Howden
A Chart Industries Company

White paper

Erfahrungen mit Netzanschlussrichtlinien und der Zertifizierung von Howden / KK&K-Dampfturbinen

Simon Stummann,
Matthias Schleer und
Cornelia Liebmann

Revolving Around You™

www.howden.com

Kurzfassung

Erfahrungen mit Netzanschlussrichtlinien und der Zertifizierung von Howden / KK & K-Dampfturbinen

Die Energiewende verlagert die Stromerzeugung von wenigen Großkraftwerken hin zu zahlreichen dezentralen Anlagen. Damit die Netzstabilität auch weiterhin gewährleistet ist, wurden einheitliche Regelungen europaweit mit der Verordnung EU2016/631 getroffen. Mit deren anschließender Umsetzung in nationale Normen werden in Deutschland in der VDE4110 und 4120 drei Wege aufgezeigt die Netzkonformität der Anlagen nachzuweisen: einmal über ein Einheitenzertifikat für Serienmaschinen, über einen Prototypenprozess, der auch zu einem Einheitenzertifikat führt und als dritter Weg das Einzelnachweisverfahren. Typischerweise wird die Zertifizierung durch eine Third-Party vorgenommen. Mit diesen Zertifizierungs-Verfahren werden Hersteller, Anlagenbetreiber, sowie die Netzbetreiber vor neue Aufgaben gestellt. Gerade im Hinblick auf kundenoptimierte, kleinere Dampfturbinen stellt der Zertifizierungsprozess auch eine kommerzielle Herausforderung dar: Die Howden/KK&K Dampfturbinen werden vielfach zur Restdampfverstromung, als Reduzierstation in Fernwärmenetzen oder in einer Biomasseanlage genutzt. Um aus den vorhandenen Prozessparametern wie Dampfmenge und Dampfdruck einen maximalen Ertrag zu generieren, werden die Maschinen kundenspezifisch ausgelegt und optimiert. Für kundenoptimale Maschinen bietet sich als sinnvoller Zertifizierungsweg lediglich das Einzelnachweisverfahren an. Die dadurch verursachten zusätzlichen Kosten, die keine Wertschöpfung bringen, betragen bis zu einem Drittel der Gesamtmaschinenkosten und stellen somit eine enorme wirtschaftliche Belastung dar.

Im Rahmen der Anlagenzertifizierung per Einzelnachweis existieren zwei große Herausforderungen: das technische Zusammenspiel aller Komponenten und die prozessuale Abstimmung sehr vieler Beteiligter. Die technischen Anforderungen werden in der Regel durch zwei oder mehr Komponenten erfüllt, die oftmals von verschiedenen Herstellern kommen. So ist die Betrachtung des Zusammenspiels der Anlagenbestandteile essentiell, insbesondere in der Bewertung dynamischer Prozesse. Im prozessualen Zusammenspiel wird gezeigt, wie alle Beteiligte – von Netzbetreiber, Anlagennutzer, Hersteller, zahlreichen Zulieferern, Prüflabor bis akkreditiertem Zertifizierer – abgestimmt werden, um das Verfahren zu einem erfolgreichen Abschluss zu bringen.

Durch das Beherrschen des komplexen Prozesses wird die Anlagenzertifizierung auch für individuelle kundenoptimierte Dampfturbinen möglich.

©Howden Group Limited. All rights reserved. 2022.

Globaltrend Energiewende und Herausforderungen für die Netzinfrastruktur

Der vielfach besprochene Klimawandel stellt nahezu alle Bereiche des Lebens vor bislang unbekannte Schwierigkeiten. So wird auch die Energieerzeugung von fossil befeuerten Großkraftwerken zu einer nachhaltigen Energieerzeugung umgestellt. Als Maß für die Schädigung der Umwelt wird üblicherweise der CO_2 Ausstoß herangezogen.

In Deutschland ist die größte Gruppe der CO_2 Emissionen mit anteilig 41 % die öffentliche Strom- und Wärmeversorgung [1]. Zwar nahmen von 1990 bis 2018 die CO_2 Emissionen pro kWh um 36 % ab, aufgrund des steigenden Strombedarfs werden in Summe jedoch nur 30 % an CO_2 eingespart. Die Ziele der europäischen Union geben eine Minderung des CO_2 Ausstoßes bis 2030 von 55 % im Vergleich zu 1990 vor.

In Zukunft wird der Strombedarf, beispielsweise durch die zunehmende Elektromobilität, Automatisierung und Digitalisierung weiter steigen. Somit werden zunehmende Anstrengungen notwendig, die Stromerzeugung auf nachhaltige Quellen insbesondere Windkraft und Photovoltaik umzustellen. Sowohl Windkraft als auch Photovoltaik zeichnen sich durch in Vergleich zu fossilen Kraftwerken deutlich kleineren Erzeugungsanlagen aus. Charakteristisch für die beiden wesentlichen nachhaltigen Energiequellen ist ihre natürliche Schwankung, die regional und zeitlich auftritt. Die Photovoltaik schwankt jahreszeitlich, sowie im Tag-Nachtzyklus und darüber hinaus aufgrund der Bewölkung. Die Windkraft unterliegt ebenfalls aufgrund des Wetters deutlichen Schwankungen.

Somit existieren in Zukunft örtliche und zeitliche Schwankungen im Energieangebot, was einerseits zu Unterversorgung und andererseits zu Überversorgung führt. Um die Stromnetze weiter stabil zu halten müssen auch in Zukunft diese größer werdenden Unterschiede ausgleichen werden müssen.

Netzanschlussrichtlinien in Europa

Um die zukünftige Netzstabilität zu gewährleisten hat die Europäische Union für das europäische Verbundnetz im Jahr 2016 die Verordnung EU2016/631 erlassen [2]. In dieser Verordnung werden Regeln für die fünf europäischen Netzverbünde Kontinentaleuropa, Großbritannien, Nordeuropa, Irland und Nordirland und den baltischen Staaten erlassen.

Prinzipielle Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen sind die Dauer, wie lange diese auch bei von 50Hz abweichenden Frequenzen weiter betrieben werden müssen. Darüber hinaus müssen die Anlagen ihre Wirkleistungsabgabe an die Netzfrequenz anpassen und damit das Netz stabilisieren.

Eine wesentliche Anforderung, die bei größeren Anlagen gilt, ist das Durchfahren von Netzfehlern, der sogenannte Fault Ride Through oder Low Voltage Ride Through. Dieser ist durch ein plötzliches Abfallen der Spannung bis auf 0 % der Nennspannung definiert. Für synchrone Generatoren gelten Anforderungen hinsichtlich des möglichen Bereichs an Blindleistungsabgabe bzw. -aufnahme. Weitere Anforderungen werden beispielsweise in der Synchronisierung oder der die Auslösewerte der Schutzgeräte vorgegeben [2].

Aufgrund der verschiedenen europäischen Netzverbünde, der darüber hinaus länderspezifischen Regelungen und der uneinheitlichen Nachweisführung ist die Zertifizierung im europäischen Rahmen sehr komplex. Darüber hinaus ist der Netzbetreiber berechtigt abweichende Anforderungen aufzustellen.

©Howden Group Limited. All rights reserved. 2022.

Umsetzung des europäischen Grid Codes in Deutschland und der Zertifizierungsprozess

In Deutschland wird die EU Verordnung durch drei Verordnungen VDE4105, VDE4110 und VDE4120 umgesetzt. Die VDE 4105 ist maßgeblich für kleine Niederspannungsanlagen bis 135kW [3].

Die für Howden-Dampfturbinen üblicherweise angewandte Netzanschlussrichtlinie ist die VDE4110 [4] für Mittelspannungsanlagen. In der VDE4120 sind die Regelungen für Hochspannungsanlagen [5] festgeschrieben.

In den technischen Richtlinien der VDE werden konkrete Anforderungen an die Anlage gestellt. Die Erzeugungsanlage ist dabei definiert als diejenige Anlage die am Netzanschlusspunkt angeschlossen ist. Eine Erzeugungsanlage kann aus mehreren Erzeugungseinheiten zum Beispiel mehreren Turbinen-Generatorsätzen bestehen.

Die Ausgestaltung des Nachweises ist als Third-Party Verfahren gestaltet. Dies bedeutet, dass ein akkreditiertes Zertifizierungsinstitut den Nachweis prüft und bestätigt. Die Vermessung muss wiederum durch ein anderes unabhängiges Prüflabor durchgeführt werden. Auch muss ein entsprechendes Simulationsmodell beigestellt und validiert werden.

In den VDE Regeln werden drei Möglichkeiten zum Nachweis der elektrischen Eigenschaften aufgezeigt. Der für Serieneinheiten und kleinere Einheiten, wie z.B. Photovoltaikmodule, praktikabelste Weg ist das Einheitenzertifikat. In diesem wird für eine Einheit der Nachweis auf einem Prüfstand erbracht. Im Nachgang muss noch ein Anlagenzertifikat erbracht werden, in dem die örtlichen Besonderheiten der Anlage berücksichtigt werden. Für Anlagen mit niedrigeren Leistungen, die sich auf einem Prüfstand zertifizieren lassen ist ein Einheitenzertifikat wirtschaftlich. Dadurch treiben für Serienprodukte mit höheren Stückzahlen die Zertifizierungskosten nur insignifikant die Produktkosten.

Sollten die Einheiten zu groß werden um an einem Prüfstand vermessen zu werden, es sich dennoch um Serienmaschinen handeln, so bietet sich das Prototypenverfahren an, in welchen beispielsweise bei Windkrafteinheiten eine Einheit vermessen wird. In diesem wird eine Maschine einzeln bewertet und vermessen und in diesem Prozess ein Einheitenzertifikat erstellt. Anschließend wird unter Berücksichtigung der anlagenspezifischen Parameter ein Anlagenzertifikat erstellt. Für weitere Anlagen ist hiermit der Weg über das Standardverfahren möglich.

Für individuell ausgeführte Anlagen ist ein Einzelnachweisverfahren vorgesehen. In diesem Verfahren wird jede einzelne Anlage individuell geprüft, vermessen und validiert. Insbesondere Anlagen mit hohen Leistungen ab ca. 10MW werden in vielen Fällen spezifisch geplant und ausgelegt. Diese lassen sich am sinnvollsten mit dem Einzelnachweisverfahren bewerten. Hierfür existieren keine LVRT-Prüfcontainer und die Kosten des Einzelnachweises verschwinden in den Kosten der Gesamtanlage. Für individuelle Dampfturbinenanlagen im Bereich von 1-10MW dagegen sind die relativen Kosten der Zertifizierung an der Grenze der Wirtschaftlichkeit.

Europäischen Nachweisverfahren

Insgesamt beziehen sich alle europäischen Netzanforderungen auf die EU-Richtlinie EU2016/631 [2]. Jedoch sind sowohl die genauen Ausgestaltungen der Netzanschlussrichtlinien und ebenso das Nachweisverfahren in allen europäischen Ländern unterschiedlich. So unterscheiden sich sowohl die technischen Anforderungen, als auch im Nachweisverfahren die Dokumente, Modelle und Daten die geliefert werden müssen.

Der weite Bereich des zu liefernden Nachweises lässt sich gut am G99 aus Großbritannien erkennen. In diesem ist, abhängig des Maschinentyps der Nachweis über manufacturers information bis witness test vorhanden [6]. So muss quasi für jede einzelne Maschine geprüft werden, welchen Anforderungen diese genügen muss. Auch durch die unterschiedliche Nachweisführung ist eine Prüfung vor Auslegung und Bestellung der Maschine notwendig.

In anderen europäischen Ländern, die keinen oder noch keinen eindeutig definierten Nachweisprozess haben, wird von Seiten des Anlagenbetreibers und des Netzbetreibers gerne das deutsche Nachweisverfahren angewandt. So wendet Howden aktuell in mehreren europäischen Projekten das deutsche Nachweisverfahren ergänzt durch weitere örtlichen Anforderungen an. Für

©Howden Group Limited. All rights reserved. 2022.

Hersteller von netzgebundenen Maschinen ist es notwendig den Überblick über alle genauen Anforderungen und den Nachweisprozess zu behalten.

Problemfeld Zertifizierung für kleine individuell ausgelegte Dampfturbinen

Die Dampfturbinen der Howden-KK&K Baureihen haben eine vergleichsweise kleine Leistung bis 15MWel. Sie werden oft zur Erhöhung der Dampfausnutzung und damit zur direkten Steigerung der Energieeffizienz eingesetzt. Einsatzbereiche sind die Druckreduzierung in Dampf- und (Fern-) Wärmeprozessen und die Nutzung von Restdampf zur Stromerzeugung. Oftmals existiert der eigentliche Dampfprozess schon und die Turbine wird zusätzlich hinzugefügt. Um hier eine bestmögliche Nutzung zu gewährleisten, wird jede Howden Dampfturbine individuell ausgelegt, da auch die Prozesse sehr spezifisch ausgestaltet sind. Basierend auf den jeweiligen Kundenbetriebspunkten werden Howdenturbinen ausgelegt, so dass keine zwei Turbinen sich gleichen. Howden Turbinen können ein- oder mehrstufig sein, auch eine oder mehrere Dampfentnahmen sind möglich. Für die Restdampfverwertung sind oft Kondensationsturbinen im Einsatz. Durch den Howden eigenen Leistungs- und Prozessregler können eine oder mehrere Prozessgrößen wie beispielsweise Frischdampfdruck oder Abdampftemperatur einzeln parallel zum Netzbetrieb geregelt werden [7]. Durch diesen hohen Grad der Optimierung und Individualisierung für jeden einzelnen Kunden ist natürlich kein Serienprodukt gegeben. Der einzig mögliche Weg für die individuellen Turbinen eine Anlagenzertifizierung zu erlangen ist das Einzelnachweisverfahren. In diesem wird die Maschine ausgelegt, das Simulationsmodell erstellt und dann während der Inbetriebnahme die Maschine in ihrer Anlage in mehreren Tagen auf ihre elektrischen Eigenschaften geprüft und validiert. Insbesondere für Turbinen kleiner 1MW Anschlussleistung können die Kosten der Zertifizierung im Einzelnachweisverfahren bis zu 30 % der Maschinenkosten betragen. Dies stellt natürlich ein wirtschaftliches Hemmnis für viele Kunden dar. Zu den reinen Kosten ist die Komplexität der Zertifizierung ein weiterer schwieriger zu klärender Punkt. Die in Deutschland eingeführte Nachweisführung führt zu einem wirtschaftlichen Hemmnis und dadurch zu einer ausgebremsten Energiewende, da die Energieeinspeisung durch Restdampfverstromung unwirtschaftlich wird.

Neben den kommerziellen Aspekten ergeben sich in der Zertifizierung insbesondere zwei weitere wesentliche Problemfelder, einerseits die technische Ausführung der Maschine und der Prozess der Zertifizierung.

Technische Herausforderungen

Die Auswirkungen der Netzanschlussrichtlinien haben fundamentale Auswirkungen auf die Gesamtauslegung der Maschine. Dabei ist auf der technischen Seite die wesentliche Herausforderung, dass viele der Anforderungen nicht von einer Komponente alleine erfüllt wird.

Die Maschine besteht aus zahlreichen, die elektrischen Eigenschaften beeinflussenden Komponenten, (Abbildung 1). Die wesentliche energiewandelnde Einheit ist die Turbine mit Getriebe und dem Generator. Diese werden über jeweils einen Turbinenleistungs- und prozessregler und einem Generatorregler geregelt und von zahlreichen Hilfsaggregaten wie Ölanlage, Ventilen und Schaltschrank versorgt. Im Schaltschrank sind alle wesentlichen elektrischen Geräte wie Synchronisiereinheit oder die Schutzgeräte untergebracht.

All diese Komponenten bilden die Gesamtanlage ab und müssen die elektrischen Anforderungen abbilden. Die Eigenschaften einzelner Komponenten beeinflussen sich gegenseitig mitunter sehr komplex. So ist die Aussage, dass eine Komponente beispielsweise der Generator oder die Turbine eine Anforderung erfüllen nur bedingt möglich.

©Howden Group Limited. All rights reserved. 2022.

Abbildung 1: MONO AFA6 Turbine (Bauart Howden/ KK&K) mit LVRT relevanten Komponenten wir Generator, Ventilen und Ölversorgung

Beispiel Low Voltage Ride Through

Das Zusammenspiel der Komponenten lässt sich am meistdiskutierten Beispiel des LVRT (Low Voltage Ride Through) zeigen. Dies ist ein kurzfristiger Spannungsabfall auf Netzseite. Im Regelbetrieb erzeugt die Turbine Rotationsenergie, die anschließend im Generator in elektrische Energie umgewandelt wird. Beim LVRT bricht nun das Netz ein und die anfallende Energie kann nicht mehr in das Netz abgegeben werden und verbleibt somit im Gesamtstrang der Einheit. Diese Energie wird sowohl auf der elektrischen Seite im Generator, als auch mechanisch im Antriebsstrang der Turbine aufgenommen. So muss sowohl der Generator, als auch der mechanische Teil der Turbine, das Getriebe und der Strang darauf ausgelegt sein. So ist für den LVRT das Massenträgheitsmoment des gesamten Strangs entscheidend. Aus dem Zusammenspiel der Komponenten kann weder der Generatorhersteller einen LVRT der Gesamtanlage zusagen noch der Turbinenhersteller.

Die Turbine muss also entsprechend ausgelegt sein um den mechanischen Auswirkungen standzuhalten. So ist, wenn es die Maschine technisch erfordert, ein Einsatz von Rutschkupplungen notwendig um das Drehmoment im Strang zu begrenzen [8].

Neben dem Hauptstrang müssen auch alle Hilfsaggregate wie Ölpumpen, Ventile oder der Schaltschrank LVRT sicher sein. Beispielsweise ausreichend elektrisch gepuffert. Ein Nachweis für jede einzelne Komponente ist notwendig. Der Ausfall einer einzelnen Komponente führt dazu, dass die gesamte Anlage einen LVRT nicht mehr durchfahren kann.

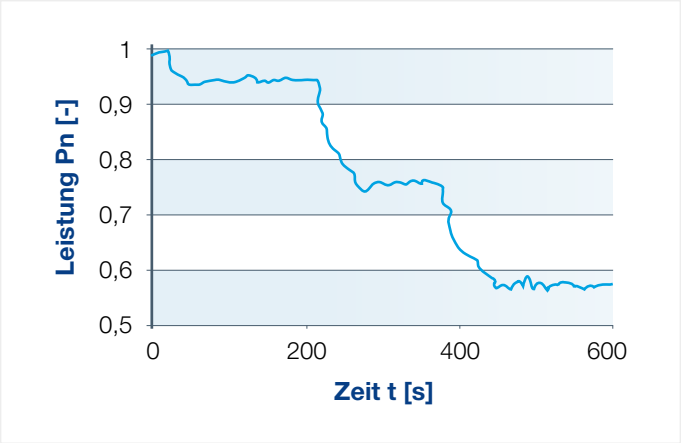
Aus dem Beispiel ist ersichtlich, dass die elektrischen Anforderungen nur im Zusammenspiel aller Komponenten zu erfüllen ist. Die Aufgabe dies sicherzustellen und nachzuweisen ist eine der zentralen Aufgaben in der Zertifizierung [9].

Beispiel Leistungsregelung

Darüber hinaus ist in der Auswahl der Leistungs- und Generatorregler darauf zu achten, dass eine Vermessung möglich ist. Die zu vermessenden Parameter, wie statische Netzstützung, müssen im normalen Stromnetz bei vorgegebener Frequenz vermessen werden, ohne dass die Netzstabilität gefährdet wird. So wird, da kein Prüfstand verfügbar ist, auch die frequenzabhängige Leistungsreduzierung bei Netzfrequenzen größer 50Hz bei gleichbleibender Netzfrequenz vermessen, indem dem Regler eine zu hohe Netzfrequenz vorgegeben wird. In der Messung ist in Abbildung 2 links die Leistungsrücknahme der Turbine zu erkennen. In Abbildung 2 rechts ist die Auswertung zu erkennen, zusammen mit dem Sollwert der Leistung bei der jeweils vorgegebenen Frequenz.

Da viele der Komponenten von unterschiedlichen Herstellern kommen, ist die weitere große Herausforderung, dem Zertifizierungsprozess zu koordinieren.

©Howden Group Limited. All rights reserved. 2022.



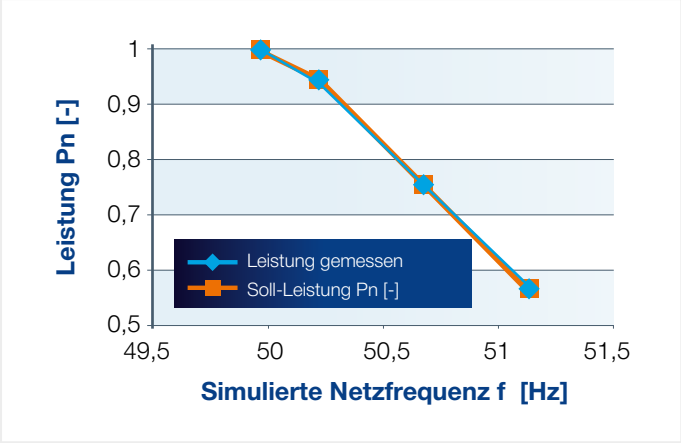


Abbildung 2: Messung der frequenzabhängigen Leistungsreduzierung bei konstanter Netzfrequenz (links) und die Auswertung (rechts)

Herausforderungen in der Nachweisführung (Prozess)

Ist nun die Technik der Maschine geklärt, ist die Schwierigkeit den Zertifizierungsprozess wirtschaftlich zu gestalten. Die Ausgestaltung des Zertifizierungsprozesses zusammen mit dem Zusammenspiel der vielen Komponenten und Zulieferer macht die Zertifizierung schwierig. So entsteht ein Netzwerk aus zahlreichen Beteiligten. Auf Seiten der Maschinenherstellung kommen neben Howden als Turbinenhersteller auch Unterlieferanten wie Schaltschrankbauer, Generatorhersteller, Hersteller des Generatorreglers, des Leistung- und Prozesssreglers hinzu. Weiterhin sind der Zertifizierer, das Prüflabor und der Netzbetreiber zu berücksichtigen. Natürlich hat der Kunde, der ja außer der Maschine auch die restliche Anlage stellt, einen wesentlichen Anteil. Die unterschiedlichen, manchmal gegensätzlichen Anforderungen aller Beteiligter sind zu jedem Prozessschritt, von Verkauf der Anlage, über Herstellung, Inbetriebnahme, Vermessung und Zertifizierung zu berücksichtigen. Ein beispielhaftes Netzwerk aus verschiedenen Beteiligten ist in Abbildung 3 dargestellt.

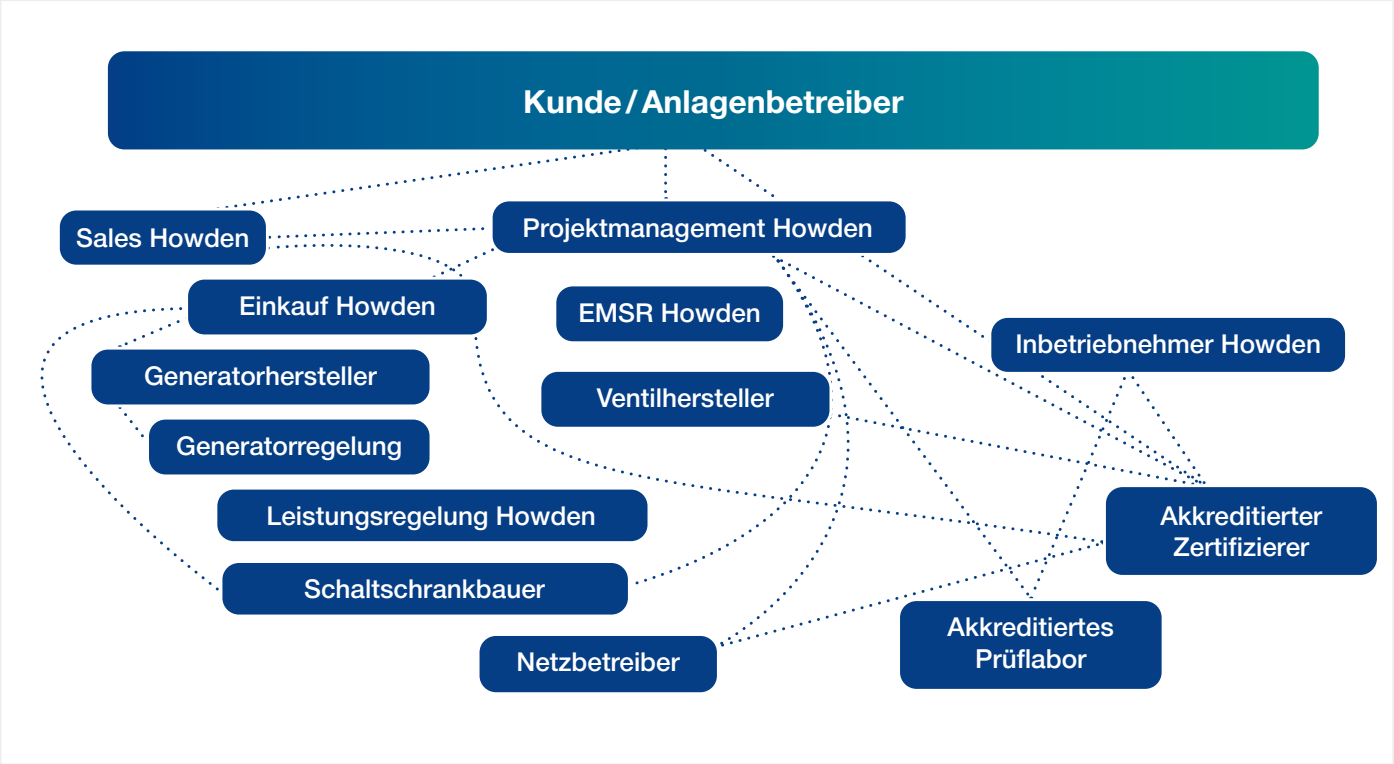


Abbildung 3: Entstehendes Netzwerk aus Beteiligten im Zertifizierungsprozess

©Howden Group Limited. All rights reserved. 2022.

Methodik zur Lösung der Problematik

Die Lösung der technischen und prozessualen Herausforderungen beginnen weit vor der eigentlichen Inbetriebnahme. Schon während der Vertriebsphase ist die Zertifizierung intensiv zu berücksichtigen und ein entsprechender Generator, entsprechende mechanische Komponenten, sowie Hilfsaggregate auszuwählen. Darüber hinaus ist eine Kundensensibilität zu schaffen, damit der Kunde sich diesem schwierigen Thema annimmt und schon in dieser frühen Phase mit seinem Netzbetreiber abstimmt um etwaige besondere Anforderungen zu klären. In der Praxis der letzten Abwicklungen haben sich zwei Methoden als erfolgsversprechend herausgestellt.

Einerseits, wenn der Maschinenhersteller die Zertifizierung als federführend übernehmt. Dabei werden alle Gewerke zentral von einer Stelle koordiniert. Dieses sorgt von der Auslegung bis zum endgültigen Zertifikat dafür, dass alles reibungslos läuft. So wird beispielsweise schon in der Auslegungsphase ein gemeinsamer Termin mit Netzbetreiber, Anlagenbetreiber, Zertifizierer und Howden koordiniert, um die anstehende Zertifizierung zu besprechen. Alle relevanten Beteiligten haben einen zentralen Ansprechpartner, der die unterschiedlichen und gegensätzlichen Anforderungen löst. Für Anlagenbetreiber, deren Kerngeschäft ein anderes als die Energieerzeugung ist, beispielsweise in der Restdampfnutzung anderer Prozesse, hat sich diese Methode als zielführend herausgestellt.

Die zweite erfolgreiche Methode ist, wenn der Kunde als Anlagenbetreiber die Koordination übernimmt. Der Kunde kümmert sich um die Zertifizierung, den Kontakt zum Zertifizierer, dem Prüflabor. In dieser Konstellation spielen wir als Howden die wesentliche Rolle, dass wir eine Grid Code konforme Maschine liefern und intensiv mit dem gesammelten Wissen beratend zur Seite stehen. Diese zweite Methode hat sich insbesondere bei Anlagenbetreibern, die sich mit dem Thema Zertifizierung intensiv beschäftigen als erfolgreich herausgestellt. Beispiele hierfür sind Stadtwerke, die gleichzeitig als Energieversorger auftreten oder Betreiber mehrerer Anlagen.

Ausblick

Zusammenfassend ist die Anlagenzertifizierung nach VDE4110 und VDE4120 für die Anlagenzertifizierung individuell ausgelegter Dampfturbinen eine große Herausforderung. Gelöst wird diese durch eine sehr klare Struktur und ein Zusammenspiel aller Beteiligter mit einem zentralen Ansprechpartner.

Auch zukünftig wird die Anlagenzertifizierung herausfordernd bleiben, wenngleich einige Erleichterungen in Aussicht stehen. So wird mit komponentenzertifizierten Teilen der Nachweis der technischen Anforderungen leichter. Dies ist ein erster Schritt in die Richtung das Zusammenspiel der Komponenten wirtschaftlicher nachzuweisen. Die zunehmende Erfahrung aller Beteiligter wird dafür sorgen, dass notwendiges Wissen vorhanden ist und zum Beispiel erforderliche Daten bei den Beteiligten vorhanden sind.

Auf europäischer Sicht wäre eine weitere Vereinheitlichung von Netzanschlussregeln und Zertifizierungsprozess wünschenswert, optimal wären gleiche Regeln und ein europaweit einheitlicher Prozess.

Mit dem erarbeiteten Konzept ist Howden in der Lage, auch für individuell ausgelegten und an den Betrieb optimierten Turbinen die Anlagenzertifizierung wirtschaftlich durchzuführen. Es bleiben dann nur noch die zusätzlichen Kosten der Zertifizierung, die bei der Planung der Gesamtanlage zu berücksichtigen sind.

Es bleibt zu hoffen, dass die in Deutschland eingeführte Nachweisführung nicht zu einem wirtschaftlichen Hemmnis und dadurch zu einer ausgebremsten Energiewende führen wird.

©Howden Group Limited. All rights reserved. 2022.

Referenzen

[1] Drosihn, Detlef Umweltbundesamt: Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990–2018 unter Verwendung von Berechnungsergebnissen der Nationalen Koordinierungsstelle Emissionsberichterstattung. Dessau-Roßlau, 2020, ISSN 1862-4359

[2] Die Europäische Kommission: Verordnung 2016/631 DER KOMMISSION zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger. Brüssel, 2016

[3] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Berlin, 2018

[4] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung), Berlin, 2018

[5] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung), Berlin, 2018

[6] Energy Networks Association: Engineering Recommendation G99 – Requirements for the connection of generation equipment in parallel with public distribution networks on or after 27 April 2019. London, 2018

[7] Howden Turbo GmbH: ST Brochure: www.howden.com/en-gb/products/steam-turbines; Frankenthal, 2020

[8] Mehlich, Andreas; Drubel, Oliver; Bohler, Axel: Einsatz von drehmomentbegrenzenden Kupplungen zur Auslegung von Wellensträngen von Stromerzeugern bei Energiewendespezifischen Netzanforderungen. In VGB PowerTech, 2018, 1/2, Seite 78-82

[9] Haller, Jens: Anforderungen aus dem Entwurf der VDE Mittelspannungsrichtlinie an die schutztechnische Ausstattung von Generatoren in Dampfturbinenanlagen. Mannheim, 2017

©Howden Group Limited. All rights reserved. 2022.

Autoren: Simon Stummann, Matthias Schleer, Cornelia Liebmann

Howden, ein Unternehmen von Chart Industries

Heßheimer Straße 2
67227 Frankenthal
Deutschland

howden.com

Revolving Around You™

©Howden Group Limited. All rights reserved. 2023.
Howden and the flying H logo are registered trade marks belonging to Howden Group Limited.