

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

25/03/2025

Projekttitel:

**Digitalisierung und Visualisierung
als Basis für Predictive Maintenance
in der Wasserkraft
(DIGI-Hydro)**

Projektnummer: 881188

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Ausschreibung	6. Ausschreibung Energieforschungsprogramm
Projektstart	01/01/2020
Projektende	31/12/2024
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	48 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Technische Universität Wien – Institut für Energietechnik und Thermodynamik E302
AnsprechpartnerIn	Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Eduard Doujak
Postadresse	Getreidemarkt 9/E302, 1060 Wien
Telefon	+43(0) 1 58801 - 302404
Fax	
E-mail	eduard.doujak@tuwien.ac.at
Website	https://www.tuwien.at/mwbw/iet

DIGI-Hydro

Digitalisierung und Visualisierung als Basis für Predictive Maintenance in der Wasserkraft

AutorInnen:

E. Doujak, J. Schmidt, A. Langer, C. Königswieser

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Einleitung	5
2.1	Hintergrund	5
2.2	Aufgabenstellung und Methoden	6
3	Inhaltliche Darstellung	7
3.1	Problemstellung	7
3.2	Zielsetzung	8
3.3	Messkampagnen und Datenerfassung	9
3.4	Speicherkonzept und Datenverarbeitung	13
3.5	Modellbildung und Simulation	17
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	21
5	Ausblick und Empfehlungen	23
6	Literaturverzeichnis	24
7	Kontakt Daten	24

2 Einleitung

2.1 Hintergrund

Die Wasserkraft gilt als eine wesentliche Säule der Stromversorgung in Österreich und liefert als solche rund 60% (IEA, 2024) der erzeugten Elektrizität. Diese Energie stammt aus einigen hundert größeren, und tausenden kleineren Kleinwasserkraftwerke, die momentan in Österreich im Einsatz sind. Die Investitionskosten bei der Errichtung einer Wasserkraftanlage sind aufgrund der Individualität jeder Anlage sehr hoch. Um diese Investitionen über Erlöse des verkauften Stroms decken zu können, wurden Wasserkraftanlagen für eine sehr lange Lebensdauer ausgelegt. Das Durchschnittsalter der Wasserkraftwerke in Österreich ist, verglichen mit Anlagen z.B. in der Windenergie, somit sehr hoch, einige Anlagen sind bereits seit über 40 Jahren in Betrieb (Giesecke, et al., 2009).

Der Großteil der Wasserkraftanlagen europaweit wurde geplant und gebaut lange bevor wesentliche Entwicklungen in der digitalen Sensorerfassung, Datenauswertung und Datenanalyse stattfinden konnten. Ein intensiver Ausbau der Großanlagen liegt seit den 90er Jahren in Österreich nicht mehr im Fokus der Betreiber, welche sich nun mehr auf die Revitalisierung von älteren Anlagen sowie die Ausweitung von Pumpspeicherkapazitäten, und den Ausbau der Kleinwasserkraft konzentrieren (Kords, 2024). Dadurch ergeben sich Chancen für eine mögliche Integration von Digitalisierungskonzepten auch in bestehende und ältere Anlagen. Darüber hinaus wird der Strommarkt und damit der Betrieb der Stromerzeugungsanlagen in Zukunft großen Veränderungen unterworfen sein.

Schon seit einigen Jahren ist in der Energiewirtschaft ein erheblicher Wandel festzustellen. Aufgrund der verstärkten Nutzung volatiler erneuerbarer Energiequellen unterliegt das Stromnetz starken Schwankungen, die eine flexible Netzregulierung erfordern. Aufgrund ihrer schnellen Einsatzfähigkeit werden Wasserkraftwerke vorzugsweise zur Regulierung verwendet. Dies führt jedoch dazu, dass sie zunehmend in Betriebszuständen betrieben werden, die nicht in der ursprünglichen Planung vorgesehen waren (Vagnoni, et al., 2024).

Die Auswirkungen dieser veränderten Betriebsbedingungen auf die Maschinenlebensdauer, Schädigungsmechanismen und Wartungszyklen sind bislang nicht vollständig erforscht. Betriebsdaten, welche durch verschiedene Sensoren aufgezeichnet werden, können neue Erkenntnisse über den veränderten Betrieb der Anlagen liefern. Hier setzt das Forschungsprojekt DIGI-Hydro an: Es verfolgt das Ziel, eine digitalisierte und automatisierte Zustandsüberwachung von Wasserkraftanlagen zu entwickeln.

2.2 Aufgabenstellung und Methoden

Um diese digitalisierte und automatisierte Zustandsüberwachung zu realisieren, wurden umfangreiche Messkampagnen an zwei unterschiedlichen Wasserkraftwerken durchgeführt. Dabei wurden eine Vielzahl an Betriebs- und Sensordaten gesammelt, um eine breite Datenbasis für die Analyse zu schaffen. Weiters werden modernste Laserscanning Technologien eingesetzt, um Realgeometrien für die Simulationen bereitstellen zu können. Zentrale Aspekte sind, aufgrund der großen Datenmengen, die Entwicklung einer Speicherlösung sowie die Datenharmonisierung, bei der Messwerte aus unterschiedlichen Quellen und mit variierenden Frequenzen synchronisiert und zusammengeführt werden. Diese aufbereiteten Daten dienen als Grundlage für die Modellierung und Simulation, mit denen eine automatisierte Zustandsbeurteilung der Anlagen ermöglicht wird. Numerische Methoden wie CFD- oder FE-Simulationen kommen zum Einsatz um die Auswirkungen der kritischen Betriebszustände auf die Anlage zu identifizieren. Die gewonnenen Erkenntnisse werden in eine web-basierte Plattform integriert, die eine der Modellergebnisse und eine effiziente Überwachung der Kraftwerke in Echtzeit ermöglicht. Auch Virtual Reality kommt zur Visualisierung zum Einsatz. Diese innovativen Konzepte tragen zur Optimierung von Wartungs- und Betriebsstrategien und damit zur Verlängerung der Lebensdauer von Wasserkraftanlagen bei.

Dieses Projekt wurde im Rahmen des 6. Ausschreibungszyklus des Energieforschungsprogramms mit Schwerpunkt Digitalisierung durch die FFG gefördert. Es adressiert die Herausforderungen der Energiewende, indem es datenbasierte Lösungen für den zukünftigen Betrieb von Wasserkraftwerken entwickelt. Die gewonnenen Erkenntnisse sind international relevant und stärken Österreichs Technologieführerschaft im Bereich der Wasserkraft. DIGI-Hydro konzentriert sich auf den Ausschreibungsschwerpunkt *Datenerzeugung, -bereitstellung und -auswertung*. Dabei trägt das Projekt zu der (Weiter)Entwicklung von Sensoren, Methoden, Verfahren und Algorithmen bei, um eine effiziente Datenerzeugung, -bereitstellung und -auswertung für die Digitalisierung des Energiesystems zu ermöglichen. Unsere Projektergebnisse beinhalten explizite Empfehlungen zur Verwendung von Sensoren und Methoden zur Datenspeicherung zur automatisierten Überwachung von Wasserkraftanlagen.

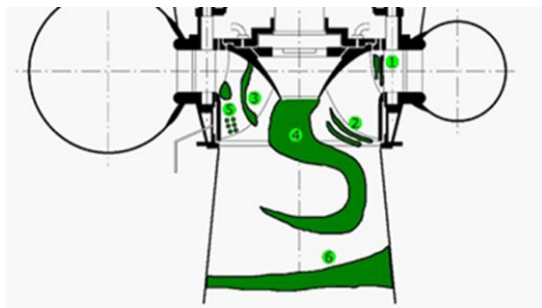
Die folgende Arbeit fasst die Aufgabenstellung dieses Projekts und deren Ergebnisse zusammen und gliedert sich in folgende Kapitel:

- ❖ **Inhaltliche Darstellung:** Es werden die Strömungsphänomene beschrieben, welche Schädigungen in Wasserkraftanlagen verursachen. Detektieren der Möglichkeiten dieser Phänomene und deren Auswirkungen auf verschiedene Komponenten. Schritte in Richtung atomisierter Zustandsbewertung.
- ❖ **Durchführung, Ergebnisse und Schlussfolgerungen:** Analyse der erzielten Resultate und deren Bedeutung für die Praxis
- ❖ **Ausblick und Empfehlungen:** Perspektiven für zukünftige Entwicklungen in der Wasserkraftüberwachung

3 Inhaltliche Darstellung

3.1 Problemstellung

Wasserkraftanlagen sind auf eine sehr lange Lebensdauer ausgelegt, wenngleich dies nur durch regelmäßige Wartung der Maschinenteile erreicht werden kann. Dabei müssen Schädigungen an Maschinenteilen ausgeglichen werden, die durch Strömungsphänomene im Wasser hervorgerufen werden. Eine schematische Darstellung möglicher Strömungsphänomene, welche in einer Wasserkraftturbine auftreten können, findet sich in **Abbildung 1**. Dabei handelt es sich, z.B., um Verwirbelungen, Druckunterschiede, oder verschiedene Schwingungen, wie in (a) ersichtlich. Nicht alle dargestellten Phänomene treten zu jeder Zeit während des Betriebs auf, in (b) dargestellt, sondern bilden sich nur in bestimmten Betriebsmodi.



(a)

Betriebspunkt	Deterministisch	Stochastisch
Start	RSI, VOS	SPP, VOS
Speed-No-Load	RSI, VOS	SPP, VOS
Tiefe Teillast	RSI, (VOS, DTV)	IBV, SPP, VOS
Obere Teillast	RSI, DTV	(IBV, SPP), VOS
Bestpunkt	RSI	
Überlast	RSI, DTV	
Phasenschieberbetrieb	FSO	(DTV)

(b)

Abbildung 1: Strömungsphänomene in einer Wasserkraftanlage. (a) Mögliche Strömungsphänomene sind z.B. 1 Rotor-Stator-Interaktion {RSI}, 2 Wirbelablösung {VOS}, 3 Schaufelkanalwirbel {IBV}, 4 Saugrohrwirbelzopf {DTV}, 5 Stochastische Druckpulsation {SPP} und 6 Oberflächenoszillation {FSO}. (b) Wie in der Tabelle ersichtlich, treten die Strömungsphänomene in unterschiedlichen Betriebszuständen auf.

In Vorprojekten wie MDREST (Unterluggauer, et al., 2019) wurde bereits beispielhaft das Auftreten und die Auswirkung des Phänomens des *Saugrohrwirbelzopfs* (4 in **Abbildung 1 (a)**) untersucht. Einerseits wurde der Schädigungsgrad des Phänomens durch Messungen mittels Dehnmessstreifen (DMS) ermittelt und als hoch bewertet. Andererseits wurde untersucht, durch welche Arten von zusätzlichen Sensoren das Auftreten des Saugrohrwirbelzopfs gemessen werden kann. Es hat sich gezeigt, dass die Möglichkeit bestehen könnte schädigende Zustände in der Maschine automatisiert aus Betriebsdaten berechnen zu können. Aufgrund des bereits erwähnten hohen Alters der Wasserkraftanlagen und der damit noch nicht weit vorangeschrittenen Digitalisierung in der Wasserkraft ist aber noch unklar, wie eine Überwachung der Maschinen mittels Sensoren durchgeführt werden kann. Es fehlen dabei entscheidende Informationen zu folgenden Umsetzungen:

- 1) **Für die Überwachung geeignete Sensoren:** Zur Messung von Strömungsphänomenen in Wasserkraftmaschinen stehen mehrere Sensoren zur Auswahl, es gibt bisher aber

keine Untersuchungen dazu, welche Sensoren oder welche Kombinationen von Sensoren für eine Echtzeitüberwachung geeignet sind.

- 2) **Benötigter Detailgrad der Daten:** Um Strömungsphänomene in den Frequenzspektren der Daten nachweisen zu können, sind hohe Abtastraten der Sensoren vonnöten. Welcher Detailgrad allgemein zur Echtzeitüberwachung benötigt wird, und welche Teile der Daten (z.B. Rohdaten) verworfen werden können, ist unbekannt.
- 3) **Speichern und Verarbeiten der Sensordaten:** Welche Speichertechnologien und Schnittstellen eine sichere Speicherung und eine effiziente Weiterverarbeitung der Sensordaten ermöglichen, gilt es zu analysieren.
- 4) **Analysetechniken:** Erste Ergebnisse zeigen, dass eine Korrelation der Frequenzspektren der Daten wichtige Informationen zum Auftreten von Strömungsphänomenen liefern kann. Weitere Untersuchungen, wie diese Analyse durch effiziente visuelle Techniken unterstützt werden kann, sind noch nicht bekannt.

DIGI-Hydro versucht durch das Lösen der genannten Probleme die Digitalisierung in Wasserkraftanlagen voranzutreiben. Zur Bearbeitung der Punkte 1) und 2) ist die Aufzeichnung von genauen, detailreichen und hochfrequenten Sensordaten vonnöten. Dies wurde im Projekt in Form von zwei Messungen an realen Anlagen durchgeführt. Zur Bearbeitung der Punkte 3) und 4) hat sich das Projekt DIGI-Hydro mit neuen Methoden der Speicherung, Verarbeitung und Analyse von großen Mengen an hochfrequenten Sensordaten beschäftigt.

3.2 Zielsetzung

Das Ziel von DIGI-Hydro ist die Entwicklung einer automatischen Zustandsbeurteilung aus gemessenen Sensordaten, basierend auf den Erkenntnissen aus der Sensortechnik und der Datenanalyse. Zur Entwicklung eines solchen automatischen Entscheidungssystems sind mehrere Schritte notwendig, wie in **Abbildung 2** dargestellt. Die im Folgenden angeführten wissenschaftlichen und technischen Fragestellungen in DIGI-Hydro werden analog zur Einteilung des Prozesses in vier Kategorien aufgeteilt:

3.2.1 Daten

Ein großer und wichtiger Teil hin zu datenbasierten Entscheidungen beinhaltet die Sammlung von hochfrequenten Messdaten in ausreichender Genauigkeit und Auflösung, und in möglichst vielen verschiedenen Betriebszuständen. Eine Bandbreite an Sensoren ist notwendig, da bisher noch nicht klar ist, welche Sensoren schädigende Phänomene in Wasserkraftturbinen erfassen. Mit der Menge an Daten ist es notwendig an einer geeigneten Speicherinfrastruktur zu forschen.

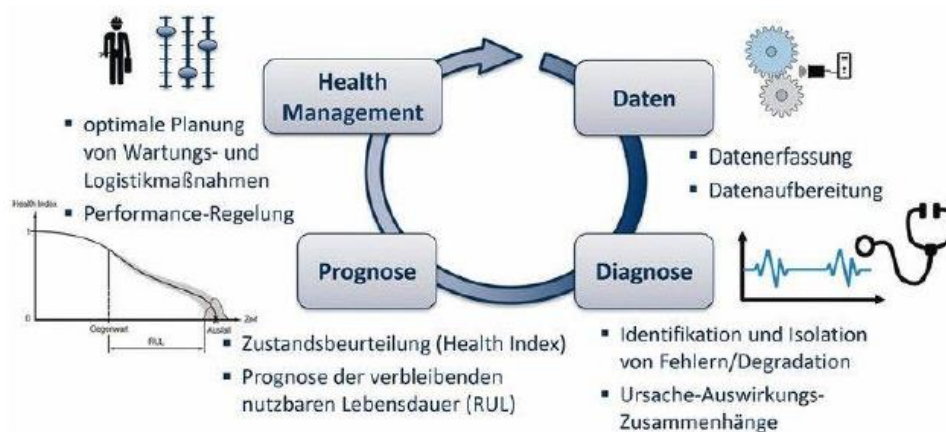


Abbildung 2: Schritte in Richtung automatischer Zustandsbewertung. Über Daten und deren Diagnose, kann durch Prognose und Modellbildung eine Zustandsbeurteilung (Health Management) umgesetzt werden. Abbildung aus (Industrie.de, 2020)

3.2.2 Diagnose

Von Sensoren über einen längeren Zeitraum gesammelte Zeitreihendaten enthalten viele Fehler. Dazu gehören fehlende Werte, Ausreißer, Datenwerte, die im aktuellen Kontext nicht plausibel sind, und Fehler im zeitlichen Bereich (aufgezeichnete Zeitstempel). In weiterer Folge stellt sich die Frage, wie durch die Unterstützung durch visuelle Plattformen Muster in den Daten erkannt werden können.

3.2.3 Prognose (Digitaler Wasserkraftzwilling)

Die aus der Datenanalyse gewonnenen Erkenntnisse bilden die Basis zur Implementierung eines digitalen Abbilds der Maschine, welches automatisiert eine Zustandsbewertung der Maschine anhand der aktuellen Sensordaten durchführen kann. Mithilfe von numerischen Simulationen und visuellen Applikationen werden die Strömungsphänomene und deren Schädigungsraten analysiert und in Schädigungsfeldern zusammengefasst.

3.2.4 Health Management

Letztendlich soll das entwickelte Modell dazu genutzt werden aus Echtzeitdaten eine automatisierte Zustandsbeurteilung der Maschine vornehmen zu können. Eine visuelle Analyse der Modellausgaben wird die Ergebnisse der Zustandsbewertung auch für (registrierte) Benutzer von außerhalb, also remote, möglich machen. Dazu muss eine webbasierte Umgebung mit Schnittstellen zu den Modellberechnungen geschaffen werden.

3.3 Messkampagnen und Datenerfassung

3.3.1 Geometrievermessung

Für eine angemessene Datenverarbeitung und Darstellung der Ergebnisse ist eine realgetreue Geometrie der einflussreichsten Komponenten notwendig. Aus dem Grund wurde eine

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

3D Vermessung der eingebauten Laufräder und Leitschaufeln jener Maschinen durchgeführt. Die restlichen, weniger einflussreichen Geometrien werden aus Fertigungszeichnungen rekonstruiert. Gleichzeitig wurden im Zuge der Datenerfassung im Kraftwerk auch Eigenschwingungsmessungen am Laufrad und an der Leitschaufel durchgeführt (siehe **Abbildung 3 (a)**).



(a)



(b)

Abbildung 3: Präpariertes Laufrad für den Scanvorgang und Sensor für die Eigenschwingungsmessung eines Turbinenlaufrades, das für die Messkampagne untersucht wurde.

Diese Daten werden im weiteren Verlauf zur Validierung der Modalanalyse verwendet, die zur Ermittlung kritischer Resonanzpunkte dient. Eigenfrequenzen und Eigenschwingungsmodi sind im Betrieb zu vermeiden, da sie zu Resonanz und Bauteilversagen führen können.

Die Rekonstruktion der Leitschaufel und des Laufrades erfolgte mittels Methoden des Reverse Engineerings am Institut für Energietechnik und Thermodynamik der TU Wien. Die Abweichungen der Rekonstruktion zur Realität sind in **Abbildung 4** dargestellt und liegen im Normalbereich.

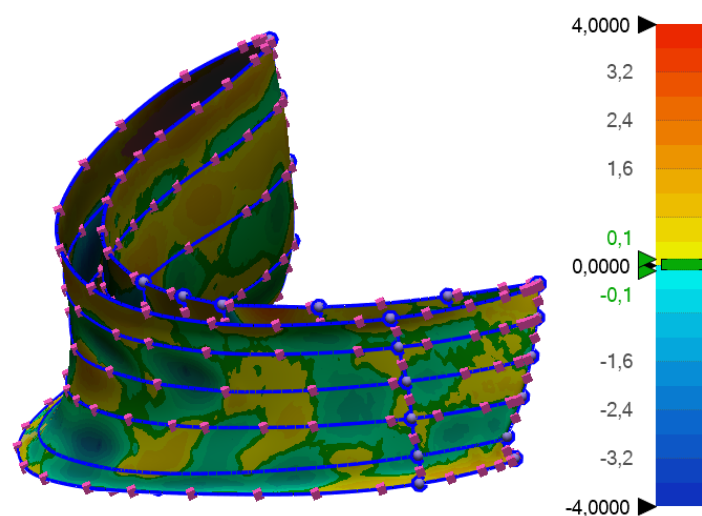


Abbildung 4: Abweichungen der rekonstruierten Geometrie zu den Scandaten.

3.3.2 Messvorbereitung

Die Pläne der Messungen und die Sensorlisten wurden an der TU Wien erstellt. Die Auswahl der Sensoren und deren Position wurde von der TU Wien in Absprache mit VibroConcept getroffen. **Abbildung 5** zeigt die Sensorpositionen, die sich aus der Planung ergeben haben.

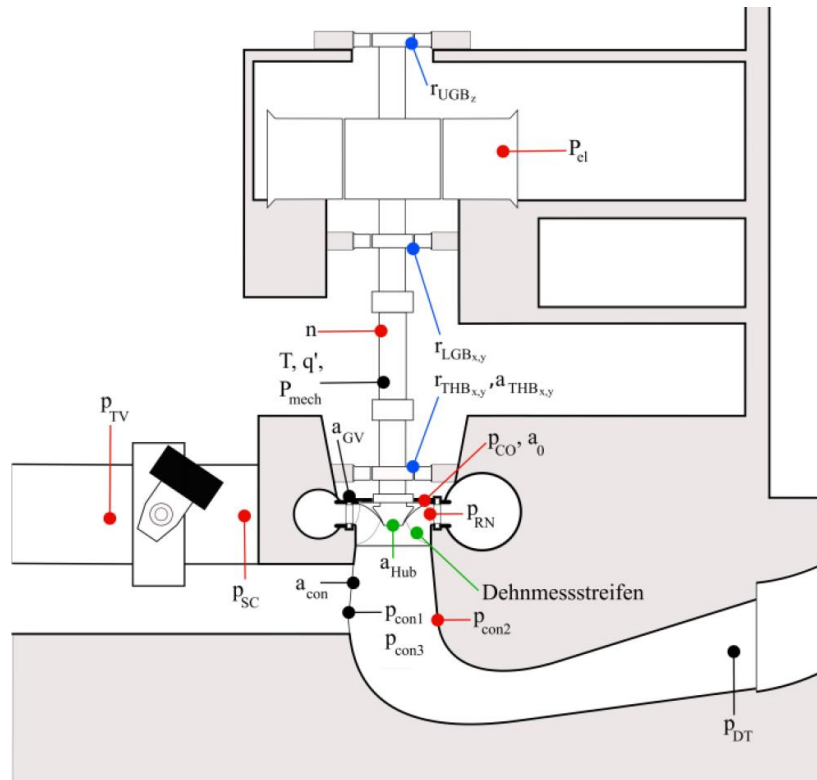


Abbildung 5: Prinzipskizze der Messstellen der Prototypmaschinen (**Rot:** permanente Betriebsdaten, **Blau:** permanente Maschinendiagnosedaten, **Schwarz:** temporäre Validierungssensoren, **Grün:** temporäre Messungen mit DMS)

Die Sensorapplikation für die Datenerfassung in diesem Forschungsprojekt setzte sich aus vier Gruppen von Sensoren zusammen:

- **Rot:** Permanente Betriebsdaten
- **Blau:** Permanente Maschinendiagnosedaten
- **Schwarz:** Temporäre Validierungssensoren
- **Grün:** Temporäre Messungen mit Dehnmessstreifen (DMS)

Die Planung der Messketten und Fertigung der Messbrücken und Messboxen wurde nach Absprache mit den Projektpartnern von TU Wien durchgeführt. Das Setup der Datenerfassungsmodule (PULSE 1+2 und FAST) wurde von VibroConcept erledigt. Die Einrichtung des Messrechners und der NAS übernahm HAKOM.

Permanente Maschinendiagnosedaten und Daten der temporären Validierungssensoren wurden mit PULSE- bzw. FAST Modulen aufgezeichnet. Diese Daten wurden direkt oder über ein Switch-Modul an einen, im Kraftwerk aufgebauten, Messrechner übertragen, wo die erste Datenbearbeitung stattfindet, bevor die Daten auf eine mobile NAS gespeichert wer-

den. Die mobile NAS wurde in regelmäßigen Abständen ausgetauscht und an die TU Wien übergeben, wo die Messdaten in einem zentralen Data Storage gesammelt werden. Ein Datalogger sammelte die temporären Messungen der DMS. Im Messzeitraum übermittelte der Kraftwerksbetreiber regelmäßig die permanenten Betriebsdaten an die TU Wien.

Der zentrale Data Storage für dieses Projekt wurde an der TU Wien errichtet. Er besteht aus einer stationären NAS (ca. 150TB Speicherkapazität), einem 10Gb Switch und zwei Berechnungsserver. Die gesamte Konfiguration wird über eine Routingfirewall abgesichert und zwei separate Netzwerkkarten bilden eine physikalische Barriere zum Netzwerk der TU Wien. Ein Zugang ist nur für bestimmte fixe IP-Adressen freigeschaltet. Dementsprechend haben nur die Forschungspartner und deren Angestellte Zugang zu den sensiblen Daten. Diese Konfiguration wurde gewählt, da es eine explizite Bedingung der Assoziierten Partner (Kraftwerksbetreiber) war, dass die hochsensiblen Daten der Energieproduktion keinen Drittpersonen zugänglich gemacht werden dürfen.

Eine Backup-NAS wurde ebenfalls an der TU Wien aufgebaut, das mit einer eigenen privaten VLAN mit dem zentralen Data Storage direkt verbunden ist.

3.3.3 Datenakquise

Über die Projektlaufzeit wurden zwei Messkampagnen an zwei unterschiedliche Prototyp-Wasserkraftanlagen durchgeführt. Die Messkampagnen bestanden zum einen aus einem Messprogramm, in dem der gesamte Betriebsbereich manuell abgefahren wurde (siehe **Abbildung 6**). Zum anderen aus einer Langzeitmessung über mehrere Monate, in der der normale Betrieb der Prototypanlagen aufgezeichnet werden.

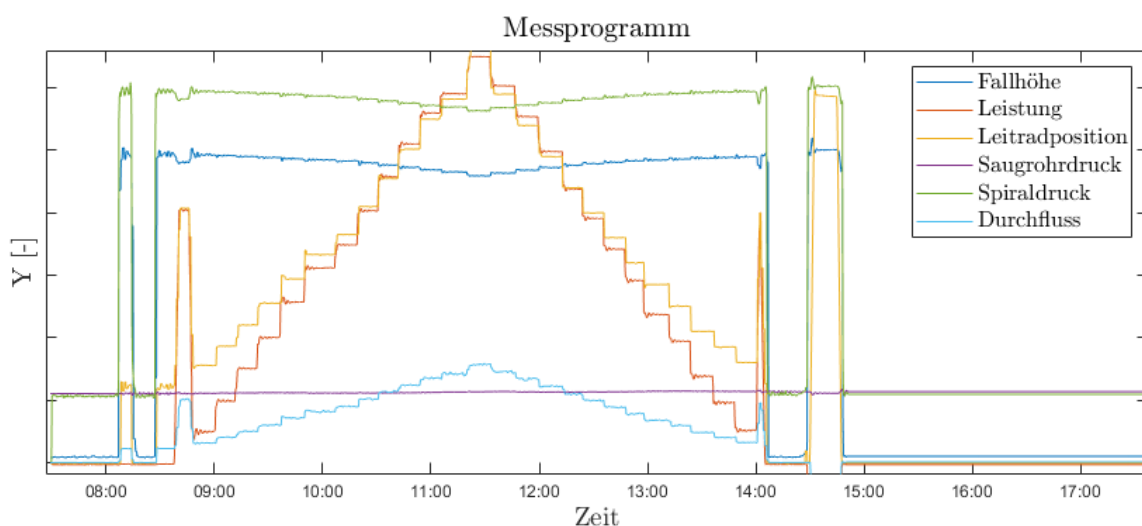


Abbildung 6: Messprogramm, das zur Validierung der Modellbildung und Simulationen herangezogen wurde.

Die aufgezeichneten Sensordaten und die bereitgestellten Betriebsdaten werden auf dem zentralen Speichersystem der TU Wien zusammengeführt, um eine effiziente Verarbeitung und Analyse zu ermöglichen.

Die Betriebsdaten der Prototyp-Kraftwerke werden von den Betreibern im CSV- oder XLSM-Format bereitgestellt.

- **Kraftwerk 1:** 49 Parameter im 10-Hz-Raster.
- **Kraftwerk 2:** 22 Kanäle mit Minutenauflösung.

Die Speicherung der Betriebsdaten erfolgt über eine Python API sowie die HAKOM Time Series Manager (TSM) Web API in einer PostgreSQL-Datenbank.

Die Sensordaten umfassen Messungen aus mehreren Kanälen mit unterschiedlichen Abtast-raten:

- Pulse 1 & Pulse 2: 16 384 Hz
- Pulse FAST: 131 072 Hz
- Beschleunigungsdaten: 1024 kHz

Die Rohdaten wurden in einem proprietären binären Format gespeichert, während die Beschleunigungsmessdaten zusätzlich im JSON Lines-Format abgelegt wurden.

Für die Verarbeitung der Sensordaten wurde die gesamte Messinfrastruktur nach Abschluss der Messkampagnen zur TU Wien und anschließend zu HAKOM transportiert. Insgesamt wurden **ca. 100 TB Sensor- und Betriebsdaten** am zentralen Speichersystem der TU Wien gesichert.

Um eine hohe Datenqualität sicherzustellen und Datenverluste während der Messkampagnen zu verhindern, wurde eine laufende Überwachung der Datenaufzeichnung und Überprüfung der Datenverfügbarkeit durchgeführt. Damit konnten in beiden Messkampagnen, die jeweils einige Monate überspannt haben, eine Abdeckung der Messzeitspannen von über 90 % erreicht werden.

3.4 Speicherkonzept und Datenverarbeitung

Um eine effiziente Speicherung und Abfrage der großen Datenmengen zu gewährleisten, wurde eine Erweiterung der HAKOM TSM-Software entwickelt:

1. **Datenumwandlung:** Die binären Sensordaten wurden mithilfe einer HAKOM-Software in das **Apache Parquet-Format** konvertiert. Das Parquet-Format bietet sich besonders für große Datenmengen an, weil es:
 - Spaltenbasiert speichert und dadurch die Datenkompression deutlich verbessert, was den Speicherbedarf reduziert.
 - Optimiert für Abfragen ist, indem nur die tatsächlich benötigten Spalten geladen werden müssen, wodurch Speicher- und Rechenressourcen geschont werden.
2. **Erweiterung der TSM-Funktionalität:** Die **Parquet Store Extension** ermöglicht eine beschleunigte Verarbeitung und Abfrage der Daten, insbesondere für Such- und Filteroperationen.

3. **Python Wrapper:** Zur besseren Bedienbarkeit und Integration in Analyseumgebungen wie Jupyter Notebook wurde ein Python Wrapper entwickelt. Dieser erlaubt den direkten Zugriff auf Sensordaten im Rohformat sowie die effiziente Bearbeitung von Parquet-Dateien.

3.4.1 Datenharmonisierung

Die Sensordaten und Betriebsdaten werden jeweils mit unterschiedlichen Abtastraten aufgezeichnet, was die Harmonisierung der Daten zu einem essenziellen Schritt im Projekt macht. Ziel ist es, zeitliche Konsistenz und Synchronität sicherzustellen, um eine ganzheitliche Analyse der Daten zu ermöglichen.

Für die Verarbeitung und Analyse der aufgezeichneten Daten wurden verschiedene Strategien und Werkzeuge eingesetzt:

- **Zeitstempel-Abgleich:** Der Abgleich der Zeitstempel zwischen Sensor- und Betriebsdaten folgte einem einheitlichen Zeitstandard, um konsistente Analysen zu gewährleisten.
- **Resampling:** Unterschiedliche Abtastraten wurden harmonisiert, indem Daten mit geringerer Auflösung (Betriebsdaten) als Referenz herangezogen wurden. Mit der Python-Bibliothek Pandas wurden effiziente Resampling-Algorithmen angewandt, um die Daten schnell und präzise zu behandeln.
- **Parquet Store Extension:** Diese Erweiterung ermöglichte es, Sensordaten in einer anderen zeitlichen Domäne darzustellen, was insbesondere für die Datenvisualisierung und die Analyse von hochfrequenten Datenbereichen von Bedeutung ist.

Durch diese Ansätze wurde sichergestellt, dass Sensordaten mit hoher Auflösung und Betriebsdaten mit niedrigerer Auflösung effizient kombiniert und harmonisiert werden konnten. So konnten relevante Zeitintervalle aus den Sensordaten identifiziert und Phänomene über verschiedene Datenquellen hinweg analysiert werden.

3.4.2 Datenvisualisierung

Die Datenvisualisierungen wurden basierend auf Open Source Technologien (Python, JavaScript) erstellt. Dabei waren Liniendiagramme die wichtigste und am häufigste verwendete Visualisierungstechnik. Diese Diagramme lieferten eine detaillierte Analyse der zeitlichen Veränderungen der Sensordaten über die Zeit. In **Abbildung 7** veranschaulicht ein Zeitreihendiagramm den Betrieb der Maschine im Frühjahr 2022, wobei die Start- und Stoppphasen der Maschine sichtbar sind.

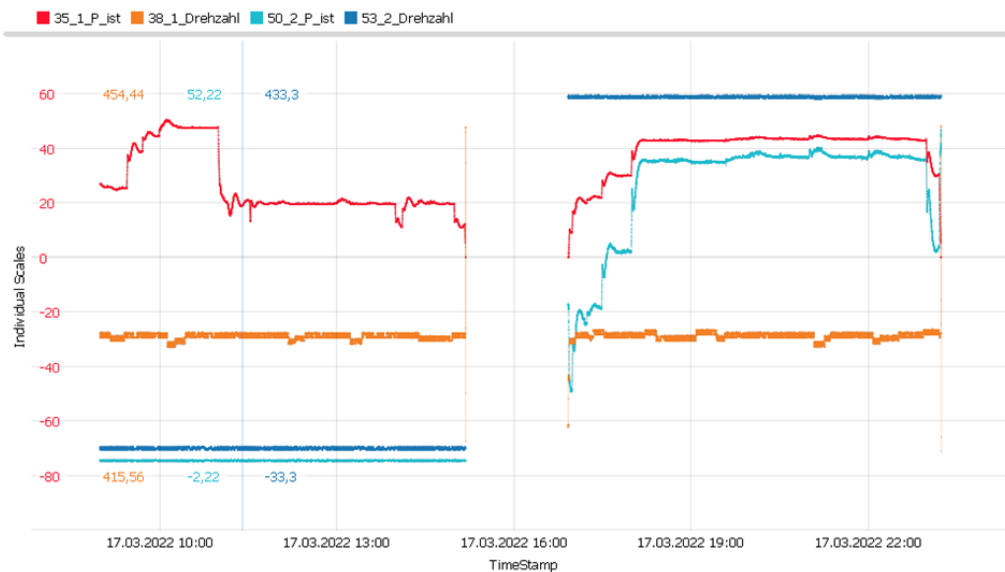


Abbildung 7: In dieser Zeitreihe wird die Maschinengeschwindigkeit eines Kraftwerks für beide Maschinen dargestellt (orange = Maschine 1, blau = Maschine 2). Während zunächst nur Maschine 1 in Betrieb war, wurde Maschine 2 später gestartet.

Die Verarbeitung großer Datenmengen erforderte eine spezielle Behandlung der Daten. Aufgrund des Datenvolumens wurde es entschieden, eine aggregierte Darstellung der Daten zu erstellen. Dazu wurden die Zeiträume aus den Sensordaten extrahiert, in denen die Maschine im jeweiligen Kraftwerk in Betrieb war. Aus den Sensordaten konnten die Parameter Durchfluss Q und Fallhöhe H berechnet werden, woraus eine Unterteilung in Teilbereiche erstellt wurde. Die Messdaten (in 1 Hz-Auflösung) wurden in diese Unterbereiche sortiert und die Zeitstempel nach Betriebspunkt sortiert. Auf der Grundlage dieser Unterteilung konnte eine farbliche Heatmap erstellt werden, in welcher die in bestimmten Betriebsphasen verbrachten Zeit visualisiert wird. Die Farbe stellt jeweils die Anzahl der Sekunden dar, die in diesem Betriebszustand verbracht wurden. In **Abbildung 8** sind die Heatmaps beider untersuchten Wasserkraftturbinen dargestellt. Schon bereits durch diese Visualisierung sind bereits Aussagen über die Betriebsweise beider Maschinen zu treffen.

Aus der Heatmap des KW 1 (links) sind sehr eindrücklich zwei unterschiedliche „Äste“ ersichtlich. Der linke Ast ergibt sich bei 2-Maschinenbetrieb und der rechte Ast zeigt den 1-Maschinenbetrieb. Aufgrund des doppelten Durchflusses bei 2-Maschinenbetrieb, erhöhten sich auch die Druckverluste in der Druckleitung, was ein Absinken der Fallhöhe zur Folge hat. Die Verteilung zeigt, dass im gemessenen Zeitraum die Anlage überwiegend im 2-Maschinenbetrieb betrieben wurde. Aufgrund unterschiedlicher Pegelstände variierte die Fallhöhe H und es musste der Durchfluss angepasst werden, um die gleiche Leistung zu erzeugen. Daraus ergaben sich die gekrümmten Linien konstanter Leistung (schwarz, durchgezogen). In der Heatmap folgten die Betriebsbereiche gleicher Leistung sehr gut den Linien konstanter Leistung.

Beim KW 2 handelt es sich um ein Pumpspeicherkraftwerk. Dies führt dazu, dass in der Heatmap (rechts) die Fallhöhe aufgrund der stark veränderlichen Pegelstände stärker variiert

als beim KW 1. Aus dem Grund hat die Heatmap des KW 1 eine andere Erscheinung. Auch beim KW 2 folgten die Betriebspunkte gleicher Leistung den Leistungskennlinien (rot, durchgezogen) des Kennfeldes der Maschine. Ein Großteil des Betriebs fand im optimalen Betriebsbereich der Anlage statt. Über diesem Wert kam es nur zu kurzen Einsatzzeiten im Überlastbereich. Darüber hinaus wurde die Maschine teilweise im Teillastbereich bis zu einem Minimum von 45 MW betrieben, was einer unteren Teillastgrenze von etwa 68 % entspricht. Im tiefen Teillastbereich bei rund 30 % wurde die Maschine standardmäßig nicht eingesetzt, da hier die höchsten mechanischen Spannungen am Laufrad zu erwarten gewesen wären.

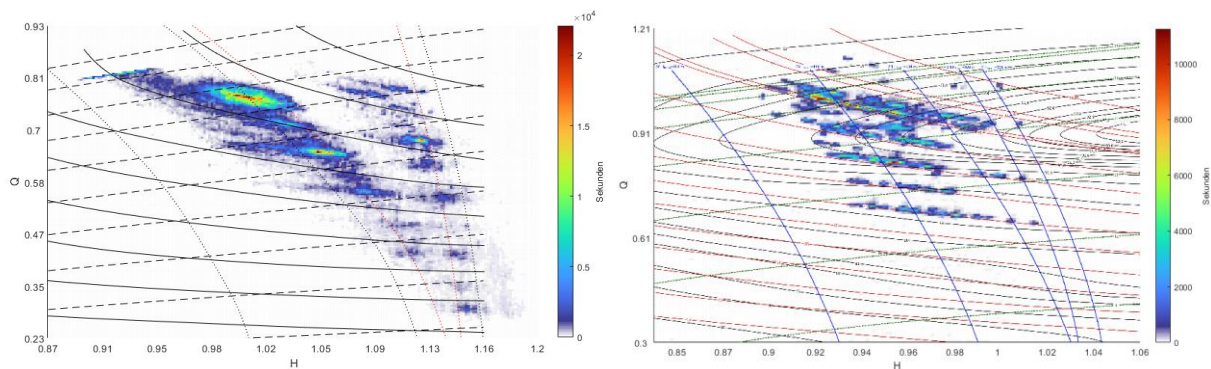


Abbildung 8: Heatmaps der beiden untersuchten Wasserkraftturbinen. Links: KW 1, Rechts: KW 2.

Neben Desktop-basierten Datenvisualisierungslösungen wurde im Berichtszeitraum ebenfalls die Datenanalyse im virtuellen Raum, in Virtual Reality (VR), untersucht. Dazu wurden die Messergebnisse herangezogen und die Daten in einer VR-Umgebung visualisiert. In Virtual Reality ist es möglich sich durch eine virtuelle Darstellung der Turbine zu bewegen und gleichzeitig die Strömungsdaten zu analysieren. Strömungsparameter wie Geschwindigkeit oder Druck können farblich dargestellt werden. Die Positionen der Sensoren innerhalb der Maschine sind im 3D-Raum ersichtlich. In weiterer Folge können Benutzer:innen die Sensordaten der jeweiligen Sensoren als Grafiken innerhalb der VR-Umgebung einblenden und in dem 3D-Raum platzieren. Screenshots der Anwendung sind in **Abbildung 9** skizziert. Die VR-Anwendung wurde evaluiert, und die Ergebnisse wurden in einer wissenschaftlichen Publikation zusammengefasst.

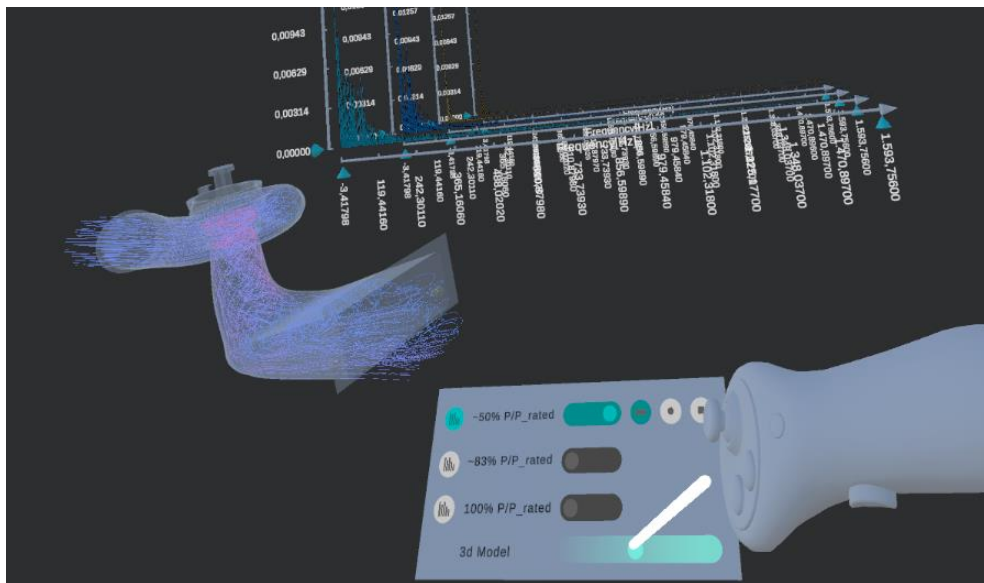


Abbildung 9: Darstellung des 3D-Modells der Turbine in VR, und zusätzliches Einblenden der simulierten Strömungslinien. Sensordaten können als Grafiken dargestellt und im 3D-Raum platziert und untersucht werden.

3.5 Modellbildung und Simulation

3.5.1 Ermittlung der Einflussgrößen

Die Ermittlung der Einflussgrößen auf den Betrieb einer Wasserkraftanlage und die Basis für Predictive Maintenance Berechnungen wurde nach dem Multi-Ebenen Ansatz (Doujak, et al., 2022) durchgeführt. Dabei wurde die Ausgangsebene das vorhandene Betriebskennfeld der Wasserturbine, das die Betriebsgrenzen definiert, herangezogen. Die Betriebsdaten Durchfluss Q und Fallhöhe H wurden aufbereitet und mit den Sensordaten verschnitten. Daraus wurde die erste Einflussebene erstellt, die durch die mechanische Lebensdauerberechnung auf Basis von numerischen Simulationen geprägt ist. Im Laufe des Projektes wurden immer weitere Messgrößen in diesen Multi-Ebenen Ansatz eingebunden. Der TSM-Manager mit den entsprechenden Parquet-Erweiterungen hat es ermöglicht, gezielte Parameter mit der gewünschten Abtastrate auszulesen und auszuwerten. So konnten zu den Schädigungskennfeldern des Laufrades zusätzlich Schwingungen am Turbinendeckel und Wellenschwingungen korreliert werden.

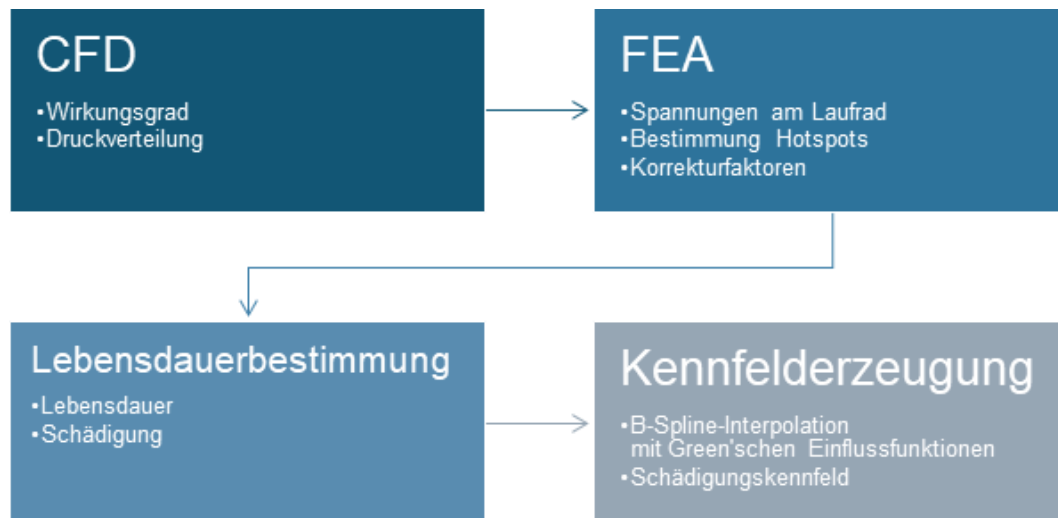


Abbildung 10: Ablauf der Modellierung und Simulation.

Der Ablauf der Modellierung ist in **Abbildung 10** dargestellt. Zur Bestimmung der Schädigungskennfelder wurden über den gesamten Betriebsbereich instationäre numerische Strömungssimulationen (CFD) durchgeführt, um transiente Druckfelder im Laufrad-Schaufelkanal zu erzeugen. Diese Druckverteilungen wurden als Fluid-Struktur-Interaktion (FSI) dem Finiten Elemente (FE) Modell als Drucklast aufgegeben. Mit Hilfe der FE-Analyse wurden statische und dynamische Spannungen am Laufrad bestimmt und jene Stellen (die sogenannten Hotspots) bestimmt, an denen die Spannungen maximal wird.

Die simulierten Spannungen in den Hotspots wurden den gemessenen Werten gegenübergestellt, woraus Korrekturfaktoren bestimmt wurden, welche bei der Bestimmung der Schädigung der Turbine eingesetzt wurden.

Nach dem Verfahren der linearen Schadensakkumulation nach Miner wurde für jeden Betriebspunkt individuell der Schädigungsfaktor bestimmt. Dieser beschreibt das Verhältnis zwischen auftretenden Lastspielzahl und jene Lastspielzahl, bei der Bauteilversagen eintritt. Aus den Schädigungsfaktoren der verschiedenen Betriebspunkte wurde über zweidimensionale B-Spline-Interpolation mit Green'schen Einflussfunktionen ein Schädigungskennfeld erzeugt, das für den gesamten Betriebsbereich gilt.

3.5.2 Numerische Strömungssimulation

Für die CFD wurde der gesamte Maschinensatz von Spirale über Stützschaufeln, Leitschaufeln und Laufrad bis Saugrohr modelliert. Das Laufrad bildete ein rotierendes System und wurde über *Transient Rotor Stator*-Interface mit den stationären Domänen verbunden. Das Mesh der CFD bestand jeweils aus ca. 11 Mio. Zellen (KW 1) bzw. 12 Mio. Zellen (KW 2). Die große Anzahl der Zellen ergibt sich daraus, dass für die Strömungssimulationen der gesamte Maschinensatz numerisch simuliert wurde.

Für alle Berechnungen kam die Software ANSYS CFX v2022R2 zum Einsatz. Für jedes Kraftwerk wurden 60 verschiedene Betriebspunkte simuliert und ausgewertet. Dabei hat jede Simulation ca. 60 Mio. CPU-Sekunden Rechenzeit und ca. 50 GB Speicherplatz benötigt.

Neben der großen Datenmenge, die die Langzeitmessungen in Anspruch genommen haben, spielten die Simulationsdaten ebenfalls eine beträchtliche Rolle für den Daten Storage.

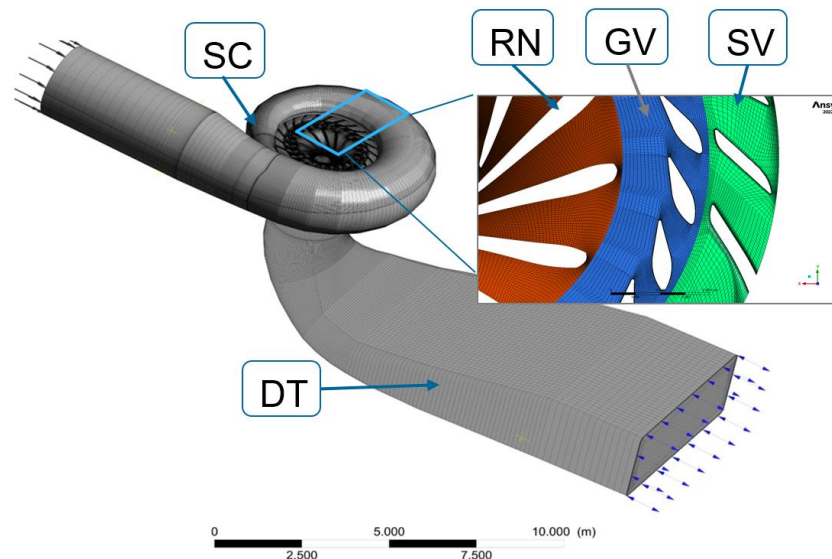


Abbildung 11: CFD-Mesh des KW 1 mit den Domänen Spirale (SC), Stützschaufeln (SV), Leitschaufeln (GV), Laufblad (RN) und Saugrohr (DT).

3.5.3 Finite Elemente Analyse

Die Finite Elemente Modelle beider Maschinen umfassten jeweils das gesamte Laufrad und bestand aus ca. 300.000 Elementen (**Abbildung 12**). Das Druckprofil, das der CFD entnommen wurde, wurde mittels eines von ANSYS zur Verfügung gestellten Skripts für jeden Zeitschritt auf das Laufrad übertragen. Im Radseitenraum wurde ein analytisch berechnetes Druckprofil aufgetragen. Insgesamt wurden 900 Zeitschritte gerechnet, was 5 Umdrehungen des Laufrades entspricht. Die Berechnungen wurden mit der Software ANSYS Mechanical 202R2 ausgeführt. Die Rechenzeit eines Betriebspunkts betrug ca. 18 Stunden und es wurden ca. 255 GB an Daten generiert.

Aus den CFD-Ergebnissen werden Belastungen in Form von Druckverteilungen auf die jeweiligen Schaufelflächen in Form einer einseitigen Fluid-Struktur-Interaktion (FSI) in das Finite Elemente Modell übertragen. Im Radseitenraum wird eine analytisch bestimmte Druckverteilung aufgetragen.

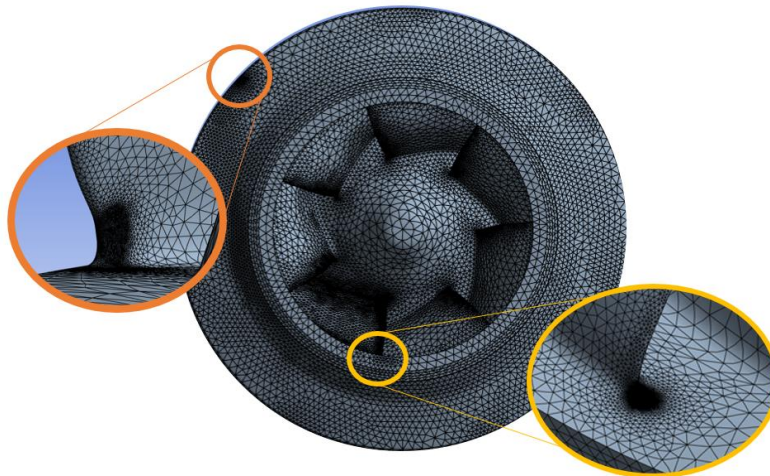


Abbildung 12: Netz der FEA für eines der Kraftwerke, mit Netzverfeinerungen, an den Stellen, wo eine erhöhte Belastung zu erwarten ist.

Die simulierten Spannungen wurden mit DMS-Messungen am Laufrad verglichen und Korrekturfaktoren errechnet, welche das Verhältnis aus den Spannungswerten zwischen Messung und Simulation beschreiben.

3.5.4 Lebensdauerberechnung

Die korrigierten Spannungsergebnisse aus der Finiten Elemente Berechnung konnten nun für die Lebensdauerberechnung verwendet werden. Die Lebensdauerberechnung wurde für jeden Betriebspunkt individuell durchgeführt. Die Berechnung wurde dabei in MATLAB durchgeführt. Um diese effizient zu gestalten, wurde ein automatisiertes Berechnungsprogramm entwickelt. Dabei wurden die transienten Spannungssignale der jeweiligen Hotspots mit einem zufallsbasierten Algorithmus extrapoliert. Aus diesem extrapoliertem Signal wurde mittels Peak-Through-Detection Rauschen gefiltert. Anschließend wurde ein Rainflow-Counting Algorithmus verwendet, um aus dem Signal mehrere Mittelspannungen mit definierten Amplituden zu erhalten. Dieser Vorgang ist in **Abbildung 13** dargestellt.

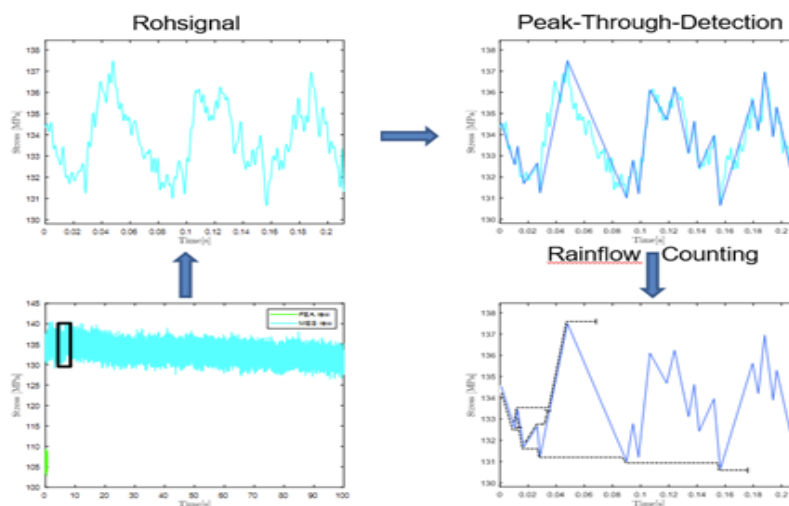


Abbildung 13: Signalverarbeitung in MATLAB bei der Lebensdauerberechnung.

Mit diesen Mittelspannungen und Amplituden wurde nach dem Verfahren der linearen Schadensakkumulation nach Miner für jeden Betriebspunkt ein definierter Schädigungsfaktor errechnet. Dieser Faktor beschreibt das Verhältnis der auftretenden Lastspielzahl durch die Lastspielzahl, bei der das Bauteil versagen würde. Wenn der Faktor den Wert 1 einnimmt, ist die maximale Lebensdauer des Bauteils erreicht.

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Aus den bestimmten Schädigungsfaktoren der einzelnen Betriebspunkte wurde eine kontinuierliche Oberfläche approximiert, die den Schädigungsfaktor für den gesamten Betriebsbereich angibt und wird als Schädigungskennfeld bezeichnet (siehe **Abbildung 14**). Diese Schädigungskennfelder gelten jeweils für den Hotspot, für den die Faktoren bestimmt wurden. Dem Institut TUWIEN-IET steht ein MATLAB-Tool zur Verfügung, das diese Oberflächengeneration (mittels B-Spline-Interpolation) automatisiert und benutzerfreundlich durchführt.

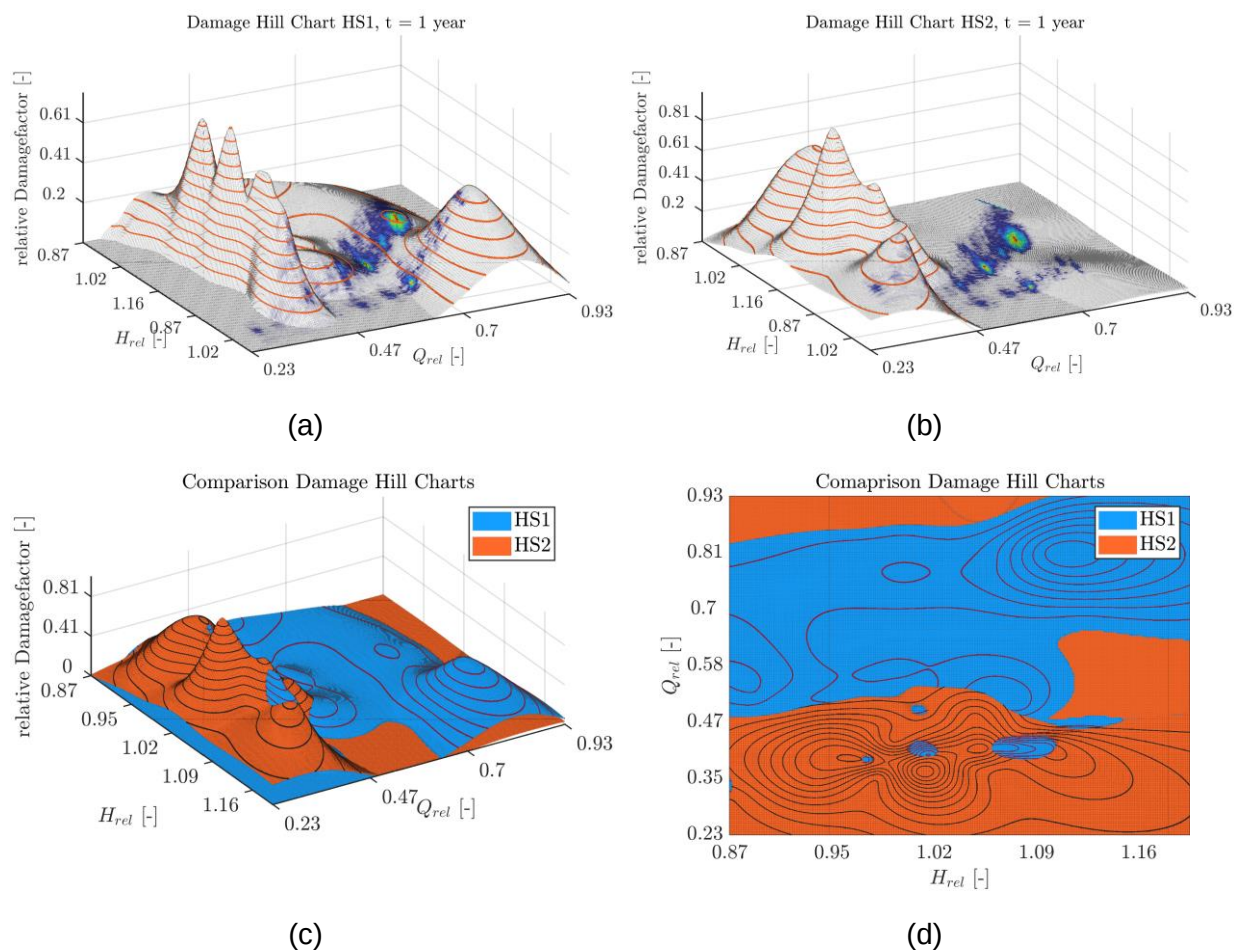


Abbildung 14: Schädigungskennfelder der ersten untersuchten Prototyp-Maschinen. (a) Hotspot 1, (b) Hotspot 2, (c-d) Vergleich beider Kennfelder.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Verknüpfung der Daten und Ergebnisse aus der Modellbildung und Simulation konnten in weiterer Folge dazu verwendet werden, ein Real-Time Health Monitoring einer Wasserkraftanlage zu implementieren. Das Real-Time Health Monitoring ist eine Echtzeit-Anwendung für das kontinuierliche Monitoring des Zustands einer Wasserkraftwerkanlage.

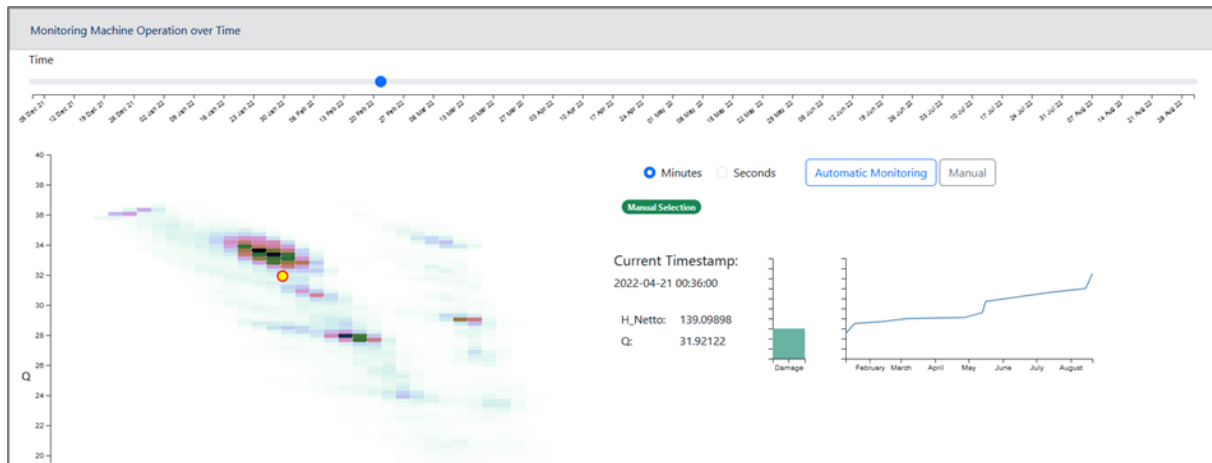


Abbildung 15: Visuelle Schnittstelle der Echtzeit-Anwendung für das Gesundheitsmanagement, die im Rahmen des DIGI-Hydro-Projekts implementiert wurde. Auf der linken Seite ist die Heatmap zu sehen, die häufige Betriebsphasen darstellt. Auf der rechten Seite wird der durch den aktuellen Betriebspunkt verursachte Schaden dargestellt.

Die aktuelle Schädigung kann auf der Grundlage des aktuellen Betriebszustands (gegeben durch Q und H_{Netto}) berechnet werden. Die akkumulierten Schäden können ebenfalls berechnet und über die Zeit entsprechend den *verschiedenen* Betriebsstadien überwacht werden. **Abbildung 15** zeigt die visuelle Schnittstelle des Gesundheitsmanagement-Tools. Auf der linken Seite zeigt die Heatmap der Anlage die Betriebsphasen an, in denen das Kraftwerk am häufigsten betrieben wurde. Außerdem sind die beiden Möglichkeiten des 1-Maschinen- und 2-Maschinenbetriebs zu sehen. Ein gelber Punkt mit roter Umrandung zeigt den aktuellen Maschinenbetriebspunkt an. Auf der Grundlage des aktuellen Maschinenbetriebs kann der aktuelle Schaden berechnet werden (Balkendiagramm auf der rechten Seite). Die Schadenswerte akkumulieren sich über die Zeit und zeigen den aktuellen Zustand der Maschine an (Liniendiagramm auf der rechten Seite).

Für das webbasierte Monitoring wurde ein webbasiertes Setting gewählt, mit einem Server und einer Client-Anwendung, in der Benutzer:innen mit einem Webbrowser auf die Applikation zugreifen konnten. Das erforderte die Vorberechnung der Daten, die in der Applikation angezeigt werden. Aus diesem Grund wurde für das Monitoring nicht direkt auf die Rohdaten zugegriffen. Aus den vorhandenen Daten wurden relevante Abschnitte extrahiert und als vorberechnete CSV-Files am Server zur Verfügung gestellt.

Die webbasierte Anwendung war für Projektteilnehmer am internen Server der TU Wien zugänglich. Für die weitere Verwendung der Applikation wäre es möglich, diese in bestehende Frameworks und Datenpipelines einzubinden.

Die Entwicklung des Gesundheitsmanagement-Tools und der zugehörigen Kennfelder basiert auf einer enormen Menge an Mess- und Simulationsdaten. Im Rahmen des Projekts wurden unzählige Messdaten gesammelt, um eine solide Datengrundlage zu schaffen. Diese Daten dienen als Basis für umfangreiche Simulationen, die wiederum eine erhebliche Rechenzeit in Anspruch nahmen.

Das für dieses Projekt umgesetzte Speicherkonzept ermöglichte eine effiziente Handhabung der enormen Datenmengen, die im Verlauf des Projekts entstanden sind. Die Verwaltung dieser Daten spielte eine wertvolle Rolle bei der Analyse und Modellbildung, da so eine strukturierte Verarbeitung der Messdaten möglich war.

Aufgrund der Vielzahl an erfassten Messwerten und Simulationsergebnissen konnte eine fundierte Analyse durchgeführt werden, die es ermöglichte, die wesentlichen Faktoren, die die Lebensdauer der Wasserkraftanlagen beeinflussen, zu isolieren und zu bewerten, und es konnten Verbindungen zwischen den in der Anlage auftretenden Strömungsphänomenen und Sensordaten geknüpft werden. Dies waren entscheidende Schritte, um Vorhersagen zu treffen und Steuerungsstrategien zu entwickeln.

Das Projekt DIGI-Hydro hat gezeigt, dass es durchaus möglich ist eine digitalisierte und automatisierte Zustandsüberwachung zu realisieren.

5 Ausblick und Empfehlungen

Für weiterführende Projekte ist die Erweiterung des webbasierten Monitoringsystems um eine Echtzeitüberwachung erstrebenswert. Dadurch könnten während des Betriebs Anomalien frühzeitig erkannt und potenzielle Schäden vermieden werden. Das Monitoring-Tool bietet eine weitere Ebene, anhand der Entscheidungen bezüglich des Betriebs getroffen werden können. Durch den Einsatz von KI-Modellen könnte das Prognosemodelle weiter verbessert werden, indem Musterveränderungen in beispielsweise Betriebsdaten oder Pegelständen frühzeitig erkannt werden. Dies könnte nicht nur ungeplante Stillstände reduzieren, sondern auch die Lebensdauer der Anlagen verlängern. Zusätzlich könnte eine KI-gestützte prädiktive Wartung dabei helfen, Wartungsintervalle dynamisch anzupassen und dadurch Kosten zu sparen.

Eine genauere Modellierung in der Teillast würde bessere Vorhersagen zu Wirkungsgrad, Stabilität und Verschleiß ermöglichen. Besonders Kavitation erfordert eine genaue physikalische Abbildung, die einen großen Aufwand in der Simulation mit sich führt. Weitere Optimierungen im Simulationsprozess könnten in der zeitlichen und räumlichen Diskretisierung gefunden werden, sowie eine weitere Eingrenzung der Einflussgrößen.

Mit der fortschreitenden Digitalisierung in der Energiewirtschaft wird die Bedeutung solcher Technologien weiter steigen. DIGI-Hydro hat erste Schritte in dieser Entwicklung übernommen und bietet eine vielversprechende Perspektive für die Zukunft der Wasserkrafttechnologie.

6 Literaturverzeichnis

Doujak, E., Stadler, S., Fillinger, G., Haller, F., Maier, M., Nocker, A., Gaßner, J., & Unterluggauer, J., 2022. Fatigue Strength Analysis of a Prototype Francis Turbine in a Multilevel Lifetime Assessment Procedure Part I: Background, Theory and Assessment Procedure Development. *Energies*, 15(3), 1148. <https://doi.org/10.3390/en15031148>

Giesecke, J., Mosonyi, E. & Heimerl, S., 2009. Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb. s.l.:Springer Science & Business Media.

Industrie.de, 2020. Automationspraxis. [Online] Available at: https://automationspraxis.industrie.de/wp-content/uploads/P/H/PHM_Zyklus_A04F9138-39B9-448F-B3A1-663EC24658AF.jpg [Zugriff am 25.03.2025]

IEA, 2024. World Energy Statistics and Balances, IEA, Paris. [Online] Available at: <https://www.iea.org/countries/austria/energy-mix> [Zugriff am 23.03.2025]

Kords, M., 2024. Statistiken zu Wasserkraft in Österreich. [Online] Available at: <https://de.statista.com/themen/2265/wasserkraft-in-oesterreich/> [Zugriff am 23.03.2025].

Unterluggauer, J., Doujak, E. & Bauer, C., 2019. Fatigue analysis of a prototype Francis turbine based on strain gauge measurements. *Wasserwirtschaft Extra - Special aspects on hydropower*, Band Volume S1, pp. 66-71.

Vagnoni E., et al., 2024. XFLEX Hydro: Technical White Paper, Lausanne.

7 Kontaktdaten

Projektleiter:

Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. **Eduard Doujak**
Institut f. Energietechnik und Thermodynamik E302, TU Wien
Getreidemarkt 9, E302, BA – 4. Stock
Tel. +43(0)1 58801 302404
<https://www.tuwien.ac.at/iet>
<https://www.digi-hydro.com/>

Projektpartner:innen:

HAKOM Timeseries GmbH,
VRVIS
VibroConcept GmbH

Kooperationspartner:innen:

Vorarlberger Illwerke AG
Salzburg AG
KELAG AG