

Stellungnahme der IG Windkraft - Konsultation TOR - Erzeuger Gesamtdokument V1.0 **3.5.2019**

Im Rahmen der Konsultation des Entwurfs der neuen TOR - Erzeuger Gesamtdokument V1.0 erlauben wir uns Stellung zu nehmen.

Einleitung

Als Umsetzung der nicht abschließenden Regelungen der Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, ABl. L 2016/112, („Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators“; im Folgenden kurz: RfG-VO) besteht für die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit Anforderungen auszugestalten und diese unter Genehmigung durch die E-Control zu erlassen. Dieses erfolgt im Rahmen der Neugestaltung und Überarbeitung des als „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ - kurz TOR bekannten Regelwerks.

Grundsätzlich begrüßen wir die Ausgestaltung klarer, einheitlicher Regelungen und Anpassungen an nationale Rahmenbedingungen. Dennoch möchten wir darauf hinweisen, dass die Umsetzungen der Verordnung (EU) 2016/631 teils unzureichend, teils überschießend erfolgt ist.

Generell sollten neue Anforderungen klar ausgewiesen werden, präzise spezifiziert sein und es sollte eine tiefgehende Kosten-Nutzen-Analyse erfolgen. Nur so wird gewährleistet von Windkraftanlagenherstellern entsprechende Angebote zu bekommen und die damit verbundenen Investitions -und Betriebskosten beurteilen zu können. Es sei kritisch darauf hingewiesen, dass zu unspezifisch ausformulierte Anforderungen und noch nicht ausgestaltete Bereiche wie die Umsetzung Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb („SOGL - System Operation Guideline“) oder noch unklare Bereiche der Betriebserlaubnis und Konformitätsnachweise eine Stellungnahme erschweren.

Weiters möchten wir auf folgende Punkte hinweisen und beziehen uns dabei auf das Dokument „Entwurf TOR Erzeuger V1.0 Gesamtdokument“:

1. Begriffe & Abkürzungen - eindeutige Definition erforderlich (Kap. 1 Lfd. Nr. 19ff)

Die in diesem Teil der TOR abgebildeten Begriffe werden durchgängig im gesamten Dokument durch entsprechende Abkürzungen verwendet. Allerdings sind reine Abkürzungserläuterungen aus unserer Sicht unzureichend. Wir fordern daher bereits in Kapitel 1 eine eindeutige nachvollziehbare Definition der Begriffe. Wenn Begriffe Verwendung finden, die in anderen Dokumenten definiert sind z.B. im EIWOG, so sollten hier verweise enthalten sein. Beispielsweise die Verwendung der Begriffe „Erzeugungseinheit“ und „Erzeugungsanlage“ in der RfG - VO und TORneu sollten vereinheitlicht werden. Dadurch wird verhindert, dass durch unterschiedliche Begriffsinterpretationen seitens unterschiedlicher Stakeholder, Unstimmigkeiten in der Auslegung und Lesart der TOR entstehen.

2. Anwendungsbereich - Typ D Netzanschlusspunkt 110 kV (Kap. 2 Lfd. Nr. 26)

Schon in der ersten Ausbauphase von Windenergie im Jahre 2003 wurden die Windkraftanlagenbetreiber besonders im Burgenland dazu angehalten, die durch Austrian Wind Power GmbH („AWP“) bzw. nachfolgend Energie Burgenland Windkraft GmbH („EBW“) neu zu errichtenden Umspannwerke im Sinne einer Risikogemeinschaft der Windkraftanlagenbetreiber zu finanzieren. Die Eigentumsgrenze zwischen der Windkraftanlageninfrastruktur des jeweiligen Windkraftanlagenbetreibers und dem Eigentum der AWP bzw. EBW bilden die abgangsseitigen Kabelstecker der 30 kV-Abzweige im jeweiligen Umspannwerk. Diese Entscheidung wurde vom damaligen Energieversorger – BEWAG - mit der Begründung getroffen, dass sämtliche Anschlusskosten, die durch den Ausbau von Windenergie verursacht werden, nicht zu Lasten des Endkunden gehen sollen.

Das Burgenland aber auch andere Bundesländer wie der Steiermark gehören zu jenen Bundesländern Österreichs, welche die Windenergieanlagen gemäß Netzzugangsvertrag mit dem Netzanschlusspunkt 110 kV verbindet. Somit sind alle Netzzugangsverträge und werden zukünftig alle Netzzugangsverträge immer auf die 3. Spannungsebene (110 kV) ausgestellt. Gemäß dem aktuellen Entwurf der TORneu fallen somit alle Windenergieanlagen, die beispielsweise in der 3. Ausbauphase im Burgenland gebaut werden, in den Typ D hinein. **Es ist allerdings wichtig herauszustreichen, dass ein solches Szenario im Rahmen des zukünftigen Ausbaus der Windkraft auch in anderen Bundesländern möglich ist.**

Durch die Einstufung der Windenergieanlagen in Typ D werden Windkraftanlagenbetreiber gegenüber den anderen Betreibern aus anderen Bundesländern (z.B. Niederösterreich) folgeschwer benachteiligt. Nicht nur das Erreichen der Betriebsparameter und die Regelungsmöglichkeiten der einzelnen Windkraftanlagen führen zu höheren Investitionskosten, sondern dann auch die Erteilung der Betriebserlaubnisse, die vom Netzbetreiber vorgenommen werden müssen.

Nach Analyse des derzeitigen Konsultationsentwurfs der TOR besteht die Gefahr, dass die Kosten für eine endgültige Betriebserlaubnis, die vom Netzbetreiber zu erteilen ist, für den Typ D (auch wenn der Windpark leistungsmäßig nicht in diese Kategorie fallen würde) die Wirtschaftlichkeit von aktuellen und erst recht von zukünftigen Projekten stark in Frage stellen. Auch hinsichtlich der Bereitstellung von unentgeltlichen Systemdienstleistungen (Blindleistung,...) müssen diese Projekte ungerechtfertigt und unverschuldet die höchsten Anforderungen erfüllen.

Was den Prozess der Anlagenzertifizierung anbelangt, welcher weder im TORneu Entwurf noch in diversen Erläuterungen der E-Control festgehalten wurde, ist von unangemessen Mehrkosten für Windparks des Typs D auf der 110 kV Ebene auszugehen. Zwar ist dieser Prozess noch nicht veröffentlicht oder durch Erläuterungen seitens E-Control beschrieben. Gerade deswegen herrscht noch große Unklarheit hinsichtlich wie die Anlagenzertifizierung in Zukunft durchgeführt werden soll.

Wir kritisieren hier, dass Windparks die höchst möglichen Anforderungen zu erfüllen haben, obwohl diese was deren Maximalkapazität P_{max} angeht nicht in die Klasse D fallen würden.

Wir fordern daher hier für diese speziell österreichischen Rahmenbedingungen umfassende Ausnahmen für Windparks, welche unter der Maximalkapazität P_{\max} 50 MW fallen und eigentlich Typ B / C Anlagen wären. Gerade hier muss dem Prinzip der wirtschaftlichen Kosten - Nutzen - Analyse besonderes Augenmerk gewidmet werden.

3. Wesentliche Änderungen bestehender Stromerzeugungsanlagen (Kap. 2.2. Lfd. Nr. 37)

Eine nicht abschließende Auflistung von wesentlichen Änderungen beziehungsweise gegenteilig die Auflistung von nicht wesentlichen Änderungen, erschwert die Einschätzung und Beurteilung zukünftiger Änderungen von Anlagen. Wir fordern daher eine möglichst klare Präzisierung, welche Änderungen als „wesentlich“ anzusehen sind.

Beispielsweise stellt der Tausch einer Regelungseinheit in einem Windpark einen hohen und relevanten Kostenpunkt dar. Wichtig ist daher, dass bei der Erweiterung und Installation von neuen Anlagen, die bestehende Regelungseinheit für die bestehenden Anlagen weiterverwendet werden darf und nicht der gesamte Windpark umgestellt werden muss.

Das bedeutet allgemein gesagt, die Weiterverwendung von möglichst bestehenden Infrastrukturen muss ermöglicht werden, ohne in eine höhere Anforderungsklasse zu gelangen. Zusätzlich sollen Anforderungen der TORneu bei Erweiterungen eines Windparks, wo es sinnvoll ist, lediglich aliquot zu erfüllen sein (z.B. Blindleistungsbereitstellung).

4. Gewährung von Freistellungen und Bestandsschutz - Übergangsregelung bis zur endgültigen Anwendbarkeit der RfG (Kap. 2.5. Lfd. Nr.50)

Der Zeitraum bis zur endgültigen Anwendbarkeit der RfG VO (27.4.2019) und der Ausgestaltung einer nationalen Umsetzung im Rahmen der TORneu war sowohl für Betreiber als auch Hersteller von hoher Rechtsunsicherheit hinsichtlich der Planung zukünftiger Projekte geprägt. Zwar wurde vermehrt auf die Gültigkeit der derzeit bestehenden TOR sowie der RfG VO hingewiesen, allerdings zeigen sich bei Analyse des aktuellen Entwurfs der TORneu doch signifikante Änderungen. Diese Änderungen treffen die Betreiber und Hersteller unverschuldet und konnten in keiner Weise vorhergesehen werden.

Wir fordern daher, um unnötige Mehrkosten und kostspielige Umplanungen zu vermeiden, weiterhin die Anwendung der alten bestehenden TOR für alle bestellten Windkraftanlagen bis Stichtag 27.4.2019, beziehungsweise eine Ausweitung der Freistellungen von Bestimmungen der RfG VO und TORneu.

5. Netzanschlussverfahren und relevante Unterlagen (Kap. 4 Lfd. Nr. 65ff)

Im aktuellen Entwurf der TORneu finden sich zahlreiche Verweise auf die bestehenden TOR. Hier sei allerdings kritisch hingewiesen, dass mehrfach Unterschiede zwischen Originaltext der bestehenden TOR und dem aktuellen TORneu Entwurf bestehen. Z.B.

„Das Anschlusskonzept unterliegt hinsichtlich der Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der **Übermittlung** durch den Netzbetreiber (z.B. 6 Monate).“ TOR D4 4.1 – Verweis in TORneu (Lfd Nr. 88)

„Netzanschlussanfragen unterliegen hinsichtlich ihrer Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der **Angebotslegung** durch den Netzbetreiber (z.B. 6 Monate).“ TOR D4. 4.1 - Original

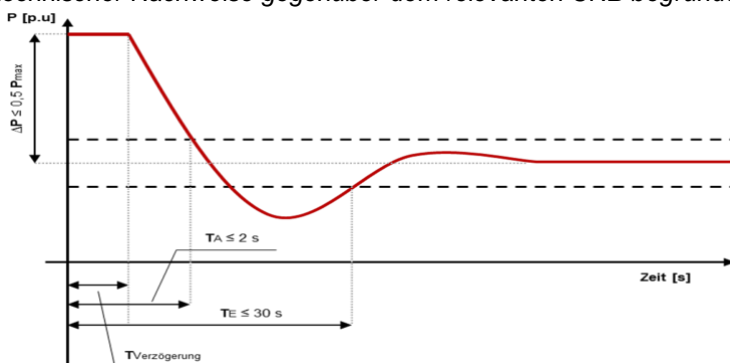
Hinsichtlich einer unmissverständlichen Interpretation sind hier entsprechende Korrekturen und Anpassungen nötig.

Bezugnehmend auf **Lfd. Nr. 69 (Kap. 4.1. Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage)** bezieht sich diese Regelung rein auf Erzeugungseinheiten und Speicher. Wir verlangen aufgrund der immer größer werdenden Rolle von „steuerbaren Lasten“ sowie Erzeugung mit gemessener limitierter Einspeisung folgende Erweiterung der Textierung (in fett):

„Bei Kombination von Stromerzeugungseinheiten, **elektrischen Lasten**, elektrischen Energiespeichern und entsprechender Regelungstechnik sind diese immer in ihrer Gesamtwirkung zu betrachten:...”

6. An - und Einschwingzeit im LFSM-O Modus - Fehler in Abbildung 2 (Kap. 5.1.3. Lfd. Nr. 115 & 120)

Mit Verweis auf die RfG VO 13 (2) e wird verlangt: „Die Stromerzeugungsanlage muss die frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe nach einer möglichst kurzen anfänglichen Zeitverzögerung aktivieren können. Beträgt diese Zeitverzögerung mehr als zwei Sekunden, muss der Netzbenutzer die Verzögerung unter Vorlage technischer Nachweise gegenüber dem relevanten ÜNB begründen.“



Vergleicht man diese Anforderung mit der zugehörigen Abbildung 2 (Lfd. Nr. 120) ist der Übergang der zwischen $T_{\text{Verzögerung}}$, T_A und T_E falsch eingezeichnet. Hier bedarf es einer korrekten Darstellung der Symbolpfeile, welche mit den Vorgaben aus der RfG VO kompatibel sind. Zusätzlich bedarf es einer Definition welcher Zielwert innerhalb der Zeit T_A mindestens zu erreichen ist.

Andernfalls könnte es zu einer fälschlichen Interpretation dieser Anforderung kommen, die einerseits An - und Einschwingzeiten für Netzbenutzer verringert und gleichzeitig kritische Netzsituationen begünstigt.

7. Erhöhung der Wirkleistung bei abnehmender Frequenz - Verpflichtung zur Leistungsvorhaltung von Windkraftanlagen (Kap. 5.1.6. Lfd. Nr. 145 -147)

In der Lfd. Nr. 145 sowie in Abbildung 6 Lfd. Nr. 146 werden im speziellen für Windkraftanlagen Regelzeiten für den LFSM-U Modus empfohlen. Diese gelten für Typ C, D aber auch schon für Windkraftanlagen niedrigerer Leistungsklassen z.B. Typ B durch die Einstufung als Typ D auf 110 kV Ebene.

„ $T_A \leq 5 \text{ s}$ für eine Wirkleistungserhöhung von 20 % P_{max} , sofern sich die Momentanleistung bei Aktivierung des LFSM-U Modus $\geq 50 \%$ P_{max} ist; falls die Momentanleistung bei Aktivierung des LFSM-U Modus weniger als 50 % P_{max} beträgt, soll die Stromerzeugungsanlage eine Wirkleistungserhöhung so schnell wie technisch möglich umsetzen“;

Mit dieser Anforderung lässt sich ableiten, dass der Netzbenutzer bzw. Betreiber im Rahmen des Netzzugangsvertrages zu einer signifikanten Leistungsvorhaltung (gedrosselter Fahrweise laufend bis zu 20%) der Anlage verpflichtet werden kann. Dies ist ohne Entgelt für diese Dienstleistung nicht gerechtfertigt und auch nicht wirtschaftlich tragbar.

Dazu kommt, dass diese Systemdienstleistung in keiner Weise abgegolten wird und somit wirtschaftlich kaum abschätzbare Verluste entstehen können. Berechnungen von Windkraftanlagenbetreibern gehen von Ertragsverlusten (bei einer Anlage mit 5 MW Nennleistung) von über zweihundert tausend Euro und Investitionskosten von bis zu 1 Million Euro aus.

Sollte die Leistungsvorhaltung gem. LFSM-U (lfd. Nr. 145 ff TOR neu Originaldokument V1.0) für die Windenergie im Burgenland, aber auch in anderen Bundesländern, aufgrund der bereits erläuterten Einstufung als Typ D aufgrund des Netzanschlusses auf der 110 kV-Ebene, zum Tragen kommen, sinken die Einnahmen so stark, dass neue Windenergieprojekte wirtschaftlich nicht mehr darstellbar sind. Dadurch entsteht besonders für einzelne Bundesländer aber auch für Gesamtösterreich ein großer volkswirtschaftlicher Schaden. Eine solche Anforderung kann daher in keiner Weise akzeptiert werden und widerspricht sämtlichen Kosten - Nutzenabwägungen

Wenn mit dieser Bestimmung eine Definition für eine marktbasierend zu beschaffende Dienstleistung am Regelenergiemarkt gemeint ist, so ist diese Erläuterung in der TOR nicht erforderlich. Solche Anforderungen sind mit Präqualifikationskriterien zwischen Netzbetrieb und Erzeugung zu vereinbaren und sollen nicht Bestandteil der TOR sein.

Wir fordern somit eine Streichung dieser Anforderung.

8. Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse (Kap. 5.1.8. Lfd. Nr. 171)

Die Bereitstellung synthetischer Schwungmasse stellt eine wichtige und relevante Systemdienstleistung dar. Die Textierung im Entwurf der TORneu bleibt an dieser Stelle sehr unkonkret, sodass zukünftig mit hohen Kosten und unklaren Anforderungen bzgl. Nachrüstungen zu rechnen ist. Bei dieser sehr allgemeinen Formulierung wird dem Netzbetreiber viel Spielraum gegeben, eine solche „Kann- Anforderung“ im Netzzugangsvertrag zur Bedingung zu machen. Diese Anforderung macht für uns daher nur Sinn, wenn eine präzise Formulierung vorhanden ist und eine adäquate Abgeltung gewährleistet wird.

9. Blindleistungskompensation (Kap. 5.3.3.3. Lfd. Nr. 268ff & Lfd. Nr. 242,288)

Seitens des Netzbetreibers soll im Netzzugangsvertrag die technische Notwendigkeit und maximale Menge an Blindleistung zu Netzstabilisierung genau dargelegt und begründet werden. Das dient zur Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Blindleistungsanforderungen. Für die Bereitstellung von Blindleistung, fordern wir eine finanzielle Abgeltung. Wir sprechen uns für die Ausgestaltung eines geeigneten Instruments zur Abgeltung von Blindleistung, ähnlich wie in anderen EU-Staaten bereits implementiert¹, aus. Daher ist jetzt die Diskussion über eine Abgeltung der Bereitstellung von Blindleistung bei Erlass und Ausgestaltung der Verordnung zu führen. So kann der zukünftigen Rolle der Windkraft nicht nur als reiner Produzent sondern auch als Systemdienstleister in geeigneterer Weise Rechnung getragen werden.

Weiters sind in der Lfd. Nr. 242 3 unterschiedliche Blindleistungsbereiche festgelegt, von denen der Netzbetreiber einen wählen muss. Der Bereich I erstreckt sich cosphi 0,95 untererregt bis cosphi 0,9 übererregt, der Bereich II von cosphi 0,925 untererregt bis cosphi 0,925 über erregt und der Bereich III cosphi 0,95 untererregt bis cosphi 0,9 übererregt.

In Abbildung 23 der Lfd. Nr. 288 und der genaueren Definition der Stützpunkte des Bildes in der Lfd. Nr. 290 ist für Typ B ein Blindleistungsbereich von cosphi 0,9 unter erregt bis cosphi 0,9 übererregt gefordert. Dies widerspricht den Blindleistungsanforderungen für Typ B. Hier sollte die Definition der Stützpunkte dahingehend angepasst werden, dass für Typ B die Anforderungen der Lfd. Nr. 242 abgebildet werden.

¹ Vgl. Bletterie Benoit / Kadar Sedam (2017). Studie zur Monetarisierung von Blindleistung in Österreich - Umfeldanalyse und Ist-Situation. AIT - Austrian Institute of Technology.

10. Back - up Systeme für Kommunikation (Kap. 6.2.2. Lfd. Nr. 446 - 449)

Wir bezweifeln die derzeitige Durchführbarkeit der Anforderung hinsichtlich der 8h Back - up Stromversorgung für Kommunikationssysteme. Unserem derzeitigen Informationsstand seitens Betreibern und Herstellern zufolge, haben relevante Elemente wie z. B. der Parkregler in vielen Windparks je nach Hersteller ein Back - up von maximal 90 Minuten. Die in der TORneu dargelegten Anforderungen an diverse Komponenten können nicht vollumfassend standardmäßig bereitgestellt werden.

Aufgrund des breiten Spektrums an betroffenen Komponenten (Router, Switches, Verbindungsmodem,...) bietet sich großer Spielraum für Interpretation und dadurch bedingte Unsicherheit. So ist unklar, ob rein die Kommunikationshardware zu „puffern“ ist, wobei zum Beispiel der Parkregler und Anlagencontroller auf ihrem eigenen Back - Up System hängen (Puffer zwischen 30 - 90 Minuten). Ohne diese Systeme im Parknetzwerk können allerdings keine sinnvollen Informationen zum Parkzustand erhoben werden. Interpretiert man die Anforderung in die andere Richtung, bedeutet das eine weitestgehend durchgängige Pufferung und führt bei den (Prinzip bedingt) örtlich weit verteilten Erzeugungsanlagen zu einer signifikanten Erhöhung der Kosten sowohl im Bereich der Investitionen als auch im laufenden Betrieb.

Wir sprechen uns daher gegeben diese Anforderung aus, da diese in ihrer derzeitigen Form nicht nachvollziehbar und umfassend definiert ist.

11. Betriebserlaubnis (Kap. 7. Lfd. Nr. 526ff)

Wir kritisieren allgemein, dass im Typ D keinerlei Unterscheidung nach Technologien mit ihren unterschiedlichen Charakteristika gemacht wurde. So werden beispielsweise Windkraftanlagen genauso behandelt wie z.B. Gas - oder Wasserkraftwerke, welche nach individuellen Vorgaben geplant und errichtet werden. Daraus resultierend entstehen für zukünftige Windparks überbordende und die Wirtschaftlichkeit von Projekten bedrohende Anforderungen hinsichtlich der Betriebserlaubnis und der Anlagenzertifizierung. Wir begrüßen grundsätzlich die Erarbeitung eines einheitlichen Prozesses des Betriebserlaubnisverfahrens. Allerdings müssen sich diese an die technischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten der Technologien orientieren. Eine Diskriminierung der Windkraft gegenüber anderen Technologien lehnen wir entschieden ab.

Wir verlangen daher, dass in solchen Fällen großzügig vom Artikel 61 - 63 RfG VO Gebrauch gemacht werden kann, um durch die Gewährung von Freistellungen ungerechtfertigte Kosten im Zuge der Betriebserlaubnis und Zertifizierung vermeiden zu können.

12. Konformitätsnachweis (Kap. 8.1. Lfd. Nr. 579)

Grundsätzlich kritisieren wir, dass zum Zeitpunkt der Konsultation des Entwurfs der TORneu die Anforderungen an die zukünftigen Konformitätsnachweise und im speziellen die Anlagenzertifizierung noch nicht fertig bzw. veröffentlicht und kommuniziert wurden. Es erschwert eine umfassende Einschätzung der nationalen Umsetzung der RfG VO und schafft große Planungsunsicherheit seitens Betreiber und Hersteller.

Der in Lfd. Nr. 579 angeführte Begriff einer „ermächtigten Zertifizierungsstelle“ mit Verweis auf die RfG VO bietet einen sehr großen Spielraum für Interpretation und lässt viele Fragen der praktischen Umsetzung des komplexen Prozesses der Zertifizierung offen. Es ist noch völlig unklar, welche Stellen mit der Zertifizierung von Anlagen betraut werden können oder ob und inwiefern bestehende Zertifikate, Messberichte und Herstellernachweise anerkannt werden. Wichtig ist für uns hier daher, dass dem Prinzip eines praxistauglichen und möglichst kosteneffizienten Prozesses und die Rücksichtnahme auf die Besonderheiten der einzelnen Technologien hohe Bedeutung zu kommt.

Wir sehen daher die Ausgestaltung in Lfd. Nr. 579 als unzureichend an und fordern die Veröffentlichung von Erläuterungen mit der genauen Ausgestaltung des Anlagenzertifizierungsprozesses unter Einbezug der jeweiligen Verbände und Interessensvertretungen. Eine Endgültige Veröffentlichung der TORneu kann keinesfalls vor Abschluss dieses dringend erforderlichen Klärungsprozesses erfolgen.

Wir bitten um Berücksichtigung dieser Anmerkungen und stehen für Rückfragen sowie Diskussionen zur weiteren Ausgestaltung gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Mag. Stefan Moidl,
Geschäftsführer IG Windkraft Österreich

IG Windkraft Österreich
Tel.: 02742/21955-0
Mail: igw@igwindkraft.at
Web: www.igwindkraft.at

Impressum und Datenschutz: www.igwindkraft.at/impressum