Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

WINDKRAFTANLAGE GÜTSCH,

EW URSERN ANDERMATT UR

Schlussbericht 2006

Ausgearbeitet durch

Markus Russi, Elektrizitätswerk Ursern, EWU
Gotthardstr. 74, CH-6490 Andermatt
markus.russi@ew-ursern.ch , www.ew-ursern.ch

Impressum

Datum: 18.April 2006

Im Auftrag des Bundesamt für Energie, Forschungsprogramm Windenergie

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen

Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. +41 31 322 56 11, Fax +41 31 323 25 00

www.bfe.admin.ch

BFE-Projektleiter: Markus Geissmann, markus.geissmann@bfe.admin.ch

Projektnummer: 40092

Bezugsort der Publikation: www.energieforschung.ch

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung **2**

Abstract **2**

1 Executive Summary **3**

1.1 Ausgangslage 3
1.2 Besondere Standortvorteile 3
1.3 Projektziele 3

2 Kurzporträt Elektrizitätswerk Ursern (EW Ursern) **6**

3 Projektziele **8**

4 Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse Teil 1 ..... **9**

4.1 Vorgeschichte 9
4.2 Planungsphase / Produktwahl 9
4.3 Bauphase / Montagevorbereitungen 9
4.4 Transport, Montage, Inbetriebsetzung und Betriebsphasen 10
4.5 Demontage und Abtransport 11

5 Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse Teil 2 ..... **13**

5.1 Vertragsabschluss mit *Enercon* GmbH Deutschland 13
5.2 Anpassungen am bestehenden Fundament 13
5.3 Transport der *Enercon*-Anlage 15
5.4 Montage der *Enercon*-Anlage 15
5.5 Installationen und Inbetriebsetzung der *Enercon*-Anlage 16

6 Energiesituation des *EW Ursern* **17**

6.1 Einführung 17
6.2 Energieaustauschvertrag 18
6.3 Preisbildung der Energie 18
6.4 Chancen und Risiken des *EW Ursern* als Betreiber von erneuerbaren Energieproduktions-Anlagen ohne fixe Einspeisevergütung. 19
6.5 Optimierung der Wirtschaftlichkeit durch Integration von Wind- und Wasserkraft 20
6.6 Stromperspektiven allgemein und des *EW Ursern* 21

7 Betriebserfahrungen mit der *Enercon* Windenergieanlage **23**

7.1 Energieproduktion 23
7.2 Betriebsverhalten 25
7.3 Funktion der Sturmregelung 28
7.4 Funktion der Blattlastbegrenzung 30
7.5 Praxisbeispiele der Sturmregulierung und Blattlastbegrenzung 31
7.6 Die positive Beeinflussung der Leistung bei tiefen Temperaturen 35
7.7 Betriebserfahrungen mit der Rotorblattheizung 36
7.8 Betriebsstörungen und Schäden 40
7.9 Verfügbarkeit 42

8 Zertifizierung und Oekostromverkauf **42**

9 Ausbau Windkraft Gütsch **43**

9.1 Einleitung 43
9.2 Standorte 43
9.3 Resultat der Windmodellierung 44

ANHANG 1: Anlagenbeschrieb **46**

ANHANG 2: Verfügbarkeitsauswertung 2005 (monatlich) **54**

ANHANG 3: Verfügbarkeitsbericht 2005 (Zusammenstellung) **58**

Zusammenfassung

Das Elektrizitätswerk Ursern installierte im Jahre 2001 / 2002 eine 800 kW Windkraftanlage des Typs Lagerwey auf dem Höhenzug „Gütsch“ oberhalb Andermatt auf 2350 m.ü.M. Dieser Prototyp besass diverse Anlagenkomponenten aus der Schweizerischen Maschinen- und Elektroindustrie, wie z.B. Generator und Wechselrichter. Aufgrund von Schwierigkeiten (u.a Blattrisse, Konkurs des Anlagenherstellers) wurde diese Anlage im Jahre 2004 mit einer 600-kW-Windkraftanalge des Typs Enercon E-40 ersetzt. Besonderes Merkmal dieser Windturbine ist die Auslegung für turbulente und kalte Standorte (Windklasse 1). Die Betriebsresultate im Jahre 2005 machen deutlich, dass die Nutzung der Windenergie im alpinen Raum möglich ist, dass die extremen Bedingungen an diesem Standort einen effizienten und sicheren Betrieb dieser Anlage nicht wesentlich beeinträchtigen. Aufgrund der nahe gelegenen Messstation von MeteoSchweiz bestehen auf dem Gütsch heute nun optimale Bedingungen für weiterreichende Forschungsprojekte im Zusammenhang mit Vereisung und Windenergie.

Abstract

The electricity company Ursern installed in the year 2001/2002 a 800 kW wind turbine, type “Lagerwey”, on mount „Gütsch“ above Andermatt, at a height of 2350 meters above sea level. This prototype contained various components of the Swiss industry, like the generator and the inverter. Because of difficulties (crack in rotor blades, bankruptcy of the manufacturer, etc.) this installation was replaced by a 600-kW-wind turbine, type Enercon E-40, in 2004. A characteristic feature of this turbine is its adaptation for turbulent and cold locations (class 1). The results of 2005 made it obvious, that the utilization of wind energy in the alpine regions is possible and that the extreme conditions at this location do not affect an efficient and safe operation of this installation significantly. Because of the near met station of MeteoSchweiz there are now optimal conditions at this site for further research projects in connection with icing and wind energy.

1 Executive Summary

Die Programmleitung Windenergie des Bundesamtes für Energie hat in Zusammenarbeit mit dem damaligen Amt für Bundesbauten und den zuständigen Instanzen der Armee eine Evaluation für mögliche Standorte vom Windkraftanlagen bei Infrastrukturanlagen der Armee durchgeführt. Im Rahmen dieses Ausleseverfahrens wurde im Herbst 1998 unsere Unternehmung, das Elektrizitätswerk *Ursern*, betreffs der Standorte *Furkapass*, *Oberalppass* und *Gütsch*, welche sich in dessen Versorgungsgebiet befinden, zur Vernehmlassung angeschrieben.

Von Anfang an war das *EW Ursern* an diesem Vorhaben interessiert, priorisierte aber bereits den Standort *Gütsch* und verwies auf dessen Vorteile. Dementsprechend wurde an einer Sitzung im März 1999 und an zwei Standortbegehungen im Juli 1999 und August 2000 mit sämtlichen involvierten Personen und Institutionen der Grundstein für das Projekt Windkraftanlage *Gütsch* gelegt.

Für den Standort *Gütsch* sprachen mitunter die folgenden Vorzüge und Projektziele:
(in der Tat war man aber zu optimistisch wie sich im Betrieb später herausstellte)

1.1 AUSGANGSLAGE

- sehr gut bewindeter Standort
  - VM = 5.7 m/s 10 m. ü. B.
  - VM = 7.0 m/s 45 m. ü. B.
- mit Infrastruktur vorbelasteter Standort durch Militär und Transportanlagen
- gut ausgebaute Zufahrtsstrasse
- elektrische Infrastruktur vorhanden (HS)
- Windmessung in unmittelbarer Nähe (130 m, langjährige Messungen)

1.2 BESONDERE STANDORTVORTEILE

- einer der best bewindeten Standorte im zentralen Alpenraum
- erwarteter Ertrag von rund 1.5 Mio. kWh/a
- Stromgestehungskosten ab Klemme unter 20 Rp./kWh
- bestehende optische Belastungen
- ausserhalb Schutzgebiet
- kein wichtiges Erholungsgebiet
- keine Beeinträchtigung des Vogelzuges

1.3 PROJEKTZIELE

- hochwertige Winterstromproduktion und Spitzenlastdeckung
- Abdeckung des Bedarfs an Ökostrom für rund 400 Haushaltungen
- Beitrag Zielerfüllung Energie Schweiz
- WKA im Spätherbst 2001 erstellt
- betriebssicher trotz alpinem Klima
- Option für 1 - 2 weitere WKA
- Beitrag zum 100 Jahr Jubiläum des *EW Ursern*

Nach dem Einverständnis aller auf dem *Gütsch* tangierten Ämter wurden im Oktober 2000 die Aufträge für die Windmodellierung und Berechnung des Windpotentials sowie für Planung und Projektleitung vergeben. Bereits im Januar 2001 konnte nach Rücksprache mit den Umweltschutzverbänden und deren positiver Stellungnahme das Baugesuch eingereicht werden. Dieses wurde ohne Einsprachen im April 2002 bewilligt.

Parallel dazu wurde aufgrund dreier eingeholten Offerten von Windanlagenlieferanten der Auftrag an *ABB* Schweiz als Systemlieferant vergeben. Beinhaltend eine 800kW Windturbine des Holländischen Herstellers *Lagerwey* mit einem Generator der Firma *Bartoldi* Koblenz und einem Stromrichter der Firma *Technocon* Zürich.

Somit konnten die Detailplanungen zügig voranschreiten und die entsprechende Kreditvorlage dem Stimmvolk an der *Korporationstalgemeinde Ursern* 2001 unterbreitet werden. Einstimmig und mit Applaus wurde dem Vorhaben euphorisch zugestimmt.

Termingerecht konnte im Laufe des August das Fundament und die Montageplätze für die Pneukranen fertig gestellt werden. Womit einer Montage im September 2001 nichts im Wege gestanden hätte. Doch meldete der Turbinenlieferant Terminprobleme des Generatorherstellers und die Montage musste schliesslich wegen des nahenden Wintereinbruchs in diesen Höhenlagen auf den Frühling bzw. Sommer 2002 verschoben werden.

Transport, Aufbau und Montage begannen im Juni 2002 dauerten bis Mitte Juli und verliefen abgesehen von kleineren und grösseren Zwischenfällen zufrieden stellend, soweit wir dies damals beurteilen konnten. War dies ja auch für uns Neuland und ohne jegliche Erfahrung. Mit dem jetzigen Wissensstand müsste man diesbezüglich teils von Unprofessionalität und Nachlässigkeit sprechen.

Nach der Montage und der sich in die Länge ziehenden IBS im Herbst 2002 schaute man optimistisch ins Jahr 2003. Wir hofften nach wie vor mit dem Konzept der getriebelosen Anlage mit variabler Drehzahl und permanent erregtem Generator für diesen speziellen Standort die richtige Wahl getroffen zu haben. Doch blieben die Probleme aber leider nicht aus und ziehen sich wie ein roter Faden durchs ganze Jahr. Um einige zu nennen waren dies z.B.:

- Leckagen zwischen Getriebe und Motor der Pitchregulierung infolge schlechter Dichtungen, welche mehrere Antriebsmotoren durch das eindringende Öl zerstörten.
- In der Elektronik der Pitchregulierung mussten mehrmals Prints ersetzt und modifiziert werden.
- Der Umrichter verursachte häufig Abschaltungen aus nicht bekannten Gründen.
- Ein Vollastbetrieb war aus verschiedensten Gründen nicht möglich.
- Eines der Rotorblätter erlitt aus nicht bekannten Gründen einen ca. 3m langen Riss an der Windabgerichteten Kannte, welches einen spektakulären Einsatz für eine provisorische Reparatur zur Folge hatte.

Erschwerend kam dazu dass der Anlagenlieferant *Lagerwey* in Konkurs geriet.

Trotz erheblichen Schwierigkeiten waren wir von der Windenergie überzeugt und an ein Aufgeben trotz widrigsten Umständen kam nicht in Frage.

Nach der Reparatur des erwähnten Risses an einem der drei Rotorblätter im Dezember 2003, wurde im darauf folgenden Januar 2004 ein weiterer Riss in einem andern Rotorblatt sowie eine Fortsetzung des Risses des reparierten Blattes festgestellt. Die *Lagerwey* Anlage wurde daraufhin aus Sicherheitsgründen abgestellt. An einer Begehung der Anlage auf dem *Gütsch* im Januar 2004 mit unserem Vertragspartner, der *ABB Schweiz,* wurde der Schaden erörtert. Man wurde sich einig, dass *ABB* für diesen Schaden aufkommen wird und die Rotorblätter ersetzt oder repariert werden sollten. Die Ursache der Rotorblattschäden und das weitere Vorgehen sowie die Abarbeitung der Pendenzenliste sollten an einer kommenden Besprechung mit der inzwischen neu gegründeten Nachfolgefirma der *Lagerwey, EWT Emergya Wind Technologies*, besprochen werden. Am 6. Februar 2004 fand diese Besprechung statt. Die neu gegründete Firma *EWT* stellte sich den teilnehmenden Vertreter von *ABB* und vom EW *Ursern* vor. Aufgrund des Gesprächs und den Aussichten sowie der finanziellen Mittel der neuen Firma bestand keine grosse Hoffnung, dass die Lagerwey-Anlage auf dem *Gütsch* jemals zufrieden stellend in den Normalbetrieb gehen könnte. Diesbezüglich bestand Einigkeit zwischen *ABB* und *EW Ursern* und man prüfte weitere Optionen wie der Ersatz der Anlage durch ein anderes Produkt.

Infolgedessen wurden die in der Zwischenzeit geführten Gespräche mit dem deutschen Windanlagenhersteller *Enercon* intensiviert und konkretisiert. Eine Richtofferte einer *Enercon E-40* Windenergieanlage für einen möglichen Ersatz der *Lagerwey* und eine in Aussicht gestellte Lieferbestätigung der ersten *Enercon* Anlage in die Schweiz, war denn auch die Grundlage für die weiteren Schritte.

Von da an hat sich das Blatt zur guten Seite gewendet für das *EW Ursern* und das Projekt *Gütsch* nahm vieler zum Trotz doch noch ein gutes Ende bzw. ein neuer Anfang mit folgendem Werdegang:

- März 2004, Verhandlungen mit *ABB* und gegenseitige Unterzeichnung eines Rücknahmevertrags zu fairen Bedingungen
- Juni 2004, Vertrag mit *Enercon* über die Lieferung eine *Enercon E-40* Windklasse I Anlage mit Liefertermin viertes Quartal 2004
- Juli-August 2004, Demontage und Abtransport *Lagerwey* Anlage sowie Fundamentanpassungen
- Oktober 2004, Montage und Inbetriebsetzung neue Windenergieanlage *Enercon E-40*
- Ab November 2005, Betrieb der Anlage ohne Probleme sogar bei Sturm mit über 30m/s

Das Erste Betriebsjahr der Anlage verläuft bis auf einzelne Störungen und dem Defekt der Azimutgetriebe infolge eines Software-Einstellfehlers unseren Erwartungen entsprechend.

Da das erste Betriebsjahr anhand der Statistik der *Meteostation Gütsch* ein sehr schwaches Windjahr war, resultierte nur ein Produktionsertrag von rund 700 000 kWh anstatt der nach Berechnungen erwartete Ertrag von 1 200 000 kWh. Die Verfügbarkeit von 93,5% muss klar noch verbessert werden. Auch *Enercon* ist mit diesem Wert nicht zufrieden.

Die jährlichen vier Wartungsarbeiten wurden durch *Enercon* sehr kompetent und termingerecht durchgeführt. In der zweijährigen Garantiezeit sind diese Wartungseinsätze inkl. Ersatz- und Verbrauchsmaterial eingeschlossen und ohne Kostenfolgen.

Nach all den Pannen ein grosses Aufschnaufen und eine Bestätigung dass Windenergieanlagen, vorausgesetzt der entsprechenden Produktwahl, auch im Hochgebirge funktionieren.

2 Kurzporträt Elektrizitätswerk Ursern (EW Ursern)

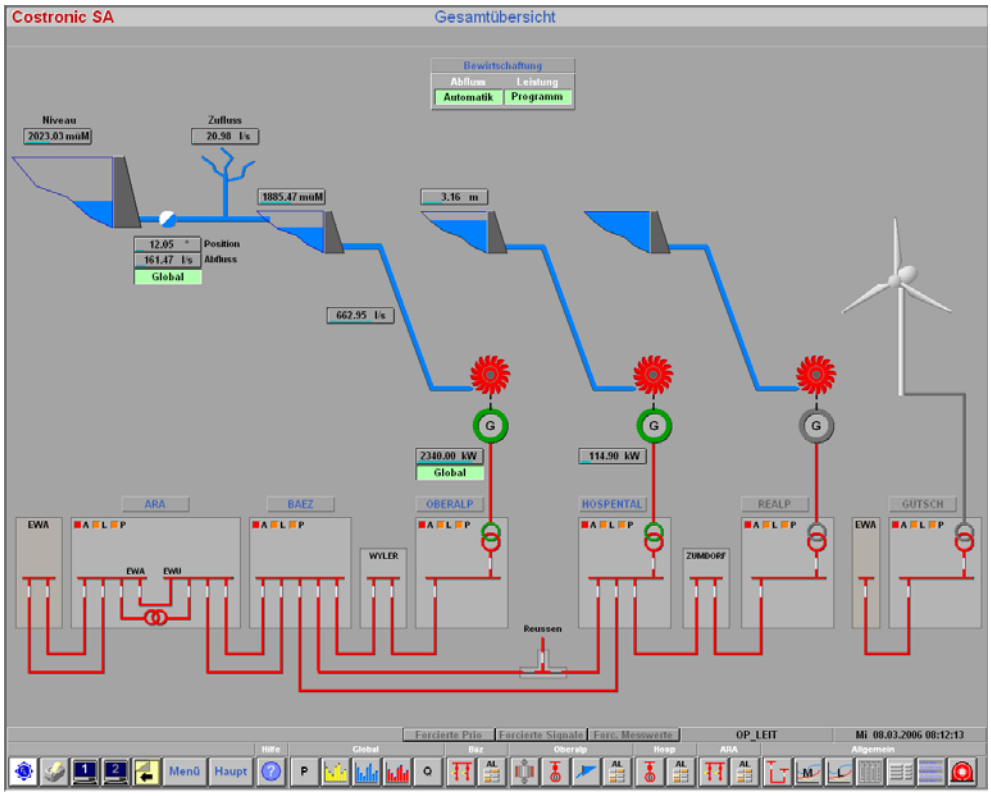
Das *EW Ursern* wurde 1902 gegründet ist eine Anstalt des öffentlichen Rechts und gehört der Korporation Ursern. Die Hauptaufgabe des *EW Ursern* besteht darin, das *Urserntal* mit elektrischer Energie zu versorgen. Das Elektrizitätswerk *Ursern* ist zudem ein bedeutender Arbeitgeber und Lehrligsausbildner der Talschaft *Ursern.*

Ursern, mit den drei Gemeinden *Andermatt, Hospental* und *Realp*, liegt in der obersten Talstufe der *Reuss*, im Schnittpunkt der tektonischen Längsfurche *Rhone - Rhein* und der durch *Reuss* und *Tessin* geschaffenen meridionalen Erosionsfurche.

Figur 1 zeigt die Lage des *Urserntals*, in Figur 2 ist das *Urserntal* in einer Aufnahme von der Gondel der Windenergieanlage (WEA) *Gütsch* abgebildet.

Figur 1: *Lage des Urserntals*

Figur 2: *Aufnahme des Urserntals von der WEA Gütsch*

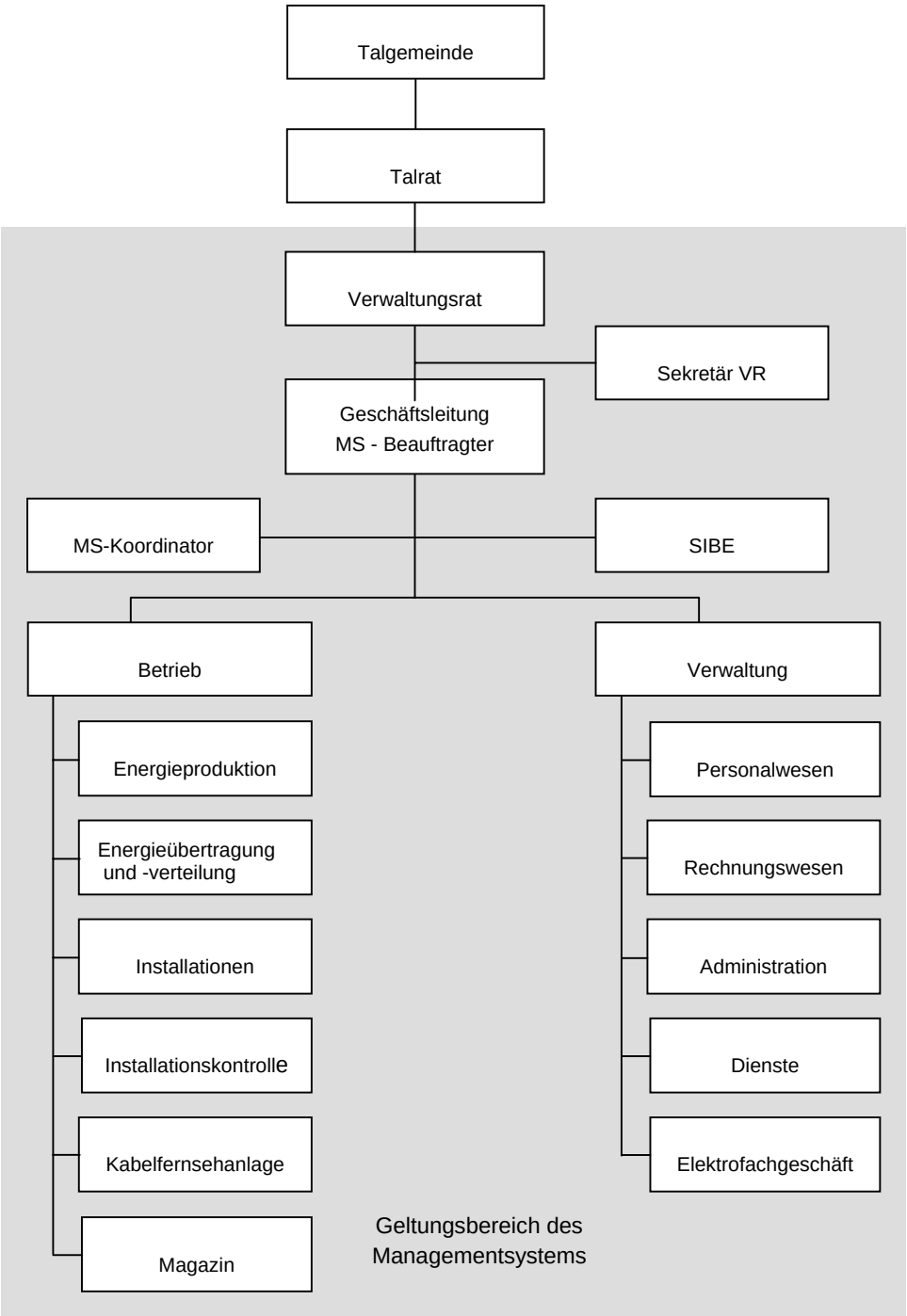


Figur 3: *Schematische Gesamtübersicht der Produktionsanlagen im Leitsystem des EW Ursern*

Mit den drei Wasserkraftwerken *Oberalp, Hospental* und *Realp* sowie der Windenergieanlage *Gütsch,* gemäss schematischer Darstellung in obiger Figur 3, werden jährlich rund 22 Millionen Kilowattstunden erneuerbare Energie mit dem Label „*GOTTHARDENERGIE*“ erzeugt. Nebst der Talschaft beliefert das *EWU* auch einen Teil des *Gotthard* Strassentunnels mit elektrischer Energie.

Eingerechnet den Produktionsanlagen verfügt das *EW Ursern* über sein eigenes Mittel- und Niederspannungsnetz, eine Elektroinstallationsabteilung u.a.m.

Das untenstehende Organigramm in Figur 4 zeigt die Struktur des *EWU* und gibt Aufschluss über die weiteren Tätigkeiten des *EW Ursern.*



Figur 4: *Organigramm des EW Ursern*

3 Projektziele

Im Rahmen des Projektes wird eine 800kW Anlage im Gebirge auf 2332 M.ü.M. auf dem *Gütsch* ob *Andermatt* installiert und betrieben.

Ziele des Projekts sind:

- Demonstration der Möglichkeit der Windenergienutzung an einem Gebirgsstandort
- Verifizierung des Windenergiepotentials in der Schweiz
- Anlagentransport unter anspruchsvollen Bedingungen
- Betrieb einer grossen Anlage unter alpinen Bedingungen (Auswirkungen von Kälte, Vereisung und turbulente Winde auf Ertrag), höchstgelegene Anlage in dieser Leistungsklasse
- Einsatz neuster Technologie im WKA Bereich: permanenterregter und sehr kompakter Generator, getriebeloses und variables Antriebskonzept, Warmluftheizung gegen Vereisung der Rotorblätter welche im Stillstand sowie im Betrieb der WKA betrieben wird
- Wertschöpfung durch den Einsatz von Schweizer Produkten (Systemlieferant *ABB CH*, Generator *Bartholdi Koblenz*, Stromrichter *Technocon Zürich*)
- Produktion von zertifiziertem Ökostrom *naturemade star*
- Winterstromproduktion für die Spitzenlastabdeckung des *EW Ursern*

Im Weiteren war es die Idee zum 100 Jahr Jubiläum des *EW Ursern* ein Zeichen zu setzen und an die Pioniertaten unserer Vorgänger anzuknüpfen.

Die oben grau hinterlegten Angaben und Texte entsprachen der ursprünglichen Anlage, welche wie später im Detail beschrieben wird, wieder abgebrochen werden musste. Darum sind nachfolgend die Abweichungen vom ursprünglichen Projektziel genannt:

- Bei der neuen Anlage handelt es sich um eine 600kW anstatt 800kW Windenergieanlage (WEA)
- Einsatz bewährter Technik einer *Enercon E-40* Windklasse I Anlage, mit fremderregtem Ringkerngenerator, getriebelosem und drehzahlvariablem Antriebskonzept, Warmluftheizung gegen Vereisung der Rotorblätter
- Leider keine Schweizer Wertschöpfung! Sämtliche Komponenten stammen aus dem Hause *Enercon*.

4 Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse Teil 1

(Die „Geschichte“ der ersten Windanlage in Stichworten)

4.1 VORGESCHICHTE

- November 1998 erste Gespräche und Kontakte mit Programmleitung Wind *(ENCO* GmbH beauftragte des *BfE*) betreffs Standortabklärung für Windanlagen.
- Oktober 2000 Auftragserteilung des Verwaltungsrates (VR) *EW Ursern* für Berechnung der Winddaten (an *Meteotest Bern*) und Planung und Bauleitung (an *Weisskopf GmbH Zürich*) zur Erstellung einer Windkraftanlage (WKA) auf dem *Gütsch*.
- Januar 2001 Baueingabe mit einer WKA der Firma *Vestas DK* (weltweit grösster WKA Hersteller)

4.2 PLANUNGSPHASE / PRODUKTWAHL

- Januar 2001*, ABB* kommt auf uns zu und möchte unter allen Umständen dieses Projekt mit dem *EW Ursern* realisieren. *ABB* will auch in der Schweiz in die Windenergie einsteigen und braucht dazu ein solches Referenzobjekt.
- Das getriebelose Konzept, der permanenterregte Generator, die Blattheizung, die beteiligten Subunternehmer aus der Schweiz sprechen schlussendlich für die Offerte von *ABB*.
- Der Verwaltungsrat des *EW Ursern* beschliesst am 14. April 2001 aufgrund technischer und ökonomischer Überlegenheit zu Gunsten *ABB (LW 750)* gegenüber der *Vestas* (V52)
- April 2001, Baubewilligung wird erteilt.
- 10. Mai 2001, Absichterklärung an *ABB* zur Bestellung einer WKA
- 20. Mai 2001, die *Talgemeinde Ursern* sagt einstimmig und mit Applaus ja zum Bau und der Kreditvorlage für die WKA *Gütsch.*

4.3 BAUPHASE / MONTAGEVORBEREITUNGEN

- Ende Juli 2001, Beginn mit den Baumeisterarbeiten (Fundament, Montageplatz, Zufahrtstrasse, Kabelgraben). Termingerechte Arbeitsausführung ohne nennenswerte Zwischenfälle durch den Bauunternehmer.
- Ab August 2001, Kabelzug und Montage der Mittelspannungsanlage durch werkseigene Monteure des *EWU* unter Einhaltung der vorgegebenen Termine.
- 3. September 2001, über einen Subunternehmer (*Dons Transporte*) erfahren wir, dass der abgemachte Montagetermin der WKA nicht eingehalten werden kann. Wir rügen *ABB* mit eingeschriebenem Brief.
- 26.September 2001, Aussprache *ABB* mit VR *EWU* betr. Terminverzug und ausstehenden Pendenzen
- 16. Oktober 2001, VR *EWU* beschliesst Einstellung der Baustelle *Gütsch* bis Frühling 2002
- März 2002, der verantwortliche Projektleiter von *ABB* verlässt die Firma ein Nachfolger bleibt lange unbestimmt.
- 4. April 2002, Telefongespräch zwischen CEO *ABB Schweiz* und Betriebsleiter *EWU* zur Erörterung der Missstände.
- 14. Juni 2002, Feststellung dass der Ankerring dazumal falsch zusammengesetzt angeliefert wurde und in der Folge falsch einbetoniert wurde. Statik wird überprüft, gibt glücklicherweise kein Grund zur Beunruhigung. Die Drehmomente der Verschraubungen sind aber diesbezüglich vermehrt zu kontrollieren.
- 12. Juli 2002, Brief an *ABB* betr. Mangel am Ankerring.

4.4 TRANSPORT, MONTAGE, INBETRIEBSETZUNG UND BETRIEBSPHASEN

- Ab Mitte Juni 2002, die Transportbeauftragte Firma *Senn AG Oftringen* erledigt ihren Teil hervorragend. Die Montage und Inbetriebsetzung dauert jedoch an. Es vergeht ein ganzer Monat bis die Anlage zum ersten Mal im Lehrlauf dreht.
- 12. Juli 2002, beim ersten Drehen der Anlage fällt eine Dichtung des Luftspaltes zwischen Stator und Rotor komplett heraus. Es handelt sich um die zusätzlich verlangte Dichtung, die das eindringen von Schnee verhindern sollte.
- 16. August 2002, bei Messungen der Isolationswiderstände wird ein viel zu tiefer Wert in einer Generator-Wicklung festgestellt. (95 kOhm anstatt 2 MOhm). Es stellt sich heraus, dass bei der Montage ein Zapfen einer Entwässerungsleitung nicht entfernt wurde und der Generator zudem infolge fehlender Dichtung unter Wasser stand. Sofortinterventionen durch den Beizug einer Trocknungsfirma und zweiwöchigem intensivem Betrieb der speziellen Austrocknungsgeräte lassen den Isolationswert wieder ansteigen. Wie sich dieser Schaden aber auf die Lebensdauer des Generators auswirkt ist noch unbekannt.
- August 2002, man hört munkeln, dass es mit *Lagerwey* nicht gut steht (finanzielle Probleme).
- 16. September 2002, eingeschriebener Brief an *ABB* betr. Penale
- 24. September 2002, *ABB* lehnt Penale schriftlich ab.
- September/Oktober 2002 die Inbetriebsetzung zieht sich weiter hinaus. Die Firma *Technocon,* für den Umrichter verantwortlich, hat grosse Probleme und ist sehr uneinsichtig. Ab und zu kann etwas Energie produziert werden. Die unzähligen Alarme und die nicht funktionierende Fernsteuerung bedingen etliche Fahrten auf den *Gütsch* um die Anlage wieder zu starten.
- 8. November 2002, eingeschriebener Brief an *ABB* zweite Fassung betr. Penale. *ABB* regiert nicht darauf.
- 18. November 2002, die Anlage ist nicht mehr betriebsbereit wegen eines Schadens an einem Blattverstell-Motor (Pitch Motor). Ein Monteur der Firma *Bettink* aus *NL* wird aufgeboten.
- 21. November 2002, bei den Reparaturarbeiten vorgenannten Defekts, entsteht ein weiterer grösserer Schaden. Die mechanische Verriegelung (Locking Pin) des Rotors wird abgeschert. Das schadhafte Teil, welches übrigens *EWU* beschlagnahmt hat, lässt einem erschrecken. Mangelhafte Schweissnähte und Materialdimensionierung waren die Ursache des Schadens. Folgeschäden an der Turbine sind nicht auszuschliessen. Für die Reparatur muss ein neues Teil angefertigt werden. Die Firma *Lagerwey* gibt einen Termin Januar 2003 bekannt. Dies ist für uns unakzeptabel. Das Teil wird nach Plänen der Firma *Lagerwey* durch das *EWU* bei *Luis Zurfluh Seedorf* gefertigt mit einem Endtermin 12. Dezember 2002. Gleichen Tags wird das Teil auf der Anlage durch die von *ABB* organisierten Monteure von *Bettink* aus *NL* eingebaut.
- Dezember 2002 bis März 2003, Defekt eines Speisegeräts für die Heizung der Windmesseinrichtungen dadurch Vereisung letzterer und Abschaltung (Störung) der Anlage. Ersatz wird durch *EWU* bestellt und ausgetauscht. Im Durchschnitt sind 20-40 Alarme pro Tag die „Normalität“. Nur durch grossen Aufwand und etlichen zum Teil erschwerten Gängen zur Windanlage sieht man eine drehende WKA auf dem *Gütsch*.
- 6. März 2003, Störung Pitch Verstellmotoren. Durch undichte Stellen zwischen Getriebe und Verstellmotor für die Propeller läuft Öl aus und beschädigt die Motoren. Die Reparatur konnte mangels fehlendem Ersatzmaterial erst am 22. März 2003 durch die Monteure von *Bettink* aus *NL* vorgenommen werden.
- April 2003, Schäden an zwei Elektronikprints in der Rotorbox infolge unsachgerechter Bedienung der Firma *Lagerwey*. Mehrere Tage vergehen bis ein Ersatz auf der Anlage ist und der Schaden durch das *EWU* behoben werden kann. Hätte das *EWU* sich nicht bemüht und eine Printplatte selbst repariert wäre der Ausfall noch grösser gewesen.
- 23. April 2003, erst jetzt gelingt es endlich der Firma *Lagerwey* die Software so anzupassen, dass bei den sehr häufig auftretenden Alarmen „*Imbalance*“ die Anlage wieder automatisch startet.
- 26. April 2003, erneut wird an der Stelle zwischen Getriebe und Verstellmotor eine Ölleckage festgestellt. Das auswechseln der dadurch beschädigten Motoren dauert an.

- 2. Juli 2003, der Leistungsschalter Produkt *Sace*, welcher das Netz und den Umrichter trennt und jeweils beim Abschalten sowie beim Einschalten der Anlage betätigt wird ist defekt. Früher hatte man bereits schon öfters Probleme mit diesem, nun aber waren die Kontakte derart verbrannt, dass der ganze Leistungsschalter ausgetauscht werden musste. Die Lieferung erfolgte über *Technocon Basel*, der Austausch wurde durch das *EW Ursern* vorgenommen.
- 24. Juli 2003, Blitzschaden, diverse verbrannte Teile in der Rotorbox. Beunruhigt sind wir, dass der eine Propeller bei diesem Vorkommnis über die Endstellung hinaus läuft und erst durch ein mechanisches Hindernis zum Stillstand kommt. Die dadurch verbogenen Bolzen sind noch klar zu erkennen. Aufgrund dessen werden neue Konstruktionszeichnungen für die Endschalter-Positionsgeber (striker for limit switch) erstellt. Anhand der neuen Zeichnungen werden die entsprechenden Teile durch das *EWU* organisiert (*Luis Zurfluh Seedorf*). Anschliessen wird die Anlage von den Monteuren aus *NL* repariert.
- Mitte August 2003, *Lagerwey* ist definitiv Konkurs.
- August bis Oktober 2003, die Anlage läuft mehr oder weniger befriedigend. Abschaltungen sind aber nach wie vor an der Tagesordnung. Erschreckend und das wird eines der nächsten grossen Probleme sein: bei Leistungen im oberen Bereich wird das Hauptlager bis 85 Grad warm welches der Abschalttemperatur entspricht. Ein Lagerschaden bei solchen Belastungen, in nur wenigen Stunden im Extremfall von 0 Grad auf 85 Grad, ist vorprogrammiert.
- 6. November 2003, bei einer Routinekontrolle wird festgestellt, dass ein Propellerblatt einen Riss hat. Die Anlage bleibt aber vorläufig in Betrieb.
- 9. Dezember 2003, Reparaturversuch durch den Blatthersteller *Polymarin NL* und ein Monteur von *Bettink* aus *NL*.
- 19. Dezember 2003, mit Hilfe eines Bergführers und werkeigenem Personal wird in einem spektakulären Einsatz der Propeller in über 30m ab Boden provisorisch repariert.
- 13. Januar 2004, Probleme mit der Regulierung der einzelnen Blätter. Ein Einsatz der Monteure aus *NL*, welche zurzeit gerade in Süddeutschland sind, wird in die Wege geleitet.
- 17. Januar 2004, Reparatur vor Ort der Regulierung durch Austausch einer Elektronikkomponente. Gleichzeitig muss aber festgestellt werden, dass der Riss hinter der provisorisch reparierten Stelle sich weiter bewegt und zudem an den beiden anderen Blättern sich ähnliche Schäden ankünden.
- 18. Januar 2004, die Anlage wird aus sicherheitstechnischen Gründen Ausserbetrieb gesetzt.
- Anschliessend Begutachtung der Anlage auf dem *Gütsch* mit unserem Vertragspartner, der *ABB Schweiz*, und Erörterung des Schadens. Man einigt sich, dass *ABB* für diesen Schaden aufkommen wird und die Rotorblätter ersetzt oder repariert werden sollten. Die Ursache der Rotorblattschäden und das weitere Vorgehen sowie die Abarbeitung der Pendenzenliste sollten an einer kommenden Besprechung mit der inzwischen neu gegründeten Nachfolgefirma der *Lagerwey*, *EWT Emergya Wind Technologies*, besprochen werden.
- 6. Februar 2004 erwähnter Besprechungstermin. Die neu gegründete Firma *EWT* stellt sich den teilnehmenden Vertreter von *ABB* und vom *EW Ursern* vor. Aufgrund des Gesprächs und den Aussichten sowie der finanziellen Mittel der neuen Firma besteht keine grosse Hoffnung, dass die *Lagerwey*-Anlage auf dem *Gütsch* jemals zufrieden stellend in den Normalbetrieb gehen könnte.
- März 2004, nach reichlichen gegenseitigen Überlegungen Verhandlungen mit *ABB* und gegenseitige Unterzeichnung eines Rücknahmevertrags zu fairen Bedingungen.

4.5 DEMONTAGE UND ABTRANSPORT

Juni 2004, Demontage gem. Figur 5 und Abtransport gem. Figur 6 der *Lagerwey*-Anlage. Demontage und Abtransport der Anlageteile vom *Gütsch* nach *Andermatt* war wie im Rücknahmevertrag stipuliert im Aufgabenbereich des *EW Ursern*. Für die Demontage verpflichtete man die holländische Firma *Bettink*, die damals bereits die Anlage für *Lagerwey* aufstellte. Für die Kranarbeiten und den Spezialtransport wurden die Firmen *Pneukran AG Baar* und *Wipfli AG Flüelen* beauftragt. Leitung und Koordination dieser Arbeiten lagen beim *EW Ursern*. Alles verlief problemlos und konnte innert drei Tagen durchgeführt werden.

Figur 5: *Demontage der Lagerwey-Anlage*

Figur 6: *Abtransport der letzten Teile der Lagerwey – Anlage*

Hiermit schliesst sich ein Kraft- und Nervenaufraubendes Kapitel. Treffend dazu die Aussage von Walter Scheel

:

Nichts geschieht ohne Risiko,
aber ohne Risiko geschieht auch nichts

5 Durchgeführte Arbeiten und erreichte Ergebnisse Teil 2

5.1 VERTRAGSABSCHLUSS MIT *ENERCON* GMBH DEUTSCHLAND

Da das *EW Ursern* trotz Rückschlägen nach wie vor von der Windenergie überzeugt war wurden die in der Zwischenzeit geführten Gespräche mit dem deutschen Windanlagenhersteller *Enercon* intensiviert und konkretisiert. Eine Richtofferte einer *Enercon* E-40 Windenergieanlage für einen möglichen Ersatz der *Lagerwey* und eine in Aussicht gestellte Lieferbestätigung der ersten *Enercon* Anlage in die Schweiz, war denn auch die Grundlage für die weiteren Schritte. Nach einer Begehung des Standorts *Gütsch* im Juni 2004 mit den verantwortlichen der Firma *Enercon* wurde der Vertrag mit Liefertermin Oktober 2004 zwischen *Enercon* und dem *EW Ursern* abgeschlossen.

5.2 ANPASSUNGEN AM BESTEHENDEN FUNDAMENT

Das für die *Lagerwey*-Anlage erstellte Schwerkraftfundament gemäss Figur 7, mit einem Eigengewicht von rund 1000 Tonnen mit integrierter Tranformatoren- und Mittelspannungsstation wollte die Firma *Enercon* anfänglich nicht für den Neuaufbau ihrer Anlage bewilligen. Die durch das *EW Ursern* mit dem Ingenieurbüro *Bigler AG Altdorf* ausgearbeitete Variante überzeugte aber schlussendlich nachdem zusätzlich zwei unabhängige Prüfstatikgutachten vorlagen (je eines aus der Schweiz und aus Deutschland).

Die Kräfte vom Turm werden über einen einbetonierten Bolzenkorb ins Fundament übertragen. Das ganze bildet eine abgestimmte geschlossene Einheit. Unsere Aufgabe war es also das bestehende Fundament weitgehend wieder zu verwenden und den zur *Enercon*-Anlage zugehörenden Bolzenkorb in dieses System zu integrieren um die Kräfte ins bestehende Fundament einzuleiten. Dies zu bewerkstelligen bedeutete einen Kraftschluss mit der bestehenden Bewehrung (Armierungseisen) zu schaffen. Mit dem sogenannten Hydro-Jetten gemäss Figur 8 und 9, wurde der Beton mit einem Wasserstrahl von 3000 bar Druck bis auf eine Tiefe von ca. 50cm abgetragen. Bei diesem Verfahren wird nur der Beton nicht aber die Armierungseisen abgetragen. Auf die freigelegten Eisen wurden danach Gewinde geschnitten und die Eisen wurden mit einer Spezialmuffe, *Lentonverfahren*, verlängert, siehe Figur 10 und 11. Der zur *Enercon*-Anlage bestimmte Bolzenkorb konnte somit in das bestehende Fundament kraftschlüssig integriert werden, abgebildet in Figur 12 und 13. Mit dem Aufbetonieren wurde das bestehende Fundament zwar rund einen Meter höher, siehe Figur 14, konnte aber mit integrierte Schalt- und Trafostation wieder verwendet werden.

Die Kosten hierfür beliefen sich auf rund Fr. 150 000.-. Also bedeutend weniger wie ein neues Fundament und ein dadurch erforderlicher Abbruch des bestehenden Fundaments.

Für *Enercon* war dies völlig neu, könnte aber für ein „Repowering“ sehr interessant werden.

Figur 7: *Schwerkraftfundament und Pneukran bei der Demontage der Lagerwey-Anlage*

Figur 8*: Installationen für das Hydrojetten*

Figur 9: *Abtragen von Beton mit dem Hydrojettverfahren*

Figur 10: *Schneiden der Gewinde auf die Armierungseisen*

Figur 11: *Lenton Gewindemuffen und verlängerten Armierung*

Figur 12: *Bolzenkorb integriert in der Verlängerung der Armierungseisen*

Figur 13: *Bolzenkorb Armierung und Aussenschalung vor dem Einbringen des Betons*

Figur 14: *Modifiziertes Fundament nach Fertigstellung*

5.3 TRANSPORT DER *ENERCON*-ANLAGE

Die Erfahrungen aus dem Transport der *Lagerwey*-Anlage machten wir uns zum Nutzen. Das untere Turmteil der *Enercon*-Anlage mit einer Länge von 24m einem maximalen Durchmesser von 3,8m und einem ansehnlichen Gewicht von 36 Tonnen stellte aber einiges an Anforderungen an den Transport. Wegen dem Gesamtgewicht zusammen mit dem Tieflader von ca. 75 Tonnen musste der Sonnenbergtunnel und das *Loper* Viadukt durch die Stadt *Luzern* und weiter auf der Kantonsstrasse durch *Hergiswil* und *Stans* umfahren werden. Anstatt der *Schöllenen* wählte man diesmal für alle langen Teile die Route durch den *Gotthardtunnel* und von *Airolo via Gotthardpass* den Weg nach *Andermatt*. Von *Andermatt* auf den *Gütsch* wurden Spezialfahrzeuge der Transportfirma *Wipfli AG Flüelen* eingesetzt, siehe Figur 15. Schweiz Aktuell berichtete vom Transport *Andermatt – Gütsch*. Eine vorgesehene Life-Sendung zum selben Bericht vom *Gütsch* viel wegen technischen Problemen 3 Minuten vor Ausstrahlung leider ins Wasser.

Figur 15: *Spezialtransport Andermatt – Gütsch*

5.4 MONTAGE DER *ENERCON*-ANLAGE

Wegen personellen Engpässen bei *Enercon* standen für den Aufbau nur drei anstatt sechs Fachleute zur Verfügung. Die Anfrage an uns von *Enercon* zur Mithilfe mit drei Berufsleuten nahmen wir als Herausforderung gerne entgegen. Der Aufbau verlief mit viel Wetterglück beispielhaft und konnte nach zweieinhalb Tagen abgeschlossen werden. Dank einer Speziellen Vorrichtung für das Hochziehen des Rotors wie in Figur 16 ersichtlich, musste nur ein Pneukran auf der Baustelle eingesetzt werden. Bei der alten Anlage waren zwei Pneukrane erforderlich.

Figur 16: *Rotormontage mit nur einem Pneukran*

Figur 17: *Warmluftblattheizung nach dem Einbau*

5.5 INSTALLATIONEN UND INBETRIEBSETZUNG DER *ENERCON*-ANLAGE

Vor der Inbetriebsetzung mussten natürlich noch sämtliche Verkabelungsarbeiten und die Netzanbindung ausgeführt werden.

Auch die für Windklasse I Anlagen entwickelte Blattlastbegrenzung musste Vorort noch eingebaut und ausgetestet werden. Die genaue Funktion und die Bewährung des Systems werden unter dem Kapitel „7.4. Funktion der Blattlastbegrenzung“, im Detail erläutert.

Zur Vermeidung bzw. zum Enteisen der Blätter ist die Anlage ebenfalls mit einer Warmluftheizung ausgerüstet. Die einzelnen Blätter werden ab Werk mit entsprechenden Leitkanälen im Blattinneren speziell für die Warmluftheizung gefertigt. Beim Aufbau wurden dann noch die Heizaggregate mit integriertem Ventilator wie in Figur 17 ersichtlich, montiert und ausgetestet. Pro Blatt beträgt die Leistung der Heizung 4 kW also total 12 kW für das ganze System. Die Tauglichkeit und die Wirkungsweise der Blattheizung werden später unter dem Kapitel „7.6. Betriebserfahrungen mit der Rotortblattheizung“, anhand eines Praxisbeispiels dargelegt.

Trotz Windgeschwindigkeiten mit über 30m/s konnte die Anlage ohne Probleme dem Betrieb übergeben werden. Sämtliche Tests wie Überdrehzahlabschaltungen, die Netzparallelschaltung, die Blattlastfunktionen, die Steuerung und Regulierung sowie der Vollastbetrieb, um die wichtigsten zu nennen, klappten auf Anhieb.

Im Kapitel 7. wird im Speziellen auf die Betriebserfahrungen mit der *Enercon* Windenergieanlage eingegangen, welche schlussendlich ebenfalls zu den erreichten Ergebnissen, wie in der Überschrift dieses Kapitels geschrieben, zu zählen sind.

Das folgende Kapitel 6. befasst sich mit der Energiesituation des *EW Ursern*. Es soll die Zusammenhänge und das Regieme sowie die Vorteile in Kombination mit der Wasserkraft und der resultierenden Wirtschaftlichkeit des *EW Ursern* verdeutlichen.

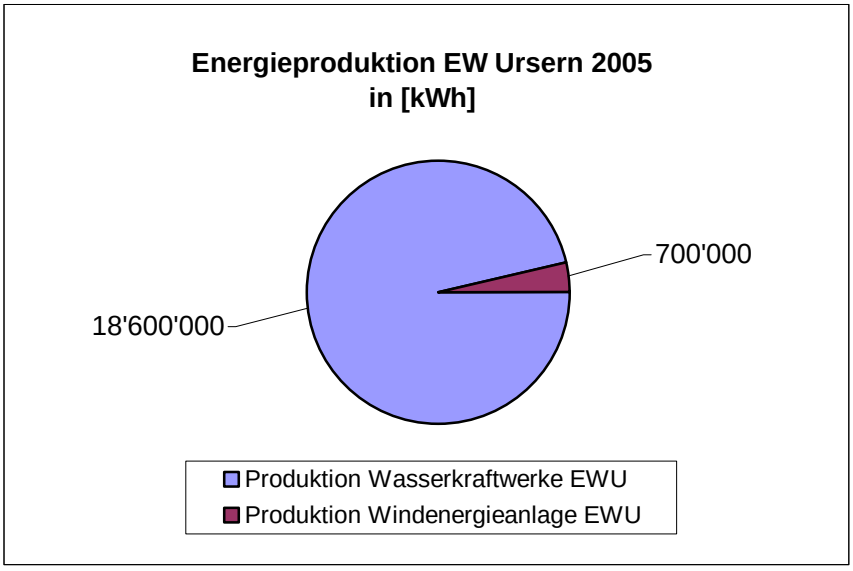
6 Energiesituation des *EW Ursern*

6.1 EINFÜHRUNG

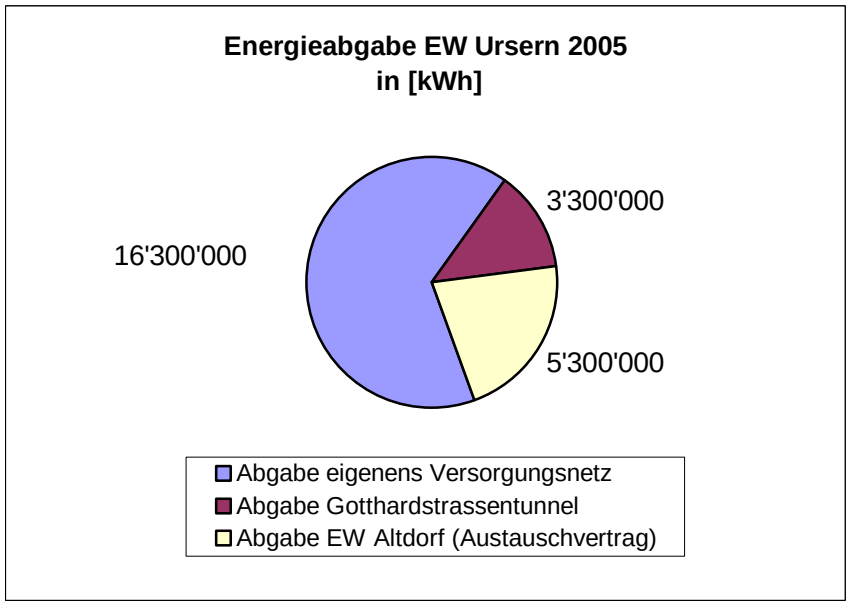
Da das *EW Ursern* als Energieproduzent und Energieverteiler seine Anlagen bis zum Endkunden selber betreibt, gelten somit nicht die Einspeisevergütungen analog einem „Unabhängigen Energieproduzenten“. Der Strompreis folgt den Gesetzen des Markts welcher sich nach Angebot und Nachfrage einstellt. Wohl ist die jährliche eigene Energieproduktion höher als der Energiebedarf der Endkunden des *EW Ursern*. Da der Anteil zu 95% aus Wasserkraft besteht fällt der überwiegende Teil der Produktion zur Schneeschmelze also in Frühling und Sommer an.

Das *EW Ursern* exportiert somit in der Sommerhälfte überschüssigen Strom muss aber in den Wintermonaten Strom von Dritten zukaufen.

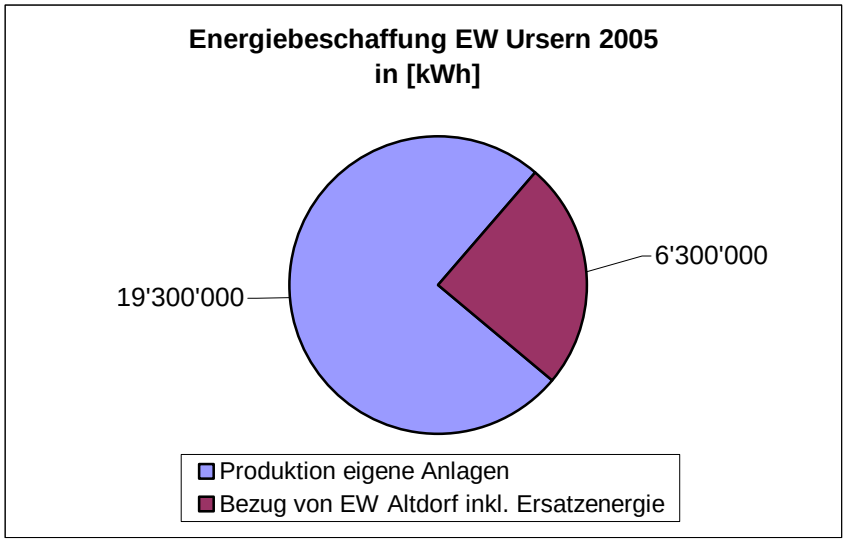
Nachfolgende Diagramme, Figur 18 bis 21 zeigen die Situation der Energieproduktion, der Energieabgabe und der Energiebeschaffung des *EW Ursern* 2005 auf.



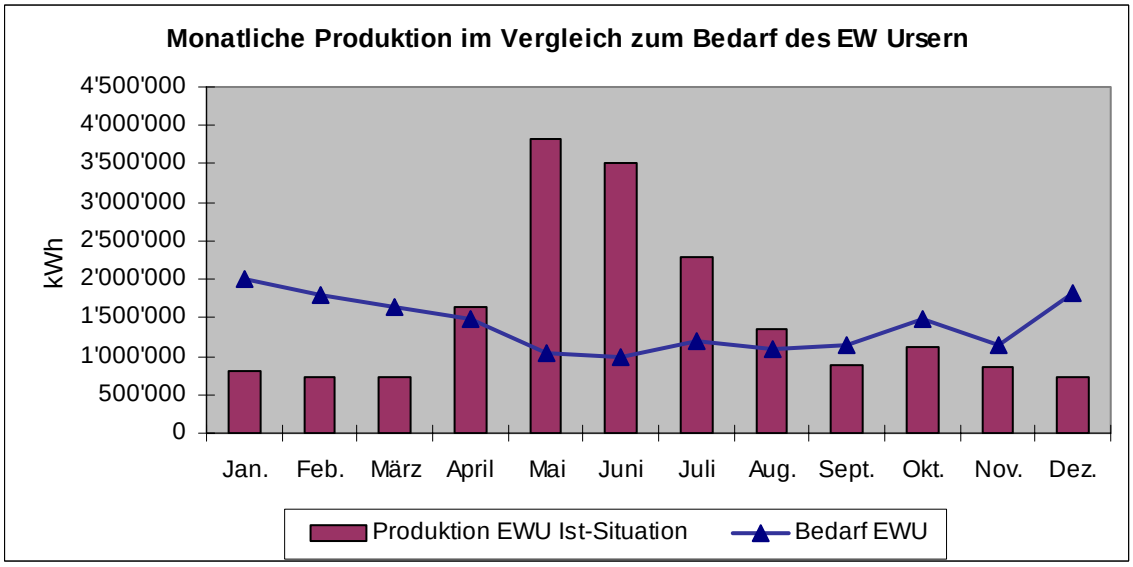
Figur 18: *Energieproduktion EW Ursern 2005*



Figur 19: *Energieabgabe EW Ursern 2005*



Figur 20: *Energiebeschaffung EW Ursern 2005*



Figur 21: *Monatliche Energieproduktion im Vergleich zum Bedarf des EW Ursern*

6.2 ENERGIEAUSTAUSCHVERTRAG

Damit die Energieversorgung jederzeit gewährleistet werden kann, verfügt das *EW Ursern* über einen Energieaustauschvertrag mit dem angrenzenden *EW Altdorf* (*EW Altdorf AG* gehört zu über 50% der *CKW*, dessen Aktienmehrheit wiederum die *AXPO* Gruppe besitzt).

Grundsätzlich sind darin die Regeln über Bezug und Abgabe von Energie sowie der Leistung der Energie festgehalten. In einem separaten ergänzenden Anhang sind die Strompreise bzw. deren Zusammenhänge und Funktion festgelegt. Galten noch vor ein paar Jahren fixe Energiepreise für Sommer und Winter sowie für Hochtarif und Niedertarif, so sind seit Januar 2004 die Energiepreise an den *EEX (European Energy Exchange)* gebunden, zuzüglich Transport- und Systemdienstleistungskosten. Mit andern Worten heisst dies: 24 Energiepreise pro Tag in Euro/MWh.

6.3 PREISBILDUNG DER ENERGIE

Die Preise an der Europäischen Strombörse sind Marktpreise und folgen dem Angebot und der Nachfrage. Zu diesem Zweck muss auch das „kleine *EW Ursern*“ jeweils 24 Stunden voraus seine Produktion und seinen Bedarf, den sogenannten Energiefahrplan, in unserem Fall an das *EW Altdorf*, melden. Wie unser Unternehmen melden sämtlich an diesem Markt beteiligten ebenfalls ihre Daten, mit dem Resultat der Preisbildung des *EEX.*

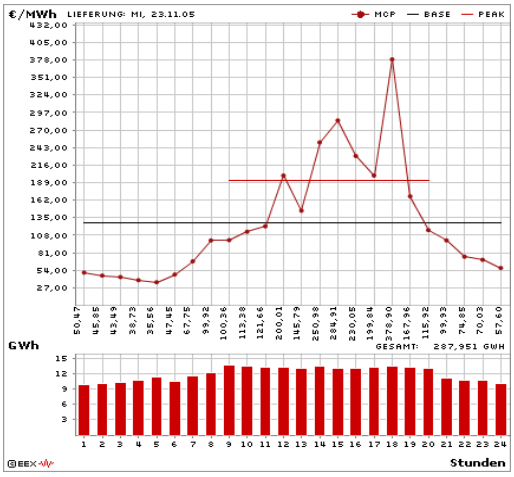
Die Erstellung des Produktions-Fahrplans für die einzelnen Kraftwerke wird somit teils zu einer komplexen Aufgabe. Beobachtung des Wetters und dessen Phänomenen, Wetterprognosen, Niederschlag, Schneeschmelze und nicht zuletzt Windprognosen sind möglichst genau zu interpretieren und entsprechend zu berücksichtigen. Sind nämlich die Daten gemeldet so lässt der Fahrplan nur wenig Spielraum nach plus oder minus vom gemeldeten stündlichen Produktionswert.

Die so entstehenden Preise sind für jedermann unter www.eex.de transparent auf verschiedene Art (Tabellenform, Diagramm usw.) einsichtbar.

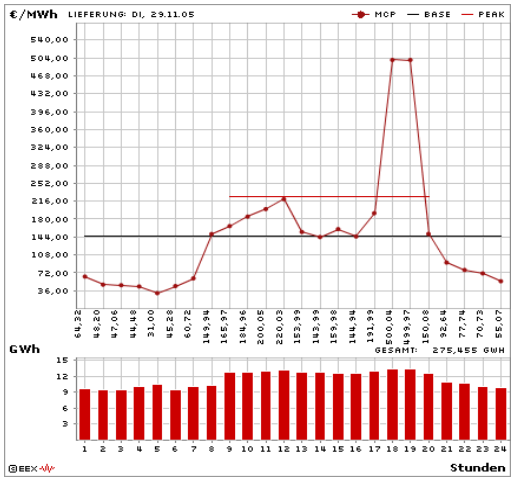
6.4 CHANCEN UND RISIKEN DES *EW URSERN* ALS BETREIBER VON ERNEUERBAREN ENERGIEPRODUKTIONS-ANLAGEN OHNE FIXE EINSPEISEVERGÜTUNG.

Die Zeiten der fixen Tarife beim Einkauf und Verkauf von und an Dritten ist vorbei. Es spielt der Markt der nebst Chancen auch Risiken mit sich bringt. Der Endkunde aber hat einen fixen Preis nach Tarif. Da das *EW Ursern* während den Wintermonaten gegen 50% seiner Energie einkaufen muss verbergen sich doch einige Risiken, welche im momentanen Umfeld schlecht zu kalkulieren sind.

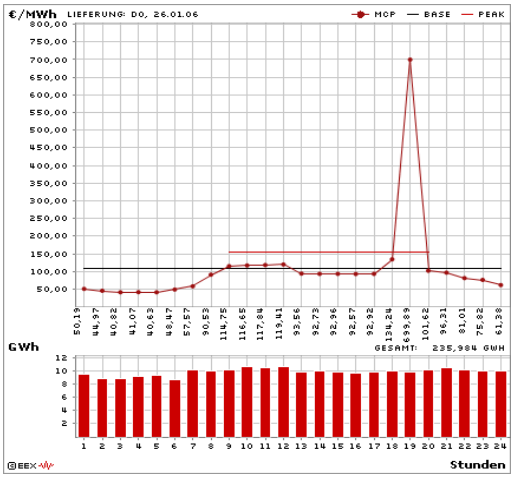
Dank der Wasserkraftwerk - Anlage *Oberalp* mit seinem Saisonspeicher mit knapp 1 Million m3 Nutzvolumen und dem zusätzlichen Tagesspeicher ist das *EW Ursern* in der komfortablen Lage einen Teil seiner Energie nach Bedarf und Wirtschaftlichkeit zu produzieren. Im Weiteren lässt sich im Bereich des Toleranzbandes des Fahrplans die Energieproduktion zusätzlich optimieren bzw. auf den vor allem in den letzten Monaten spürbar nervösen Markt zu agieren und reagieren. Waren nämlich die Ausschläge des *EEX* von 1.13 Euro / MWh bis zum Maximum von 700.00 Euro / MWh in den vergangenen Monaten doch sehr heftig. Nachfolgende Diagramme Figur 22 bis 24 zeigen die starken Ausschläge und den hohen Basispreis am Energiemarkt einzelner speziellen Tage auf.



Figur 22: *Stundenkontrakte EEX 22.11.2005*



Figur 23: *Stundenkontrakte EEX 29.11.2005*



Figur 24: *Stundenkontrakte* EEX *26.01.2006 mit absolutem Höchstpreis*
(umgerechnet Fr. 1,085 / kWh exkl. Transport- und Systemdienstleistungskosten)

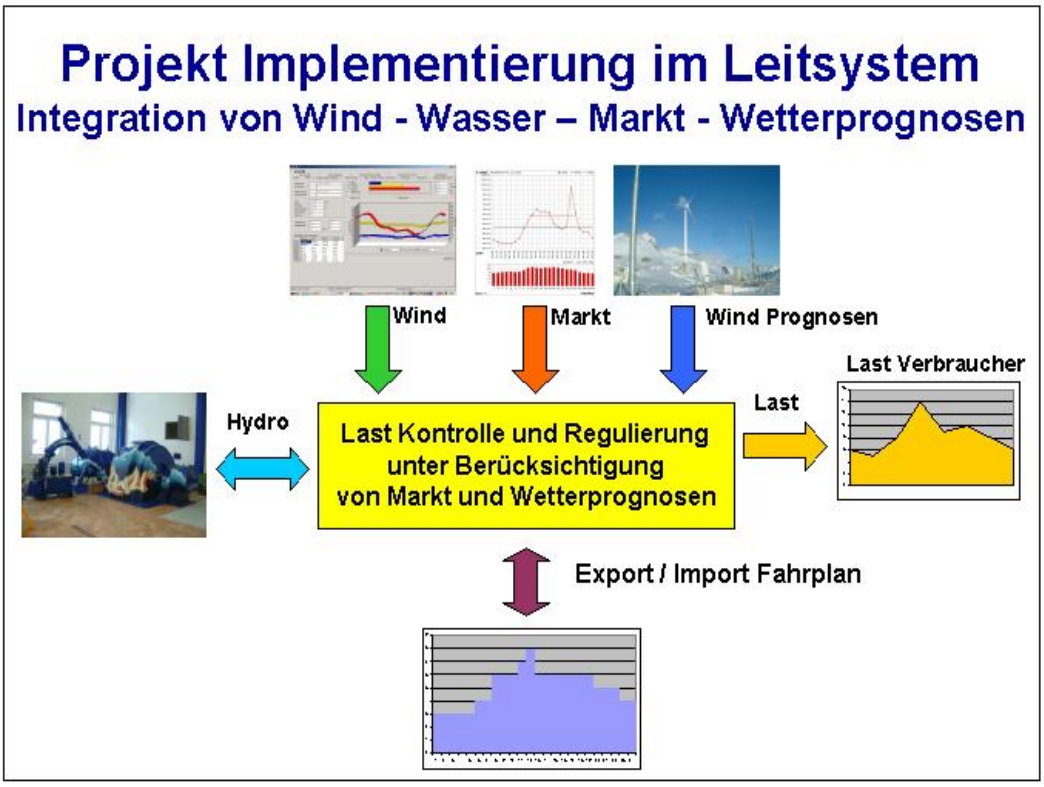
Die Preise nach *EEX* verstehen sich in Euro pro Megawattstunde ab dem Höchstspannungsnetz ohne Transport- und Systemdienstleistungskosten. Der Endpreis ist abhängig von der Spannungsebene am definierten Übergabepunkt. Das *EW Ursern* bezieht seine Energie von Dritten auf der 15 kV Mittelspannungsebene. Das bedeutet für unser Werk; ergänzend zum entsprechenden *EEX* Stundenpreis resultieren beim Einkauf von Energie, je Kilowattstunde, 8,5 Rappen für Transport- und Systemdienstleistungen.

Entscheidend bei solch hohen Preisen ist, ob man sich auf der Seite des Einkäufers oder Verkäufers befindet. In den Wintermonaten muss das *EW Ursern* wie schon erwähnt Energie von Dritten beziehen. Wir sind also auf der Einkäufer Seite und solch hohe Energiebeschaffungskosten belasten uns sehr. Tatsache in unserem Fall ist, dass jede Kilowattstunde Eigenproduktion dem Wert des Einkaufspreises entspricht. Dank der Windenergie welche hauptsächlich in den Wintermonaten anfällt, lässt sich dadurch eine noch grössere Belastung abwehren, zudem mit dem Zertifikathandel *RECS* (*Renewable Energy Certificate System*) noch der Verkauf der Qualität hinzukommt.

Natürlich gibt es auch die Kehrseite. Ist genügend oder gar zuviel Energie im Angebot sinken die Preise und dies ist in der Regel dann, wenn auch das *EW Ursern* auf der Verkäuferseite ist. So z. B. während der Schneeschmelze oder bei starken Regenfällen. Nicht selten resultierten so Marktpreise von nur Fr. 0,01 / kWh. Damit lassen sich auch samt Label Handel die Gestehungskosten nicht abdecken.

6.5 OPTIMIERUNG DER WIRTSCHAFTLICHKEIT DURCH INTEGRATION VON WIND- UND WASSERKRAFT

Die Windenergie welche zu mehr als 60% im Winterhalbjahr anfällt, lässt sich in unserem System sehr gut integrieren. Trotz der Tatsache, dass sie einer sehr grossen Fluktuation unterliegt lässt sich in unserer Anordnung einen sinnvollen, wirtschaftlichen Betrieb des Speicherwerks und der Windanlage erzielen. Das heisst, dass an Tagen mit starkem Wind und somit entsprechender Leistung von der Windenergieanlage das Wasser im Speichersee zurückbehalten wird und für die Produktion des Wasserkraftwerks zu Zeiten mit weniger Wind oder hohen Energiepreisen auf Abruf zur Verfügung steht. Zurzeit funktioniert diese Regulierung noch nicht vollautomatisch und dieses Zusammenspiel ist noch verbesserungsfähig. Mit einem in Aussicht gestellten Ausbau der Windkraft wird sich diese Integration aber als zwingend erweisen.



Figur 25: *Integration von Wind- und Wasserkraft*

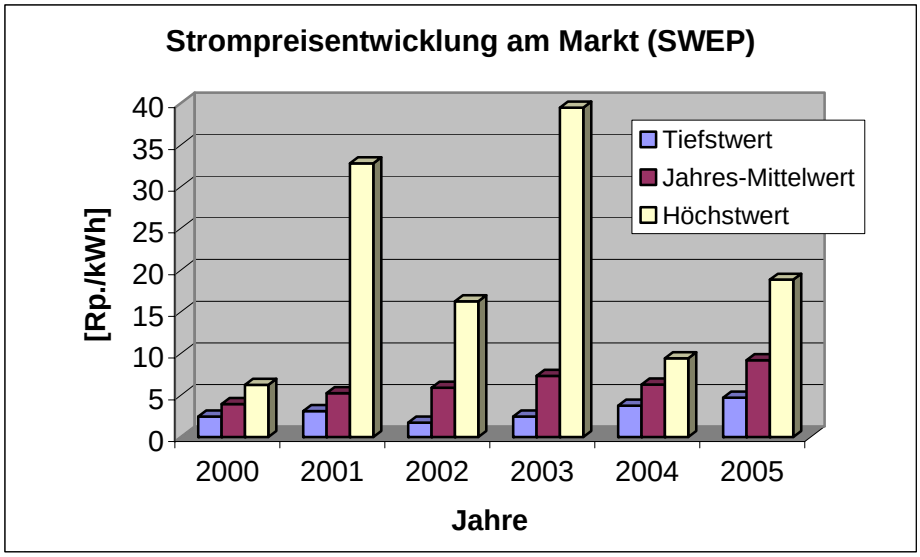
Ziel dieser Verknüpfung ist es in Abhängigkeit des zur Stunde geltenden Marktpreises *EEX,* der Wetterprognosen, der Feststellung ob sich unser Verbrauchernetz im Import- oder Exportbetrieb befindet und der erwarteten Windenergieproduktion eine weitgehend automatische Regulierung der Produktionsanlagen ab dem Leitsystem zu verwirklichen.

Im Funktionsdiagramm Figur 25 sind diese Prozesse dargestellt.

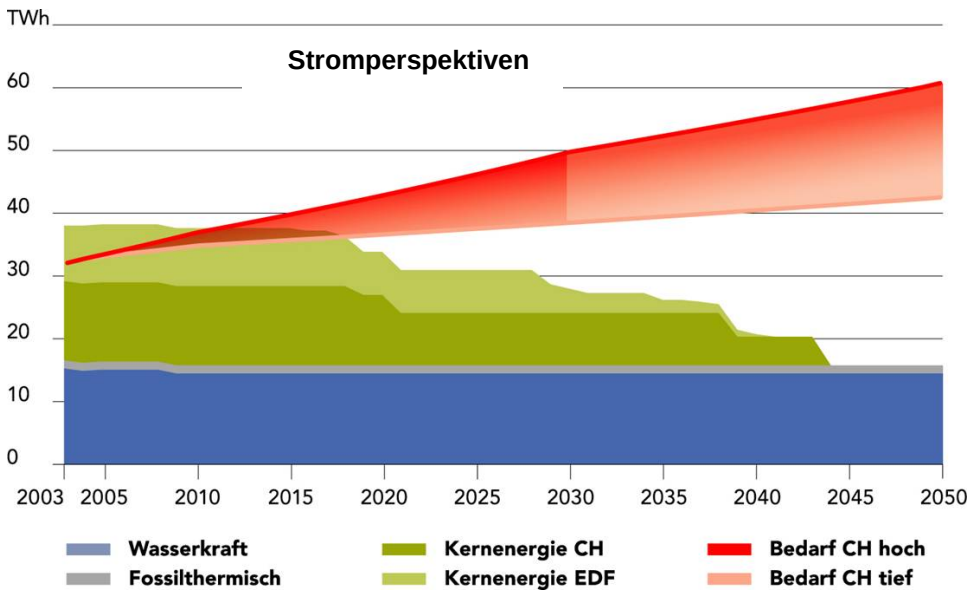
6.6 STROMPERSPEKTIVEN ALLGEMEIN UND DES *EW URSERN*

Mit der Energiepreisentwicklung wie in Figur 26 dargestellt nach dem *Swiss Electricity Price Index* abgekürzt *SWEP* und der sich in Naher Zukunft abzeichnende Versorgungslücke, veranschaulicht in Figur 27, sind die Energieversorger gefordert. So auch das *EW Ursern*, welches sich eine möglichst hohe Eigenversorgung zum Ziel gesetzt hat. Was bedeuten würde, dass das EW Ursern seine Kunden zu 100% aus erneuerbarer Energie versorgen könnte.

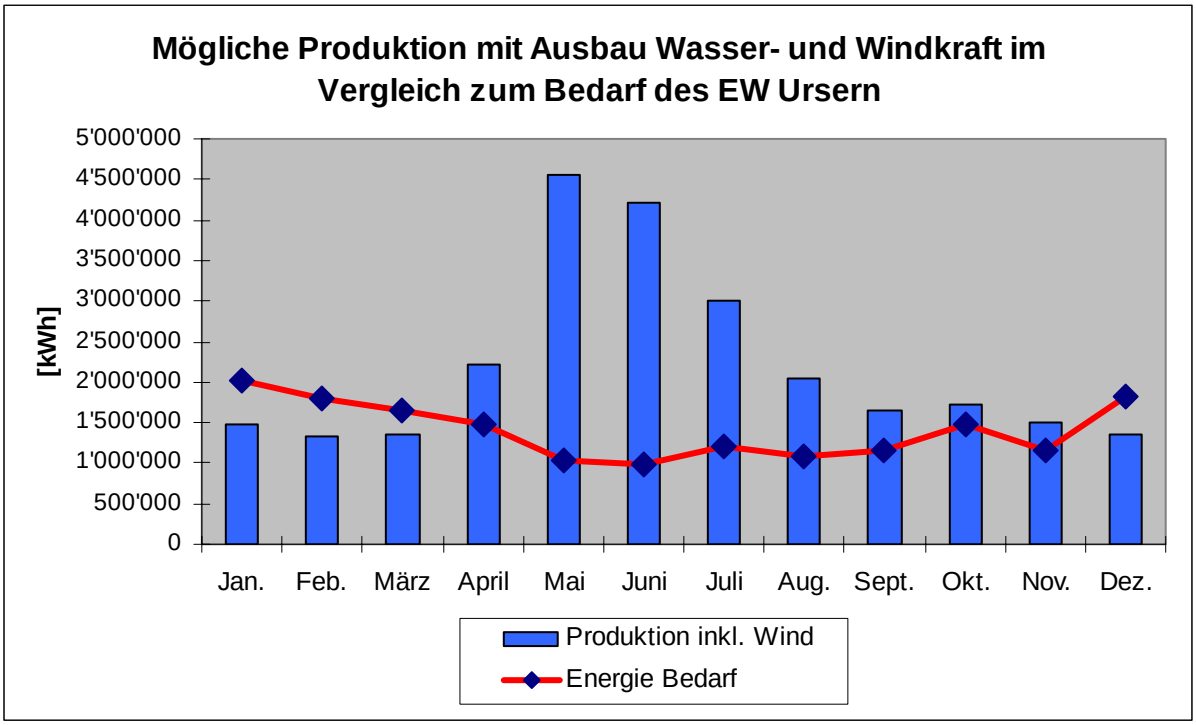
Ein Wasserkraftwerk mit grossem Saisonspeicher wäre die Lösung. Doch aus der Sicht des Landschaftsschutzes und den sehr hohen Energiegestehungskosten lässt sich ein solches Vorhaben nicht verwirklichen. Jedoch der Ausbau der Windkraft in Kombination mit dem potential der noch brach liegenden Wasserkraft im *Urserntal* lässt es sich unserem Ziel im Vergleich zur Ist-Situation annähern, Figur 28 zeigt diese mögliche Variante auf.



Figur 26: *Strompreisentwicklung des SWEP*



Figur 27: *Stromperspektiven für die Schweiz bis 2050*



Figur 28: *Variante Ausbau Wind- und Wasserkraft zur Annäherung einer möglichen Eigenversorgung des EW Ursern*

Über den Stand der Ausbaupläne der Windkraft auf dem Gütsch wird im Kapitel 9 noch eingegangen.

7 Betriebserfahrungen mit der *Enercon* Windenergieanlage

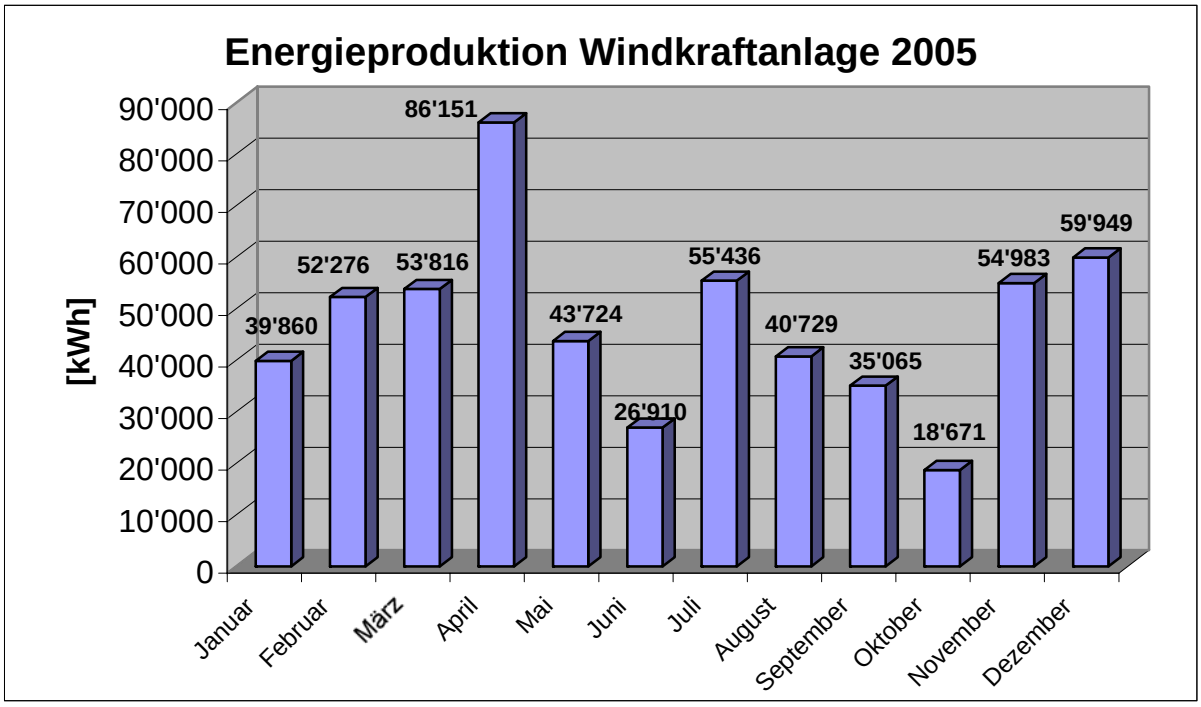
7.1 ENERGIEPRODUKTION

Die Energieproduktion im ersten Betriebsjahr in Figur 29 dargestellt ist mit 699 084 kWh deutlich unter den berechneten Ertragszahlen. Betrachtet man aber die mittlere Windgeschwindigkeit gemessen auf der Messstation *Gütsch* von nur 4.72 m/s im Vergleich zu den Werten aus der Statistik und der Modellierung dieser Werte auf die entsprechende Nabenhöhe, ist dies der Grund dazu. Bei der Berechnung ging man damals von einer mittleren Windgeschwindigkeit von 7,0 m/s auf Nabenhöhe aus und daraus resultierte die Prognose von 1 200 000 kWh für die damalige 800 kW *Lagerwey* Anlage.

Wie bei unserer Produktion in den Wasserkraftwerken, welche ebenfalls mit jährlichen Schwankungen von bis zu 20% behaftet sind, werden wir bei der Energieproduktion unserer Windanlage mit mehr oder weniger Ertragreicheren Jahren rechnen müssen. Kommt noch dazu, dass es sich bei dieser WEA nur um eine 600 kW Anlage handelt, welche im Gegensatz zur abgebrochenen Anlage jedoch bei entsprechenden Windbedingungen bis 110% der Nennleistung abgibt.

7.1.1 Produktions- und Betriebsdaten des Ersten Betriebsjahres 2005 im Überblick :

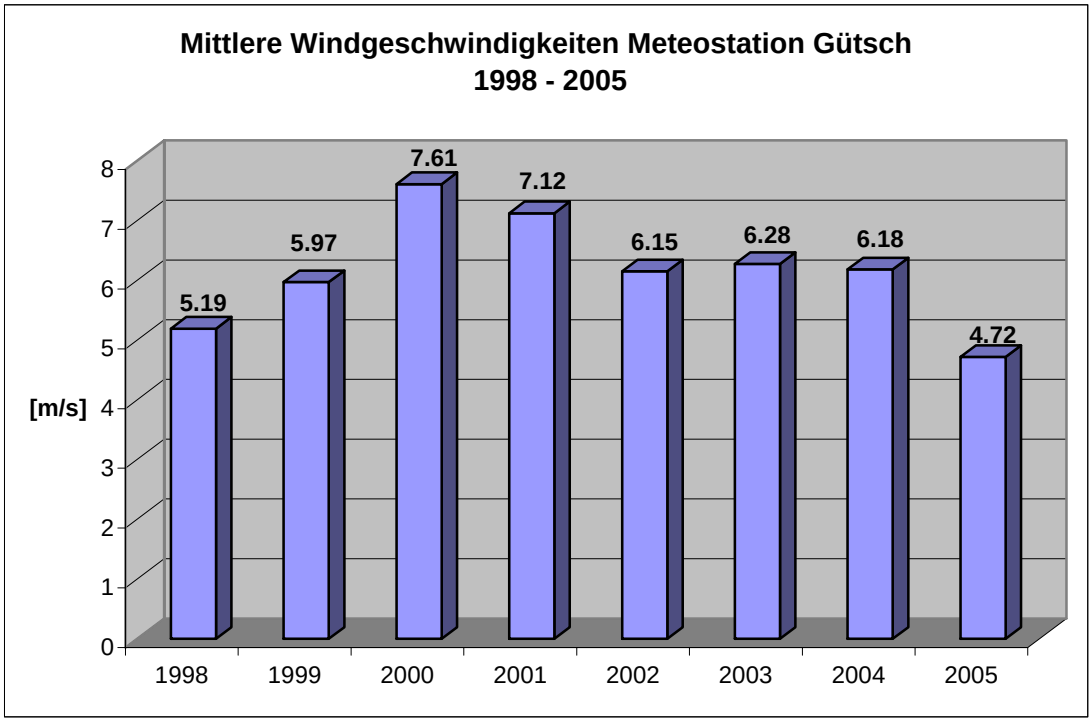
- Energieproduktion 699 084 [kWh] / Verteilung auf die Monate gem. Figur 29
- Betriebsstunden 5440 [h]
- Mittlere Leistung 128.5 [kW]
- Maximale Betriebsleistung 685 [kW]
- Maximale mittlere 10 Minuten Leistung 614 [kW]
- Anzahl Statusmeldungen Windmangel 1492
- Energiekonsum Blattheizung 25 h à 12 [kW] = 300 [kWh]
- Mittlere Windgeschwindigkeit ab Windmessung Anlage 5,03 [m/s]
- Verfügbarkeit 93.51 %



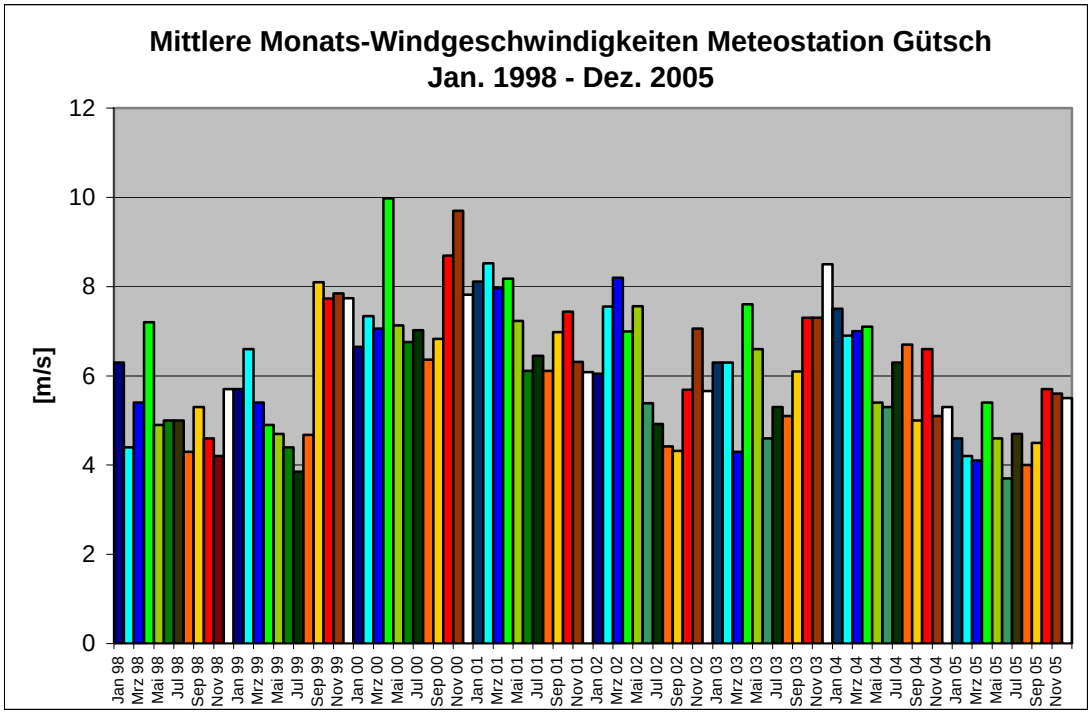
Figur 29: *Energieproduktion der Windenergieanlage 2005*

7.1.2 Windstatistik der *Meteostation Gütsch*

Nachfolgende Diagramme zeigen die Schwankungen des Windvorkommens an der Messstelle *Gütsch* während den letzten acht Jahren auf. Im Vergleich gemäss Figur 30 ist klar zu erkennen, dass es sich im vergangenen Jahr um ein sehr windarmes Jahr handelte. In Figur 31 sind die Monatwerte der letzten acht Jahre dargestellt, welche nebst den jährlichen auch die saisonalen Schwankungen aufzeigen.



Figur 30: *Jahresmittelwerte Meteostation Gütsch der vergangenen fünf Jahre*



Figur 31: *Monatsmittelwerte Meteostation Gütsch der vergangenen fünf Jahre*

7.2 BETRIEBSVERHALTEN

7.2.1 Normalbetrieb und Betriebsführung

Seit der Inbetriebnahme im November 2004 erfüllt die Windenergieanlage, abgesehen von den Störungen auf welch in einem späteren Kapitell noch speziell eingegangen wird, unsere Erwartungen vollends.

Sehr positiv sind zu werten:

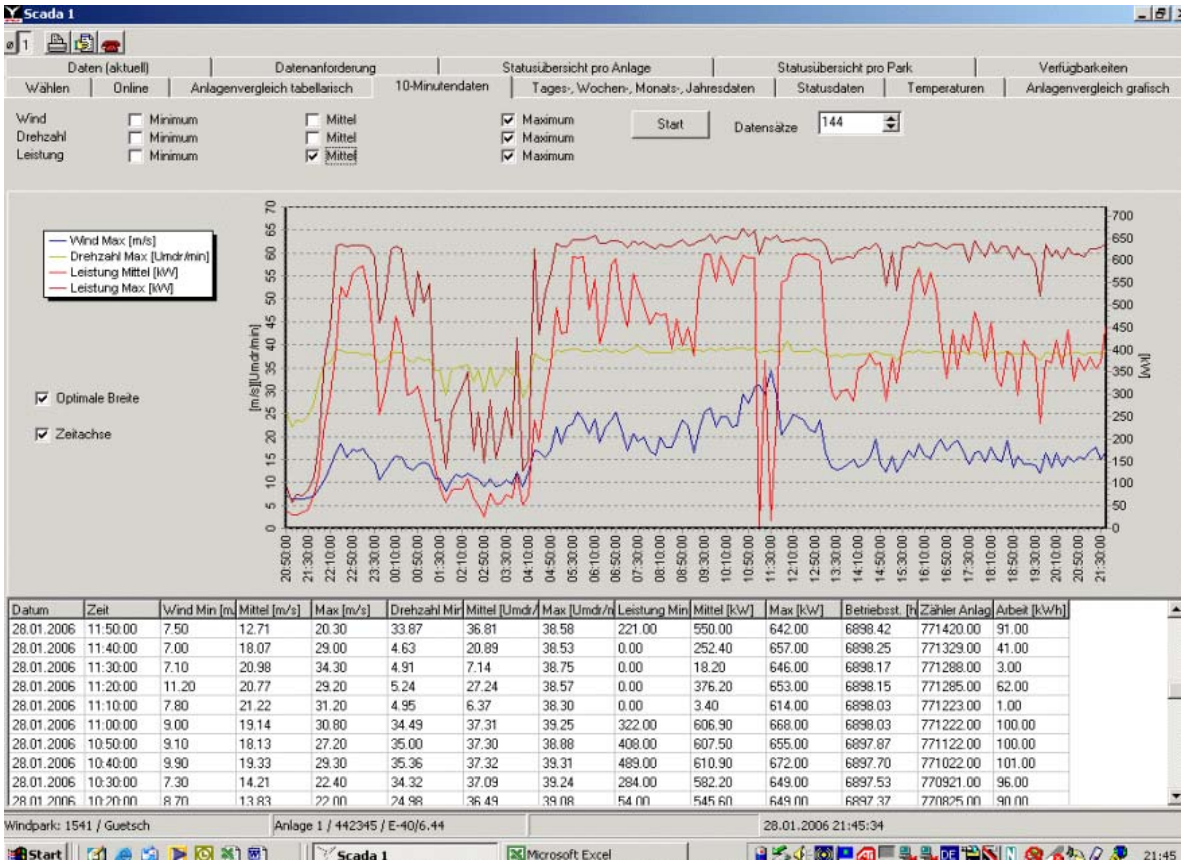
- Die einfache Bedienung
- Die Einschaltwindgeschwindigkeit unter 3 m/s trotz der Höhenlage auf 2332 M.ü.M.
- Die einwandfreie Funktionstüchtigkeit bis 34 m/s Windgeschwindigkeit (auf das Verhalten bei Starkwind wird im folgenden Kapitel noch im Detail eingegangen)
- Die sehr geringe Geräuschemission, da ohne Getriebe nur der aerodynamische Schall gegenwärtig ist
- Die grosse Laufruhe
- Die variable Drehzahl womit Böen wirkungsvoll in Energie umgesetzt werden können
- Das aktive Blattverstellsystem
- Die relativ schnell laufenden Azimutverstelleinheit womit die oft auftretenden Richtungsänderungen des Windes dennoch optimal ausgenutzt werden können
- Die Netzanbindungsfreundlichkeit
- Die Netzkoppelung ohne Synchronisierungszeit
- Die funktionellen Sicherheitssysteme
- Das komfortable *Scada Remote* Fernüberwachungssystem
- Die Datenbank für die Speicherung der Produktions- Betriebs- und Störungsdaten
- Die Servicefreundlichkeit
- Die hohe Verfügbarkeit durch das wartungsarme Konzept reduzierter Komponenten und der Modulbauweise

Um etwas Negatives zu bemerken wäre dies lediglich die hohe Umdrehungszahl von gegen 38 U/min. bei Nennlast, was doch etwas nervös wirkt.

Im Anhang sind obige erwähnten Komponenten und Systeme noch genauer beschrieben ebenfalls wird auf das Datenblatt der *Enercon E-40* verwiesen.

7.2.2 Betriebsverhalten an Starkwindtagen

Am Beispiel von einzelnen speziellen Starkwind- bzw. Sturmtagen wird nachfolgend das Betriebsverhalten analysiert und die entsprechenden Systeme, welche vor allem an solchen Tagen ihre Vorzüge unter Beweis stellen müssen, im Detail erläutert. Nachfolgende Figur 32 zeigt die 10 Minuten Maximalwerte von Wind, Drehzahl und Leistung sowie den 10 Minuten Mittelwert der Leistung des 27. 01. 06 20:50 Uhr bis 28. 01.06 21:30 Uhr auf. Es handelt sich dabei um eine Online-Aufzeichnung via *Enercon Scada Remote* der WEA. Aus dieser Betriebszeit resultiert die in Figur 33 dargestellte Statusauswertung.



Datum	Zeit	Wind Min [m/	Mittel [m/s]	Max [m/s]	Drehzahl Min	Mittel [Umdr/	Max [Umdr/n	Leistung Min	Mittel [kW]	Max [kW]	Betriebsst. [h	Zähler Anlag	Arbeit [kWh]
28.01.2006	11:50:00	7.50	12.71	20.30	33.87	36.81	38.58	221.00	550.00	642.00	6898.42	771420.00	91.00
28.01.2006	11:40:00	7.00	18.07	29.00	4.63	20.89	38.53	0.00	252.40	657.00	6898.25	771329.00	41.00
28.01.2006	11:30:00	7.10	20.98	34.30	4.91	7.14	38.75	0.00	18.20	646.00	6898.17	771288.00	3.00
28.01.2006	11:20:00	11.20	20.77	29.20	5.24	27.24	38.57	0.00	376.20	653.00	6898.15	771285.00	62.00
28.01.2006	11:10:00	7.80	21.22	31.20	4.95	6.37	38.30	0.00	3.40	614.00	6898.03	771223.00	1.00
28.01.2006	11:00:00	9.00	19.14	30.80	34.49	37.31	39.25	322.00	606.90	668.00	6898.03	771222.00	100.00
28.01.2006	10:50:00	9.10	18.13	27.20	35.00	37.30	38.88	408.00	607.50	655.00	6897.87	771122.00	100.00
28.01.2006	10:40:00	9.90	19.33	29.30	35.36	37.32	39.31	489.00	610.90	672.00	6897.70	771022.00	101.00
28.01.2006	10:30:00	7.30	14.21	22.40	34.32	37.09	39.24	284.00	582.20	649.00	6897.53	770921.00	96.00
28.01.2006	10:20:00	8.70	13.83	22.00	24.98	36.49	39.08	54.00	545.60	649.00	6897.37	770825.00	90.00

Figur 32: *Online-Aufzeichnung Enercon Scada Remote WEA*

Statusbericht Parknummer **1541** **Gütsch**

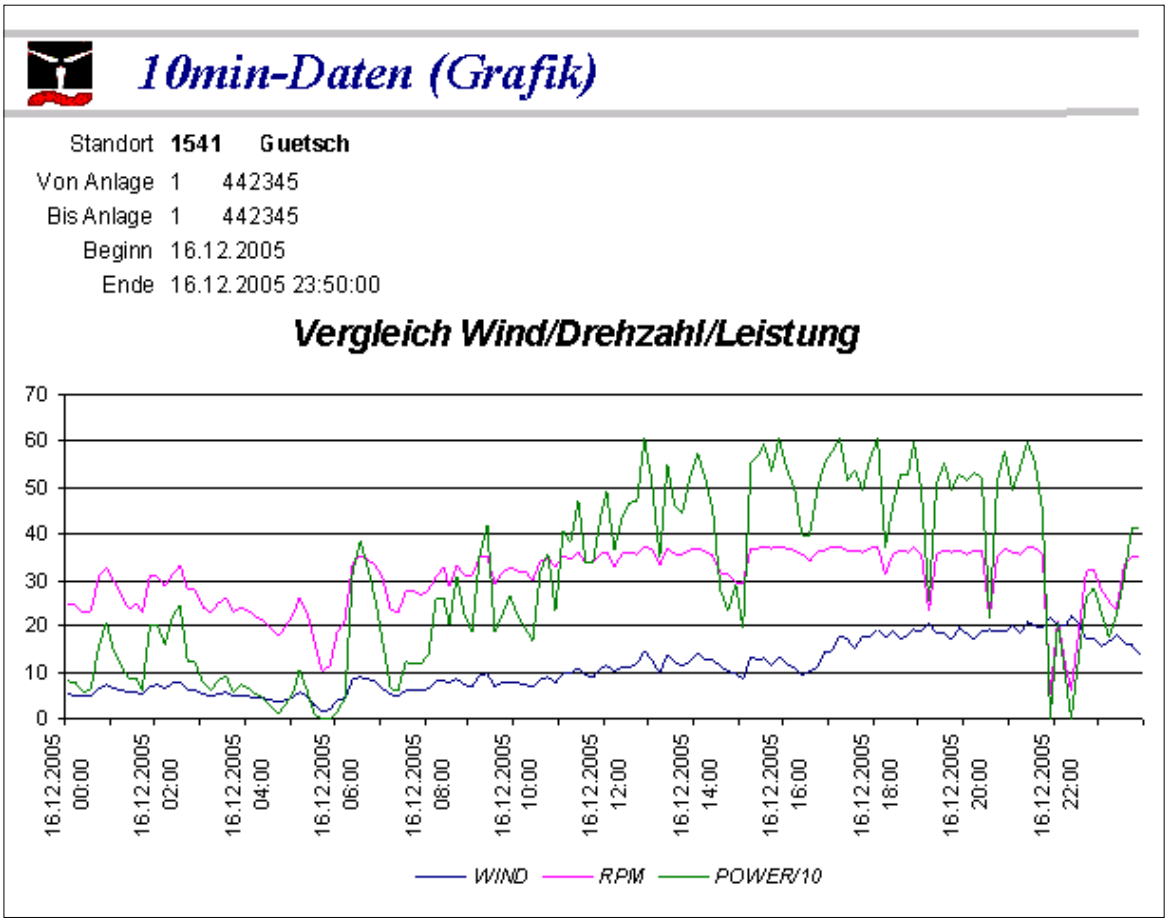
von Anlage 1 442345
Beginn: 27.01.2006 Woche 4
Ende: 31.01.2006 5

Typ Anlage	Serie	Datum/Zeit		Status		Beschreibung		Dauer	Wind
E-40/6b 1	442345	27.01.2006	00:02:30	5	2	Blattenteisung	Manuell	01:30:04	4
			01:32:34	0	2	Anlage in Betrieb	Anlage bereit	00:01:22	11
			01:33:56	0	1		Anlage startet	00:01:39	11.5
			01:35:35	0	0		Anlage in Betrieb	33:24:26	11.9
		28.01.2006	11:00:01	3	1	Sturm	Windspitze	00:09:53	29.9
			11:09:54	0	2	Anlage in Betrieb	Anlage bereit	00:01:56	17.4
			11:11:50	0	1		Anlage startet	00:01:17	18.4
			11:13:07	0	0		Anlage in Betrieb	00:07:08	19.3
			11:20:15	3	1	Sturm	Windspitze	00:11:38	32.6
			11:31:53	0	2	Anlage in Betrieb	Anlage bereit	00:01:57	17.8
			11:33:50	0	1		Anlage startet	00:01:18	13.3
			11:35:08	0	0		Anlage in Betrieb	68:06:34	22.5
		31.01.2006	07:41:42	2	0	Windmangel		00:56:56	0.9

Figur 33: *Statusbericht 27. bis 31.01.2006*

Wie aus den beiden letzten zwei Figuren ersichtlich ist, hat die Anlage trotz Wind über 25m/s während einer bestimmte Zeit lediglich zweimal infolge Sturm / Windspitze abgestellt. Die Gesamtdauer des Unterbruchs, also der Zeit, welche die Anlage nicht im Produktionsbetrieb stand, betrug somit nur 9:53 plus 11:38 Minuten.

Ein zweites Beispiel zeigt bei noch extremeren Bedingungen die einwandfreie Funktion des Betriebs der WEA am 16. Dezember 2005 auf. Aus den 10 Minuten Daten der Figur 34 ist das Starke Windaufkommen in der zweiten Tageshälfte zu erkennen. Die Grafik zeigt die Mittleren 10 Minuten Werte von Wind Umdrehungszahl und Leistung auf.



Figur 34: *Vergleich 10 Minuten Mittelwerte Wind / Drehzahl / Leistung*

10min Daten

Standort **1541** **Gütsch**
Von Anlage 1 442345
Beginn 16.12.2005
Ende 18.12.2005 23:50:00

Anlage	Alia	Serie	Datum/Zeit	Fehl %	Wind mi m/	Wind mitte m/	Wind max m/	Umdr mi Um	Umdr mitt Um	Umdr max Umd	Umdr Std.ab Umd	kW mi kW	kW mitte k	kW max k	kW Std.ab k	Gondel Positio °	kWh
1		442345	16.12.2015:2	0	8	12.7	18.9	30.	36.	38.	0.4	157	569	637	19.63	312	94.83
			15:3	0	8.1	12.9	19.7	33.	37.	38.	0.4	367	593	641	13.86	309	98.83
			15:4	0	7.2	11.4	17	33.	36.	38.	0.5	234	538	639	29.16	300	89.67
			15:5	0	9.8	13.7	21.6	35.	37.	38.	0.3	465	607	646	11.26	307	101.1
			16:0	0	7.5	11.7	17.7	34.	36.	38.	0.4	293	542	634	26.56	304	90.33
			16:1	0	8	10.9	15.8	32.	36.	38.	0.5	188	500	633	38.39	295	83.33
			16:2	0	6.5	9.6	13.9	33.	35.	37.	0.7	209	396	627	66.68	278	66.00
			16:3	0	3.7	10.1	17.8	18.	33.	38.	1.2	14	398	630	66.97	281	66.33
			16:4	0	7.2	11.1	17	33.	36.	38.	0.6	199	490	637	42.44	297	81.67
			16:5	0	2.8	14.2	24.4	25.	36.	38.	0.6	70	551	649	28.29	307	91.83
			17:0	0	5	14.8	22.7	31.	37.	38.	0.5	177	578	650	20.78	311	96.33
			17:1	0	7.5	18	**28.9**	32.	37.	39.	0.7	224	604	658	15.59	312	100.6
			17:2	0	6.4	17.2	**25**	27.	36.	41.	1.4	104	516	660	41.57	319	86.00
			17:3	0	3.1	15	**25.1**	22.	36.	40.	1.1	10	537	652	33.20	317	89.50
			17:4	0	7	18	**27.5**	25.	36.	39.	0.9	70	495	668	49.94	318	82.50
			17:5	0	4.5	17.8	**29.1**	25.	36.	39.	0.8	77	564	661	28.00	317	94.00
			18:0	0	9.7	19.4	**27.5**	33.	37.	40.	0.8	368	604	661	16.45	320	100.6
			18:1	0	2.7	17.6	**28.5**	8.6	31.	40.	2.6	0	372	665	84.58	321	62.00
			18:2	0	5.2	18.7	**28.1**	17.	35.	41.	1.6	4	458	672	61.78	320	76.33
			18:3	0	6.2	17.3	**25**	29.	36.	40.	1.1	164	529	656	36.66	318	88.17
			18:4	0	4.9	18	**26.3**	18.	36.	40.	1.1	8	528	671	41.28	319	88.00
			18:5	0	5.4	19.2	**26.7**	31.	37.	40.	0.8	177	597	668	20.50	315	99.50
			19:0	0	4.5	19	**27.1**	25.	35.	40.	1.2	43	496	672	50.81	320	82.67

Figur 35: *10 Minuten Daten 16.12.2005*

10min Daten

Standor**1541** **Guetsch**
Von Anlage 1 442345
Beginn 16.12.2005
Ende 18.12.2005 23:50:00

Anlage	Alia	Serie	Datum/Zeit	Fehl %	Wind mi m/	Wind mitte m/	Wind max m/	Umdr mi Um	Umdr mitt Um	Umdr max Umd	Umdr Std.ab Umd	kW mi kW	kW mitte k	kW max k	kW Std.ab k	Gondel Positio °	kWh
1		442345	16.12.2019:1	0	7.5	20.7	**29.4**	0	23.	45.	6.3	0	252	659	117.4	322	42.00
			19:2	0	2.7	18.3	**27.9**	19.	35.	41.	1.6	2	509	661	43.88	319	84.83
			19:3	0	4.9	18.6	**26.4**	20.	36.	39.	0.9	10	551	668	33.77	316	91.83
			19:4	0	5	17	**28.3**	21.	36.	40.	1.3	4	494	675	52.25	320	82.33
			19:5	0	3.7	19.5	**26.9**	23.	36.	40.	1.1	4	530	672	40.99	317	88.33
			20:0	0	5.5	18.6	**27.1**	19.	35.	41.	1.6	6	516	674	45.61	318	86.00
			20:1	0	4.5	17.2	**26.5**	22.	36.	42.	1.7	25	531	665	38.68	316	88.50
			20:2	0	6.6	18.7	**32.7**	26.	36.	41.	1.5	79	521	684	47.05	320	86.83
			20:3	0	4.4	19.4	**28.8**	0	22.	46	6.8	0	217	664	129.0	325	36.17
			20:4	0	0.4	18.8	**26.1**	13.	35.	38.	1.0	0	512	664	43.88	315	85.33
			20:5	0	2.2	18.8	**29.4**	23.	36.	40.	1.0	37	576	678	29.44	317	96.00
			21:0	0	5.1	19.9	**31.7**	26.	36.	40.	1.2	68	497	664	48.21	317	82.83
			21:1	0	5.9	18.6	**26.9**	14.	35.	40.	1.3	0	541	674	38.39	320	90.17
			21:2	0	11.2	20.7	**30.2**	27.	37.	41.	1.2	118	597	662	18.76	313	99.50
			21:3	0	6.1	19.9	**28.5**	23.	36.	40.	1.2	49	551	661	31.75	316	91.83
			21:4	0	3.5	19.6	**30.7**	25.	35.	44.	2.5	13	445	693	71.59	316	74.17
			21:5	0	6.8	22	**35.3**	0	5.2	47.	12.	0	2	402	115.4	328	0.33
			22:0	0	3.5	20.1	**31.1**	3.2	21.	42.	6.1	0	208	687	138.2	325	34.67
			22:1	0	2.7	19.9	**33.5**	3.0	11.	39.	7.9	0	94	665	164.8	328	15.67
			22:2	0	3.6	22.1	**32.6**	2.2	5.9	8.7	0.8	0	0	0	0.00	330	0.00
			22:3	0	5.3	20.9	**32.1**	4.6	18.	39.	6.0	0	133	653	150.1	326	22.17
			22:4	0	1.9	17.1	**27.6**	15.	31.	42.	3.1	0	264	648	110.8	325	44.00
			22:5	0	1.3	17.5	**30.8**	14.	32.	41.	2.7	0	282	655	107.6	324	47.00

Sturmabschaltung

Sturmabschaltung

Figur 36: *10 Minuten Daten 16.12.2005*

Der Tabellenbericht in Figur 35 und Figur 36 rapportiert über die 10 Minuten Mittelwerte sowie über Maximum - und Minimum Werte während den jeweiligen 10 Minutenrastern. Die Maximalen Windgeschwindigkeiten über 25m/s sind in roter Farbe hervorgehoben. Auch an diesem Starkwindtag mit zudem extremen Turbulenzen gab es nur zwei Abschaltungen wegen Sturm. In der Tabelle sind diese Stopps jeweils gekennzeichnet.

Vergleicht man bei den hohen Windgeschwindigkeiten die Energiemengen in den einzelnen Zeilen so fällt diese geringer aus als bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten. Der Grund dazu sind die nachfolgend beschriebenen Systeme der Sturmregelung und der Blattlastbegrenzung, welche in unserer Anlage der Windklasse I zur Ausrüstung gehören.

7.3 FUNKTION DER STURMREGELUNG

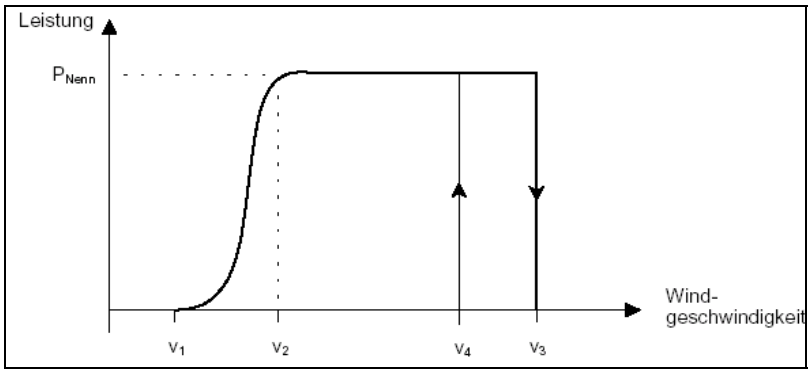
7.3.1 Aufgabe

Wie bereits erwähnt ist unsere *Enercon* Windenergieanlage mit einer so genannten Sturmregelung ausgerüstet. Dies ermöglicht, wie an den Praxisbeispielen bewiesen, bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten einen Anlagenbetrieb ohne die sonst üblichen Stopvorgänge, die in der Regel zu beträchtlichen Ertragsverlusten führen.

7.3.2 Standardbetrieb

Die schematische Darstellung der Leistungskennlinie einer Windenergieanlage in Standardausführung zeigt Figur 37 auf.

Bei der so genannten Einschaltwindgeschwindigkeit v_1 beginnt der Rotor der Anlage sich zu drehen und sie erzeugt Leistung entsprechend der Standardkennlinie. Die Kennlinienform zwischen v_1 und v_2 hängt stark von der Turbulenzintensität ab. Ab v_2 (ebenfalls stark abhängig von der Turbulenzintensität) erzeugt die Windenergieanlage ihre Nennleistung.



Figur 37: *Leistungskurve einer Windenergieanlage in Standardausführung*

Im Standardbetrieb gibt es eine so genannte Abschaltwindgeschwindigkeit v_3, bei der die Anlage stoppt. Die zugehörigen Abschaltparameter sehen in der Regel aus wie folgt:

Sobald eine bestimmte maximale mittlere Windgeschwindigkeit überschritten wird, schaltet die Anlage ab. Bei den meisten Windanlagen und so auch bei *Enercon* WEA mit deaktivierter Sturmregelung geschieht dies bei einer Geschwindigkeit von 25 m/s im 20 Sekundenmittel. Die Anlage schaltet erst wieder ein, wenn die mittlere Windgeschwindigkeit unter die mittlere Abschaltwindgeschwindigkeit oder unter eine noch niedrigere Wiedereinschalt-Geschwindigkeit v_4 (sog. Starkwind-Hysterese) gefallen ist. Bei böigem Wind dauert dies in der Regel eine gewisse Zeit. Somit geht durch den Stillstand der Anlage viel Ertrag verloren.

Durch diese vielen Unterbrechungen und die für das Stoppen und Starten benötigte Zeit geht viel Ertrag verloren. Darum muss für den Bereich der hohen mittleren Windgeschwindigkeit ein beträchtlicher Ertragsverlust einkalkuliert werden, der jedoch nicht in den üblichen Energieertragsberechnungen enthalten ist, die auf der Basis von Leistungskennlinien erstellt werden, die linear bis 25 m/s verlängert wurden. Diese Leistungskennlinien entsprechen nicht den tatsächlichen Verhältnissen beim Standard-Anlagebetrieb. Denn durch die Böigkeit des Windes, aufgrund derer bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 25 m/s (10 Minuten-Mittelwert) häufig die Geschwindigkeit von 25 m/s im 20 sekundenmittel erreicht oder überschritten wird oder heftige Böen den festgelegten maximalen Momentanwert der Windgeschwindigkeit übertreffen, wird die Anlage oft gestoppt. Dies kann auch bereits bei mittleren Windgeschwindigkeiten von 24, 23 oder sogar 20 m/s der Fall sein.

Ein kompletter Abschalt- und Anfahrprozess dauert normalerweise einige Minuten, und in dieser Zeit wird kein Ertrag produziert. Dies kann an einem einzigen stürmischen Tag zu einem beträchtlichen Verlust führen. Dieser Ertragsverlust durch das häufige Abschalten bei hohen Windgeschwindigkeiten war einer der Gründe für *Enercon*, die so genannte Sturmregelung zu entwickeln, welche sich in unserer Anlage bis anhin bestens bewährt hat.

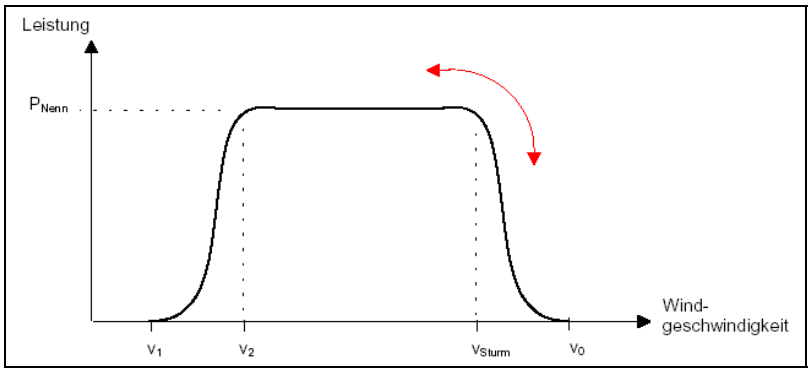
7.3.3 Betrieb der Anlage mit aktivierter Sturmregelung

Die *Enercon* Windenergieanlagen, so auch unsere, funktionieren bei hohen Windgeschwindigkeiten nach einem anderen Prinzip. Sie sind mit einer so genannten Sturmregelungssoftware ausgestattet, die das Abschalten der Anlage bei hohen Windgeschwindigkeiten verhindert.

Anstatt dass sich die Anlage – wie oben beschrieben – bei der Überschreitung bestimmter Windgeschwindigkeiten abschaltet, werden die Rotorblätter bei starkem Wind etwas aus dem Wind gedreht, um dadurch die Drehzahl und folglich auch die Leistung der Anlage zu verringern, ohne dass diese komplett abgeschaltet wird. Sobald die Böe vorüber ist, drehen sich die Rotorblätter wieder mehr in den Wind, und die Anlage läuft sofort wieder mit voller Drehzahl / Leistung, ohne zeitraubenden Abschalt- und Anfahrprozess.

Die schematische Darstellung der Leistungskennlinie unserer Windenergieanlage mit aktivierter Sturmregelung ist in Figur 38 ersichtlich.

Ab einer bestimmten durchschnittlichen Windgeschwindigkeit (v_{sturm})wird die Leistung ohne Abschalten der Anlage allmählich bis auf Null (bei v_0)verringert. Die Mindestdrehzahl beträgt etwa 6 U/min, und die Verbindung zum Netz bleibt bestehen. Je nach Böigkeit des Windes folgt die Leistung der Anlage dieser Kennlinie nach unten oder oben ohne sich abzuschalten, und läuft sofort wieder mit Nennleistung, sobald es die Windgeschwindigkeit zulässt.



Figur 38: *Leistungskennlinie mit aktivierter Sturmregelung*

Mit der patentierten *Enercon* Sturmregelung findet diese Leistungsreduzierung bei hohen Windgeschwindigkeiten im Bereich von 28 bis 34 m/s statt. Dies ermöglicht der Anlage (in den meisten Fällen) einen Betrieb mit Nennleistung bei Windgeschwindigkeiten bis zu 25 m/s im 10-Minuten-Mittel. Die Sturmregelung ermöglicht so einen zusätzlichen Energieertrag an unserem Standort, wo der Wind an mehreren solchen Tagen pro Jahr kräftig und oft mit Böen über 25m/s stürmisch weht.

Im Kapitel 7.5. wird anhand von kommentierten Onlineaufzeichnungen die Sturmregulierung veranschaulicht.

7.4 FUNKTION DER BLATTLASTBEGRENZUNG

7.4.1 Aufgabe

Die Blattlastbegrenzung wurde entwickelt, um an extremen Windstandorten wie z. B. dem *Gütsch*, mit sehr turbulentem und inhomogenem Wind die an den Blättern und dem Maschinenbau auftretenden Lasten zu begrenzen. Eine Reduzierung dieser Extremlasten führt zu einer stark erhöhten Lebensdauer der gesamten Anlage. Bei sehr steilflankigen Böen kann es zudem zu Strömungsabrissen (Stall-Effekt) am Rotorblatt kommen, wodurch es zu Leistungseinbrüchen kommt. Durch das sofortige Zurückregeln der Blätter wird erreicht, dass sich die Strömung wieder anlegt und der Leistungseinbruch minimiert wird.

7.4.2 Funktion

Die in unserer Anlage eingebaute Blattlastbegrenzung ist ein Zusatz zur standardmässigen Blattregelung. Zur Messung der Blattlast ist ein Kraftmess-Sensor pro Blatt, wie in Figur 39 abgebildet unter einer Blattschraube montiert. Dieser Sensor misst die Kraft am Blatt und leitet sie elektrisch an die Auswerteschaltung weiter.

Hier wird der gemessene Wert digitalisiert und skaliert. Jedes Blatt hat seinen eigenen Kraftmesssensor und seine eigene Auswerteschaltung. Über den Datenring stehen die einzelnen Blattlastmessungen mit den jeweiligen Blattregelschränken in Verbindung. Des Weiteren stehen die drei Blattregelschänke über diesen Datenring untereinander in Verbindung. Der Datenring besteht aus einer potentialfreien optischen Lichtwellenleiter-Verbindung.

Figur 39: *Abbildung der Blattlastbegrenzungseinheit*

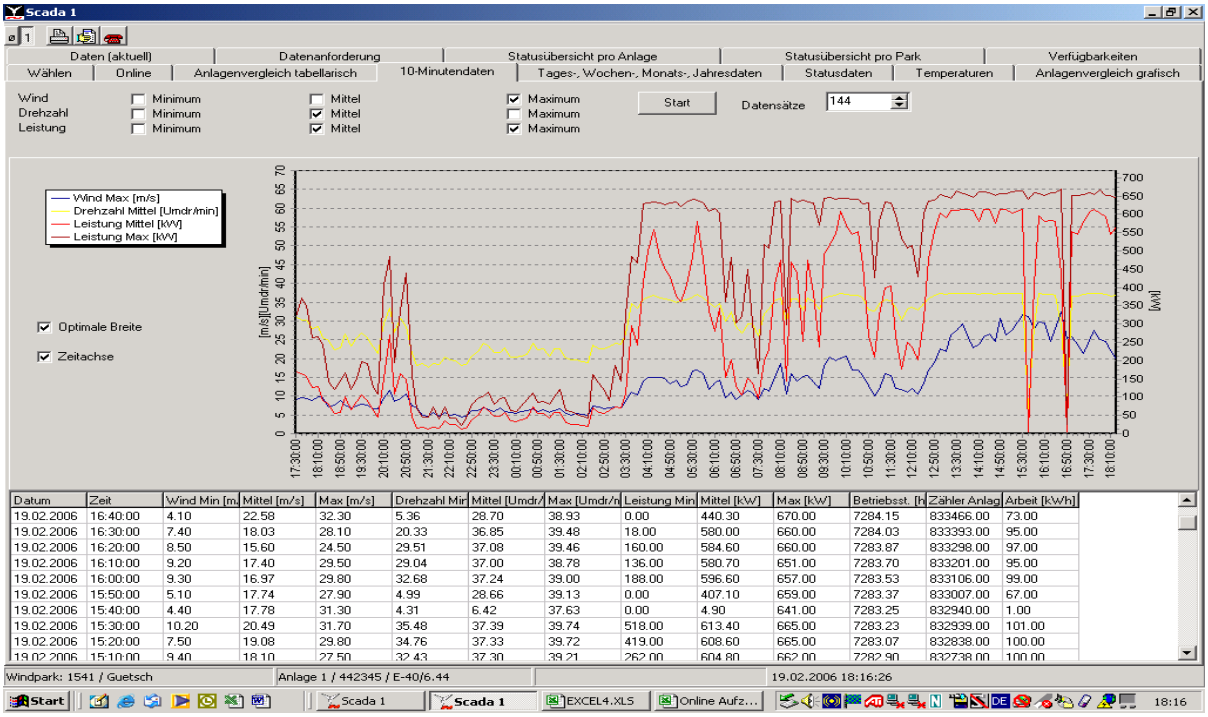
7.5 PRAXISBEISPIELE DER STURMREGULIERUNG UND BLATTLASTBEGRENZUNG

Ergänzend zu den bereits erwähnten und dokumentierten Beispielen sowie den theoretischen Beschreibungen der Sturmregulierung und der Blattlastbegrenzung werden die nachfolgenden Online-Aufzeichnungen dargestellt.

Die Aufzeichnungen erfolgten am 19. Februar 2006. Die Figur 40 zeigt den Tagesverlauf der 10 Minuten Mittelwerte auf. Daraus ist ersichtlich, dass von ca. 13.00 Uhr bis ca. 18.00 Uhr die Windgeschwindigkeit zumeist mit über 25 m/s auftrat.

Der Statusbericht gemäss Figur 41 gibt Aufschluss über die Ereignisse desselben Tages wieder.

Das Resultat von nur zwei kurzen Unterbrüchen der Energieproduktion während des fünfstündig andauernden Sturmes kann sich sehen lassen und ist nebst vielen ähnlichen Praxiserfahrungen auf dem *Gütsch* mit dieser Anlage der Beweis dafür, auf das richtige Produkt gesetzt zu haben. Tatsache ist, dass es auch an diesem Standort viele Tage mit sehr schwachem Wind gibt, nebst Tagen mit extrem starkem Wind. Für letztere gilt es die Anlage im Betrieb zu halten und Energie zu produzieren, denn dies sind die Ertragsreichen Tage mit einem mehrfachen an Produktion im Gegensatz zu einem Schwachwindtag um 3-4 m/s im Bereich der flachen Leistungskurve.



***Figur 40**: Online-Aufzeichnung Enercon Scada Remote WEA / Tagesverlauf der 10 Minuten Mittelwerte des 19. Februar 2006*

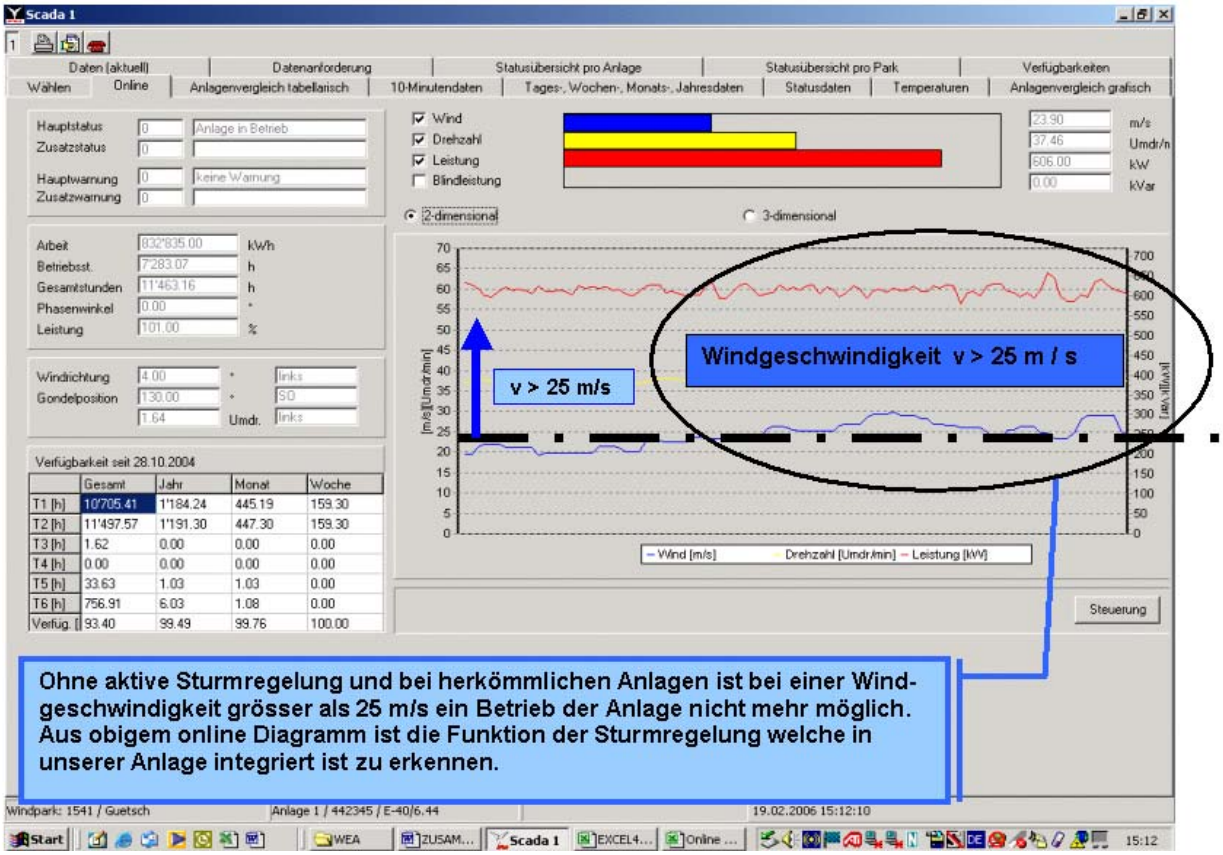
Statusbericht

Parknummer **1541 Guetsch**
von Anlage 1 442345
Beginn: 16.02.2006 Woche 7
Ende: 21.02.2006 8

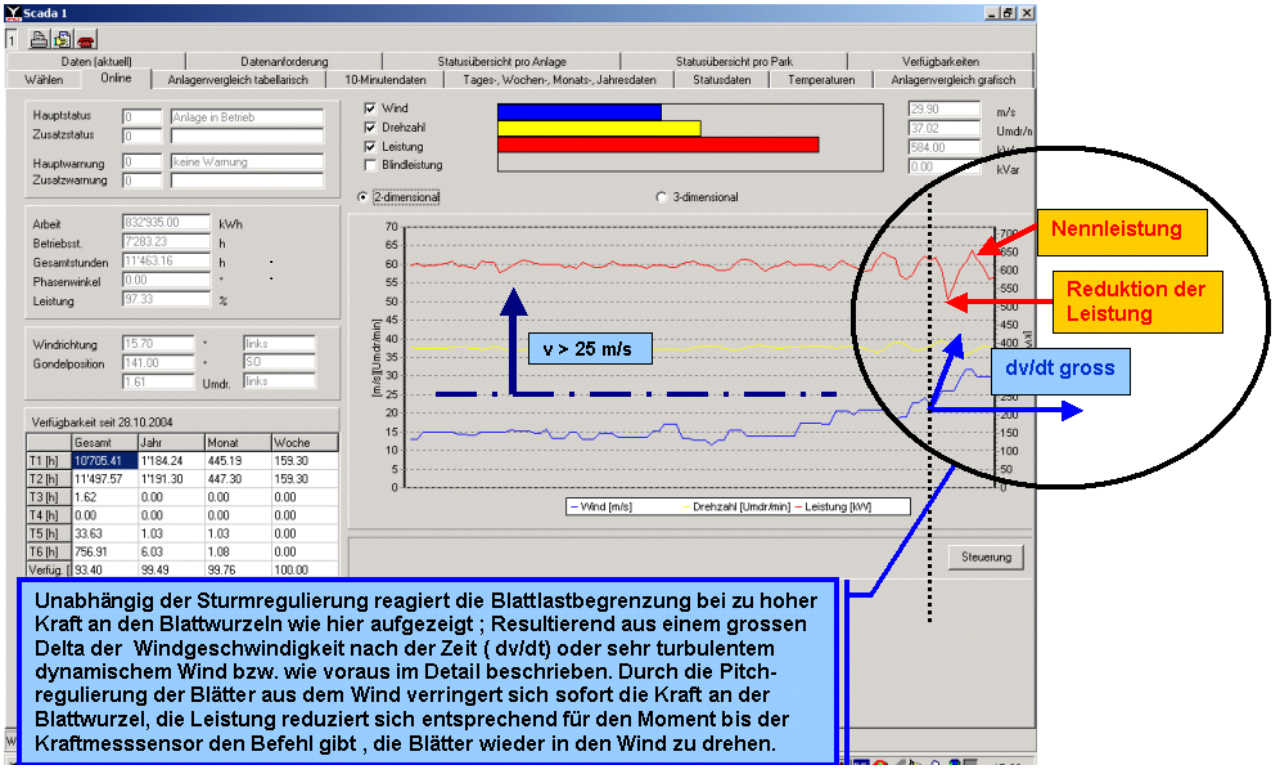
Typ	Anlage	Serie	Datum/Zeit		Status		Beschreibung		Dauer	Wind
E-40/6b	1	442345	16.02.2006	13:25:42	2	0	Windmangel		01:03:48	0.9
				14:29:30	0	1	Anlage in Betrieb	Anlage startet	00:03:02	2.1
				14:32:32	0	0		Anlage in Betrieb	01:08:26	1.5
				15:40:58	21	2	Kabelverdrillung	rechts (2-3 Umdrehungen)	00:39:45	0.1
				16:20:43	2	0	Windmangel		00:04:47	3.6
				16:25:30	0	1	Anlage in Betrieb	Anlage startet	00:03:01	3.4
				16:28:31	0	0		Anlage in Betrieb	14:26:27	2.7
			17.02.2006	06:54:58	2	0	Windmangel		00:07:30	0.8
				07:02:28	0	1	Anlage in Betrieb	Anlage startet	00:03:02	1.1
				07:05:30	0	0		Anlage in Betrieb	56:24:33	3
			19.02.2006	15:30:03	3	1	Sturm	Windspitze	00:09:19	31.3
				15:39:22	0	2	Anlage in Betrieb	Anlage bereit	00:01:55	14.7
				15:41:17	0	1		Anlage startet	00:01:27	13.4
				15:42:44	0	0		Anlage in Betrieb	00:54:23	15.3
				16:37:07	3	1	Sturm	Windspitze	00:09:13	30.2
				16:46:20	0	2	Anlage in Betrieb	Anlage bereit	00:01:57	23.5
				16:48:17	0	1		Anlage startet	00:01:40	17
				16:49:57	0	0		Anlage in Betrieb	26:38:52	16.7
			20.02.2006	19:28:49	2	0	Windmangel		00:12:24	0.8
				19:41:13	0	1	Anlage in Betrieb	Anlage startet	00:03:03	3.1
				19:44:16	0	0		Anlage in Betrieb	07:09:51	3
			21.02.2006	02:54:07	2	0	Windmangel		00:40:04	0.7

Figur 4: *Statusbericht mit Sturmabschaltungen am 19. Februar 2006*

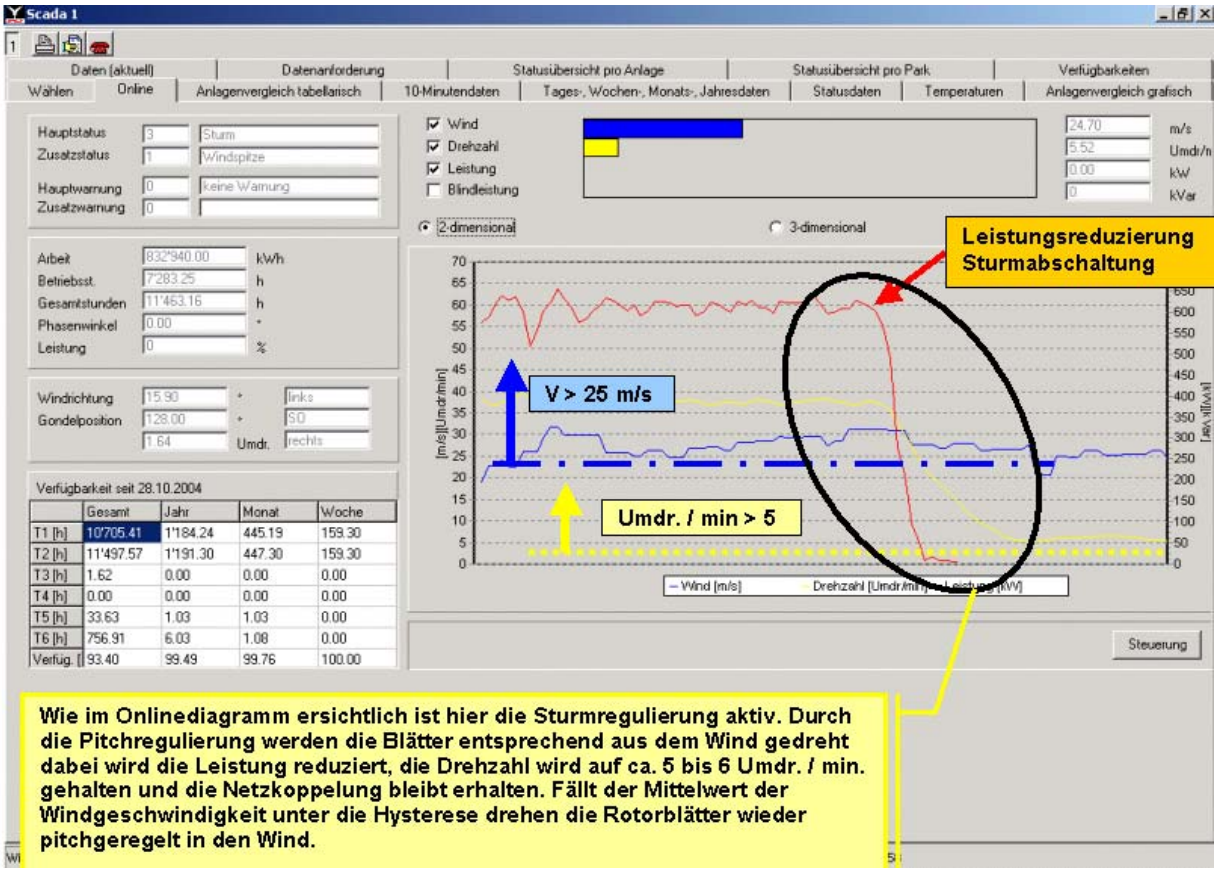
Auf den nächsten zwei Seiten werden nun die erwähnten Online-Aufzeichnungen des *Enercon Scada Remote* abgebildet. Die Diagramme in Figur 42, 43, 44 und 45 sind mit dem jeweiligen Kommentar selbsterklärend und zeigen die Funktionstüchtigkeit der entsprechenden Systeme wie der Sturmregulierung und der Blattlastbegrenzung auf.



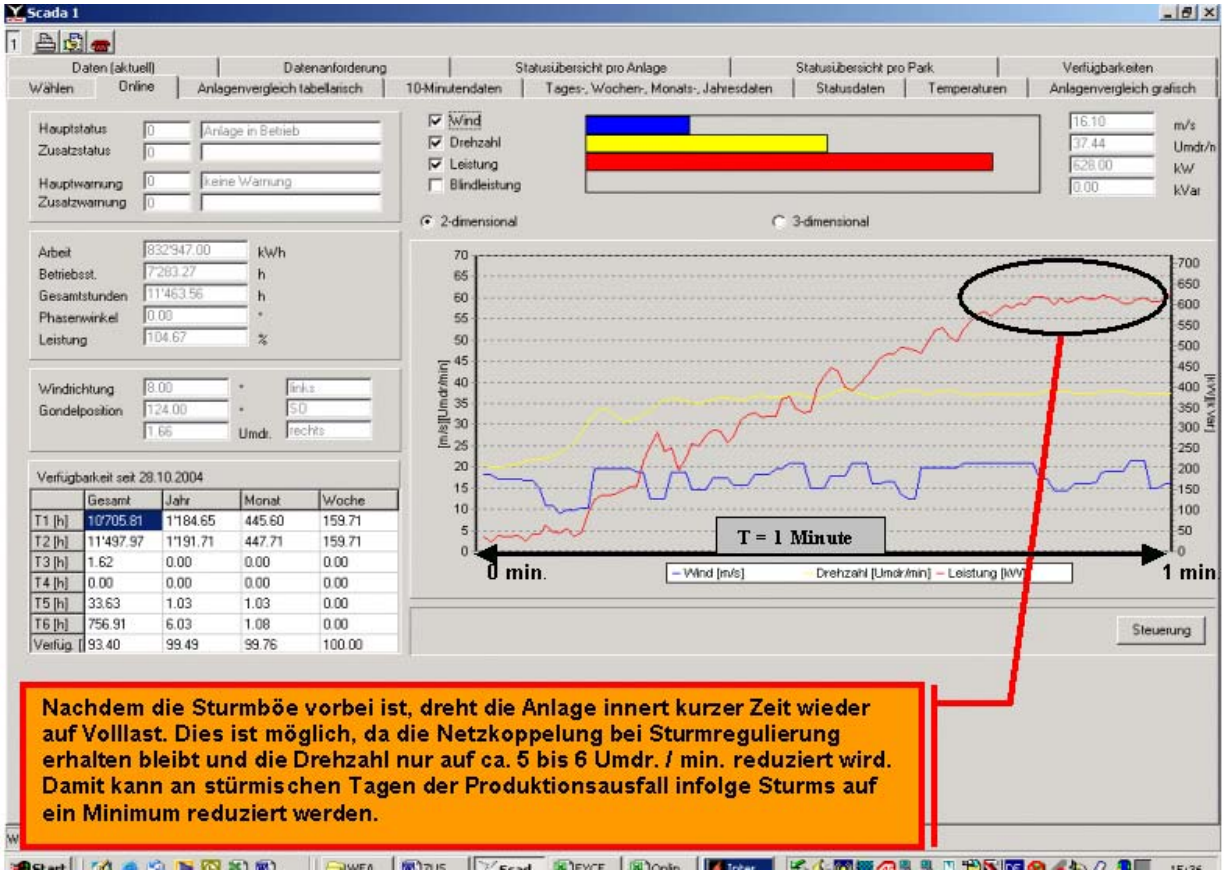
Figur 42: *Diagramm Funktion der aktiven Sturmregelung bei Windgeschwindigkeit v>25m/s*



Figur 43: *Diagramm Funktion der Blattlastbegrenzung*



Figur 44: *Diagramm Funktion der aktiven Sturmregelung bei Reduktion der Leistung infolge Sturm*



Figur 45: *Diagramm Funktion der aktiven Sturmregelung bei raschem Wiedererreichen der Nennlast nach deren Reduktion infolge Sturm*

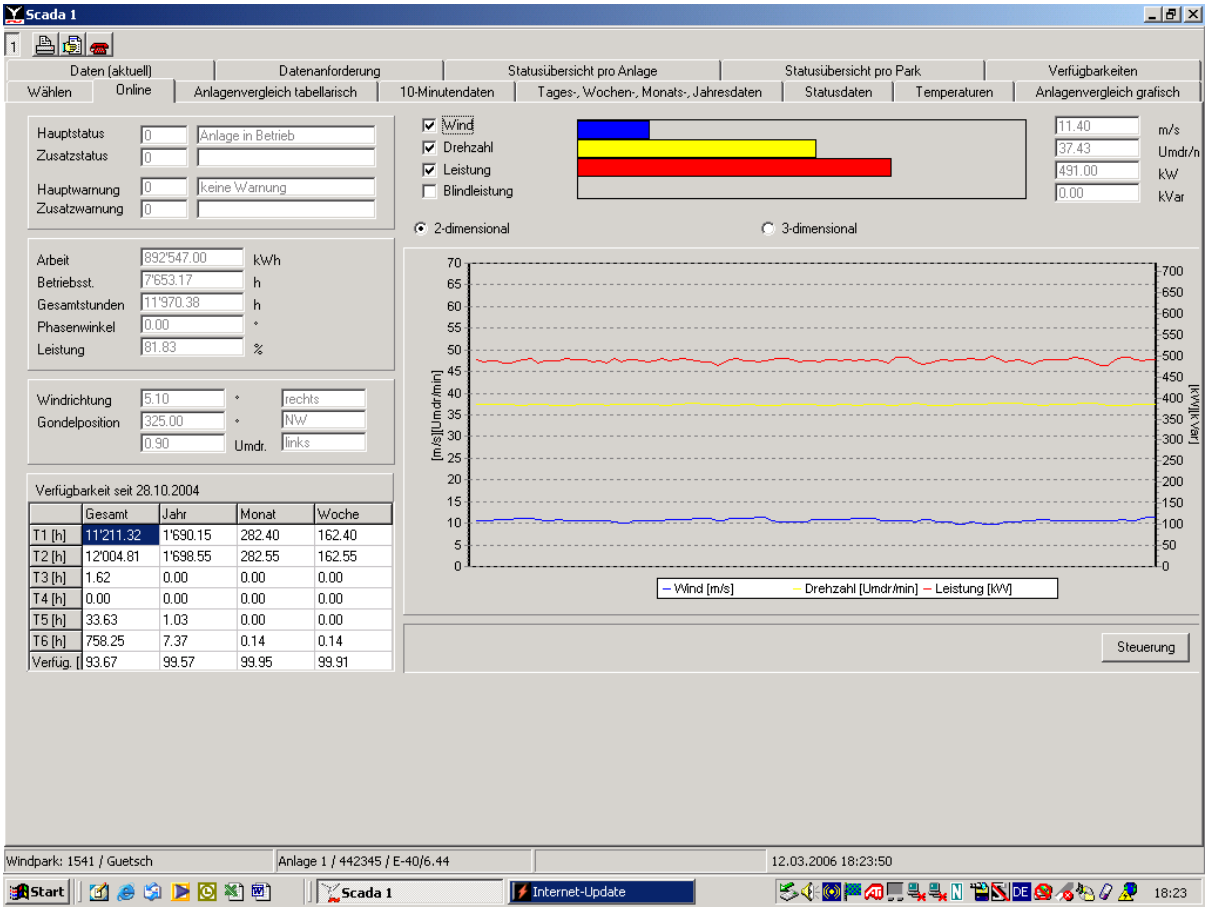
7.6 DIE POSITIVE BEEINFLUSSUNG DER LEISTUNG BEI TIEFEN TEMPERATUREN

Die Luftdichte an unserem Standort auf 2332 M.ü.M. mit rund 1 kg/m3 im Gegensatz zum Standardwert mit 1.225 kg/m3 (die Dichte von trockener Luft bei normalem atmosphärischen Druck auf Meereshöhe bei 15° C wird in der Windindustrie als Standard verwendet) wirkt sich auf den Ertrag bzw. auf die Leistungskurve deutlich aus. Aufgrund der Berechnungen mit der Leistungskurve des Herstellers beträgt die Ertragsminderung ca. 17%.

Tiefe Temperaturen kompensieren zumindest im Winter einen Teil dieser Ertragsminderung, da ja bekanntlich kalte Luft schwerer ist als warme Luft, bzw. die Luftdichte sich in Funktion der Temperatur verändert.

Das nachfolgend dargestellte Diagramm in Figur 46 zeigt dieses Phänomen offensichtlich. Die Onlineaufzeichnung stammt vom 12. März 2006 bei Nordwestwind und Temperaturen von -18 Grad Celsius.

Nach der Leistungskurve, der E-40 Windklasse I Anlage, mit einer Luftdichte von rund 1 kg/m3 resultiert für eine Windstärke von 11 m/s eine Leistung von ca. 370 kW. Gemäss der Aufzeichnung beträgt die Windstärke ca. 10 bis 11.5 m/s die Leistung pendelt jedoch um die 500 kW Marke. Ein willkommener Effekt der sich vor allem im Winter in Bezug auf unsere Energiebeschaffung positiv auswirkt.



***Figur 46:** .Online-Aufzeichnung Enercon Scada Remote / Verlauf Wind, Leistung, Drehzahl am 12. März 2006 bei Temperaturen von –18 Grad Celsius*

7.7 BETRIEBSERFAHRUNGEN MIT DER ROTORBLATTHEIZUNG

7.7.1 Allgemeines

Vorab ist zu sagen, dass Eisansatz an Rotorblättern generell durch die „*Enercon* Eiserkennung“ nicht komplett verhindert werden kann. Dennoch tragen die in unserer Windanlage eingebauten Einrichtungen gegen Eiswurf dazu bei, dass die Gefahr des Eisabwurfes mittels der nachfolgend beschriebenen Sensorien stark vermindert wird und ein längerer Unterbruch infolge vereister Blätter ausgeschlossen werden kann.

7.7.2 Entstehung von Eisansatz an Rotorblättern

In der atmosphärischen Luft befinden sich immer mehr oder weniger grosse Mengen an Wasserdampf. Der Gehalt schwankt zeitlich und örtlich und wird als Luftfeuchtigkeit bezeichnet. Bei einem Absinken der Lufttemperatur in der Umgebung der Windenergieanlage kondensiert der feuchte gasförmige Anteil der Luft zu Wassertropfen, die sich z.B. an der Oberfläche der Rotorblätter niederschlagen können. Hierbei wird die vorher aufgenommene latente Wärme als Kondensationswärme vollständig abgegeben. Durch die Drehbewegung des Rotors, wie auch durch das blosse Überstreichen des Windes über die auf dem stehenden Rotorblatt vorhandenen Wassertropfen, wird die latente Wärmeenergie beim Erreichen einer Umgebungstemperatur von 0°C als Erstarrungswärme wieder an die Umgebung abgegeben. Dabei bilden sich feste Zusammenhalte zwischen den einzelnen Teilchen der Flüssigkeit, die somit zum Feststoff, zum Eisansatz, wird.

7.7.3 Prinzip der Eiserkennung

An Rotorblättern von Windenergieanlagen kann sich an bestimmten Standorten bei entsprechenden Wetterlagen Eis festsetzen. Eisansatz tritt, wie oben beschrieben, bei Lufttemperaturen nahe dem Gefrierpunkt und gleichzeitig hoher Luftfeuchtigkeit auf. Es besteht bei starkem Eisansatz zudem die Gefahr, dass sich Eisstücke ablösen und die Umgebung der Windenergieanlagen gefährden.

Der Eisansatz bezieht sich hierbei in fast allen Fällen auf den Rotor einer Windenergieanlage. Wird der Rotor einer Windenergieanlage vereist, so führt dies zu veränderten Parametern der Betriebsführung. Das Prinzip der Erkennung von Eisansatz beruht also auf einer Veränderung des herkömmlichen Betriebes unter Normalbedingungen gegenüber einer durch äusserliche Veränderung der Betriebsparameter unterschiedlichen (erkannten) Betriebsführung.

Die unten aufgeführten Sensorien der Eiserkennung durch Unwucht oder dem Abgleich der Betriebsparameter während des Betriebes der WEA sind Komponenten die in der WEA *Gütsch* mit der Rotorblattheizung zur Ausrüstung gehören.

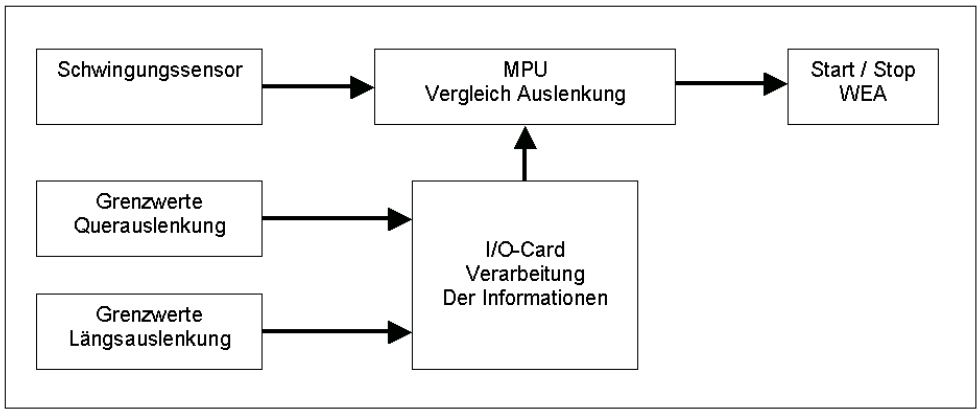
7.7.4 Erkennung über Unwucht

Eine der Sensorien, die bei Eisansatz angesprochen wird, ist die in den *Enercon* Windenergieanlagen ohnehin installierte Unwucht-Überwachung, welche die WEA bei grossen Unwuchten automatisch stoppt.

Wenn sich Eis an den Rotorblättern ansetzt, so findet dies in der Regel nicht unter der Voraussetzung eines gleichmässigen Eisüberzuges auf den Rotorblättern selbst, oder an allen drei Rotorblättern gleichzeitig statt. Der Eisansatz wird sich je nach örtlichen Gegebenheiten, den anliegenden Windverhältnissen (Windgeschwindigkeit und Böigkeit) sowie der Anströmung der Anlage unterschiedlich ausbreiten.

Die Ungleichmässigkeit der Ausbreitung des Eisansatzes führt demnach zu unterschiedlichen Gewichten auf den Rotorblättern. Dies wiederum führt aufgrund der Drehbewegung des Rotors zu einer Unwucht des Antriebsystems bestehend aus Rotorblätter und Generator. Diese Unwucht regt die Gondel und somit den damit verbundenen Turm zu Schwankungen an.

Hier greift die standardmässig installierte Turmschwingungsüberwachung ein. Bei unzulässigen Auslenkungen des Turmes in Quer- und/oder Längsrichtungen kann über einen im oberen Segment des Turmes installierten Schwingungswächter registriert werden, welche Amplituden der Turm ausführt. Wird eine der über die Anlagensteuerung überwachte vorgeschriebene Amplitude überschritten, führt dies automatisch zu einem Stopp der WEA. In Figur 47 ist diese Abschaltung schematisch dargestellt. Zum Stopp der Anlage werden die Rotorblätter in Fahnenstellung gefahren und der aerodynamische Widerstand der Blätter als Bremse benutzt. Es erfolgt ein „sanftes“ Abbremsen des Rotors, um mögliche grössere Lasten und weitere Schwingungen, die zu einem stärkeren Eisabwurf führen könnten, zu vermeiden.



Figur 47: *Abschaltung der WEA über Unwuchterkennung*

Nach Auslösung der Turmschwingungsüberwachung ist eine Überprüfung der WEA durch den Service nötig. Ein automatischer Start erfolgt nicht. Ein weitergehender Betrieb der Anlage unter Vereisungsbedingungen ist somit weder technisch möglich, noch aus Betreibersicht wünschenswert.

Dazu ist zu ergänzen, dass die WEA auf dem *Gütsch* bis anhin keine Abschaltung verursacht durch Unwucht zu verzeichnen hatte. Dies bedeutet, dass bei Eisansatz jeweils das im nächsten Kapitel beschriebene System in Funktion tritt und die Rotorblattheizung die Anlage enteist.

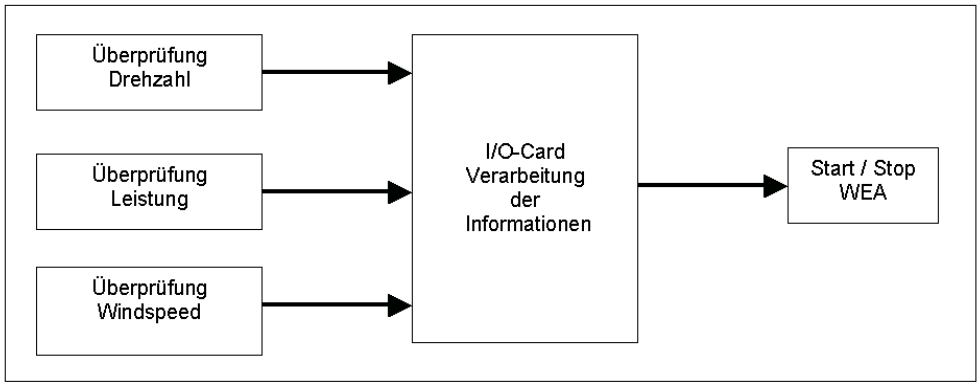
7.7.5 Erkennung über Parameterabgleich

Da die Anlagensteuerung für die Betriebsführung der Windenergieanlage ständig alle wichtigen Parameter erfasst und auswertet, kann die Überwachung der Betriebsparameter als redundantes System zur Überwachung der Unwucht angesehen werden.

Bei einem Eisansatz an den Rotorblättern ergibt sich eine Veränderung des für den effizienten Betrieb einer Windenergieanlage wichtigen Blattprofils. Somit sind auch durch den Eisüberzug die aerodynamischen Eigenschaften der Rotorblätter, und infolgedessen die entsprechenden Voraussetzungen für einen Betrieb unter Normalbedingungen nicht mehr gegeben.

Durch die Veränderung des direkten Zusammenhanges zwischen Windgeschwindigkeit, Drehzahl und Leistungsabgabe der Windenergieanlage erkennt die Anlage einen möglichen Eisansatz. Da die Anlagensteuerung diese Werte ständig erfasst und überwacht, wird bei einer Abweichung von den implementierten Vorgabewerten die Windenergieanlage automatisch abgeschaltet. Die gilt auch für den Fall, dass die Anlage trotz einer Windgeschwindigkeit deutlich oberhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit wiederholt nicht startet. Auch Hier greift die Anlagesteuerung nach Erkennen des Einansatzes automatisch ein, sodass die Windenergieanlage nicht mehr startet.

Somit kann gesagt werden, dass diese Art der Eiserkennung auf dem Vergleich der in der Betriebsführung vorgegebenen Einstellgrenzen mit den real im Moment auftretenden Betriebparametern basiert. Es handelt sich hierbei um eine reine Softwarelösung ohne Zusatz von weiteren technischen Komponenten. In Figur 48 ist diese logische Verknüpfung schematisch dargestellt.



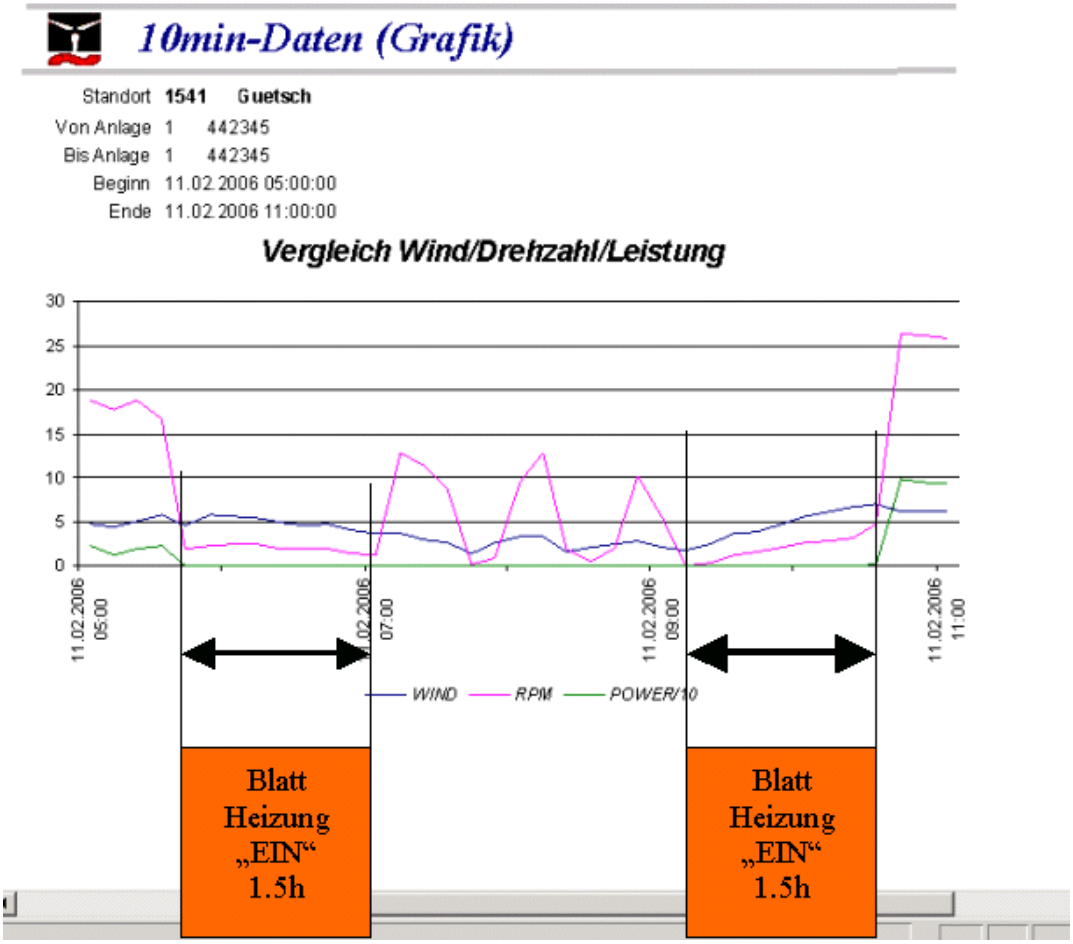
Figur 48: *Abschaltung der WEA über Parameterabgleich*

Im vergangenen Betriebsjahr kam es auf der WEA *Gütsch* 25 mal auf diese weise zur Eis- oder Schneeansatzerkennung an den Rotorblättern, worauf die Rotorblattheizung automatisch eingeschaltet wurde. Im unteren Windbereich wo die Leistungskurve noch flach verläuft hat sich gezeigt, dass der Parametervergleich nicht so genau ist und ein Einschalten der Heizung eher zu spät als zu früh erfolgt.

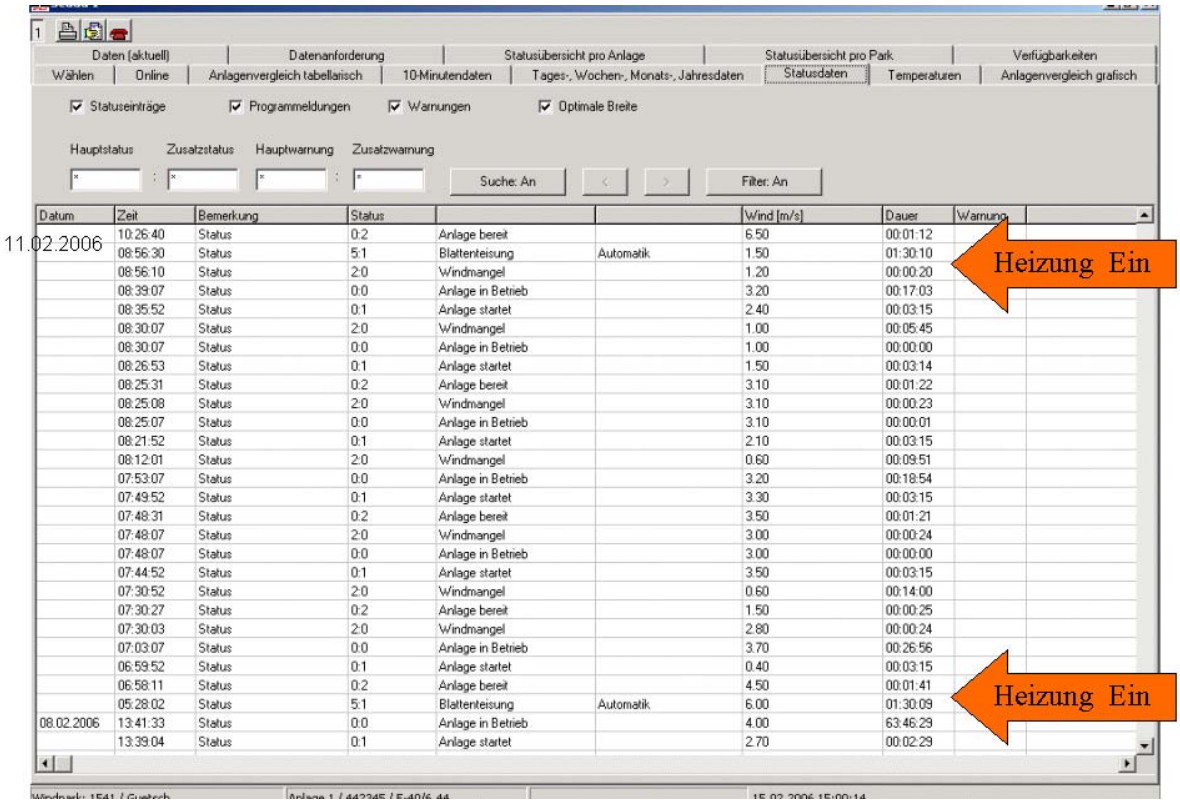
7.7.6 Funktionsablauf der Blattenteisung in der Praxis

Folgendes Beispiel zeigt die Wirkungsweise der Blattheizung in ihrer praktischen Anwendung auf unserer Anlage auf. Zu erwähnen ist noch, dass mit dem System des Parameterabgleichs nebst Eis natürlich auch Schneeansatz erkannt wird.

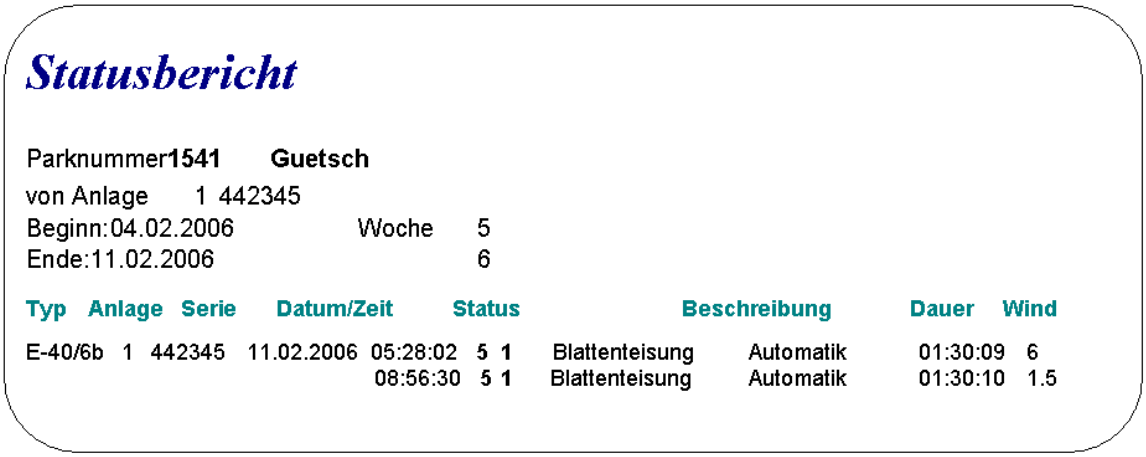
Die untenstehende Figur 49 zeigt die Funktion der Blattheizung auf mit dem Vergleich aus Wind / Drehzahl / Leistung, also jenen Parameter welche in der Logik miteinander verknüpft sind und als Resultat den Befehl zum Einschalten der Blattheizung auslösen. Im Diagramm ist klar zu erkennen, dass trotz Wind von ca. 5 m/s die Leistung und die Drehzahl überdurchschnittlich abnehmen. Die Auswertung der Logik schaltet somit die Heizung für eine parametrierbare Zeit ein. In unserem Fall hat sich eine sinnvolle Zeit aus den Erfahrungen vor Ort von 1,5 Stunden ergeben. Mit dem Einschalten der Heizung reduziert die Pitch-Regulierung der WEA die Drehzahl auf Maximum 6 Umdrehungen pro Minute. Dies ermöglicht eine optimale Zirkulation der aufgeheizten Luft in den Rotorblättern. Es bedeutet aber auch, dass die Anlage in der Heizzykluszeit keine Energie produziert. Nach abgelaufener 1,5 Stunden schaltet die Warmluftheizung, von übrigens je 4 KW pro Blatt, aus und die Anlage geht automatisch wieder in den Normalbetrieb über. In unserem Beispiel war die Anlage noch nicht ganz enteist, weshalb sich der Heizvorgang nochmals wiederholte. Nach dem zweiten Heizzyklus ist in der Grafik anhand des Verlaufs der Leistung und der Drehzahl die Wirkungsweise der Enteisung klar zu erkennen. Die entsprechenden Meldungen werden vom Leitsystem der WEA gemäss Figur 50 und Figur.51 signalisiert und protokolliert.



Figur 49: *Vergleich Wind / Drehzahl / Leistung mit eingetragenen Heizzyklen*



Figur.50: *Statusmeldungen ab Leitsystem SCADA der WEA mit Meldungen der Blattenteisung*



Statusbericht

Parknummer**1541** **Guetsch**
von Anlage 1 442345
Beginn:04.02.2006 Woche 5
Ende:11.02.2006 6

Typ	Anlage	Serie	Datum/Zeit	Status		Beschreibung		Dauer	Wind
E-40/6b	1	442345	11.02.2006 05:28:02	5	1	Blattenteisung	Automatik	01:30:09	6
			08:56:30	5	1	Blattenteisung	Automatik	01:30:10	1.5

Figur 51: *Protokollausdruck mit den genauen Daten der Blattenteisung*

Das System der Eiserkennung und Enteisung ist noch nicht ausgereift und hat einiges an Verbesserungspotential. Im Rahmen des Forschungsprojektes:

Alpine Test Site Gütsch: http://www.meteotest.ch/cost727/index.html

werden hierfür Grundlagen erarbeitet und Erkenntnisse angewendet welche wiederum auf der *Meteostation Gütsch* sowie auf der Windenergieanlage *Gütsch* ausgetestet werden können. .

7.8 BETRIEBSSTÖRUNGEN UND SCHÄDEN

7.8.1 Probleme mit dem System Azimutregulierung

Das einzige aber leider etwas gravierende Problem, welches sich grösstenteils auf die unbefriedigende Verfügbarkeit auswirkte, war die Azimutregulierung mit Schäden von insgesamt fünf Azimutgetrieben. Softwarefehler welche die vier Motoren der Azimutnachführung falsch ansteuerten und somit zu grosse Drehmomente auf die Getriebe wirkten, waren der Grund der Schäden. Anders als bei der *Lagerwey*-Anlage wo das bremsen der Gondel über etliche Bremsscheiben mit erheblichem Verschleiss und entsprechender starken Verschmutzung bewerkstelligt wurde, werden hier die Azimutmotoren gegeneinander verspannt um so die Gondel zu stabilisieren.

Beim ersten Ausfall im Januar 2005, bereits drei Monate nach der Inbetriebsetzung kam es zu einer Kettenreaktion. Nach dem Ausfall des ersten Getriebes wurden die restlichen drei übermässig beansprucht und so fiel eines nach dem andern aus. Trotz heftigem Schneefall, Sturm und eisiger Kälte konnte die eigentliche Reparatur bez. das Austauschen der vier je 140 kg schweren Getriebe innert zwei Tagen behoben werden. Mehr Zeit beanspruchten dagegen der Transport und die ganzen Zollformalitäten, zudem noch ein Wochenende dazwischen spielte. In unserem Ersatzteillager ist ein komplettes Azimut-Getriebe mit Motor vorhanden, natürlich aber nicht gerade deren vier.

Schliesslich kam es im Oktober vergangenen Jahres nochmals zu einem Ausfall mit einem Azimut-Getriebeschaden. Daraufhin wurde nebst dem defekten Getriebe auch der ganze Azimut-Umrichterschrank ausgetauscht. Seither sind vom ganzen Azimutregelsystem keine Störungen mehr registriert worden.

7.8.2 Vereisung Anemometer

Beim Standard Schalenanemometer mit beheiztem Schaft kam es im lauf des ersten Winterhalbjahrs sieben Mal zu Vereisungen wie in Figur 52 aus dem Statusbericht protokolliert wurde. Dabei kam es jeweils zu Abschaltungen der Anlage von erheblicher Dauer.

Statusbericht **Parknummer 1541 Guetsch**

von Anlage 1 442345
Beginn: 01.01.2005 Woche 1
Ende: 31.12.2005 52

Typ	Anlage	Datum/Zeit			Status	Beschreibung	Dauer	Wind	Err Key
E-40/6b	1	21.02.2005	02:51:00	14	12 Eisansatz	Anemometer (Leistungsmessung)	07:48:57	6.2	T1
		08.04.2005	03:23:31	14	12	Anemometer (Leistungsmessung)	06:45:11	7	T1
			10:59:36	14	12	Anemometer (Leistungsmessung)	01:59:14	4.1	T1
			13:19:03	14	12	Anemometer (Leistungsmessung)	00:00:20	4.1	T1
		10.04.2005	05:45:36	14	12	Anemometer (Leistungsmessung	06:37:06	5.3	T1
		11.04.2005	23:01:26	14	12	Anemometer (Leistungsmessung)	08:11:13	5.8	T1

Figur 52: *Statusbericht Eisansatz Anemometer Jan. – Dez. 2005*

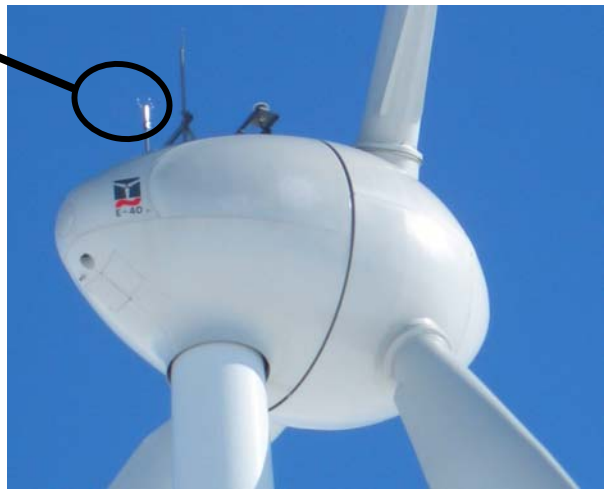
Figur 53 zeigt eine Abbildung des Anemometers vom 10. April 2005. Die Heizleistung war zu klein um bei extremen Verhältnissen das Windmessgerät eisfrei zu halten.

Um weitere Unterbrüche durch Vereisung des Anemometers zu verhindern wurde die bewährte Methode der Anemometerheizung mittels „Schweinelampen“ (wie das die Leute von *Enecon* nennen) nachgerüstet. Figur 54 zeigt die montierten Wärmelampen am Mast des Schalenanemometers. Diese Variante erwies sich als sehr wirkungsvoll, mit dem Nachteil, dass die Lampen mit je 150 Watt Leistung bei Null Grad Celsius eingeschaltet wurden ob Eis oder kein Eis vorhanden war. Allerdings handelte es sich hier nur um eine Übergangslösung.

***Figur 53:** Anemometer mit Eisansatz 10.04.2005*

***Figur 54**: Anemometer mit Wärmelampen*

Im Herbst wurde das in der Zwischenzeit durch *Enercon* freigegebene Ultraschall-Windmessgerät, welches von Anfang an vorgesehen war, montiert. Figur 55 zeigt die Abbildung des Ultraschall-Windmessgeräts, welches sich trotz der minimalen Heizleistung von nur wenigen Watt seit der Montage bestens bewährte.In Figur 56 ist die Position des Windmessgeräts abgebildet ebenfalls daneben ersichtlich der Blitzableiter für den Schutz der Gondel. Obschon extremen Bedingungen in den letzten Monaten, war nie ein Eisansatz aufgetreten und demzufolge gab es auch keinen Abschaltungen der Anlage.

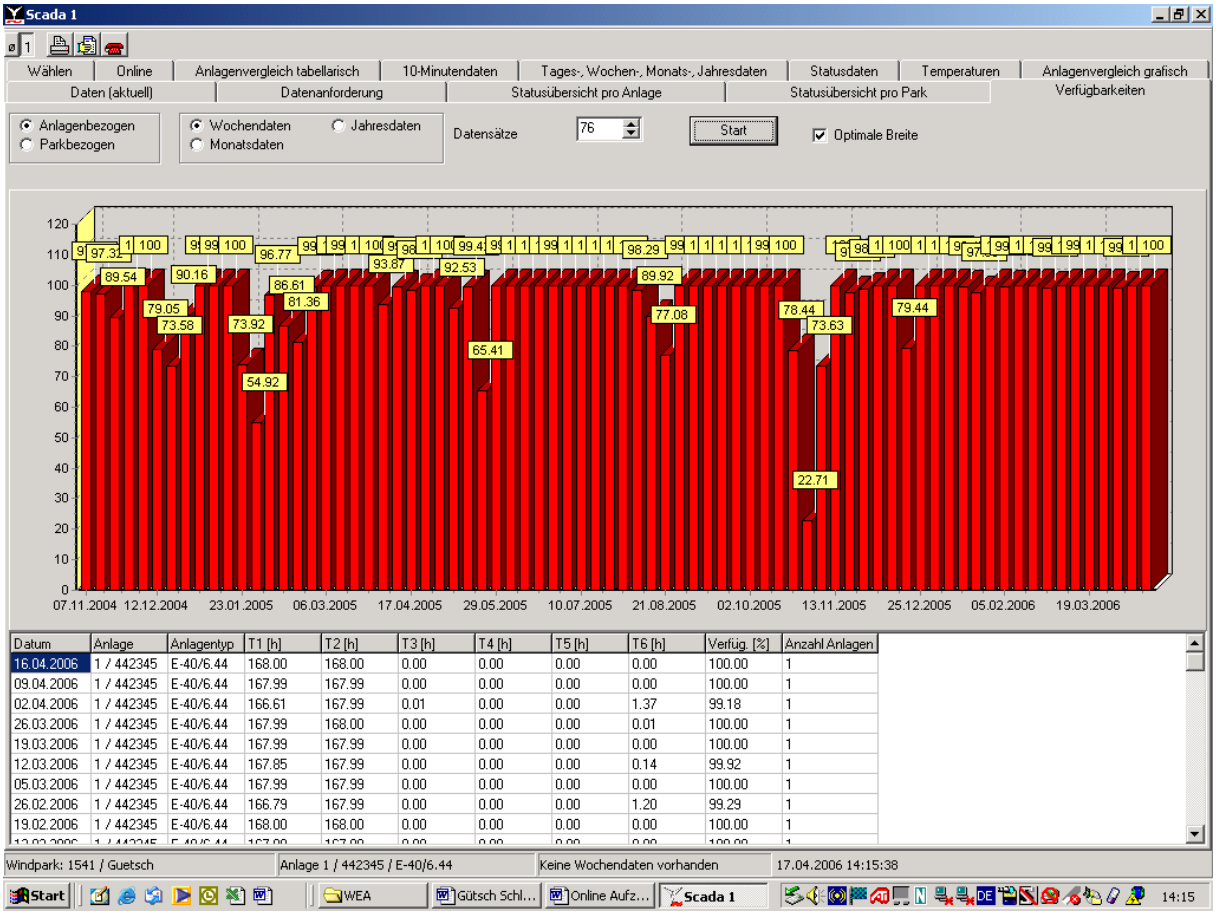


***Figur 55:** Ultraschallwindmessgerät*

***Figur 56**: Positionierung auf der Gondel*

7.9 VERFÜGBARKEIT

Obige Betriebstörungen und vor allem die Produktionsunterbrüche wegen den Problemen mit der Azimutnachführung führten zu einer Verfügbarkeit von nur 93,5 % im 2005. Das Problem der Azimutnachführung konnte gelöst werden und inzwischen ist die Verfügbarkeit der Anlage drastisch gestiegen, beträgt sie nämlich seit anfangs dieses Jahres bis heute 99,7%. In Figur 57 ist die wöchentliche Verfügbarkeit seit Inbetriebnahme dargestellt. Details zum Kalenderjahr 2005 finden Sie zudem im Anhang.



Datum	Anlage	Anlagentyp	T1 [h]	T2 [h]	T3 [h]	T4 [h]	T5 [h]	T6 [h]	Verfüg. [%]	Anzahl Anlagen
16.04.2006	1 / 442345	E-40/6.44	168.00	168.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	1
09.04.2006	1 / 442345	E-40/6.44	167.99	167.99	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	1
02.04.2006	1 / 442345	E-40/6.44	166.61	167.99	0.01	0.00	0.00	1.37	99.18	1
26.03.2006	1 / 442345	E-40/6.44	167.99	168.00	0.00	0.00	0.00	0.01	100.00	1
19.03.2006	1 / 442345	E-40/6.44	167.99	167.99	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	1
12.03.2006	1 / 442345	E-40/6.44	167.85	167.99	0.00	0.00	0.00	0.14	99.92	1
05.03.2006	1 / 442345	E-40/6.44	167.99	167.99	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	1
26.02.2006	1 / 442345	E-40/6.44	166.79	167.99	0.00	0.00	0.00	1.20	99.29	1
19.02.2006	1 / 442345	E-40/6.44	168.00	168.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	1

Figur 57: *Online-Aufzeichnung Enercon Scada Remote / wöchentliche Verfügbarkeit seit Inbetriebnahme*

8 Zertifizierung und Oekostromverkauf

Wie die erste Anlage wurde die *Enercon* E-40 ebenfalls zertifiziert und zwar nach „*naturemade star gotthardenergie*“ und „*RECS“.*

An die Endkunden des EW Ursern werden jährlich ca. 50 000 kWh des produzierten Windstromes mit einem Aufpreis von zur Zeit Fr. 0,18 verkauft.

Mit unserem benachbarten und direkt mit Mittelspannungsleitungen verbundenen *EW Altdorf* besitzen wir einen Vertrag zur direkten Lieferung von jährlich 200 000 kWh „*naturemade star*“ zertifiziertem Strom zu einem fixen Energiepreis und zeitlich vereinbarter Lieferung.

Der Vertrag mit der *Rätia Energie* basiert auf einem reinen Labelhandel nach *RECS* Zertifikaten. Die produzierte Energie wird dabei ganz normal in unser Versorgungsnetz eingespiesen und nach Bedarf konsumiert. Anhand der Energiemessung werden die Zertifikate jährlich abgerufen und verbucht. Die vereinbarte Menge von 500 000 kWh für die Periode 2004 / 2005 konnte wegen der Panne mit der *Lagerwey*-Anlage leider nicht vollumfänglich gewährt werden. Die fehlenden 108 000 kWh wurden durch den Einkauf von ca. 22% teureren Kompogas Zertifikaten kompensiert.

9 Ausbau Windkraft Gütsch

9.1 EINLEITUNG

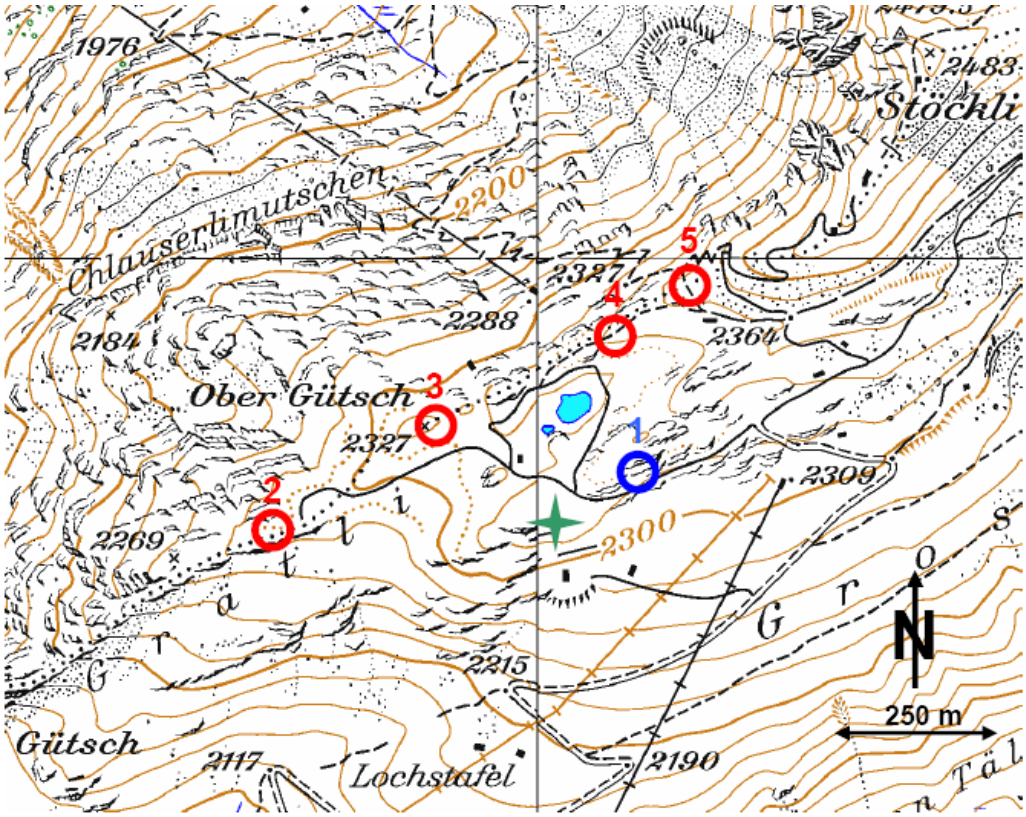
Die positiven Erfahrungen mit der *Enercon* WEA haben uns nach den Rückschlägen mit der *Lagerwey*-Anlage Mut gegeben einen Ausbau auf dem *Gütsch* anzugehen.

Diesbezüglich wurde die Firma *Meteotest*, welche bereits mit den Verhältnissen auf dem *Gütsch* bestens vertraut sind beauftragt, die Windressourcen auf dem *Gütsch* im Hinblick auf einen Ausbau der bestehenden Windenergiegewinnung um zwei bis vier zusätzliche Anlagen zu modellieren.

Detaillierte Abklärungen haben ergeben, dass für den spezifischen Standort *Gütsch*, die neu entwickelte Windklasse I Anlage, *Enercon E-44* die zurzeit wirtschaftlichste Lösung sein könnte. Die Modellierung mit dem Computational Fluid Dynamics Modell *WinSim* wurde demzufolge für den Anlage Typ E-44 durchgeführt.

9.2 STANDORTE

Figur 58 zeigt die Standorte der bestehenden (blau, Nr. 1) und der geplanten Windenergieanlagen (rot, Nr. 2 bis 5), sowie der Windmessung der *MeteoSchweiz* (grün).

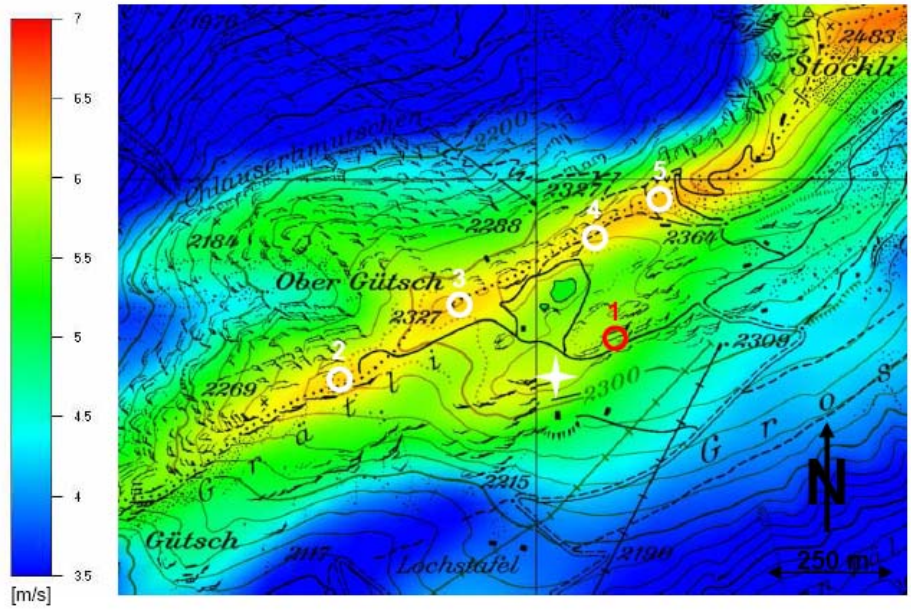


Figur 58: *Standorte der bestehenden (blau, Nr. 1) und der geplanten Windenergieanlagen (rot, Nr. 2 bis 5), sowie der Windmessung der MeteoSchweiz (grün).*

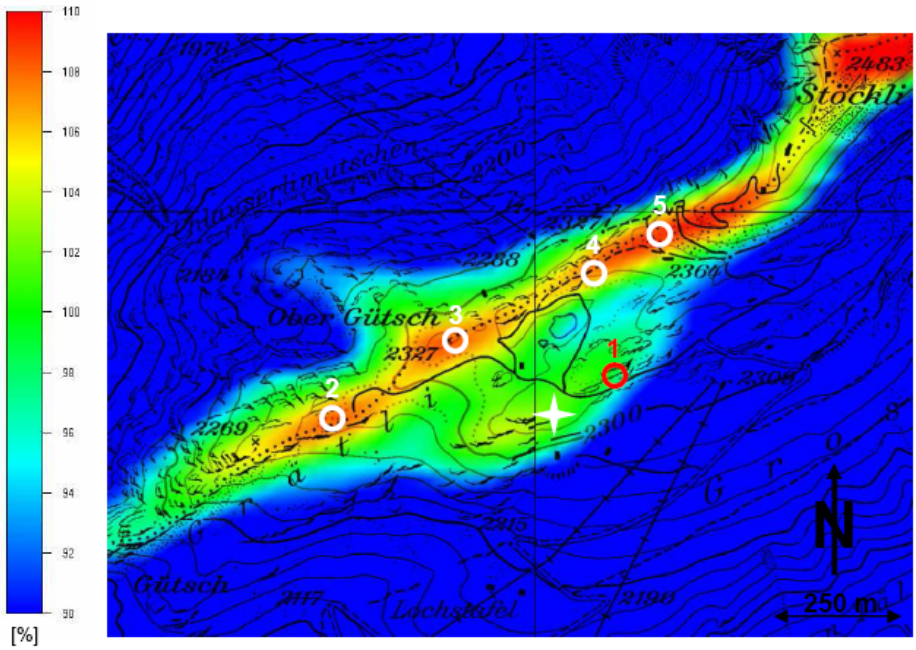
9.3 RESULTAT DER WINDMODELLIERUNG

Figur 59 zeigt die Ressourcenkarte der mittleren Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 50 m über Grund. Figur 60 zeigt die Windressourcen auf 50 m über Grund in Prozent im Vergleich zum Standort der bestehenden Windenergieanlage

Die Resultate der Modellierung für eine Höhe von 76 m (höhere Turmvariante) zeigten, dass die Windgeschwindigkeiten im Vergleich zu 50 m nahezu konstant bleiben. Grössere Nabenhöhen der Anlagen führen somit nicht zu einer Erhöhung des Energieertrages.



Figur 59: *Mittlere langjährige Windgeschwindigkeit 50m über Grund auf dem Gütsch. Der rote Kreis bezeichnet die bestehende, die weissen Kreise die geplanten Windenergieanlagen.*



Figur 60: *Windressourcen auf 50 m über Grund in Prozent im Vergleich zur mittleren Windgeschwindigkeit am Standort der bestehenden Windenergieanlage Nr. 1 (roter Kreis). Die weissen Kreise bezeichnen die geplanten WEA. Werte unter 90 % sind blau eingefärbt*

In der Tabelle Figur 61 sind die berechneten Parameter der Windstatistik an den Anlagestandorten im Vergleich zur bestehenden Windenergieanlage aufgeführt.

Aufgrund der Berechnung mit den Daten der *Enercon E-44* WEA resultieren die Ertragsprognosen in der Tabelle Figur 62

Parameter	WKA 1	WKA 2	WKA 3	WKA 4	WKA 5
mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe 50 m [m/s] Vergleich zu WKA 1	5.8 100%	6.2 108%	6.3 109%	6.3 109%	6.3 109%
Weibull-Parameter A [m/s]	6.1	6.6	6.8	6.7	6.7
Formparameter k [-]	1.5	1.5	1.6	1.5	1.5

Figur 61: *Vom Modell berechnete Parameter der Windstatistik an den Anlagestandorten*

WKA Nr. **Typ** **Leistung** **Nabenhöhe** **Rotordurchmesser** **Status**	**WKA 1** **E-40** **600kW** **46 m** **44 m** **bestehend**	**WKA 2** **E-44** **900 kW** **55 m** **44 m** **geplant**	**WKA 3** **E-44** **900 kW** **55 m** **44 m** **geplant**	**WKA 4** **E-44** **900 kW** **55 m** **44 m** **geplant**	**WKA 5** **E-44** **900 kW** **55 m** **44 m** **geplant**
mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe [m/s]	5.8	6.2	6.2	6.2	6.2
Energieertrag brutto [MWh/a] Kapazitätsfaktor	847 16.1%	1'211 15.4%	1'216 15.4%	1'206 15.3%	1'196 15.2%
Verlust durch Parkeffekt Abschlag Verfügbarkeit Transformator-Verlust	5.5% 5.0% 3.0%	0.4% 5.0% 3.0%	0.5% 5.0% 3.0%	4.9% 5.0% 3.0%	1.3% 5.0% 3.0%
Energieertrag E_{P50} [MWh/a] **Kapazitätsfaktor**	**733** **13.9%**	**1'109** **14.1%**	**1'112** **14.1%**	**1'050** **13.3%**	**1'084** **13.8%**
Energieertrag E_{P90} (Unsicherheitsabschlag 30.8%) [MWh/a] Kapazitätsfaktor	443 8.4%	768 9.7%	770 9.8%	727 9.2%	751 9.5%

Figur 62: *Ertragsprognosen basierend auf gemessener Windstatistik*

Vorausgesetzt die weiteren Phasen schreiten planmässig voran, so wäre eine Montage der Windenergieanlagen im Sommer 2007 realistisch

ANHANG 1: Anlagenbeschrieb

ENERCON GmbH	ENERCON E-40 / 6.44 Kurzbeschreibung	Seite 1 v. 7

DIE E-40 / 6.44 ...

...ist eine Windenergieanlage mit Dreiblattrotor, aktiver Blattverstellung (Pitchregelung) und drehzahlvariabler Betriebsweise mit einer Nennleistung von 600 kW. Mit ihrem Rotordurchmesser von 44 m sowie Nabenhöhen von 44 bis 78 m bietet sie eine effiziente Ausnutzung der an den jeweiligen Standorten vorherrschenden Windverhältnisse zur Erzeugung elektrischer Energie.

Im Mittelpunkt der Entwicklung und Konstruktion aller ENERCON Windenergieanlagen steht der generelle Gedanke der Minimierung von Lasten. Alle Anlagenkomponenten werden daraufhin entwickelt und ausgelegt. Das Ergebnis ist eine Anlage, die u.a. durch ihr niedriges Lastniveau und ihre lange Lebensdauer überzeugt.

Die Leistungsregelung mit variabler Drehzahl erlaubt einen Betrieb der E-40 / 6.44 mit optimalem Wirkungsgrad ohne erhöhte Betriebslasten auch im Teillastbereich und verhindert darüber hinaus ein Auftreten von unerwünschten Leistungsspitzen. Somit sind guter Ertrag und eine hohe Qualität der eingespeisten Leistung gewährleistet.

DAS ENERCON KONZEPT...

...des getriebelosen Antriebs reduziert die Anzahl der Anlagenbauteile der E-40 / 6.44 und stellt sich dar in ihren Schlüsselkomponenten Ringgenerator, Rotor und Netzanbindungssystem.

ENERCON Ringgenerator und Rotor der E-40 / 6.44 bilden eine Einheit. Die Rotornabe ist direkt an das drehende Teil des Generators angeflanscht, so daß dieser im Betrieb mit derselben Drehzahl rotiert. Das Fehlen von Getriebe und anderen schnelldrehenden Teilen reduziert

- die Energieverluste zwischen Rotor und Generator
- die Geräuschemission
- den mechanischen Verschleiß
- Ölverluste
- mechanische Reibungsverluste

Regelmäßige Ölwechsel sind nicht mehr erforderlich.

Die vom E-40 / 6.44 Generator erzeugte Leistung wird über das ENERCON Netzanbindungssystem in das vorhandene EVU-Netz eingespeist, wobei sich die E-40 / 6.44 an die vorherrschenden Netzparameter wie Netzspannung und -frequenz anpassen kann, um die gewünschte Leistungsqualität zu gewährleisten und um gegebenenfalls das Netz zu unterstützen.

DER E-40 / 6.44 RINGGENERATOR...

...wird vom Anlagenrotor (Rotorblätter) direkt angetrieben. Der Generatorrotor ist direkt mit der Rotornabe verbunden und benötigt so keine eigene Lagerung. Der E-40 / 6.44 Generator liefert bereits bei einer Drehzahl von 34 U/min seine Nennleistung von 600 kW. Hierfür wurde ein hochpoliger ENERCON Generator entwickelt, dessen Betriebsweise auf dem Prinzip einer Synchronmaschine basiert. Durch eine technische Weiterentwicklung des klassischen Synchronmaschinenmodells konnte ein sehr hoher Wirkungsgrad bei geringem Gewicht des Generators erreicht werden. Über den gesamten Arbeitsbereich des E-40 / 6.44 Generators wird ein Wirkungsgrad von 94% erzielt.

Geringe Temperaturschwankungen während des Betriebs, niedrige Temperaturen auch bei Nennlast und die Vermeidung von Wechsellasten vermindern mechanische Spannungen und die damit verbundene Alterung des Generatormaterials erheblich.

Darüber hinaus wird schon bei der Herstellung des Generators besonders auf eine hohe Lebensdauer geachtet:

Nach dem Einlegen des Blechpaketes erhält der Stator, bevor die Kupferwicklungen in die Nuten eingebracht werden, den ersten Korrosionsschutz. Erst danach werden die Kupferwicklungen (Isolationsklasse F für 155°C gemäß VDE) eingebracht. Zwischen Nuten und Wicklung findet ein Mehrschichtisolierstoff als Nutenisolation Verwendung. Dieser Isolierstoff besteht aus drei Lagen: Die Innenlage ist eine Elektroisolierfolie nach DIN IEC 674, die Außenlagen bestehen aus Aramidpapier (Nomex). Diese Kombination garantiert geringe Feuchtigkeitsaufnahme sowie gute thermische und chemische Beständigkeit. Der Kupferdraht selbst ist durch einen hochwärmebeständigen Grundlack versehen und dann noch mit einer zusätzlichen Lackschicht auf Polyamidbasis geschützt. Die Gesamtisolation besteht aus einer Kombination von zwei verschiedenen Lackkomponenten. Durch diese Zweischichttechnik (Overcoattechnik) wird ein optimaler Schutzmantel für den Kupferdraht erzielt.

Nach dem Wickeln wird der Stator in einer großen Vakuumtränkanlage mit Harz getränkt. Dazu wird ein Einkomponentenharz auf der Basis von ungesättigtem Polyesterimid verwendet. Bei der Methode der Tränkung unter Vakuum wird die eingeschlossene Luft abgesaugt, so daß das Harz in die kleinste Lücke der Wicklungen fließen kann. Anschließend wird der getränkte Stator in einem Temperofen ausgehärtet. Danach erhält die Wicklung noch einen speziellen zusätzlichen Überzugslack, der die Kupferwicklungen mechanisch und hydrostatisch schützt.

Eine komplette umfangreiche Prüfung der Wicklung nach DIN VDE 0530 schließt die Herstellung des Generators ab.

DER E-40 / 6.44 ROTOR...

...aus glasfaserverstärktem Epoxidharz ist mitbestimmend für den Ertrag der Windenergieanlage, sowie für ihre Schallemission.

Form und Profil der E-40 / 6.44 Rotorblätter sind gemäß den Vorgaben

- hoher Leistungsbeiwert
- lange Lebensdauer
- geringe Schallemission
- niedrige Lasten
- geringer Materialeinsatz entwickelt worden.

Die Rotorblätter der E-40 / 6.44 sind speziell für den Betrieb mit variabler Blattverstellung und variabler Drehzahl ausgelegt. Ihr spezielles Profil macht sie unempfindlich gegen Turbulenzen und Verschmutzungen an der Vorderkante. Durch eine passive Begrenzung des maximalen Auftriebsbeiwertes werden hohe Belastungsspitzen in der Rotorblattstruktur drastisch reduziert.

Das verwendete Epoxidharzmaterial macht die Rotorblätter leichter gegenüber herkömmlichen Materialien und verringert den Rohstoffverbrauch. Rotorblätter aus Epoxidharz bleiben aufgrund der nicht vorhandenen Schrumpfungseffekte dieses Materials auch bei extremen Umgebungsbedingungen wie starker Sonneneinstrahlung flexibel und formbeständig. Die E-40 / 6.44 Rotorblätter behalten somit über lange Zeit ihre Form und damit ihre Eigenschaften bezüglich Anstellwinkel und Wirkungsgrad und haben damit langfristig ein stabiles Leistungsverhalten.

Epoxidharz hat geringe hygroskopische Eigenschaften und nimmt daher kaum Wasser auf. Dies ist entscheidend, da die Rotorblätter zwar von außen durch einen sogenannten Gelcoat (Oberflächenversiegelung) geschützt sind, nicht aber an ihrer Innenseite gegen auftretendes Kondenswasser und somit allein durch das gewählte Material Frostschäden an den Blättern verhindert werden können.

Während einer Rotorumdrehung wird das Rotorblatt durch sein Eigengewicht einer Wechselbelastung ausgesetzt. D.h. pro Tag kann das Rotorblatt bis zu 57.000 Lastwechseln ausgesetzt sein. Für die Lebensdauerberechnung auf 20 Jahre müssen also 2-5 x 10^8 Lastwechsel berücksichtigt werden. Die zulässigen Spannungswechsel von Epoxidharzen mit unidirektionalem Glasgewebe liegen höher als bei anderen für diesen Bereich verwendeten Materialien, erlauben darüber hinaus geringere Materialstärken und führen damit zu einem niedrigeren Blattgewicht. Durch das geringe Gewicht werden wiederum die Belastungen im Bereich des Anschlußflansches reduziert.
Aufgrund ihrer geringen Fließ- und Kriecherscheinungen eignen sich Epoxidharzlaminate für einfache Flanschlösungen. Die E-40 / 6.44 Rotorblätter sind über eine Querbolzen-Zuganker Kombination via Blattadapter und Kugeldrehverbindungen mit der Rotornabe verbunden.

Diese ist über ein angestelltes Kegelrollenlagerpaar in O-Anordnung auf dem ruhenden Achszapfen gelagert.

Die mikroprozessorgesteuerte Einzelblattverstellung erfolgt synchron über drei unabhängige Verstellsysteme und redundate Blattwinkelmessung. Dies ermöglicht eine schnelle und präzise Einstellung der Blattwinkel entsprechend den vorherrschenden Windverhältnissen.

DAS E-40 / 6.44 SICHERHEITSSYSTEM...

... gewährleistet einen sicheren Betrieb der Anlage gemäß den Vorgaben unabhängiger Prüfinstitute wie Germanischer Lloyd oder TÜV.

Das Bremssystem

ENERCON Windenergieanlagen werden ausschließlich aerodynamisch gebremst. Diese Art der Bremsung senkt bei der Abbremsung des Rotors die antreibenden Kräfte und Momente an der Anlage und reduziert auf diese lastreduzierende Art „sanft" die Drehzahl der Anlage. Auch im abgeschalteten Betriebszustand wird der Rotor nicht festgesetzt, man erlaubt der Anlage, frei zu trudeln und hält damit Rotor und Antriebsstrang praktisch lastfrei. Ein vollständiges Festsetzen des Rotors findet nur zu Wartungszwecken und im Falle der Betätigung eines NOT-AUS-Schalters statt. In diesem Fall kommt eine zusätzliche Service-Haltebremse zum Einsatz (mechanische Scheibenbremse).

Den Anforderungen des Germanischen Lloyd entsprechend wird die E-40 / 6.44 durch „mindestens zwei voneinander unabhängige Bremssysteme gezielt verzögert bzw. zum Stillstand gebracht"[1]:

Als Betriebsbremse dienen die drei vollständig voneinander unabhängigen Blattverstellantriebe (Pitchantriebe), die die Rotorblätter innerhalb weniger Sekunden in Fahnenstellung bringen („aus dem Wind fahren"). Die aerodynamischen Kräfte an den Blättern entfallen und der Rotor wird binnen kürzester Zeit verlangsamt. Wichtig dabei ist: Zum Abbremsen der Anlage würde es genügen, lediglich zwei der drei Rotorblätter aus dem Wind zu fahren. Dies bedeutet, daß ein Pitchantrieb komplett ausfallen könnte, und dennoch die aerodynamische Bremswirkung des Systems gewährleistet ist.

Für den Fall des Ausfalles der Netzversorgung ist für jedes der drei autonomen Pitchsysteme ein eigenes Akkupaket installiert, welches das jeweilige Blatt selbst bei totalem Netzausfall sicher in Fahnenstellung bringt. Jeder Blattverstellantrieb wird bei Netzausfall aus einer eigenen akkugepufferten Notversorgungseinheit betrieben. Deren Verfügbarkeit wird durch Ladungsautomatik und Ladezustandsüberwachung durch zyklische Belastung sichergestellt. Die Auslösung der Blattschnellverstellung über die Notversorgungseinheiten erfolgt synchron durch elektromechanische Verknüpfung.

Die Verbindung einer redundant vorgesehenen Stromversorgung (Netz oder Akku) in Verbindung mit drei völlig autonomen Pitchantrieben schafft ein Sicherheitskonzept, das den Anforderungen nach zwei völlig voneinander unabhängigen Bremssystemen mehr als gerecht wird.

Das Blitzschutzsystem

Die E-40 / 6.44 ist mit dem ENERCON Blitzschutzsystem ausgestattet, das mögliche Blitzeinschläge ableitet, ohne daß Schäden am Blatt oder am Rest der Anlage entstehen. Ein Blitzschlag wird über eine durchgängige Verbindung von der Rotorblattspitze (bzw. von der Gondeloberseite) bis zur Fundamentgründung abgeleitet.
Das Blitzschutzsystem im Einzelnen:

- Die Rotorblattspitze ist als Aluminiumformteil ausgebildet. Entlang der Vorder- und Hinterkante des Rotorblattes ist unmittelbar unter der Oberfläche je ein Aluminium-Profil eingearbeitet. Diese Profile verbinden das Aluteil an der Blattspitze mit einem Aluminiumring, der in der Nähe des Blattflansches um die Blattwurzel gelegt ist. Der Ring befindet sich in ausreichendem Abstand zu den leitenden Teilen im Blattanschlußbereich, so daß die Isolation vom Blatt selbst übernommen wird.

  Da die Blitzableitung bereits an der Blattwurzel erfolgt und nicht über Nabe und Rotorlagerung, bleiben die Rotorlager vor evtl. Folgeschäden verschont.

  Die Überleitung erfolgt über Fangstangen (Funkenstrecke), die wiederum den Blitzeinschlag direkt in den stehenden Teil der Anlage übertragen. Fangstangen befinden sich auf der Rotorverkleidung (jeweils einem der drei Blätter zugeordnet) sowie auf dem hinteren Teil der Gondelverkleidung. Die Ableitung des Blitzes erfolgt von dort über Statortragarme, Achszapfen, Maschinenträger und Turm ins Fundament der Anlage.

  Mit Hilfe dieser Anordnung wird ein Blitzeinschlag unabhängig von der momentanen Stellung des Rotors, sowie unabhängig vom momentanen Rotorblattwinkel zur tragenden Struktur übergeleitet.

- Die Elektronik der Anlage ist galvanisch getrennt aufgebaut und befindet sich in Metallgehäusen. Alle Datenein- und -ausgänge sind über Optokoppler bzw. über Relais entkoppelt. Im Falle eines Blitzeinschlages oder auch im Falle einer ungewöhnlichen Spannungserhöhung (Spannungsspitzen) wird die gesamte Elektrik und Elektronik durch fest eingebaute energieabsorbierende Bauelemente geschützt.

Das Sensorsystem

Ein umfassendes Überwachungssystem gewährleistet die Sicherheit der Anlage. Alle sicherheitsbezogenen Funktionen werden auf elektronischem Wege mit übergeordnetem Zugriff zusätzlich von mechanischen Sensoren überwacht. Sollte einer der Sensoren eine schwerwiegende Störung feststellen, schaltet sich die Anlage sofort ab.

DIE E-40 / 6.44 ANLAGENSTEUERUNG...

...besteht aus einem im Hause ENERCON entwickelten Mikroprozessorsystem, das sowohl die Sensorik der Anlagenkomponenten, als auch die Daten der Windrichtung und Windgeschwindigkeit abfragt und die Betriebsweise der E-40 / 6.44 entsprechend den Windverhältnissen anpaßt. Dies geschieht über die Optimierung der entsprechenden

Drehzahl und Blattwinkel, der Windnachführung der Gondel und der Leistungsabgabe des ENERCON Generators.

Die Windnachführung der E-40 / 6.44 Gondel ist bei allen Windgeschwindigkeiten oberhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit in Funktion. An der Windfahne in Nabenhöhe wird kontinuierlich die Windrichtung gemessen. Ist die mittlere Abweichung der Rotorachsrichtung zur gemessenen Windrichtung im 1-Minuten-Mittel größer als 10°, so wird die Gondel über die beiden Azimutstellantriebe gedämpft nachgeführt. Der Nachführvorgang wird durch die Auszählung der Stellmotorumdrehungen erfaßt und die benötigte Verstellzeit auf Plausibilität kontrolliert.

Wird in einem 3 minütigen Intervall eine für den Betrieb der Anlage ausreichende Windgeschwindigkeit gemessen, wird der automatische Anlaufvorgang gestartet. Dazu wird die Gondel quer zur Windrichtung ausgerichtet und eine einminütige Kontrollmessung der Sensoren durchgeführt. Anschließend wird die Gondel in Windrichtung ausgerichtet und die Rotorblätter in Betriebsposition verstellt. Dazu werden kurzzeitig ca. 3 kW Leistung aufgenommen. Klassische Einschaltströme sind nicht vorhanden. Bei Erreichen der unteren Grenze des Nenndrehzahlbereichs beginnt die Leistungsabgabe ans Netz. Während des Betriebs werden weiterhin sämtliche Sensoren der Anlagenkomponenten abgefragt, um bei Bedarf die entsprechenden Maßnahmen einzuleiten. Oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit wird die Rotordrehzahl über die Verstellung des Blattwinkels bei Nenndrehzahl gehalten. Dabei werden die erforderlichen Blattstellwinkeländerungen durch Auswertung der Drehzahl- und Beschleunigungsmessung ermittelt.

Wird die Anlage durch manuellen Eingriff oder durch die Anlagensteuerung geparkt, so wird der Blattwinkel abgeregelt, und damit die effektive Blattangriffsfläche für den Wind verkleinert, bis die Anlage quasi bis zum Stillstand ausläuft.

DAS E-40 / 6.44 NETZANBINDUNGSSYSTEM...

...wandelt den vom E-40 / 6.44 Generator erzeugten Strom entsprechend der Vorgaben der EVUs in einspeisefähigen Wechselstrom um und liefert ihn über einen Transformator an das angeschlossene EVU Netz.

Die Form des eingespeisten Stromes ist sinusförmig und ohne störende Oberschwingungen. Ein Hochfrequenzfilter sorgt für die Einhaltung der Grenzen bezüglich der Vorschriften zur elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV). Der gewünschte Strom wird nach einem Sollwert künstlich von der ENERCON Mikro- und Leistungselektronik generiert. Dieser Sollwert wird

mit dem tatsächlich gerade fließenden Strom (Istwert) alle 100 µs verglichen und bei einer Abweichung korrigiert.

Die Netzeinspeiseeinheit ist über einen Gleichspannungszwischenkreis vom Generator der E-40 / 6.44 entkoppelt. Bildlich gesprochen ist damit der Rotor der Windenergieanlage wie mit einem weichen Gummiband mit dem elektrischen Netz verbunden. Diese elastische Koppelung erlaubt der Elektronik, niederfrequente Leistungspendelungen auszuregeln, so daß die Leistung der E-40 / 6.44 von 20 kW bis Nennleistung exakt geregelt werden kann und keine für den Netzparallelbetrieb relevanten Flickerkoeffizienten entstehen. Durch diese Kombination der Technik ist ein Netzparallelbetrieb ohne komplizierte Anschlußbedingungen möglich. Dies wird in verschiedenen Gutachten von unabhängigen Instituten bestätigt.

Der erlaubte Arbeitsbereich für den Netzparallelbetrieb ist durch die minimale und maximale Netzspannung vom jeweiligen EVU begrenzt. Diese beiden Werte (Unter- und Überspannung) können jeweils getrennt als Grenzwert für die E-40 / 6.44 eingestellt werden, die erforderliche Zeitkonstante für ein Meßintervall wird ebenfalls nach den Vorgaben des jeweiligen EVUs festgesetzt. Ebenso können minimale und maximale Grenzwerte der Frequenz vorgegeben werden.

Die E-40 / 6.44 schaltet sich sofort vom Netz, wenn diese Netz-Grenzwerte nicht eingehalten werden. Da keine Kompensationskondensatoren vorhanden sind, bricht die Frequenz zusammen und der E-40 / 6.44 Wechselrichter wird innerhalb von 10 ms vom Netz getrennt. Somit sind auch kurzzeitige Stromspitzen auszuschließen.

Zusätzlich zu den allgemein üblichen Standardgrenzwerten bietet die E-40 / 6.44 noch den Betriebsmodus der netzspannungsabhängigen Leistungseinspeisung (optional):

Die Netzspannung wird kontinuierlich gemessen und überwacht. Wenn die Spannung z.B. durch fehlende Verbraucher in der Nacht ansteigt, wird die von der E-40 / 6.44 eingespeiste Leistung sofort reduziert. Ein Regelkreis regelt den eingespeisten Strom so schnell, daß keine Spannungserhöhungen auftreten. Durch diesen aktiven Spannungssensor kann stets die maximal mögliche Leistung, die das Netz aufnehmen kann, eingespeist werden.

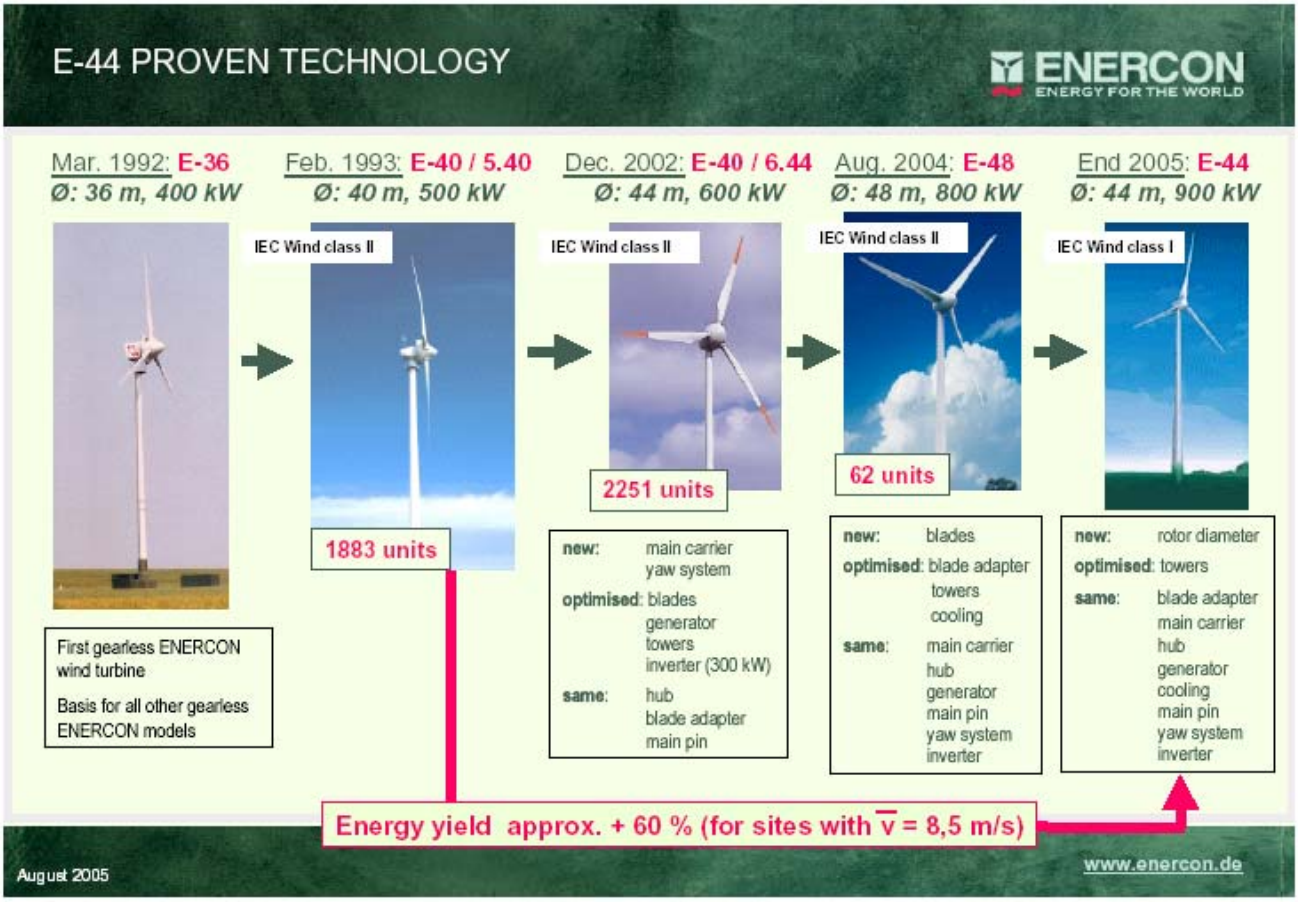
D.h. die eingespeiste Leistung wird in Abhängigkeit der Aufnahmefähigkeit des jeweiligen Netzes geregelt. Ein komplettes Abschalten der Windenergieanlage ist dadurch nicht mehr nötig. Die E-40 / 6.44 kann sich auch ohne teure Netzverstärkungsmaßnahmen einem schwachen Netz anpassen.

Wenn eine Windenergieanlage oder ein ganzer Windpark einem Netz zugeschaltet wird, tritt häufig eine Spannungserhöhung auf. Diese muß in der Regel durch Stelltransformatoren oder Dieselgeneratoren aufgefangen werden. Die E-40 / 6.44 hat einen Dateneingang, über den man die Anstiegsgeschwindigkeit der Leistung vorgeben kann (dP/dt). Dies ermöglicht es den (langsameren) Stelltrafos oder Dieselgeneratoren, der neuen Situation zu folgen. Diese Leistungsgradientenregelung greift z.B. bei stark schwankenden Windgeschwindigkeiten oder Gewitterböen automatisch, um das Netz zu entlasten.

Der Phasenwinkel zwischen Netzspannung und Strom bleibt über den gesamten Leistungsbereich von 0 bis Nennleistung konstant bei $\cos \varphi = 1$. Somit wird nur Wirkleistung

ins Netz eingespeist. Evtl. Ausgleichszahlungen wie sie von verschiedenen EVUs für Blindleistung erhoben werden, entfallen damit.

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, über einen Dateneingang einen cos $\varphi \neq 1$, wie z.B. 0.95 (induktiv) oder -0.9 (kapazitiv) zu wählen, sollte dies gewünscht werden.



ANHANG 2: Verfügbarkeitsauswertung 2005 (monatlich)

Parknummer **1541 Guetsch**
von Anlage 1 442345
Beginn: 01.01.2005 Woche 53
Ende: 31.12.2005 52

Monat 1 / 2005 Anlage 1 Alias Typ E-40/6b Serie 442345 Verfügbarkei 84.5 %

Hauptstatus		Key	Beschreibung		Anzahl	Gesamtzeit h
1	1	T 1	Anlage gestoppt	Steuerschrank	5	70:33:05
2	0	T 1	Windmangel		132	70:11:32
5	1	T 1	Blattenteisung	Automatik	2	02:00:16
8	0	T 6	Wartung		10	100:37:55
20	3	T 6	Windmessung gestoert	10V Dauersignal v.	1	02:05:01
21	1	T 1	Kabelverdrillung	links (2-3 Umdrehungen)	1	00:13:15
21	2	T 1	Kabelverdrillung	rechts (2-3 Umdrehungen)	3	00:39:42
25	84	T 6	Stoerung Azimutumrichter	Ueberdrehzahl System 2	11	06:24:08
42	16	T 6	Stoerung Blattverstellung	Winkelfehler Blatt A	1	00:00:28
42	17	T 6	Stoerung Blattverstellung	Winkelfehler Blatt B	1	00:00:19
60	11	T 3	Netzstoerung	Unterspannung L1	1	00:05:00
60	13	T 3	Netzstoerung	Unterspannung L3	1	00:05:00
222	1	T 6	Anlagen-Reset	Netzausfall	2	00:00:02
222	3	T 6	Anlagen-Reset	Parkrechner	2	00:00:03
240	0	T 5	Fernueberwachung	eingeschaltet	5	00:05:19
240	1	T 5	Fernueberwachung	ausgeschaltet	3	19:57:31
240	246	T 5	Fernueberwachung	Timeout beim Empfangen	4	01:15:53

Monat 2 / 2005 Anlage 1 Alias Typ E-40/6b Serie 442345 Verfügbarkei 91.0 %

Hauptstatus		Key	Beschreibung		Anzahl	Gesamtzeit h
1	1	T 1	Anlage gestoppt	Steuerschrank	6	00:01:32
2	0	T 1	Windmangel		130	70:38:10
5	1	T 1	Blattenteisung	Automatik	3	03:00:31
5	2	T 1	Blattenteisung	Manuell	2	02:00:07
8	0	T 6	Wartung		6	02:20:05
14	12	T 1	Eisansatz	Anemometer	1	07:48:57
21	1	T 1	Kabelverdrillung	links (2-3 Umdrehungen)	1	00:39:32
21	2	T 1	Kabelverdrillung	rechts (2-3 Umdrehungen)	1	00:39:24
22	4	T 6	Stoerung Azimut	Pulsor gestoert	4	52:52:17
25	35	T 6	Stoerung Azimutumrichter	Kein Ausgangsstrom System	1	00:00:28
40	1	T 6	Ueberdrehzahl	Messung Blattregelung	1	00:00:14
41	3	T 6	Ueberdrehzahlschalter	Blatt C	1	04:43:35
42	16	T 6	Stoerung Blattverstellung	Winkelfehler Blatt A	2	00:01:04
42	18	T 6	Stoerung Blattverstellung	Winkelfehler Blatt C	1	00:00:33
60	12	T 3	Netzstoerung	Unterspannung L2	1	00:05:19
65	12	T 6	Ueberspannung im Umformer	UZW Umformer 2	1	00:00:14
65	19	T 6	Ueberspannung im Umformer	UZW Umformer 1+2	2	00:00:30
200	40	T 6	Stoerung Datenbus	Power Control	1	00:00:04
205	2	T 6	Keine Daten von MPU	I/O-Karte	1	00:00:23
222	1	T 6	Anlagen-Reset	Netzausfall	2	00:00:02
222	3	T 6	Anlagen-Reset	Parkrechner	4	00:00:05
240	0	T 5	Fernueberwachung	eingeschaltet	1	00:00:05
240	246	T 5	Fernueberwachung	Timeout beim Empfangen	1	00:22:28

Monat 3 / 2005 Anlage 1 Alias Typ E-40/6b Serie 442345 Verfügbarkei 98.6 %

Hauptstatus		Key	Beschreibung		Anzahl	Gesamtzeit h
2	0	T 1	Windmangel		137	83:56:07
5	1	T 1	Blattenteisung	Automatik	4	04:00:36
5	2	T 1	Blattenteisung	Manuell	1	01:00:04
8	0	T 6	Wartung		9	10:18:01
21	1	T 1	Kabelverdrillung	links (2-3 Umdrehungen)	1	00:39:33
21	2	T 1	Kabelverdrillung	rechts (2-3 Umdrehungen)	4	02:37:41
42	2	T 6	Stoerung Blattverstellung	Blattwinkel > 50 °	1	00:00:05
42	16	T 6	Stoerung Blattverstellung	Winkelfehler Blatt A	1	00:00:28
42	17	T 6	Stoerung Blattverstellung	Winkelfehler Blatt B	1	00:00:33
240	0	T 5	Fernueberwachung	eingeschaltet	4	00:02:31
240	1	T 5	Fernueberwachung	ausgeschaltet	4	00:14:43

Monat 4 / 2005 Anlage 1 Alias Typ E-40/6b Serie 442345 Verfügbarkei 99.4 %

Hauptstatus		Key	Beschreibung		Anzahl	Gesamtzeit h
1	1	T 1	Anlage gestoppt	Steuerschrank	4	00:00:13
2	0	T 1	Windmangel		104	50:57:10
3	2	T 1	Sturm	Windmittel	1	00:11:03
5	1	T 1	Blattenteisung	Automatik	1	01:00:02
8	0	T 6	Wartung		4	03:46:10
14	12	T 1	Eisansatz	Anemometer	6	23:33:19
21	2	T 1	Kabelverdrillung	rechts (2-3 Umdrehungen)	4	02:37:57
222	1	T 6	Anlagen-Reset	Netzausfall	2	00:00:02

Monat 5 / 2005 Anlage 1 Alias Typ E-40/6b Serie 442345 Verfügbarkei 90.3 %

Hauptstatus		Key	Beschreibung		Anzahl	Gesamtzeit h
1	1	T 1	Anlage gestoppt	Steuerschrank	11	00:14:20
1	3	T 1	Anlage gestoppt	Parkrechner(ENERCON)	6	00:19:20
1	6	T 1	Anlage gestoppt	Parksteuerung	2	00:01:34
2	0	T 1	Windmangel		121	53:43:40
5	1	T 1	Blattenteisung	Automatik	3	03:00:26
5	2	T 1	Blattenteisung	Manuell	1	00:08:33
8	0	T 6	Wartung		10	05:02:08
17	0	T 1	Test Sicherheitssystem		1	00:00:19
21	1	T 1	Kabelverdrillung	links (2-3 Umdrehungen)	1	00:13:05
21	2	T 1	Kabelverdrillung	rechts (2-3 Umdrehungen)	5	01:50:53
22	4	T 6	Stoerung Azimut	Pulsor gestoert	3	00:51:34
25	27	T 6	Stoerung Azimutumrichter	Uebertemp. Motor 2 System 1	1	00:00:43
40	1	T 6	Ueberdrehzahl	Messung Blattregelung	1	00:00:11
40	2	T 6	Ueberdrehzahl	Messung I/Q-Karte	1	00:00:22
41	3	T 6	Ueberdrehzahlschalter	Blatt C	3	34:15:11
42	2	T 6	Stoerung Blattverstellung	Blattwinkel > 50 °	4	00:00:37
44	4	T 6	Stoerung Akku	Ueberspannung Akku A	11	04:16:15
44	5	T 6	Stoerung Akku	Ueberspannung Akku B	13	26:10:43
60	9	T 3	Netzstoerung	Unterspannung L1+L2+L3	3	00:04:23
60	10	T 3	Netzstoerung	Ueberspannung L1+L2+L3	3	00:06:38
60	11	T 3	Netzstoerung	Unterspannung L1	1	00:00:10
60	15	T 3	Netzstoerung	Ueberspannung L2	2	00:00:22
60	16	T 3	Netzstoerung	Ueberspannung L3	1	00:00:17
60	17	T 3	Netzstoerung	Unterfrequenz	7	01:06:01
60	18	T 3	Netzstoerung	Ueberfrequenz	2	00:00:30
162	22	T 6	Versorgung I/O-Karte	+12V Sensorik	1	00:03:46
205	28	T 6	Keine Daten von MPU	Azimutumrichter 1	1	00:00:05
220	4	T 6	Prozessor Reset	Blatt A	13	00:57:13
220	5	T 6	Prozessor Reset	Blatt B	12	00:00:40
222	1	T 6	Anlagen-Reset	Netzausfall	9	00:00:17
222	3	T 6	Anlagen-Reset	Parkrechner	3	00:00:04
240	0	T 5	Fernueberwachung	eingeschaltet	3	00:00:13
240	1	T 5	Fernueberwachung	ausgeschaltet	2	00:17:46

Monat 6 / 2005 Anlage 1 Alias Typ E-40/6b Serie 442345 Verfügbarkei 99.9 %

Hauptstatus		Key	Beschreibung		Anzahl	Gesamtzeit h
1	1	T 1	Anlage gestoppt	Steuerschrank	2	00:00:17
2	0	T 1	Windmangel		127	61:53:07
8	0	T 6	Wartung		1	00:20:23
21	1	T 1	Kabelverdrillung	links (2-3 Umdrehungen)	1	00:39:44
21	2	T 1	Kabelverdrillung	rechts (2-3 Umdrehungen)	3	01:58:19
42	2	T 6	Stoerung Blattverstellung	Blattwinkel > 50 °	1	00:00:09
60	13	T 3	Netzstoerung	Unterspannung L3	2	00:00:33
220	2	T 6	Prozessor Reset	I/O Karte	1	00:00:03
220	4	T 6	Prozessor Reset	Blatt A	1	00:00:00
220	5	T 6	Prozessor Reset	Blatt B	1	00:00:03
220	6	T 6	Prozessor Reset	Blatt C	1	00:00:00

Monat 7 / 2005 Anlage 1 Alias Typ E-40/6b Serie 442345 Verfügbarkei 99.9 %

Hauptstatus		Key	Beschreibung		Anzahl	Gesamtzeit h
2	0	T 1	Windmangel		112	45:16:49
3	4	T 1	Sturm	mittlerer Blattwinkel	1	00:09:21
21	2	T 1	Kabelverdrillung	rechts (2-3 Umdrehungen)	3	01:58:43
25	34	T 6	Stoerung Azimutumrichter	Ueberdrehzahl System 1	1	00:00:26
42	2	T 6	Stoerung Blattverstellung	Blattwinkel > 50 °	1	00:00:09

Monat 8 / 2005 Anlage 1 Alias Typ E-40/6b Serie 442345 Verfügbarkei 92.2 %

Hauptstatus		Key	Beschreibung		Anzahl	Gesamtzeit h
1	1	T 1	Anlage gestoppt	Steuerschrank	2	00:00:23
2	0	T 1	Windmangel		135	68:10:55
8	0	T 6	Wartung		8	28:35:07
21	1	T 1	Kabelverdrillung	links (2-3 Umdrehungen)	1	00:39:32
21	2	T 1	Kabelverdrillung	rechts (2-3 Umdrehungen)	4	02:38:04
22	4	T 6	Stoerung Azimut	Pulsor gestoert	6	16:45:02
25	34	T 6	Stoerung Azimutumrichter	Ueberdrehzahl System 1	3	00:01:19
25	84	T 6	Stoerung Azimutumrichter	Ueberdrehzahl System 2	1	00:00:26
60	12	T 3	Netzstoerung	Unterspannung L2	1	00:00:23
200	28	T 6	Stoerung Datenbus	Azimutumrichter 1	43	13:28:01
200	29	T 6	Stoerung Datenbus	Azimutumrichter 2	35	00:11:03
222	1	T 6	Anlagen-Reset	Netzausfall	6	00:00:05
222	2	T 6	Anlagen-Reset	Quit-Taste	1	00:00:01
222	3	T 6	Anlagen-Reset	Parkrechner	9	00:59:40
240	0	T 5	Fernueberwachung	eingeschaltet	1	00:00:07

Monat 9 / 2005 Anlage 1 Alias Typ E-40/6b Serie 442345 Verfügbarkei 99.9 %

Hauptstatus		Key	Beschreibung		Anzahl	Gesamtzeit h
1	1	T 1	Anlage gestoppt	Steuerschrank	5	00:49:15
2	0	T 1	Windmangel		185	90:35:27
5	1	T 1	Blattenteisung	Automatik	3	03:00:30
14	11	T 1	Eisansatz	Rotor(Leistungsmessung)	1	02:54:30
21	1	T 1	Kabelverdrillung	links (2-3 Umdrehungen)	1	00:39:39
21	2	T 1	Kabelverdrillung	rechts (2-3 Umdrehungen)	6	03:56:58
42	17	T 6	Stoerung Blattverstellung	Winkelfehler Blatt B	1	00:00:20
220	4	T 6	Prozessor Reset	Blatt A	1	00:00:02
220	5	T 6	Prozessor Reset	Blatt B	1	00:00:00
222	1	T 6	Anlagen-Reset	Netzausfall	1	00:00:01

Monat 10 / 2005 Anlage 1 Alias Typ E-40/6b Serie 442345 Verfügbarkei 74.4 %

Monat 11 / 2005 Anlage 1 Alias Typ E-40/6b Serie 442345 Verfügbarkei 96.2 %

Hauptstatus		Key	Beschreibung		Anzahl	Gesamtzeit h
1	1	T 1	Anlage gestoppt	Steuerschrank	4	00:02:26
2	0	T 1	Windmangel		153	81:51:48
5	1	T 1	Blattenteisung	Automatik	3	03:00:29
8	0	T 6	Wartung		13	06:48:52
14	12	T 1	Eisansatz	Anemometer	2	01:44:45
20	13	T 6	Windmessung gestoert	15V Dauersignal v.	2	01:13:33
21	1	T 1	Kabelverdrillung	links (2-3 Umdrehungen)	1	00:39:48
21	2	T 1	Kabelverdrillung	rechts (2-3 Umdrehungen)	2	01:19:31
25	35	T 6	Stoerung Azimutumrichter	Kein Ausgangsstrom System	2	00:00:52
201	1	T 6	Stoerung Datenring	Blatt A	1	00:00:20
220	4	T 6	Prozessor Reset	Blatt A	1	00:00:00
220	5	T 6	Prozessor Reset	Blatt B	1	00:00:04
222	1	T 6	Anlagen-Reset	Netzausfall	1	00:00:03
222	3	T 6	Anlagen-Reset	Parkrechner	1	00:00:01

Monat12 / 2005 Anlage 1 Alias Typ E-40/6b Serie 442345 Verfügbarkei 95.3 %

Hauptstatus		Key	Beschreibung		Anzahl	Gesamtzeit h
1	1	T 1	Anlage gestoppt	Steuerschrank	1	00:00:00
2	0	T 1	Windmangel		156	83:26:34
3	1	T 1	Sturm	Windspitze	10	01:52:10
5	1	T 1	Blattenteisung	Automatik	2	02:00:16
8	0	T 6	Wartung		1	00:34:10
40	1	T 6	Ueberdrehzahl	Messung Blattregelung	2	00:00:34
40	2	T 6	Ueberdrehzahl	Messung I/Q-Karte	6	02:39:25
41	6	T 6	Ueberdrehzahlschalter	Blatt B+C	2	32:01:02
42	16	T 6	Stoerung Blattverstellung	Winkelfehler Blatt A	1	00:00:29
60	11	T 3	Netzstoerung	Unterspannung L1	1	00:00:06
62	1	T 6	Stoerung Einspeisung	Gesamtleistung zu niedrig	1	00:00:22
201	3	T 6	Stoerung Datenring	Blatt C	1	00:00:21
221	11	T 6	Watch-Dog Reset	Gleichrichter	1	00:00:03
222	1	T 6	Anlagen-Reset	Netzausfall	2	00:15:35
222	3	T 6	Anlagen-Reset	Parkrechner	1	00:00:01
240	0	T 5	Fernueberwachung	eingeschaltet	2	00:00:07
240	1	T 5	Fernueberwachung	ausgeschaltet	1	00:00:49

ANHANG 3: Verfügbarkeitsbericht 2005 (Zusammenstellung)

Parknummer **1541 Guetsch**

von Anlage 1 442345

Beginn: 01.01.2005 Woche 53

Ende: 31.12.2005 52

PlantNo **1** **Alias** **Type** **E-40/6b** **Serial** **442345** **Avallability** **93.5** **%**

Main status		Key	Main Description		Count	Sum Duration h
1	1	T 1	Anlage gestoppt	Steuerschrank	40	71:41:31
1	3	T 1	Anlage gestoppt	Parkrechner(ENERCON)	6	00:19:20
1	6	T 1	Anlage gestoppt	Parksteuerung	2	00:01:34
2	0	T 1	Windmangel		1492	760:41:19
3	1	T 1	Sturm	Windspitze	10	01:52:10
3	2	T 1	Sturm	Windmittel	1	00:11:03
3	4	T 1	Sturm	mittlerer Blattwinkel	1	00:09:21
5	1	T 1	Blattenteisung	Automatik	21	21:03:06
5	2	T 1	Blattenteisung	Manuell	4	03:08:44
8	0	T 6	Wartung		62	158:22:51
14	11	T 1	Eisansatz	Rotor(Leistungsmessung)	1	02:54:30
14	12	T 1	Eisansatz	Anemometer	9	33:07:01
17	0	T 1	Test Sicherheitssystem		1	00:00:19
20	3	T 6	Windmessung gestoert	10V Dauersignal v.	1	02:05:01
20	13	T 6	Windmessung gestoert	15V Dauersignal v.	2	01:13:33
21	1	T 1	Kabelverdrillung	links (2-3 Umdrehungen)	8	04:24:08
21	2	T 1	Kabelverdrillung	rechts (2-3 Umdrehungen)	35	20:17:12
22	4	T 6	Stoerung Azimut	Pulsor gestoert	13	70:28:53
25	27	T 6	Stoerung Azimutumrichter	Uebertemp. Motor 2 System 1	1	00:00:43
25	34	T 6	Stoerung Azimutumrichter	Ueberdrehzahl System 1	4	00:01:45
25	35	T 6	Stoerung Azimutumrichter	Kein Ausgangsstrom System	3	00:01:20
25	84	T 6	Stoerung Azimutumrichter	Ueberdrehzahl System 2	12	06:24:34
40	1	T 6	Ueberdrehzahl	Messung Blattregelung	4	00:00:59
40	2	T 6	Ueberdrehzahl	Messung I/Q-Karte	7	02:39:47
41	3	T 6	Ueberdrehzahlschalter	Blatt C	4	38:58:46
41	6	T 6	Ueberdrehzahlschalter	Blatt B+C	2	32:01:02
42	2	T 6	Stoerung Blattverstellung	Blattwinkel > 50 °	7	00:01:00
42	16	T 6	Stoerung Blattverstellung	Winkelfehler Blatt A	5	00:02:29
42	17	T 6	Stoerung Blattverstellung	Winkelfehler Blatt B	3	00:01:12
42	18	T 6	Stoerung Blattverstellung	Winkelfehler Blatt C	1	00:00:33
44	4	T 6	Stoerung Akku	Ueberspannung Akku A	11	04:16:15
44	5	T 6	Stoerung Akku	Ueberspannung Akku B	13	26:10:43
60	9	T 3	Netzstoerung	Unterspannung L1+L2+L3	3	00:04:23
60	10	T 3	Netzstoerung	Ueberspannung L1+L2+L3	3	00:06:38
60	11	T 3	Netzstoerung	Unterspannung L1	3	00:05:16
60	12	T 3	Netzstoerung	Unterspannung L2	2	00:05:42
60	13	T 3	Netzstoerung	Unterspannung L3	3	00:05:33
60	15	T 3	Netzstoerung	Ueberspannung L2	2	00:00:22
60	16	T 3	Netzstoerung	Ueberspannung L3	1	00:00:17
60	17	T 3	Netzstoerung	Unterfrequenz	7	01:06:01
60	18	T 3	Netzstoerung	Ueberfrequenz	2	00:00:30
62	1	T 6	Stoerung Einspeisung	Gesamtleistung zu niedrig	1	00:00:22
65	12	T 6	Ueberspannung im Umformer	UZW Umformer 2	1	00:00:14
65	19	T 6	Ueberspannung im Umformer	UZW Umformer 1+2	2	00:00:30
162	22	T 6	Versorgung I/O-Karte	+12V Sensorik	1	00:03:46
200	28	T 6	Stoerung Datenbus	Azimutumrichter 1	43	13:28:01
200	29	T 6	Stoerung Datenbus	Azimutumrichter 2	35	00:11:03
200	40	T 6	Stoerung Datenbus	Power Control	1	00:00:04
201	1	T 6	Stoerung Datenring	Blatt A	1	00:00:20

201	3	T	6	Stoerung Datenring	Blatt C	1	00:00:21
205	2	T	6	Keine Daten von MPU	I/O-Karte	1	00:00:23
205	28	T	6	Keine Daten von MPU	Azimutumrichter 1	1	00:00:05
220	2	T	6	Prozessor Reset	I/O Karte	1	00:00:03
220	4	T	6	Prozessor Reset	Blatt A	16	00:57:15
220	5	T	6	Prozessor Reset	Blatt B	15	00:00:47
220	6	T	6	Prozessor Reset	Blatt C	1	00:00:00
221	11	T	6	Watch-Dog Reset	Gleichrichter	1	00:00:03
222	1	T	6	Anlagen-Reset	Netzausfall	25	00:16:07
222	2	T	6	Anlagen-Reset	Quit-Taste	1	00:00:01
222	3	T	6	Anlagen-Reset	Parkrechner	20	00:59:54
240	0	T	5	Fernueberwachung	eingeschaltet	16	00:08:22
240	1	T	5	Fernueberwachung	ausgeschaltet	10	20:30:49
240	246	T	5	Fernueberwachung	Timeout beim Empfangen	5	01:38:21