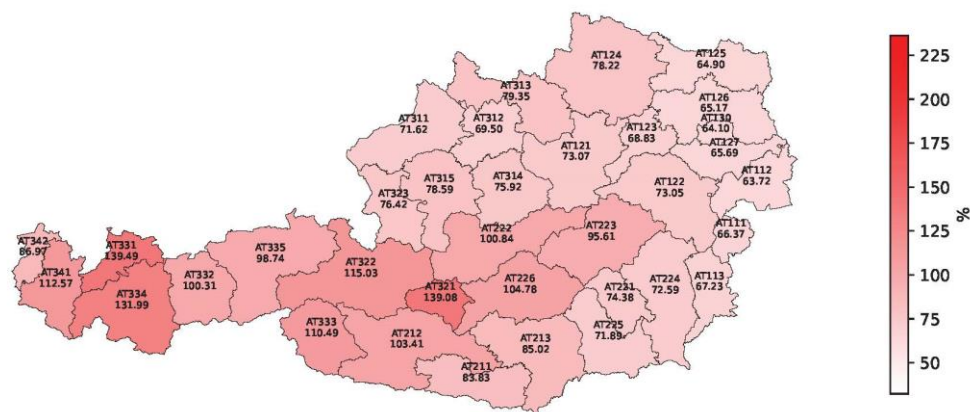
Tabelle 29: Prozentuale Änderung (%) des Kühlbedarfs in den NUTS-3-Regionen Österreichs für GWLs 2, 3 und 4 °C im Vergleich zur historischen Klimaperiode; Raumwärme in Residential (links) –in Service-Sektor (rechts)

Kühlung-Haushalte				Kühlung-Tertiärsektor			
NUTS-3 Region	GWL-2	GWL-3	GWL-4	NUTS-3 Region	GWL-2 Change	GWL-3 Change	GWL-4 Change
AT111	34,5	66,4	97,7	AT111	36,7	72,6	108,1
AT112	32,4	63,7	92,7	AT112	35,4	71,2	104,3
AT113	36,2	67,2	100,7	AT113	38,5	73,6	111,6
AT121	36,2	73,1	112,3	AT121	38,6	81,1	125,1
AT122	36,2	73,1	111,6	AT122	36,8	78,2	121,1
AT123	33,3	68,8	103,9	AT123	35,7	76,5	116,2
AT124	38,7	78,2	119,7	AT124	41,5	86,4	133,1
AT125	33,0	64,9	94,7	AT125	36,7	73,2	107,3
AT126	33,0	65,2	95,2	AT126	36,4	73,6	108,0
AT127	33,1	65,7	96,9	AT127	36,0	73,3	108,7
AT130	33,0	64,1	93,6	AT130	36,4	72,2	105,9
AT211	44,3	83,8	130,8	AT211	46,5	91,0	143,9
AT212	52,6	103,4	166,8	AT212	50,8	105,6	174,3
AT213	44,8	85,0	132,7	AT213	47,2	92,5	146,0
AT221	40,8	74,4	115,4	AT221	42,4	80,4	126,3
AT222	47,8	100,8	158,0	AT222	43,8	100,3	160,5
AT223	47,0	95,6	149,1	AT223	44,5	97,5	154,5
AT224	39,5	72,6	110,7	AT224	42,0	79,5	122,5
AT225	39,1	71,9	110,0	AT225	41,1	78,3	121,3
AT226	51,4	104,8	164,6	AT226	47,8	104,9	167,9
AT311	35,8	71,6	109,3	AT311	40,3	81,8	124,7
AT312	36,1	69,5	104,7	AT312	40,1	78,9	118,9
AT313	40,0	79,4	123,3	AT313	43,9	89,0	138,3
AT314	38,2	75,9	118,2	AT314	39,6	82,2	129,3
AT315	38,2	78,6	123,0	AT315	39,5	85,0	134,5
AT321	65,1	139,1	236,2	AT321	59,4	135,5	235,3
AT322	53,8	115,0	184,5	AT322	49,1	113,1	185,4
AT323	36,7	76,4	118,2	AT323	36,0	79,7	125,6
AT331	67,3	139,5	232,8	AT331	60,7	134,4	230,3
AT332	48,9	100,3	157,1	AT332	44,6	99,0	159,4
AT333	54,6	110,5	179,8	AT333	50,9	109,8	183,6
AT334	63,6	132,0	220,5	AT334	56,6	126,4	217,1
AT335	46,6	98,7	158,4	AT335	42,0	96,8	159,3
AT341	55,3	112,6	180,4	AT341	51,9	112,9	185,8
AT342	40,7	87,0	139,1	AT342	40,7	91,6	149,4

Demand: cooling_residential - Change in % (GWL-2)



Demand: cooling_residential - Change in % (GWL-3)



Demand: cooling_residential - Change in % (GWL-4)

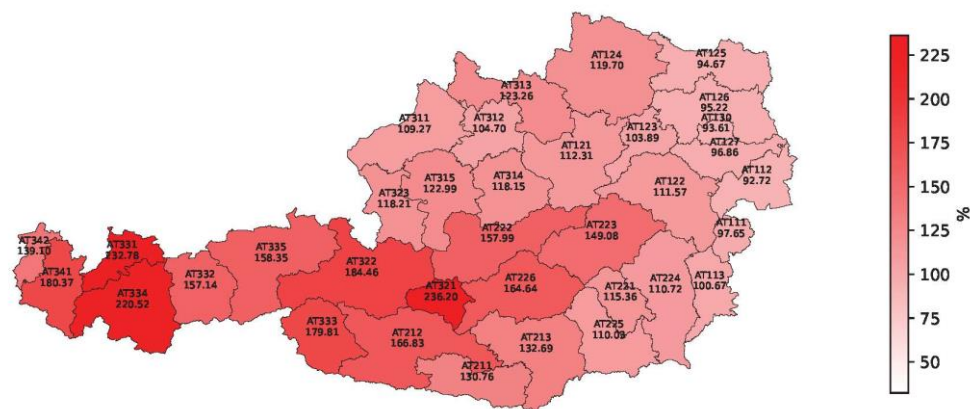


Abbildung 23: Prozentuale Veränderung des Kühlbedarfs im Residential-Sektor in den NUTS-3-Regionen Österreichs für GWLs 2, 3 und 4 °C im Vergleich zur historischen Klimaperiode

Energieforschungsprogramm - Ausschreibung 2022

Tabelle 30: Prozentuale Änderung (%) der Vollaststunden in den NUTS-3-Regionen Österreichs für GWLs 2, 3 und 4 °C im Vergleich zu den Vollaststunden (h/a) der historischen Klimaperiode, Windkraft (links) – PV (rechts)

Wind- Vollaststunden					PV- Vollaststunden				
	historical FLH (1991- 2010)	GWL-2 Change	GWL-3 Change	GWL-4 Change		historical FLH (1991- 2010)	GWL-2 Change	GWL-3 Change	GWL-4 Change
AT111	3414	3,2	2,4	5,5	AT111	1101,4	1,46	1,17	0,48
AT112	3869	1,5	0,6	2,1	AT112	1097,5	1,43	1,09	0,27
AT113	2205	2,9	3,5	3,8	AT113	1106,7	1,64	1,16	0,32
AT121	2863	-0,3	2,2	1,2	AT121	1061,2	0,93	1,23	-0,42
AT122	3186	2,4	3,7	6,5	AT122	1078,3	1,26	1,01	-0,1
AT123	2881	1,1	1,4	2,7	AT123	1063,8	1,26	1,18	-0,54
AT124	3543	-0,6	0,1	-0,4	AT124	1064,3	0,65	0,73	-0,85
AT125	3468	-1,0	0,0	-0,5	AT125	1070,1	1,09	0,91	-0,14
AT126	3684	0,0	0,2	0,9	AT126	1074,7	1,27	0,94	-0,08
AT127	3860	0,8	0,6	1,9	AT127	1078	1,45	1,07	0,15
AT130	3609	0,1	-0,1	1,3	AT130	1069,1	1,35	0,91	-0,01
AT211	781	7,0	20,3	35,6	AT211	1194,6	1,28	0,72	-0,11
AT212	948	13,5	22,5	46,8	AT212	1221,3	0,76	-0,66	-0,99
AT213	1278	6,0	18,2	25,0	AT213	1186,5	1,18	0,52	-0,31
AT221	1666	4,9	11,0	14,3	AT221	1147,4	1,36	0,98	0,04
AT222	1410	9,5	20,7	26,5	AT222	1161,9	-0,61	-0,3	-2,75
AT223	1917	5,9	10,8	13,8	AT223	1151,9	0,69	-0,19	-1,01
AT224	1752	3,8	6,6	7,5	AT224	1152,6	1,39	0,89	-0,03
AT225	1521	4,6	10,7	13,0	AT225	1145,5	1,36	1,1	0,11
AT226	1537	6,1	14,1	20,6	AT226	1160,9	0,43	-0,5	-1,37
AT311	2750	-0,7	1,1	-0,6	AT311	1071,1	0,58	0,54	-0,73
AT312	2759	-0,3	1,3	-1,8	AT312	1064,9	0,64	1,18	-0,45
AT313	2648	-0,8	2,7	0,9	AT313	1067,4	0,39	0,46	-1,14
AT314	2272	3,4	13,2	15,6	AT314	1073,6	0,41	0,66	-1,15
AT315	2203	3,9	13,6	19,7	AT315	1074,7	0,19	0,37	-1,52
AT321	1654	11,4	11,2	14,5	AT321	1232,9	-0,32	-1,03	-2,59
AT322	931	8,3	21,3	19,5	AT322	1223	-0,89	-0,31	-3,11
AT323	1667	6,0	20,1	30,0	AT323	1185,3	0,34	0,42	-1,59
AT331	1225	3,7	6,1	17,0	AT331	1234	-0,84	-0,92	-2,89
AT332	1123	3,5	12,6	21,5	AT332	1238,2	-1,31	-0,78	-3,25
AT333	855	16,4	9,8	34,4	AT333	1283,9	-0,41	-1,8	-2,06
AT334	839	5,7	10,0	11,5	AT334	1288,4	-1,25	-0,92	-3,27
AT335	888	7,9	21,6	35,4	AT335	1218,7	-0,79	-0,32	-2,9
AT341	975	8,2	16,2	29,1	AT341	1210,8	-1,01	-1,3	-3,35
AT342	818	3,3	24,5	46,4	AT342	1158,4	0,95	0,01	-1,7

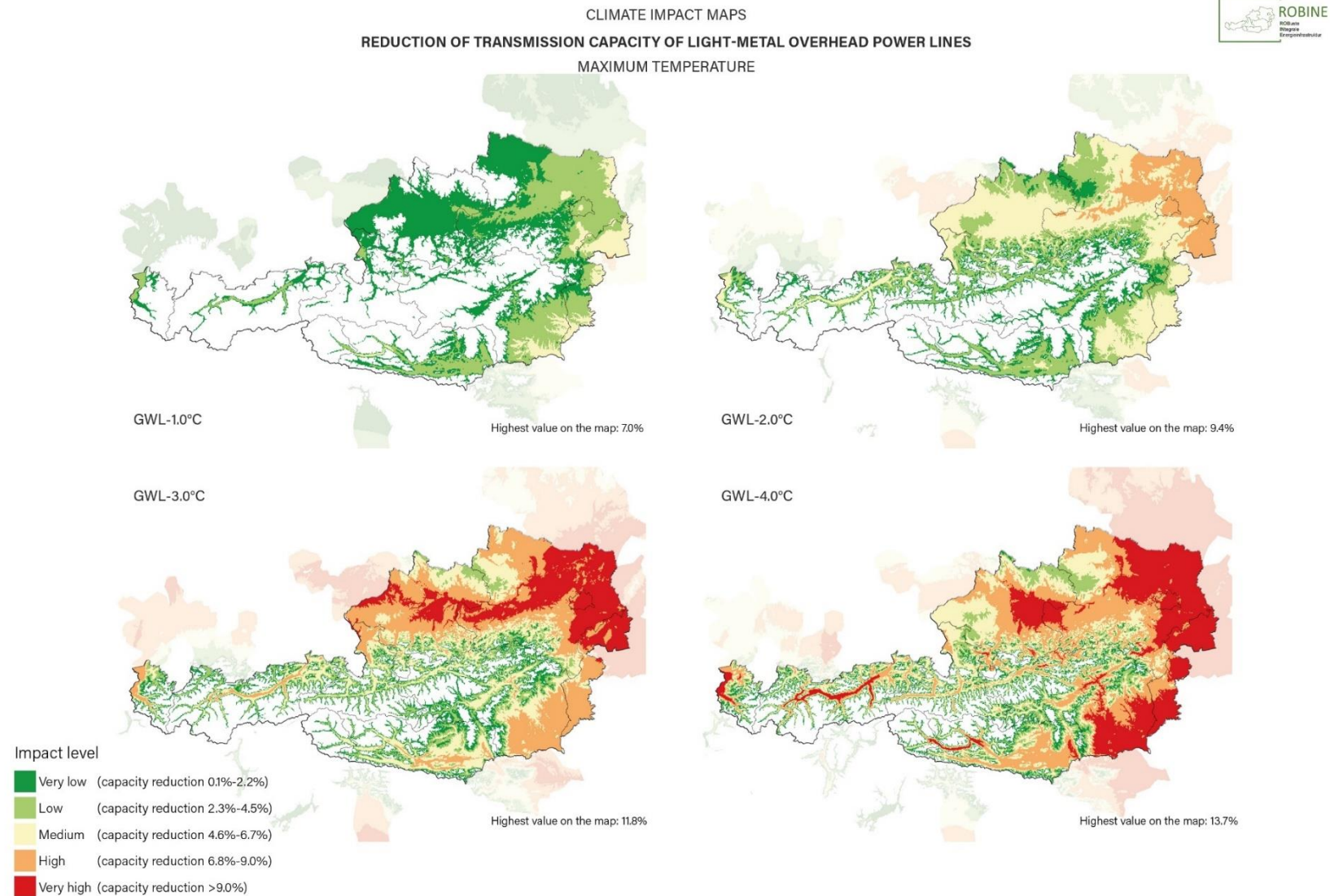
Energieforschungsprogramm - Ausschreibung 2022

Tabelle 31: Prozentuale Änderung (%) der Vollaststunden in den NUTS-3-Regionen Österreichs für GWLs 2, 3 und 4 °C im Vergleich zu den Vollaststunden der historischen Klimaperiode (h/a) im Fall von Laufwasserkraftwerken (LWKW)

Laufwasserkraftwerke- Vollaststunden				
	historical FLH (2001- 2020)	GWL-2 Change	GWL-3 Change	GWL-4 Change
AT111	0			
AT112	0			
AT113	0			
AT121	5641,1	6,6	4,6	1,6
AT122	0			
AT123	0			
AT124	0			
AT125	0			
AT126	5905,5	4,5	2,4	1,6
AT127	0			
AT130	6072,2	4,4	2,4	1,6
AT211	4651,7	3,6	5,6	2,4
AT212	4802,2	5	7,7	7,8
AT213	4726,2	4,7	6,9	1,7
AT221	4746,4	8,6	12,2	7,2
AT222	4755	8,7	11,8	13,8
AT223	4783,8	7,6	11	6,4
AT224	0			
AT225	4682,7	7,4	11,1	3,4
AT226	4742,7	6,8	10,5	8,3
AT311	5594,5	3,5	3,7	4
AT312	5919,5	3,4	1,1	0,5
AT313	6108,9	3,6	1,3	0,7
AT314	4507,2	8,4	10,4	10,9
AT315	4744	6,3	6,8	8,7
AT321	0			
AT322	4486,9	6,2	7,5	8,7
AT323	4727,4	4,3	4,8	5,8
AT331	0			
AT332	0			
AT333	4833,7	2,5	7,6	8
AT334	5379,6	5,9	9,4	13,3
AT335	4617,3	2,9	5	5,8
AT341	4771,2	1,1	-0,4	-1,8
AT342	4699,9	1	-2,4	-4,3

5.5 Ausgewählte Klima-Impact-Karten in höherer Auflösung

Nachfolgend finden Sie die in Kapitel 4.1.3 vorgestellten Klima-Impact-Karten in höherer Auflösung. Alle Karten (ROBINE-AT-Impact) sind auch zum Herunterladen im Zenodo-Repository öffentlich verfügbar (Kozłowska et al., 2025).

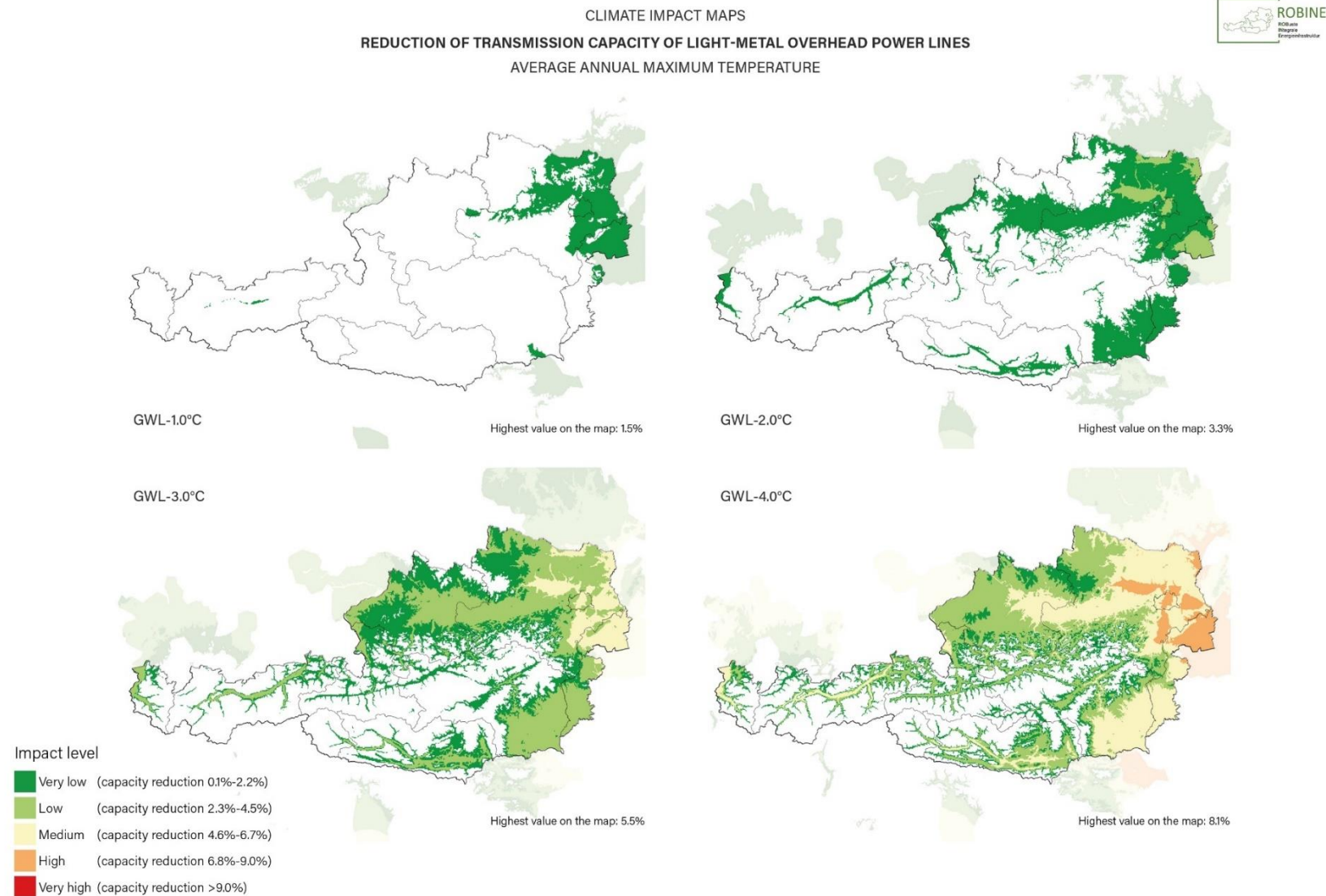


Kozłowska Anna, Bügelmayer-Blaschek Marianne, Kristofer Hasel, Tötzer Tanja | 10.5281/zenodo.17063332
ROBINE: Regionsspezifische Impactuntersuchung von Klimawandel für eine robuste und integrale Energieinfrastruktur in Österreich | <https://projekte.fhg.at/projekt/4875808>

- 3 -



Abbildung 24: Reduktion der Stromübertragungskapazität von Leichtmetall-Freileitungen in Abhängigkeit von maximaler Temperatur unter verschiedenen GWLs

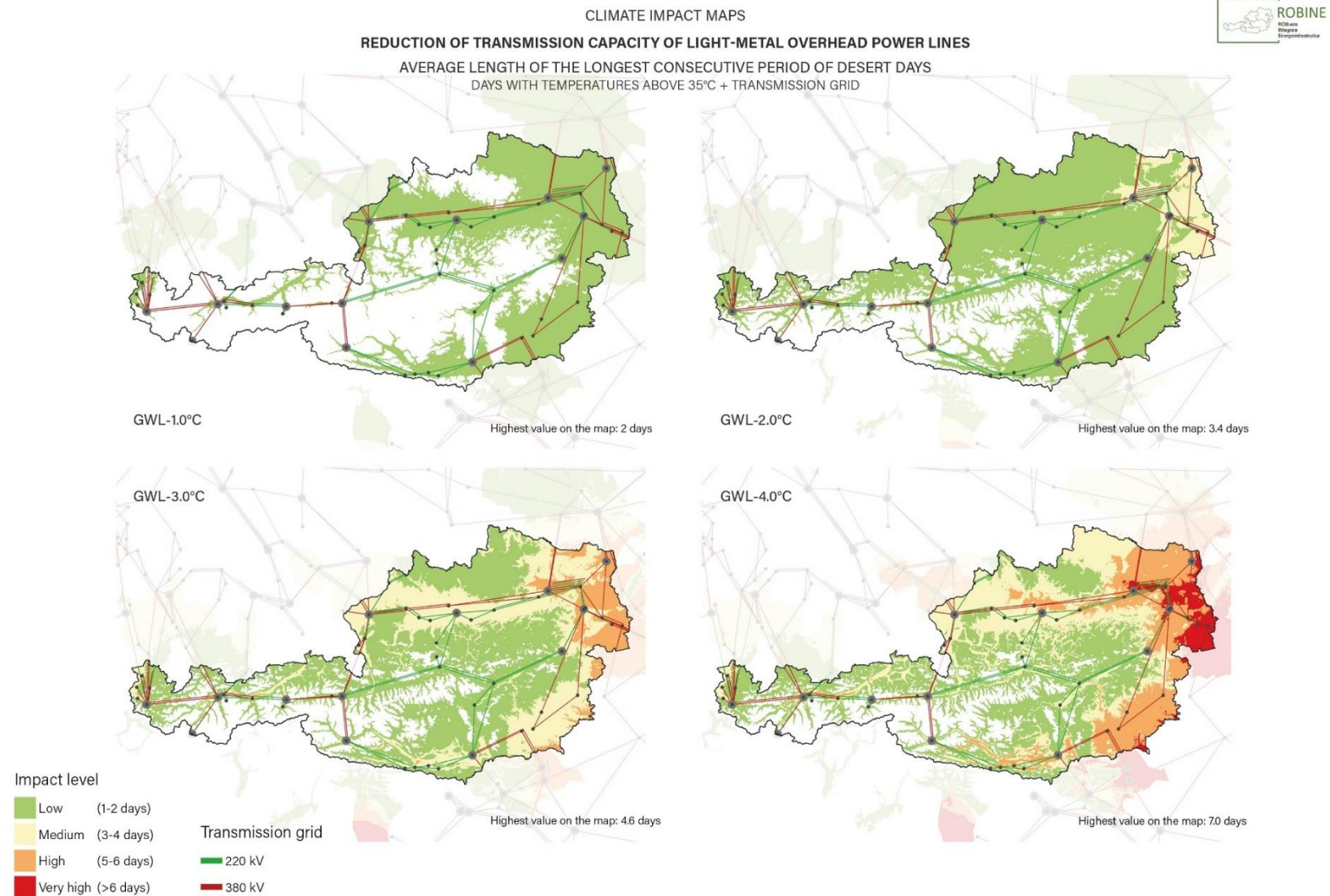


Kozłowska Anna, Bügelmayer-Blaschek Marianne, Kristofer Hasel, Tötzer Tanja | 10.5281/zenodo.17063332
ROBINE: Regionsspezifische Impactuntersuchung von Klimawandel für eine robuste und integrale Energieinfrastruktur in Österreich | <https://projekte.fhg.at/projekt/4875808>

- 8 -



Abbildung 25: Reduktion der Stromübertragungskapazität von Leichtmetall-Freileitungen in Abhängigkeit n Abhängigkeit von der durchschnittlichen jährlichen Höchsttemperatur unter verschiedenen GWLs

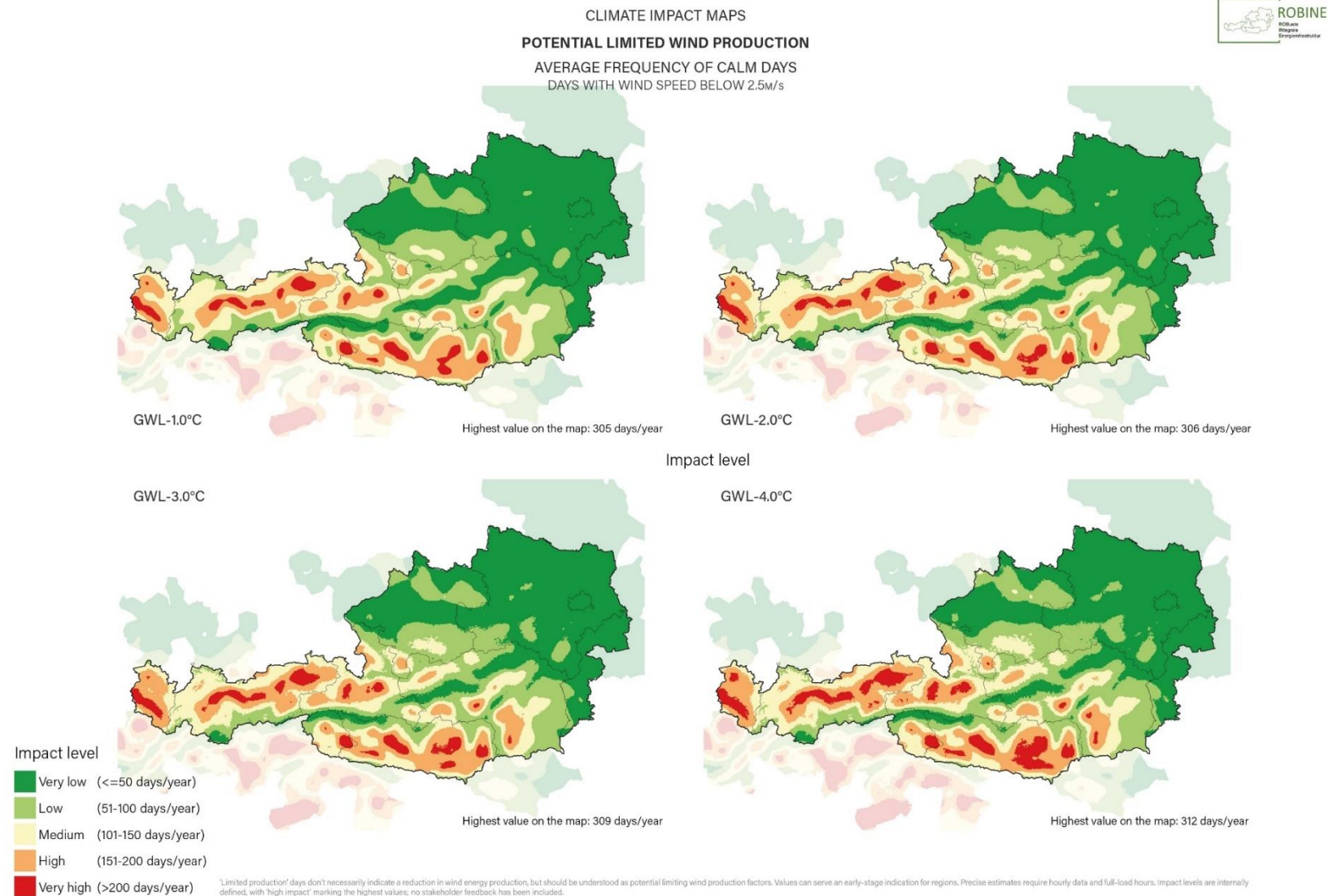


Kozłowska Anna, Bügelmayer-Blaschek Marianne, Kristofer Hasel, Tötzer Tanja | 10.5281/zenodo.17063332
ROBINE: Regionsspezifische Impactuntersuchung von Klimawandel für eine robuste und integrale Energieinfrastruktur in Österreich | <https://projekte.fhg.at/projekt/4875808>

- 18 -



Abbildung 26: Reduktion der Stromübertragungskapazität von Leichtmetall-Freileitungen in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Länge der längsten aufeinanderfolgenden Wüstentage



Kozłowska Anna, Bügelmayer-Blaschek Marianne, Kristofer Hasel, Tötzer Tanja | 10.5281/zenodo.17063332
ROBINE: Regionsspezifische Impactuntersuchung von Klimawandel für eine robuste und integrale Energieinfrastruktur in Österreich | <https://projekte.fhg.at/projekt/4875808>

- 23 -



Abbildung 27: Tage mit potenziell eingeschränkter Windproduktion in Abhängigkeit von Kalmtagen

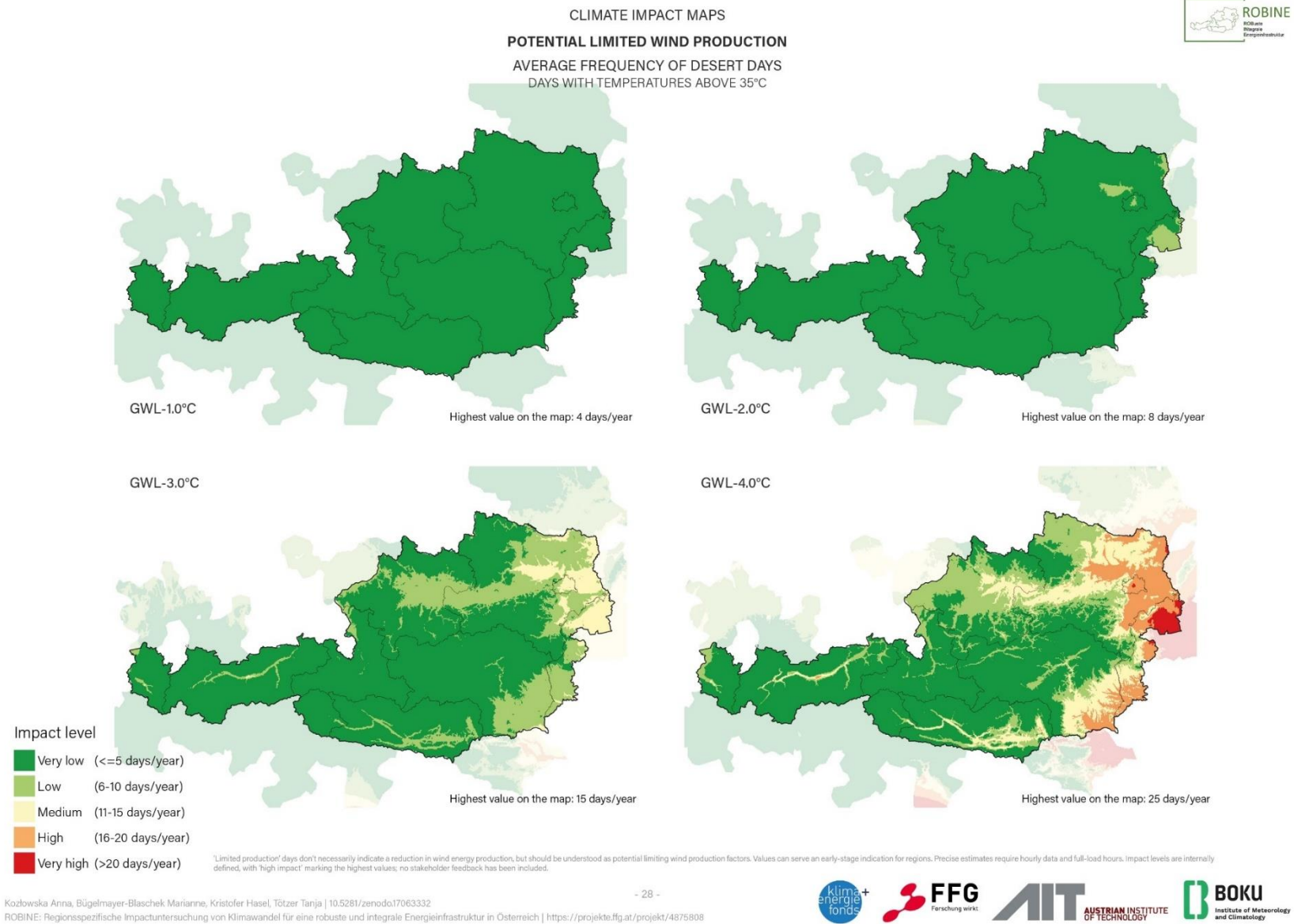
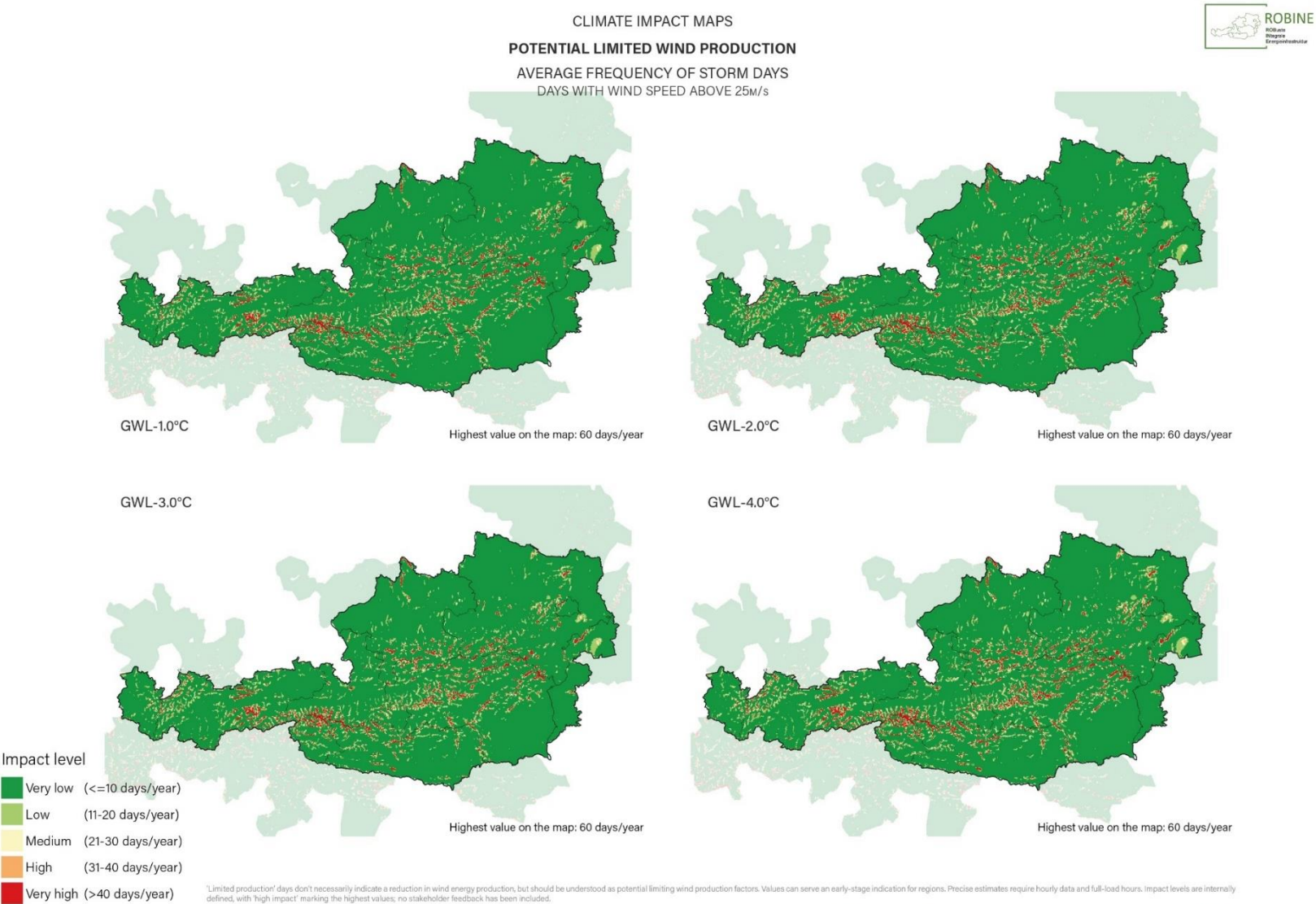


Abbildung 28: Tage mit potenziell eingeschränkter Windproduktion in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Häufigkeit der Wüstentage

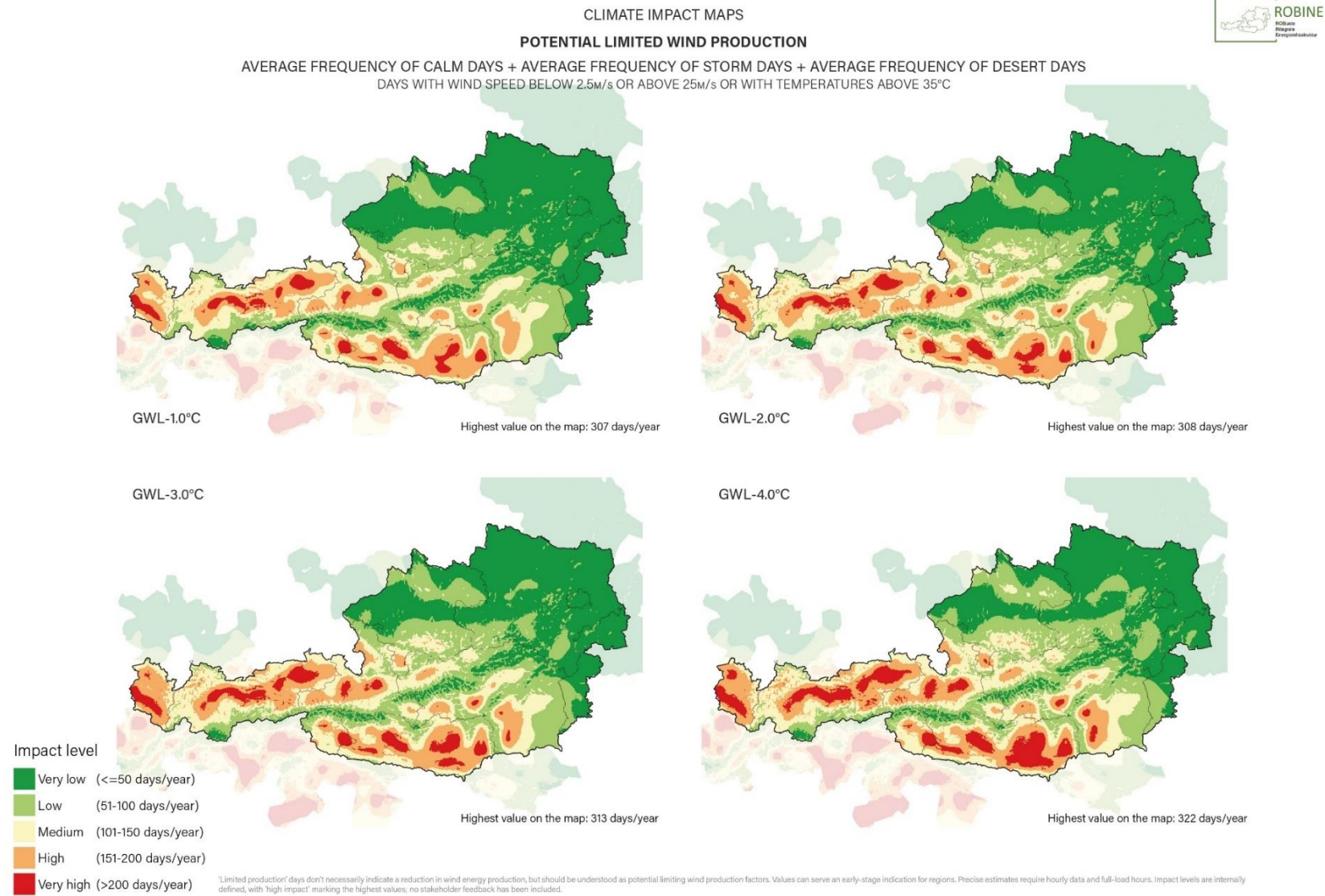


Kozłowska Anna, Bügelmayer-Blaschek Marianne, Kristofer Hasel, Tötzer Tanja | 10.5281/zenodo.17063332
ROBINE: Regionsspezifische Impactuntersuchung von Klimawandel für eine robuste und integrale Energieinfrastruktur in Österreich | <https://projekte.fhg.at/projekt/4875808>

- 33 -



Abbildung 29: Tage mit potenziell eingeschränkter Windproduktion in Abhängigkeit von schwerem Sturm



Kozłowska Anna, Bügelmayer-Blaschek Marianne, Kristofer Hasel, Tötzer Tanja | 10.5281/zenodo.17063332
ROBINE: Regionsspezifische Impactuntersuchung von Klimawandel für eine robuste und integrale Energieinfrastruktur in Österreich | <https://projekte.ffg.at/projekt/4875808>

- 38 -



Abbildung 30: Tage mit potenziell eingeschränkter Windproduktion: Summe der Kalmtage, Wüstentage und Tage mit schweren Stürmen

Kontakt Daten

Demet Suna (Projektleiterin)

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Center for Energy

Adresse: Giefinggasse 4, 1210 Wien, Österreich

Tel: +43 50550-6420

Email: demet.suna@ait.ac.at

Webpage: www.ait.ac.at

Projektpartner:

BOKU-University, Institut für Meteorologie und Klimatologie

Webpage: <https://boku.ac.at/oekb/imet>