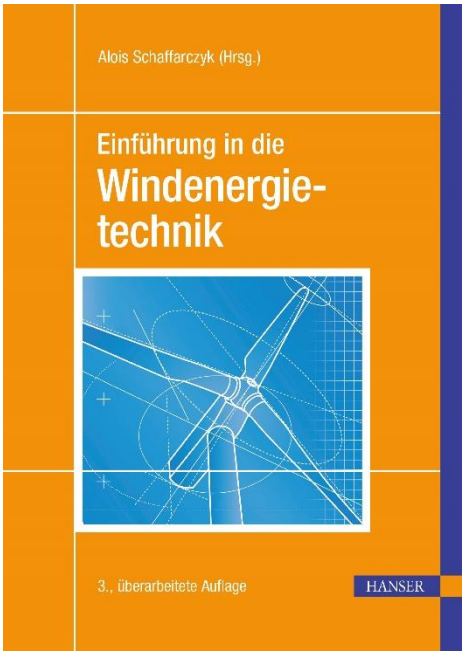
HANSER



Leseprobe

zu

Einführung in die Windenergietechnik

von Alois Schaffarczyk (Hrsg.)

Print-ISBN 978-3-446-46576-3
E-Book-ISBN 978-3-446-47322-5

Weitere Informationen und Bestellungen unter
https://www.hanser-kundencenter.de/fachbuch/artikel/9783446465763
sowie im Buchhandel

© Carl Hanser Verlag, München

Inhaltsverzeichnis

Vorwort ... **XVII**

Vorwort zur zweiten Auflage ... XVIII

Vorwort zur dritten Auflage ... XVIII

Die Autoren ... XVIII

Danksagung ... XX

1 Die Geschichte der Windenergie ... **1**
Jos Beurskens

1.1 Einleitung ... 1

1.2 Die ersten Windmühlen: 600 – 1890 ... 2

1.3 Stromerzeugung durch Windmühlen: Windkraftanlagen 1890 – 1930 ... 9

1.4 Der erste Innovationszeitraum: 1930 – 1960 ... 13

1.5 Der zweite Innovationszeitraum und die volle Kommerzialisierung: ab 1960 bis heute ... 20

2 Die internationale Entwicklung der Windenergie ... **41**
Klaus Rave

2.1 Der Beginn der modernen Energiedebatte ... 41

2.2 Zur Erneuerung der Energiemärkte ... 45

2.3 Zur Bedeutung der Stromnetze ... 47

2.4 Die erneuerte Wertschöpfungskette ... 51

2.5 Internationale Perspektiven ... 54

2.6 Der Ausbau in ausgewählten Ländern ... 57

2.7 Zur Rolle der EU ... 59

2.8 Internationale Institutionen und Organisationen ... 60

2.9 Global Wind Energy Outlook 2010 – Der globale Blick in die Zukunft ... 64

2.10 Aktualisierung auf der Basis von 2015 ... 65

3 Der Wind – von der Theorie zur Praxis ... 73
Wiebke Langreder

3.1 Atmosphärische Skalen in Zeit und Raum ... 73
3.1.1 Einleitung ... 73
3.1.2 Globale Skalen – Entstehung Globaler Windsysteme ... 74
3.1.3 Mesoskalare Phänomene – Entstehung lokaler Windsysteme ... 75
3.1.4 Mikroskalare Phänomene – Die Turbulenz ... 76
3.2 Die atmosphärische Grenzschicht ... 78
3.2.1 Das vertikale Windprofil ... 80
3.2.2 Einfluss der Rauigkeit auf das Windprofil ... 82
3.2.3 Einfluss der atmosphärischen Stabilität auf das Windprofil ... 83
3.2.4 Einfluss der Orographie auf das Windprofil ... 85
3.2.5 Einfluss von Hindernissen auf das Windprofil ... 85
3.3 Statistische Darstellung des Windes ... 86
3.3.1 Das Leistungsspektrum ... 86
3.3.2 Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit ... 88
3.3.3 Windrichtungsverteilung ... 90
3.4 Strömungsmodelle ... 90
3.4.1 Reanalysemodelle ... 91
3.4.2 Mesoskalige Modelle ... 91
3.4.3 Mikroskalige Modelle ... 92
3.4.3.1 Linearisierte Modelle – WAsP ... 92
3.4.3.2 Nicht-linearisierte Modelle ... 95
3.5 Der erste Schritt: Standortidentifikation ... 95
3.6 Der zweite Schritt: Erfassung des Windklimas ... 96
3.6.1 Einleitung ... 96
3.6.2 Anemometer ... 97
3.6.2.1 Schalenkreuzanemometer (engl. cup anemometer) ... 97
3.6.2.2 Ultraschallanemometer (engl. sonic anemometer) ... 98
3.6.2.3 Messmastgeometrie ... 99
3.6.3 Fernerkundungssysteme (engl. remote sensing) ... 101
3.6.3.1 LiDAR ... 102
3.6.3.2 SoDAR ... 105
3.6.4 Produktionsdaten ... 106
3.6.5 Messperiode und Mittelungszeit ... 107

3.7 Der dritte Schritt: Datenanalyse ... 108
3.7.1 Qualitätskontrolle ... 108
3.7.2 Datenkorrekturen ... 108
3.7.3 Langzeitkorrektur ... 108
3.8 Der vierte Schritt: Räumliche Extrapolation ... 110
3.9 Der fünfte Schritt: Wahl der Windenergieanlage ... 111
3.9.1 Turbulenz ... 112
3.9.2 Vertikaler Gradient (Scherung) ... 113
3.9.3 Schräganströmung ... 115
3.9.4 Extremwinde ... 117
3.10 Der sechste Schritt: Energieertrag ... 118
3.10.1 Energieertrag der Einzelanlage ... 118
3.10.2 Energieertrag des Windparks ... 119
3.10.3 Weitere Produktionsverluste ... 121
3.10.4 Unsicherheitsanalyse ... 123

4 Aerodynamik und Blattentwurf ... 127
Alois P. Schaffarczyk
4.1 Zusammenfassung ... 127
4.2 Einleitung ... 128
4.3 Horizontalanlagen ... 128
4.3.1 Allgemeines ... 128
4.3.2 Aerodynamische Grundbegriffe ... 129
4.4 Integrale Impulsverfahren ... 132
4.4.1 Impulstheorie der Windturbine: der Betz'sche Grenzwert ... 132
4.4.2 Änderung der Luftdichte durch Temperatur und Höhe ... 134
4.4.3 Einfluss der endlichen Blattzahl ... 134
4.4.4 Drallverluste und lokale Optimierung des Flügels nach Glauert ... 136
4.4.5 Verluste durch Profilwiderstand ... 138
4.5 Impulstheorie der Blattschnitte ... 138
4.5.1 Die Formulierung ... 138
4.5.2 Beispiel einer Implementierung: WT-Perf ... 140
4.5.3 Optimierung und Entwurfsregeln für Blätter ... 140
4.5.4 Erweiterung der Blattschnittverfahren: Die differenzielle Formulierung, Actuator Line Verfahren ... 141
4.5.5 Dreidimensionale Strömungssimulation – CFD ... 144

4.5.6 Zusammenfassung: Horizontalanlagen ... 144
4.6 Vertikalanlagen ... 144
4.6.1 Allgemeines ... 144
4.6.2 Aerodynamik der H-Rotoren ... 146
4.6.3 Aeroelastik der Vertikalrotoren ... 151
4.6.4 Ein 50-kW-Rotor als Beispiel ... 152
4.6.5 Entwurfsregeln für Kleinwindanlagen nach dem H-Darrieus-Typ ... 153
4.6.6 Zusammenfassung: Vertikalrotoren ... 153
4.7 Windangetriebene Fahrzeuge mit Rotor ... 154
4.7.1 Einleitung ... 154
4.7.2 Zur Theorie der windgetriebenen Fahrzeuge ... 155
4.7.3 Ein Zahlenbeispiel ... 155
4.7.4 Das Kieler Auslegungsverfahren ... 156
4.7.5 Auswertung ... 156
4.7.6 Realisierte Fahrzeuge ... 158
4.7.7 Zusammenfassung: Windautos ... 159
4.8 Übungsaufgaben ... 160

5 Rotorblattstruktur ... 169
Malo Rosemeier, Alexander Krimmer
5.1 Einführung ... 169
5.2 Normative Anforderungen ... 170
5.2.1 Zertifizierung ... 170
5.2.2 Sicherheitskonzept ... 172
5.2.3 Entwicklungszyklus des Rotorblattes ... 174
5.3 Belastungen ... 174
5.3.1 Belastungsarten ... 174
5.3.2 Lastrechnung ... 177
5.3.3 Auslegungslastfälle ... 178
5.3.4 Skalierungseffekte ... 179
5.4 Materialien ... 180
5.4.1 Faser-Kunststoff-Verbunde ... 181
5.4.2 Textile Halbzeuge ... 182
5.4.3 Materialprüfung ... 184
5.4.4 Elastizitäten der unidirektionalen Einzelschicht (ES) ... 185
5.4.5 Kernmaterialien ... 186

5.4.6 Klebstoffe ... 187
5.4.7 Beschichtung ... 188
5.4.8 Metalle ... 189
5.5 Strukturmodelle ... 190
5.5.1 Geometrie und Struktur ... 190
5.5.2 Querschnittseigenschaften ... 191
5.5.3 Balkenmodelle ... 193
5.5.4 Modelle für dünnwandige Strukturen ... 194
5.5.5 Ganzblatt- und Detailmodelle ... 194
5.6 Blattanschlusskonzepte ... 195
5.7 Strukturnachweise ... 196
5.7.1 Festigkeitsnachweise für Faser-Kunststoff-Verbunde ... 196
5.7.2 Stabilitätsnachweise ... 199
5.7.3 Nachweise der Klebverbindung ... 200
5.7.4 Nachweise des Sandwichkerns ... 200
5.7.5 Nachweise der Dehnschraube ... 200
5.7.6 Gebrauchstauglichkeitsnachweise ... 201
5.8 Fertigung ... 201
5.8.1 Verfahren ... 202
5.8.2 Abweichungen ... 203
5.9 Topologieoptimierung ... 204
5.9.1 Optimierungsziele ... 205
5.9.2 Aeroelastische Eigenschaften ... 206
5.9.3 Fertigungsbezogene Entwicklung ... 207
5.9.4 Blattanschluss ... 208
5.9.5 Blattsegmentierung ... 208
5.10 Nachhaltigkeit ... 209

6 Der Triebstrang ... 221
Hans Kyling
6.1 Einleitung ... 221
6.2 Blattwinkelverstellsysteme ... 222
6.3 Rotornabe ... 228
6.4 Triebstrangkomponenten ... 229
6.4.1 Rotorarretierungen und Rotordrehvorrichtungen ... 229
6.4.2 Rotorwelle ... 230

6.4.3 Rotorlagerung ... 232
6.4.4 Getriebe ... 236
6.4.5 Bremse und Kupplung ... 239
6.4.6 Generator ... 242
6.4.7 Windrichtungsnachführung ... 244
6.5 Triebstrangkonzepte ... 251
6.5.1 Direktgetrieben – Doppelte Lagerung ... 251
6.5.2 Direktgetrieben – Momentenlager ... 255
6.5.3 1-2-Stufengetriebe – Doppelte Lagerung ... 257
6.5.4 1-2-Stufengetriebe – Momentenlagerung ... 258
6.5.5 3-4-Stufengetriebe – Doppelte Lagerung ... 260
6.5.6 3-4-Stufengetriebe – Dreipunktlagerung ... 262
6.5.7 3-4-Stufengetriebe – Momentenlagerung ... 263
6.6 Schäden und Schadensursachen ... 264
6.7 Auslegung von Triebstrangkomponenten ... 266
6.8 Validierung ... 270
6.9 Schutzrechte in der Windenergie ... 271

7 Turm und Gründung ... 279
Torsten Faber

7.1 Einleitung ... 279
7.2 Richtlinien und Normen ... 281
7.3 Beanspruchung von Türmen ... 282
7.3.1 Ermüdungslasten ... 282
7.3.2 Extremlasten ... 284
7.4 Nachweise des Turms ... 284
7.4.1 Tragfähigkeitsnachweise ... 285
7.4.2 Gebrauchstauglichkeitsnachweise ... 286
7.4.3 Schwingungsberechnungen (Eigenfrequenzen) ... 286
7.5 Konstruktionsdetails ... 289
7.5.1 Öffnungen in der Wand von Stahlrohrtürmen ... 289
7.5.2 Ringflanschverbindungen ... 290
7.5.3 Schweißverbindungen ... 290
7.6 Werkstoffe für Türme ... 291
7.6.1 Stahl ... 291
7.6.2 Beton ... 292

7.6.3 Holz ... 293
7.6.4 Glasfaserverstärkter Kunststoff ... 293
7.7 Ausführungsformen ... 293
7.7.1 Rohrtürme ... 294
7.7.2 Gittermasten ... 294
7.7.3 Abgespannte Türme ... 294
7.7.4 Verschiedene Turmkonzepte im Vergleich ... 294
7.8 Gründungen von Onshore-WEA ... 296
7.8.1 Gründungen und Fundamentbautypen ... 296
7.8.2 Übergang zwischen Turm und Fundament ... 298
7.8.3 Nachweise für die Gründung ... 298

8 Leistungselektronik-Generatorsysteme für Windenergieanlagen 305
Friedrich Fuchs

8.1 Einführung ... 305
8.2 Wechselspannungs- und Drehspannungssystem ... 308
8.3 Transformator ... 310
8.3.1 Prinzip, Gleichungen ... 310
8.3.2 Ersatzschaltbild, Zeigerdiagramm ... 312
8.3.3 Vereinfachtes Ersatzschaltbild ... 313
8.3.4 Drehstromtransformatoren ... 314
8.4 Generatoren für Windenergieanlagen ... 316
8.4.1 Asynchronmaschine mit Kurzschlussläufer ... 317
8.4.1.1 Aufbau ... 317
8.4.1.2 Grundlegende Funktion ... 318
8.4.1.3 Spannungsgleichungen ... 319
8.4.1.4 Ersatzschaltbild ... 319
8.4.1.5 Zeigerdiagramm ... 320
8.4.1.6 Heylandkreis ... 321
8.4.1.7 Leistung ... 323
8.4.1.8 Moment ... 324
8.4.1.9 Drehzahlregelung der Asynchronmaschine mit Kurzschlussläufer ... 325
8.4.2 Asynchronmaschine mit Schleifringläufer ... 327
8.4.2.1 Aufbau ... 328
8.4.2.2 Grundlegende Funktion ... 329

8.4.2.3 Spannungsgleichungen ... 330
8.4.2.4 Ersatzschaltbild ... 330
8.4.2.5 Zeigerdiagramm und Stromortskurve ... 331
8.4.2.6 Drehzahlregelung ... 334
8.5 Synchronmaschinen ... 336
8.5.1 Generelle Funktion ... 336
8.5.2 Spannungsgleichungen und Ersatzschaltbild ... 337
8.5.3 Leistung und Moment ... 339
8.5.4 Ausführungsformen fremderregter Synchronmaschinen ... 340
8.5.5 Permanenterregte Synchronmaschinen ... 341
8.5.6 Drehzahlvariabler Betrieb der Synchronmaschine ... 341
8.6 Umrichtersysteme für Windenergieanlagen ... 343
8.6.1 Generelle Funktion ... 343
8.6.2 Frequenzumrichter in Zweistufenschaltung ... 344
8.6.2.1 Schaltung ... 344
8.6.2.2 Pulsweitenmodulation ... 345
8.6.3 Frequenzumrichter in Mehrstufenschaltung ... 350
8.7 Regelung von drehzahlvariablen Umrichter-Generatorsystemen ... 351
8.7.1 Regelung des umrichtergespeisten Asynchrongenerators mit Kurzschlussläufer ... 353
8.7.2 Regelung der doppeltgespeisten Asynchronmaschine ... 358
8.7.3 Regelung der Synchronmaschine ... 359
8.7.4 Regelung des netzseitigen Umrichters ... 359
8.7.5 Auslegung der Regelung ... 362
8.8 Netzintegration ... 362
8.9 Weitere elektrotechnische Komponenten ... 365
8.10 Eigenschaften der Leistungselektronik-Generatorsysteme in der Übersicht ... 366
8.11 Übungsaufgaben ... 367

9 Steuerung und Regelung von Windenergiesystemen ... 375
Reiner Schütt
9.1 Grundlegende Zusammenhänge ... 376
9.1.1 Einordnung der WES-Automation ... 376
9.1.2 Systemeigenschaften der Energiewandlung in WEA ... 379
9.1.3 Energiewandlung des Rotors ... 379
9.1.4 Energiewandlung des Antriebsstrangs ... 382

9.1.5 Energiewandlung des Generator-Umrichtersystems ... 383
9.1.6 Idealisierte Betriebskennlinien von WEA ... 387
9.2 Regelsysteme der WEA ... 388
9.2.1 Gierwinkelregelung ... 388
9.2.2 Blattwinkelregelung ... 389
9.2.3 Wirkleistungsregelung ... 391
9.2.4 Blindleistungsregelung ... 393
9.2.5 Zusammenfassung des Regelverhaltens und erweiterte Betriebsbereiche der WEA ... 394
9.3 Betriebsführungssysteme für WEA ... 396
9.3.1 Steuerung des Betriebsablaufs von WEA ... 396
9.3.2 Sicherheitssysteme ... 399
9.4 Windparksteuer- und -regelsysteme ... 400
9.5 Fernbedienung und -überwachung ... 402
9.6 Kommunikationssysteme für WES ... 403

10 Netzintegration von Windenergieanlagen ... 407
Clemens Jauch

10.1 Einführung in Netzintegration von WEA ... 408
10.1.1 Einführung in elektrische Netze ... 408
10.1.1.1 Netztopologie ... 409
10.1.1.2 Dreiphasensysteme und einphasige Äquivalenzen ... 412
10.1.1.3 Per-Unit-System ... 413
10.1.1.4 Grundlegende Größen elektrischer Netze ... 415
10.1.1.5 Wechselspannungsleistung ... 419
10.1.1.6 Netzstabilität ... 422
10.1.2 Standard WEA-Typen nach Netzverhalten ... 423
10.1.2.1 Typ I – Drehzahlstarre WEA mit Asynchrongenerator mit Kurzschlussläufer ... 424
10.1.2.2 Typ II – Semi-drehzahlvariable WEA mit Schleifringläufer-Asynchrongenerator ... 425
10.1.2.3 Typ III – Semi-drehzahlvariable WEA mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator ... 425
10.1.2.4 Typ IV – Drehzahlvariable WEA mit Vollumrichter ... 426
10.1.2.5 Typ V – WEA mit netzgekoppeltem Synchrongenerator ... 427
10.1.3 Traditionelle Aspekte der Netzintegration von WEA ... 428

10.1.4 Überblick über aktuelle Herausforderungen in der Netzintegration von WEA ... 429
10.1.4.1 Netztopologie und Auslastung von Leitungen ... 430
10.1.4.2 Netzstabilität mit WEA ... 430
10.1.4.3 Trägheitsbereitstellung und Kurzschlussstrombeitrag ... 431
10.1.4.4 Netzanschlussregeln ... 431
10.1.4.5 Mechanische WEA-Belastungen aus Netzdienstleistungen ... 432
10.2 Netzspannung ... 432
10.2.1 Ersatzschaltbilder von Netzkomponenten ... 432
10.2.1.1 Generatoren ... 433
10.2.1.2 Leitungen ... 434
10.2.1.3 Transformatoren ... 435
10.2.2 Spannungssteifigkeit und Kurzschlussleistung ... 436
10.2.3 Spannungsstabilität ... 439
10.2.4 Transiente Netzspannungseinbrüche ... 441
10.3 Spannungsstabilität mit WEA ... 443
10.3.1 Spannungsstützung mit WEA ... 443
10.3.2 Durchfahren transienter Netzspannungseinbrüche ... 445
10.3.2.1 Triebstrangbeschleunigung und Wirkleistungswiederkehr ... 445
10.3.2.2 Blindstrombereitstellung ... 449
10.3.2.3 Kurzschlussstrombeitrag ... 450
10.4 Netzfrequenz ... 451
10.4.1 Frequenzregelung ... 452
10.4.2 Netzträgheit ... 453
10.4.2.1 Trägheitskonstante, H ... 454
10.4.2.2 Leistung aus Trägheitsbereitstellung ... 456
10.4.3 Dämpfung untersynchroner Netzfrequenzschwingungen ... 457
10.4.4 Netzfrequenzstabilität ... 460
10.5 Netzfrequenzstabilität mit WEA ... 461
10.5.1 Trägheitsbereitstellung durch WEA ... 462
10.5.2 Schnelle Regelleistungsbereitstellung durch WEA ... 464
10.5.3 Pendeldämpfung mit WEA ... 467

11 Offshore-Windenergie ... 473
Christian Keindorf

11.1 Einführung ... 473
11.1.1 Historie und Entwicklungstrends ... 473
11.1.2 Unterschiede zwischen Onshore- und Offshore-WEA ... 476
11.1.3 Planungsgrundlagen für Offshore-Windparks ... 477
11.1.4 Umweltschutz und Arbeitssicherheit ... 478
11.2 Wesentliche Komponenten eines Offshore-Windparks ... 479
11.2.1 Turbinen für OWEA ... 480
11.2.2 Tragstrukturen für OWEA ... 480
11.2.2.1 Turm ... 481
11.2.2.2 Transition Piece ... 482
11.2.3 Fest verankerte Gründungstrukturen für OWEA ... 482
11.2.3.1 Monopile ... 483
11.2.3.2 Schwerkraft ... 484
11.2.3.3 Jacket ... 485
11.2.3.4 Tripod ... 485
11.2.3.5 Tripile ... 486
11.2.3.6 Suction-Bucket ... 486
11.2.4 Schwimmende Gründungstrukturen für OWEA ... 488
11.2.4.1 Spar Buoy ... 488
11.2.4.2 Tension Leg Plattform (TLP) ... 489
11.2.4.3 Halbtaucher (Semi-Submersible Platform) ... 490
11.2.5 Offshore-Stationen ... 492
11.2.6 Seekabel ... 493
11.2.7 Forschungsplattformen und Messmasten ... 494
11.3 Einwirkungen auf OWEA ... 495
11.3.1 Ständige Einwirkungen ... 497
11.3.2 Aerodynamische Lasten ... 498
11.3.3 Hydrostatische Lasten ... 498
11.3.4 Hydrodynamische Lasten ... 499
11.3.4.1 Strömungen ... 499
11.3.4.2 Belastungen durch Strömungen ... 500
11.3.4.3 Wellen ... 502
11.3.4.4 Lineare Wellentheorien ... 504

11.3.4.5 Nichtlineare Wellentheorien ... 509
11.3.4.6 Belastungen durch Wellen ... 511
11.3.4.7 Regelmäßiger Seegang ... 515
11.3.4.8 Unregelmäßiger oder natürlicher Seegang ... 516
11.3.4.9 Seegangsspektren ... 516
11.3.5 Einwirkungen infolge Temperatur ... 521
11.3.6 Einwirkungen infolge Eis ... 522
11.3.7 Funktionale Einwirkungen ... 523
11.3.8 Außergewöhnliche Einwirkungen ... 523
11.4 Bemessung von Offshore-Bauwerken für die Windenergie ... 524
11.4.1 Entwurfsgrundlagen ... 524
11.4.2 Standortbedingungen ... 525
11.4.2.1 Meteorologische und ozeanographische Bedingungen ... 525
11.4.2.2 Baugrunderkundung und Bodeneigenschaften ... 525
11.4.2.3 Kolkbildung ... 529
11.4.2.4 Eisbildung ... 530
11.4.2.5 Mariner Bewuchs ... 531
11.4.2.6 Korrosion ... 532
11.4.3 Sicherheitskonzept ... 534
11.4.3.1 Teilsicherheitsbeiwerte ... 534
11.4.3.2 Charakteristische Werte der Einwirkungen ... 535
11.4.3.3 Charakteristische Werte der Materialwiderstände ... 536
11.4.3.4 Bemessungskonzept ... 536
11.4.4 Lastfälle und Lastfallkombinationen ... 537
11.4.5 Berechnungsmethoden ... 538
11.4.6 Nachweismethoden und Grenzzustände ... 539
11.4.6.1 Grenzzustand der Tragfähigkeit ... 539
11.4.6.2 Grenzzustand der Ermüdung ... 539
11.4.6.3 Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit ... 540
11.4.6.4 Grenzzustand der außergewöhnlichen Beanspruchung ... 541
11.4.6.5 Zusätzliche Nachweise ... 541

Index ... 543

Vorwort

Mit dem Probebetrieb der Großwindanlage (GROWIAN) 1983 im Kaiser-Wilhelm-Koog nahe dem Eingang in den Nord-Ostsee-Kanal begann in Deutschland die Ära der modernen Windenergie. Waren Ende des neunzehnten Jahrhunderts knapp zwanzigtausend Windmühlen in Betrieb, so erzeugten Ende 2011 mehr als dreiundzwanzigtausend Windturbinen fast 10 Prozent des Nettostromverbrauchs in Deutschland. Knapp dreißig Jahre nach diesem ambitionierten Neubeginn überschreiten heutzutage Standardanlagen fast vom Fließband die Größe und Leistung des einst so geschmähten GROWIAN.

Auf Anregung des Carl Hanser Verlags und unter dem Dach der CEwind eG, der Forschungsgemeinschaft Windenergie der schleswig-holsteinischen Hochschulen, legen zehn Autoren aus dem Umfeld der schleswig-holsteinischen Windcommunity und den Niederlanden eine einführende Darstellung der Windenergietechnik vor. In elf Kapiteln sollen interessierte Leserinnen und Leser in die Lage versetzt werden, den modernen Stand dieser nunmehr als eigenständig zu bezeichnenden Technik kennenzulernen.

Wir beginnen mit einem Abriss der Geschichte, der ergänzt wird durch eine energiepolitische Diskussion der internationalen Bedeutung der Windenergie. Weitere Kapitel legen den aerodynamischen und strukturellen Blattentwurf dar. Dem Energiefluss in der Anlage folgend, stellen wir danach moderne Triebstrangkonzepte sowie Turm und Gründung vor. Im weitesten Sinne elektrische Komponenten wie Generator, Umrichter, Regelungs- und Betriebsführungskonzepte schließen sich an. Einer Beschreibung, wie sehr große Anteile dieser fluktuierenden Energieform erfolgreich in das bestehende elektrische Versorgungsnetz integriert werden, kommt im Zuge der in Deutschland beschlossenen „Energiewende“ eine besondere Beachtung zu. Wir schließen mit einem Kapitel über den jüngsten, aber hoffnungsvollsten und mit hohen Erwartungen versehenen Zweig der Windenergie, der Offshore-Technik.

Kiel, im Februar 2012 Für die CEwind eG: A. P. Schaffarczyk

Vorwort zur zweiten Auflage

Auch seit dem Erscheinen der ersten Auflage hat die Nutzung der Windenergie in Deutschland und der Welt weiter sehr stark zugenommen. So stieg die weltweite installierte Nennleistung von 238 GW (Ende 2011) auf 432 GW(Ende 2015). Der Carl Hanser Verlag hat sich deswegen zu einer zweiten Auflage entschlossen, in der die Autoren dieser Entwicklung Rechnung tragen. So wurden alle Kapitel in diesem Buch gründlich überarbeitet und den aktuellen Standards angepasst. Der Herausgeber dankt dafür allen Autoren und insbesondere unserer Lektorin, Frau Franziska Jacob, für ihre stetige Förderung.

Kiel, im Juli 2016

Vorwort zur dritten Auflage

Die installierte Leistung von Windenergieanlagen betrug Ende 2020 in Deutschland 55 GW und in der Welt 743 GW. 2020 wurden weltweit 93 zusätzliche GW aufgebaut. In Deutschland werden nun ca. 23 % der Elektrizität aus Windkraft erzeugt. Trotz dieses ungebrochenen Wachstums ist allen klar, dass dies zur avisierten Dekarbonisierung *Deutschlands Ziele zur Treibhausgasminderung in der Industrie* bis 2050 (oder eher) bei weitem nicht ausreicht. Weiteres verstärktes Wachstum im Bereich der Windenergie ist somit zu erwarten.

Der Carl Hanser Verlag hat sich freundlicherweise zu einer dritten Auflage bereit erklärt, in der sich eine neue Autorin und vier neue Autoren wiederfinden. Alle anderen Kapitel in diesem Buch wurden gründlich überarbeitet und den aktuellen Standards angepasst. Der Herausgeber dankt dafür allen AutorInnen und insbesondere unserer Lektorin, Frau Natalia Silakova für die fördernde, gute Zusammenarbeit.

Kiel, im Februar 2022

Die Autoren

Dr. h. c. Jos Beurskens leitete die Abteilung für Erneuerbare Energien und Windenergie des Niederländischen Forschungszentrums für Energie (ECN) mehr als 15 Jahre. Für sein Lebenswerk wurde er von der Europäischen Windenergievereinigung (EWEA) 2008 mit dem Poul-la-Cour-Preis ausgezeichnet. Er ist nun unabhängiger Berater für Technologieentwicklung und Forschungsstrategien.

Seit dem 1. November 2010 leitet **Prof. Dr.-Ing. Torsten Faber** das Wind Energy Technology Institute (WETI) an der Fachhochschule Flensburg. Zuvor sammelte er über 10 Jahre Berufserfahrung bei DNV GL (früher: Germanische Lloyd Industrial Services GmbH) in der Abteilung Rotorblatter und Bautechnik von Windenergieanlagen.

Prof. Dr.-Ing. Friedrich W. Fuchs leitete den Lehrstuhl für Leistungselektronik und Elektrische Antriebe an der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel und ist dort weiterhin in der Forschung tätig. Ein wichtiger Forschungsschwerpunkt ist die Wandlung regenerativer Energie. Davor war er 14 Jahre in der Industrie, zuletzt als Entwicklungsleiter bei CONVERTEAM (damals AEG, heute General Electrical Power Conversion).

Prof. Dr. Clemens Jauch ist seit 1999 in der Windenergiebranche tätig. Nach mehreren Jahren als Entwicklungsingenieur bei den Windenergieanlagenherstellern Nordex Energy und Suzlon Energy, sowie der Promotion am Riso National Laboratory (heute DTU Windenergy) in Dänemark, ist er seit 2012 Professor für Windenergietechnik an der Hochschule Flensburg.

Prof. Dr.-Ing. Christian Keindorf studierte Bauingenieurwesen an der TU Braunschweig und promovierte 2009 über Turmkonstruktionen für Windenergieanlagen an der Leibniz Universität Hannover. Seit 2009 ist er Gründungsgesellschafter der SKI Ingenieurges. mbH, die sich u. a. mit Tragstrukturen für erneuerbare Energiesysteme beschäftigt. Anfang 2015 nahm er den Ruf zur Professur für Offshore-Anlagentechnik der Fachhochschule Kiel an und arbeitet dort am Institut für Schiffbau und maritime Technik. Außerdem ist er 2015 von der Ingenieurkammer Niedersachsen zum Sachverständigen für Tragkonstruktionen von On- und Offshore-Windenergieanlagen öffentlich bestellt und vereidigt worden.

Dr.-Ing. Alexander Krimmer arbeitet als Senior Engineer Composite Materials and Structures bei der TPI Composites Germany GmbH. Dort ist er verantwortlich für Qualifizierung, Spezifikation, Bewertung und Zertifizierungsvorbereitung von strukturellen Materialien für Rotorblatter von Windenergieanlagen. Darüber hinaus lehrt er im Rahmen von Lehraufträgen am Fachgebiet Luftfahrzeugbau und Leichtbau des Instituts für Luft- und Raumfahrt der TU-Berlin in den Modulen Faserverbundleichtbau sowie Produktion und Design von Faser-Kunststoff-Verbunden.

Dipl.-Ing. Hans Kyling leitet die Abteilung Systemvalidierung mechanischer Antriebstrang am Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES. Seit mehr als einem Jahrzehnt beschäftigt er sich sowohl mit der numerischen als auch versuchstechnischen Untersuchung kompletter Triebstränge sowie einzelner Untersysteme und Komponenten von Windenergieanlagen.

Dipl.-Ing. Wiebke Langreder ist seit 1996 in der internationalen Windindustrie im Bereich Windressourcen und Standortbewertung tätig. Heute leitet sie die Consulting Abteilung für Wind und Energiesysteme bei EMD International A/S, Ålborg, Dänemark.

Prof. Dr. jur. Klaus Rave leitete die Abteilung Energiewirtschaft in Schleswig-Holstein und war langjähriger Vorstand der Investitionsbank des Landes. Seit vielen Jahren ist er in internationalen Verbänden für die Windenergie tätig, u. a. als Präsident von WindEurope. 2012 wurde er für sein Lebenswerk mit dem German Renewables Award ausgezeichnet. Darüber hinaus ist er Honorarprofessor an der Hochschule Flensburg und Vizepräsident der Stiftung Offshore Wind.

M. Sc. Malo Rosemeier arbeitet seit 2013 als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES. In der Abteilung Rotorblatter ist er für die angewandte Forschung an Blattstrukturen zuständig. Schwerpunkte sind dabei u. a. die Entwicklung von Validierungsprüfungen und Strukturanalysemethoden.

Prof. Dr. A. P. Schaffarczyk beschäftigt sich seit 1997 mit der Aerodynamik von Windturbinen. Er war Gründungsmitglied und ehrenamtlicher Vorstand der CEwind eG und lehrt im internationalen Master of Science Studiengang Wind Energy Engineering.

Prof. Dr. Reiner Johannes Schütt war lange Jahre Entwicklungsleiter und Technischer Leiter der ENERCON NORD Electronic GmbH in Aurich. Heute lehrt und forscht er im Fachgebiet Steuerungen/Elektrische Antriebe und Windenergietechnik an der FH Westküste in Heide.

Danksagung

Der Herausgeber dankt Susanne Coulibaly für ihre unermüdliche Hilfe bei der Technischen Unterstützung zur Erstellung der Manuskripte und dem studentischen Team um Prof. von Schilling für die Erstellung der deutschen Übersetzung des Textes von Herrn Beurskens der ersten Auflage.

Prof. Faber dankt Marcel Schedat für die konstruktiven Verbesserungsvorschläge, die Ergänzung von neuen Inhalten sowie die Fehlersuche und -beseitigung innerhalb des Kapitels „Turm und Gründung“ in der neuen Auflage des vorliegenden Buches. Ein weiterer Dank gilt den Sponsoren und der Fachhochschule Flensburg, durch dessen Unterstützung die Arbeit am Wind Energy Technology Institute ermöglicht wird.

Prof. Fuchs dankt dem Team des Lehrstuhls für Leistungselektronik und Elektrische Antriebe der Christian-Albrechts-Universität für die Unterstützung bei der Ausarbeitung des Kapitels 8.

Dem Verlag danken die Autoren für die Veröffentlichung des Buches und für die gute Betreuung während der Erstellungsphase.

Die Autoren des Kapitels 5 danken der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) für die Erlaubnis zur Wiedergabe von Informationen aus ihren internationalen Normen. Alle diese Auszüge unterliegen dem Copyright der IEC, Genf, Schweiz. Alle Rechte vorbehalten. Weitere Informationen über die IEC finden Sie unter *www.iec.ch*. Die IEC übernimmt keine Verantwortung für die Platzierung und den Kontext, in dem die Auszüge und Inhalte von den Autoren wiedergegeben werden, noch ist IEC in irgendeiner Weise für den sonstigen Inhalt oder die Richtigkeit der Angaben verantwortlich.

1 Die Geschichte der Windenergie

Jos Beurskens

1.1 Einleitung

Wind wird wahrscheinlich seit mehr als 1500 Jahren als Energiequelle genutzt. In Zeiten, in denen andere Energiequellen nicht bekannt oder knapp waren, stellte Windenergie ein sehr erfolgreiches Mittel zur industriellen und wirtschaftlichen Entwicklung dar. Windenergie wurde zu einer Marginalquelle, als kostengünstige, einfach zu erschließende und reichlich vorhandene Energiequellen verfügbar wurden. Vom Standpunkt des Beitrags der Windenergie zur wirtschaftlichen Entwicklung aus betrachtet, kann man die Geschichte der Windenergie in vier sich überschneidende Zeitabschnitte einteilen. Außer im ersten Abschnitt liegt das Augenmerk hierbei auf der Stromerzeugung durch Wind.

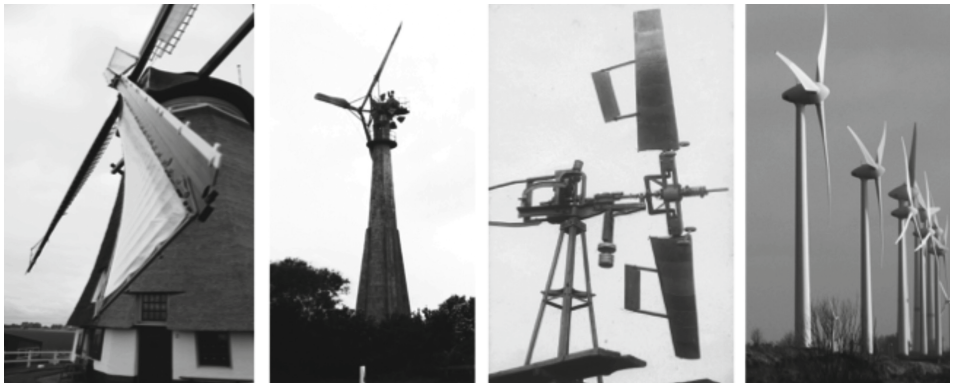


Bild 1.1 Historische Entwicklung der Nutzung des Windes als Energiequelle. Die erste und letzte Periode haben die deutlichsten Auswirkungen auf die Gesellschaft. Die Jahresangaben sind Anhaltswerte für die Zeiträume der jeweiligen Entwicklungsperioden [Foto: Jos Beurskens]

600 – 1890: Klassische Periode Klassische Windmühlen für mechanische Antriebe; mehr als 100 000 Windmühlen in Nordwesteuropa. Die Periode endet nach der Erfindung der Dampfmaschine und aufgrund reichlicher Holz- und Kohlevorkommen.

1890 – 1930: Aufkommen elektrizitätserzeugender Windkraftanlagen Die Entwicklung der Elektrizität zu einer für jedermann zugänglichen Energiequelle führt zum Einsatz von Windmühlen als einer zusätzlichen Möglichkeit zur Stromerzeugung. Grundlagen im Bereich der Aerodynamik. Die Periode endet aufgrund preisgünstigeren Erdöls.

1930 – 1960: Erste Innovationsphase Die Notwendigkeit der Elektrifizierung ländlicher Gebiete und die Energieknappheit während des 2. Weltkriegs lösen neue Entwicklungen aus. Fortschritt im Bereich der Aerodynamik. Die Periode endet aufgrund preisgünstigeren Gases und Erdöls.

seit 1973: Zweite Innovationsphase mit Kommerzialisierung Die Energiekrise und Umweltproblematik in Kombination mit technologischem Fortschritt sorgen für den kommerziellen Durchbruch und der Produktion von Elektrizität in großen Mengen sowie von Wasserstoff zur Substitution von Erdgas und anderen fossilen Energieträgern.

Während der klassischen Periode wandelten die „Windvorrichtungen“ (Windmühlen) die kinetische Energie des Windes in mechanische Energie um. Nachdem Stromerzeuger wie Gleichstrom- und Wechselstromgeneratoren erfunden wurden und man sie für die öffentliche Stromversorgung einsetzte, wurden Windmühlen zur Stromerzeugung genutzt. Diese Entwicklung begann effektiv im späten 19. Jahrhundert und wurde nach der Energiekrise von 1973 zu einem großen wirtschaftlichen Erfolg.

Um zwischen den verschiedenen Anlagen klar unterscheiden zu können, werden sie in diesem Buch als Windmühlen bzw. als Windkraftanlagen bezeichnet.

1.2 Die ersten Windmühlen: 600 – 1890

Wassermühlen gelten sehr wahrscheinlich als Wegbereiter für Windmühlen. Wassermühlen wiederum entwickelten sich aus Vorrichtungen, die von Menschen oder Tieren angetrieben wurden. Die Vorrichtungen, die uns aus historischen Quellen bekannt sind, besaßen eine vertikale Hauptwelle, an die senkrecht ein Querbalken angebracht war, um die Hauptwelle anzutreiben. Der Querbalken wurde von Nutztieren, wie Pferden, Eseln oder Kühen, angetrieben. Es scheint nur logisch zu sein, dass sich die vertikalen Windmühlen aus diesen Vorrichtungen entwickelten. Jedoch gibt es nur wenige historische Quellen, die dies belegen. Es lassen sich mehr Quellen über die „nordischen“ oder „griechischen“ Wassermühlen finden, die sich aus den von Tieren angetrieben Vorrichtungen entwickelten. Um 1000 vor Christus hatten diese Arten von Wassermühlen ihren Ursprung in den Hügeln des östlichen Mittelmeerraums und wurden auch in Schweden und Norwegen genutzt [8].

Die ersten Windmühlen mit vertikaler Hauptwelle fand man in Persien und China. Mitte des 7. Jahrhunderts n. Chr. war der Bau von Windmühlen ein hoch angesehenes Handwerk in Persien [7]. In China wurden vertikale Windmühlen von Händlern eingeführt. Der erste

Europäer, der über Windmühlen in China berichtete, war Jan Nieuhoff, der 1656 mit einem der niederländischen Botschafter nach China reiste. Bis vor Kurzem waren ähnliche Windmühlen in China noch in Gebrauch (siehe Bild 1.2).

Eine andere Art der Vorrichtung waren die Tretmühlen, die durch die Körperkraft von Menschen oder Tieren angetrieben wurden. Radial zur Hauptwelle waren Schaufeln angeordnet. Indem man Körperkraft von Menschen oder Tieren durch die Kraft von fließendem Wasser ersetzte, entwickelte sich die horizontale Wassermühle aus der Tretmühle. Auf diesem Wege entstanden im 1. Jahrhundert vor Christus die sogenannten vitruvischen Wassermühlen, welche durch den Römer Vitruvius eingeführt wurden. Diese Wassermühle kann als Prototyp für das unterschlächtige Wasserrad angesehen werden, das in ganz Europa in Flüssen und Bächen mit niedrigen Wasserhöhedifferenzen zu finden ist. Es wird weithin angenommen, dass das vitruvische Rad der Vorläufer der horizontalen Windmühle ist [8].

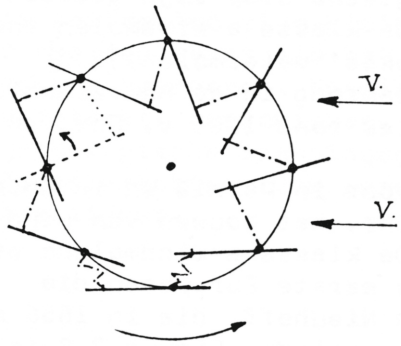


Bild 1.2
Schematische Darstellung der Funktionsweise einer chinesischen Windmühle. Durchgezogene Linien stellen Flügel und strich-punktierte Linien Seile dar [2]

Die ersten horizontalen Windmühlen wurden während der Kreuzzüge im Vorderen Orient und später in Nordwesteuropa gefunden. Diese Windmühlen verfügten über eine fixierte Rotorkonstruktion, die nicht in den Wind gedreht werden konnte (Gieren). Die Rotorflügel dieser Windmühlen waren denen ähnlich, die man heute z. B. noch auf der griechischen Insel Rhodos beobachten kann. Um 1100 wurde über die ersten festen Bockwindmühlen, die auf den Pariser Stadtmauern standen, berichtet. Es ist unklar, ob die Windmühlen, die weit verbreitet waren, über den Vorderen Orient nach Europa kamen oder in Westeuropa wiedererfunden wurden. Einige Autoren zweifeln sogar an der Existenz von horizontalen Windmühlen im Vorderen Orient während der Kreuzzüge [7, 26]. Andere wiederum sprechen nur von vertikalen Windmühlen zu jener Zeit [15, 16].

Die Annahme, dass die Windmühlen Westeuropas unabhängig von jenen des Vorderen Orients erfunden wurden, wird durch Dokumente gestützt, die in Archiven der niederländischen Provinz Drenthe gefunden wurden. In diesen Dokumenten, die aus dem Jahr 1040, also der Zeit vor den ersten Kreuzzügen, stammen, werden zwei Windmühlen (Deurzer Diep und Uffelte) erwähnt. Während der Renaissance wurden auch in Europa einige vertikale Windmühlen gebaut. Besonders bekannt war die von Kapitän Hooper gebaute Windmühle in Margate London [23].

Technische Entwicklung der ersten horizontalen Windmühlen

Die ersten Windmühlen verfügten über keinen Giermechanismus und die Flügel bestanden aus einem Rahmen aus Längs- und Querstangen, durch den Segeltuch geschnürt war (siehe Bild 1.3). Die Leistungsabgabe wurde dadurch gesteuert, dass man das Tuch entweder ganz oder teilweise von Hand aufwickelte (siehe Bild 1.3).

Aus statischen Gründen wurde die Hauptwelle mit einem Neigungswinkel versehen (Abmessungen des Mühlengebäudes, der Achsenlast auf das Axialgleitlager, die Möglichkeit ein tragendes Gebäude bzw. einen konischen Turm zur Stabilisierung zu bauen).

Vor der Untersuchung der globalen Entwicklung von Windmühlen zu Windkraftanlagen, mit denen man heutzutage Strom erzeugt, wird die Entwicklung der klassischen Windmühle in Westeuropa beschrieben.

Bild 1.3
„Leistungssteuerung“ einer klassischen Windmühle
[Foto: Jos Beurskens]

Obwohl in den windigen Regionen Europas der Wind vornehmlich aus einer bestimmten Richtung kommt, variiert die Windrichtung so stark, dass ein Giermechanismus sinnvoll ist, um bei seitlichem Anströmen des Windes nicht zu viel Energie zu verlieren. Diese Anforderung führte zu den ersten Bockwindmühlen (siehe Bild 1.4), welche in den Wind gegiert werden konnten. Diese Windmühlen wurden zum Mahlen von Getreide genutzt. Durch einen starken Balken, der am Mühlenhaus angebracht war, konnte das gesamte Haus, das auf einer fixierten Unterkonstruktion stand, so weit gedreht werden, bis der Rotor senkrecht zum Wind stand. Oft wurden die Stützbalken der Unterkonstruktion so mit Holzplanken verkleidet, dass ein Lagerraum entstand. Der Mühlstein und die Zahnräder befanden sich im drehbaren Mühlenhaus. Eine der ersten Schilderungen über diese Windmühlenart, die auf das Jahr 1299 datiert ist, stammt aus einem Kloster in Sint Oedenrode, in der Region Noord Brabant in den Niederlanden. Ein anderer Versuch, den Rotor in den Wind zu drehen, bestand darin, die Windmühle auf eine schwimmende Plattform zu bauen. Die Plattform war mittels eines Gelenks an einem Pfahl befestigt, der in den Grund eines Sees eingeschlagen war. Vermutlich aufgrund der fehlenden Stabilität dieser Windmühle, die 1594 im Norden von Amsterdam gebaut worden war, wurde nie wieder eine solche Mühle errichtet. Dieses Konzept, das als erste Offshore-Windkraftanlage der Welt gelten kann, wurde nicht weiterverfolgt.

Bild 1.4
Bockwindmühle, Baexem, Niederlande [Foto: Jos Beurskens]

Aus der Bockwindmühle entwickelte sich die sogenannte Kokerwindmühle (siehe Bild 1.5). Nach 1400 wurden Windmühlen in den flacheren Regionen der Niederlande nicht nur zum Getreidemahlen genutzt, sondern auch zum Trockenlegen von Seen und Sümpfen. Die Pumpvorrichtung, meist ein Schaufelrad, war an einer befestigten Stelle außen am Mühlenhaus angebracht. Nur die Übertragungselemente der Windmühle waren im Inneren untergebracht, wodurch der rotierende Teil der Windmühle merklich kleiner wurde. Mit Beginn des 16. Jahrhunderts stieg der Bedarf an einer höheren Pumpleistung, wodurch die Wippmühle durch eine Mühle mit drehbarer Haube ersetzt wurde. Nur das Kegelradgetriebe befand sich im Inneren der Haube, mit dem Ergebnis, dass dieser Teil relativ wenig wog. Als der Bedarf an einer höheren Leistungsabgabe stieg, baute man Windmühlen, deren einzig rotierbares Teil die Haube war. Die Antriebsmaschinerie konnte im feststehenden Mühlenhaus untergebracht werden und musste nicht mehr in den beweglichen Teil (z. B. bei der Bockwindmühle) oder im Freien (wie bei Kokerwindmühlen) platziert werden.

Bild 1.5
Kokerwindmühle aus der Provinz Südholland
[Foto: Jos Beurskens]

Bild 1.6 Die Entwicklung der klassischen „Holländermühle“ [Foto: Jos Beurskens]

Mit der steigenden Zahl an Windmühlen stieg der Druck, diese effizienter zu betreiben. Aus dieser Motivation entstandene Neuerungen wurden in die Mühlen integriert.

Eine Neuerung war das automatische Gieren des Windmühlenrotors in den Wind mithilfe einer Windrose: ein Rotor, dessen Welle senkrecht zur Hauptwelle der Windmühlen angebracht war. In England befestigte Edmund Lee 1745 eine Windrose an einer Windmühle. Die Windrose war eine hölzerne Konstruktion, die an den drehbaren Teil der Windmühle montiert war, um den Rotor in die Windrichtung zu drehen. John Smeaton, ebenfalls Engländer, erfand eine Windrose, die auf der drehbaren Haube der Windmühle angebracht war.

Diese Neuerung war so erfolgreich, weil sie an einer großen Zahl an Windmühlen genutzt wurde, vor allem in England, Skandinavien, Norddeutschland und im östlichen Teil der Niederlande. Dieses Konzept wurde bis in die Ära der stromerzeugenden Windkraftanlagen des späten 19. Jahrhunderts und sogar bis ins späte 20. Jahrhundert beibehalten. Am Anfang war die Übertragung voll mechanisch und später agierte die Windrose alleinig als Sensor, um ein Kontrollsignal an den Giermechanismus zu senden (siehe Bild 1.7).

Bild 1.7
Windrichtungsnachführung mit Sensor auf einer frühen Lagerwey-Windkraftanlage [Foto: Jos Beurskens]

In der ersten Phase der klassischen Periode der Windmühlen wurden diese vor allem zum Getreidemahlen und zur Entwässerung genutzt. Nach und nach wurde Wind auch als Energiequelle für alle möglichen Industrieprozesse eingesetzt. Vor allem in Regionen, in denen keine anderen leicht zu handhabenden Energieträger wie Holz und Kohle verfügbar waren, spielte Wind eine tragende Rolle als Energiequelle für die industrielle, wirtschaftliche Entwicklung. Dies war vor allem in „de Zaanstreek“ nördlich von Amsterdam und in Kent, England, der Fall. Windmühlen wurden zum Holzsägen, zur Produktion von Papier, Öl und Farbe, zum Schälen von Reis und Schroten sowie zur Herstellung von Senf und Schokolade verwendet. Außerdem wurden sie zur Belüftung von Gebäuden (England) genutzt. Der Bau von Windmühlen wurde vor allem in geeigneten Gebieten konzentriert. Die Anhäufung von Windmühlen, wie in der Galerie der Windmühlen, um Sümpfe und Seen trockenzulegen, kann als Vorläufer moderner Windparks angesehen werden (siehe Bild 1.8) [26].

Weitere Neuerungen im Bereich des Leistungsverhaltens und der Steuerung des Rotors wurden nach und nach eingeführt. Das Segeltuch, das durch die Flügelbalken geschlungen wurde, ersetzte man durch Tuchstreifen, die an der Vorderseite des Flügels angebracht waren. Der Unterdruck auf der Windschattenseite hielt das Tuch an Ort und Stelle, wodurch es ein aerodynamisches Profil erhielt. Die Leistungsabgabe wurde gesteuert, indem man den Holzrahmen des Flügels teilweise abdeckte. Um den Wartungsaufwand zu reduzieren, ersetzte man die hölzernen Stangen und Rahmen durch Eisen- und Stahlbauteile (siehe Bilder 1.3 und 1.11).

Bild 1.8 Anhäufung von Windmühlen in Kinderdijk bei Rotterdam [Foto: Jos Beurskens]

Der Weg zu einer nennenswerten Erhöhung der aerodynamischen Effizienz stützt sich auf wissenschaftliche Forschungen aus der Mitte des 18. Jahrhunderts. Die wohl faszinierendste Arbeit wurde von John Smeaton (1724 – 1792) angefertigt und kann als Vorläufer der modernen Forschung angesehen werden (siehe Bild 1.9). Durch das Ziehen am Seil beginnt sich die vertikale Welle zu drehen, genau wie der Arm, an dessen Ende das Modell eines Windmühlenrotors befestigt ist. Der Rotor wird mit einer Windgeschwindigkeit angeströmt, die gleich der Flügelspitzengeschwindigkeit des Arms ist. Während der Rotation hebt der Rotor ein Gewicht. Indem man die Rotoreigenschaften ändert, kann die optimale „Wirkkraft“ (im modernen Gebrauch als „Leistung“ bezeichnet) ermittelt werden. Smeaton präsentierte die Ergebnisse seines Experiments „zur Konstruktion und Wirkung von Windmühlen Flügeln“ in einer klassischen Abhandlung, die 1759 der Royal Society vorgestellt wurde. Die „Wirkkraft“ war gleich dem Produkt aus dem Gewicht und der Anzahl an Umdrehungen, die der Rotor in einer bestimmten Zeitspanne ausführte, wobei Reibungsverluste an der Apparatur auszugleichen waren.

Smeaton bestimmte die beste Form und „Wetter“ der Flügel. In der klassischen Windmühlentechnik bezeichnet „Wetter“ den Winkel zwischen dem Flügelabschnitt und der Rotationsebene. Heute wird mit „Wetter“ die Verdrehung der Rotorblätter bezeichnet. Später untersuchte Maclaurin den lokal vorherrschenden Anstellwinkel mithilfe einer Abstandsfunktion, die den Winkel zwischen dem Querschnitt der Anlage und den Achsen des Rotors beschreibt. Es ist interessant, die Arbeit von Smeaton mit der heutigen Forschung zu vergleichen, daher werden im folgenden Abschnitt seine Schlussfolgerungen oder „Maximen“ wörtlich wiedergegeben [7]. Seine Schlussfolgerungen aus den Experimenten:

Maxime 1: Die Geschwindigkeit von Mühlenflügeln, bei gleicher Form und Position, ist nahezu die des Windes. Dabei ist es unerheblich, ob sie unbelastet oder so belastet werden, dass sie ein Maximum produzieren.

Maxime 2: Die Maximallast ist nahezu, aber etwas weniger als die Windgeschwindigkeit zum Quadrat, sofern die Form und Position der Flügel gleich ist.

Maxime 3: Die Leistung der gleichen Flügel bei maximaler Leistungsabgabe ist nahezu aber etwas weniger als die Windgeschwindigkeit hoch drei.

Seine Schlussfolgerungen aus seinen theoretischen Überlegungen:

Maxime 6: Bei Flügeln mit ähnlicher Form und Position verhält sich die Anzahl der Umdrehungen in einem bestimmten Zeitabschnitt antiproportional zum Radius oder der Länge der Flügel.

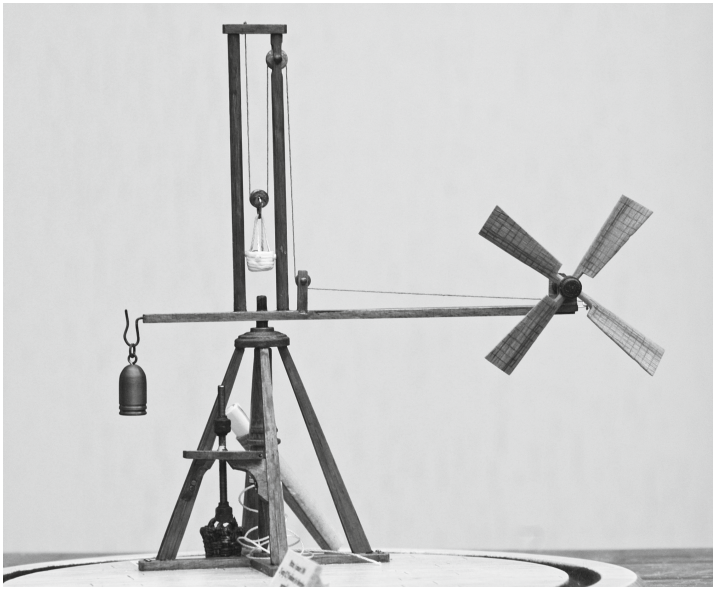


Bild 1.9 Modell des Versuchsaufbaus von Smeaton, gebaut von Arie Lamerée [Foto: Jos Beurskens]

Maxime 7: Die maximale Last, die Flügel mit ähnlicher Form und Position bei einer bestimmten Entfernung zum Drehpunkt aushalten können, hat den Wert des Radius hoch drei.

Maxime 8: Die Wirkung der Flügel mit ähnlicher Form und Position hat den Wert des Radius zum Quadrat.

Neben der automatischen Windrichtungsnachführung Gieren und der verbesserten Konfiguration der Flügel wurde die Effizienz der Windmühlen durch weitere Innovationen verbessert. Beispielsweise erhielt Andrew Meikle 1772 ein Patent für Lamellen in den Rotorblättern, um die Leistungsabgabe automatisch zu regeln. 1787 führte Thomas Mead die automatische Regelung dieser Rotorblätter mittels eines Zentrifugalreglers ein.

Mit der Erfindung der Dampfmaschine (Watt) ergab sich die Möglichkeit, Strom nach Belieben erzeugen zu können. Die Versorgung mit Energie konnte perfekt an die Nachfrage angepasst werden. Daneben waren Brennstoffe wie Kohle und Holz verhältnismäßig kostengünstig. Dies hatte verheerende Auswirkungen auf den Einsatz von Windmühlen. Während des 19. Jahrhunderts verringerte sich die Gesamtzahl der Windmühlen in Nordwesteuropa von anfänglich 100 000 auf 2000. Dank der aktiven Erhaltungspolitik des Verening de Hollandsche Molen (Holländischer Mühlenverein) konnten in den Niederlanden 1000 der annähernd 10 000 Windmühlen erhalten werden. Diese klassischen Holländerwindmühlen sind immer noch betriebsfähig.

1.3 Stromerzeugung durch Windmühlen: Windkraftanlagen 1890 – 1930

Als die ersten elektrischen Dynamos und Wechselstromgeneratoren in Betrieb genommen wurden (siehe Kasten „Dynamo“, unten), verwendete man alle möglichen Energiequellen, um die Generatoren anzutreiben. Die Generatoren wurden durch Tretmühlen, mit Holz oder Kohle befeuerte Dampfmaschinen, Wasserräder, Wasserturbinen und Windrotoren angetrieben. Der Wind wurde dabei nur als eine von vielen Möglichkeiten zur Energiegewinnung betrachtet. 1876 wurde beispielsweise der verbesserte Gleichstromgenerator von Charles Brush durch eine Tretmühle, die wiederum durch Pferde betrieben wurde, angetrieben.

Mit der Erfindung des Dynamos wurde es möglich, gewerbliche Verbraucher und einzelne Haushalte mittels Elektrizität mit Energie aus der Ferne zu versorgen. Elektrizität konnte einfach von einem zentralen Generator aus an die Verbraucher übertragen werden. Nach Einführung des ersten zentralen E-Werks stieg der Bedarf an Primärenergie sehr schnell an.

Die Entwicklung der stromerzeugenden Windmühlen (im Folgenden Windkraftanlagen genannt) war nicht eigenständig, sondern überschnitt sich mit dem Aufkommen der ersten E-Werke und der ersten lokalen Stromnetze. Der erste Mensch, der eine Windmühle zur Stromerzeugung nutzte, war James Blyth, Professor am Anderson College in Glasgow. Er nutzte seine zehn Meter hohe vertikale Findturbine, die 1887 gebaut worden war, um Akkumulatoren zu laden, die sein Ferienhaus mit elektrischem Licht versorgten.

1888 konstruierte Charles Brush, der Besitzer eines Maschinenbauunternehmens, an seinem Haus in Cleveland, Ohio (USA), eine 12-kW-Windkraftanlage mit einem Durchmesser von 17 m. Im Vergleich zu ihrer Nennleistung hatte die Anlage einen sehr großen Durchmesser. Der Rotorbereich wurde vollständig durch die 144 schmalen Rotorblätter abgedeckt, weshalb die Drehzahl niedrig war. Daraus ergab sich ein sehr großes Übersetzungsverhältnis von der Rotorwelle zum Generator. Die Leistungsabgabe wurde durch einen sogenannten „ekliptischen Regler" automatisch geregelt. Der Rotor wurde dem zunehmenden Wind durch eine Windfahne, die senkrecht zum Hauptflügelrad positioniert war, aus dem Wind gedreht, während das Hauptflügelrad an einem Schräggelenk befestigt war. Das Bild aus dem *Scientific American* vom 20. Dezember 1890 zeigt viele Merkmale der Anlage.

„Dynamo" war der ursprüngliche Name für den Gleichstromgenerator. Ihm gegenüber steht der Wechselstromgenerator, der über einen Schleifring oder einen Rotormagnet Wechselstrom erzeugt. Das erste betriebsfähige, öffentliche E-Werk wurde 1880 in New York gebaut. Es bestand hauptsächlich aus Dynamos und betrieb Bogenlampen in einem 2 Meilen langen Stromkreis. Es gab einen harten Wettkampf zwischen den Befürwortern der Gleichstromsysteme unter der Führung des amerikanischen Erfinders Thomas Alva Edison und den Befürwortern der Wechselstromsysteme unter der Führung des amerikanischen Industriellen George Westinghouse. Gleichstrom hatte den Vorteil, dass der Strom in elektrochemischen Batterien gespeichert werden konnte. Im Gegensatz dazu war der große Vorteil des Wechselstroms, dass die Spannung leicht in einen höheren Spannungspegel umgewandelt werden konnte, um Übertragungsverluste zu reduzieren und dann beim elektrischen Verbraucher wieder zurück auf einen niedrigeren Spannungspegel gebracht werden konnte. Am Ende gewannen die Wechselstromsysteme den Wettkampf.

Windkraftanlagen wurden auch verwendet, um an Bord von Schiffen Strom zu erzeugen. Die Anlagen wurden an Deck aufgebaut und trieben per Riemenübersetzung einen Dynamo an. Mit dem Strom wurden dann Batterien an Bord aufgeladen. Die Rotoren besaßen mit Segeltuch bespannte Flügel. Zwei Beispiele hierfür sind die *Fram*, das Schiff, mit dem Fridtjof Nansen 1888 in die Antarktis segelte, und die *Chance* aus Neuseeland.

1891 konstruierte Professor Poul la Cour in Askov, Dänemark, seine erste Windkraftanlage, um Strom zu erzeugen, den er für verschiedene Anwendungen verwendete. Er schloss seine Windkraftanlage, die vier ferngesteuerte Jalousieflügel besaß, an zwei 9-kW-Dynamos an. Mit dem erzeugten Strom wurden für die Askov Folk High School Batterien aufgeladen und durch die Elektrolyse von Wasser Wasserstoff gewonnen, mit dem Gaslampen betrieben wurden. La Cours Entwürfe basierten auf Windkanalmessungen an seiner Schule (siehe Bild 1.10).

Die Jalousieflügel, die Poul la Cour verwendete, wurden 1772 von Andrew Meikle in Großbritannien erfunden und angewendet. Meikle ersetzte das Segeltuch durch rechteckige Lamellen. Die Lamellen öffneten sich bei Windböen gegen die Kraft von Stahlfedern automatisch. Dies war die erste Möglichkeit der automatischen Regelung, welche den Beruf des Müllers viel bequemer machte. Die Spannung der Federn musste jedoch immer noch von Hand eingestellt werden. Dafür musste die Windmühle vollständig angehalten werden.

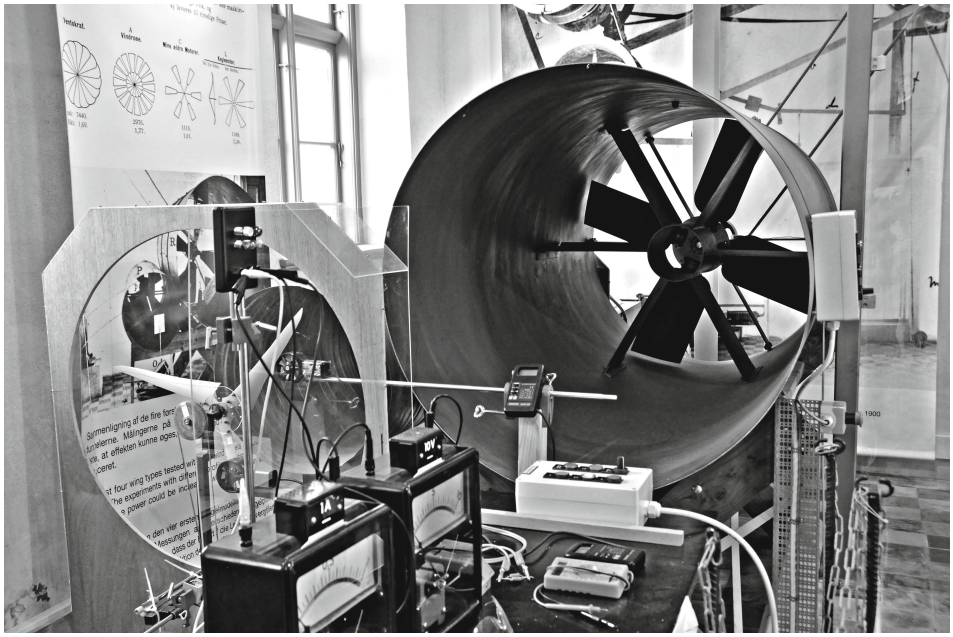


Bild 1.10 Nachbau des Windkanals von Poul la Cours in Askov [Foto: Jos Beurskens]

Später wurden die Lamellen entweder automatisch oder manuell durch einen Stab, der durch die hohle Hauptwelle der Mühle verlief, gesteuert. Dadurch konnte die Mühle gesteuert werden, ohne sie ständig anhalten zu müssen. Das System wurde 1807 von William Cubitt patentiert. Die Lamellen wurden durch eine spinnenartige Konstruktion gesteuert, die auch heute noch in klassischen Windmühlen, u. a. in Norddeutschland, England und Skandinavien, gefunden werden kann (siehe Bild 1.11).

Bild 1.11 Jalousieflügel der *Mühle am Wall* im Zentrum von Bremen [Foto: Jos Beurskens]

Obwohl die Flügel von la Cours Windkraftanlage über einige Neuerungen verfügten, war das aerodynamische Design an die klassischen Windmühlen angelehnt. Nichtsdestotrotz

hatte sein Rotorentwurf einen Wirkungsgrad, der ungefähr dreimal zu hoch war wie die vorhergehenden. Es dauerte etwa zwei Jahrzehnte, bis effiziente aerodynamische Profile, die aus der Luftfahrt heraus entwickelt wurden, auf Windkraftanlagen angewendet wurden.

Ausgehend von den Experimenten, die la Cour in Askov durchführte, gab er Empfehlungen für die praktische Umsetzung, aus denen u. a. die dänischen Fabrikanten Lykkegaard und Ferritslev (Fyn) kommerzielle Windkraftanlagen entwickelten. Bis 1908 hatte Lykkegaard 72 Windkraftanlagen errichtet und bis 1928 stieg die Anzahl auf etwa 120. Der maximale Durchmesser der La-Cour-Lykkegaard-Windkraftanlagen betrug 20 m. Außerdem waren sie mit 10-kW- bis 35-kW-Generatoren ausgestattet. Die Anlagen erzeugten Gleichstrom, der an kleine Gleichstromnetze und Batterien weitergeleitet wurde. Da die Brennstoffpreise extrem angestiegen waren, wurde die Entwicklung der Windtechnologie in Dänemark auch im 1. Weltkrieg fortgesetzt.

Zwischen den beiden Weltkriegen wurde in den Niederlanden versucht, das Leistungsverhalten der klassischen Windmühlen zu verbessern. An der TU Delft führten der Helikopter-Pionier Professor A. G. von Baumhauer und A. Havinga Messungen an 4-Blatt-Rotoren klassischer Windmühlen durch [24]. Das Mauerwerk der klassischen Windmühlen, welches die verbesserten Rotoren stützen sollte, hätte den Axialkräften aber nicht standgehalten, da diese mit der höheren Effizienz der Rotoren ebenfalls anstiegen. In den 1950er- und 1960er-Jahren wurden weitere Experimente durchgeführt, die aber alle aufgrund struktureller Integrität oder aus wirtschaftlichen Gründen fehlschlugen (Prinsenmolen; de Traanroeier, Oudeschild, Texel). In Deutschland veröffentlichte der Leiter der Aerodynamischen Versuchsanstalt Göttingen, Albert Betz, im Jahr 1920 gleichzeitig mit Zhukowsky, aber nach Lanchester (1915), eine mathematische Analyse zum theoretischen Maximalwert des Leistungskoeffizienten eines Windkraftanlagenrotors (dieser wird meist Lanchester-Betz-Koeffizient genannt und beträgt 16/27 = 59,3 %). Er basierte auf dem axialen Strömungsmodell. Betz beschrieb außerdem auch Windkraftanlagen mit verbesserten aerodynamischen Blättern [13].

Die Anlage hatte Bremsklappen an den Niederdruckseiten der Flügel. Unmittelbar nach dem 1. Weltkrieg war es Kurt Bilau, der die Effizienz seines 4-Blatt-Ventimotors dadurch weiter verbessern wollte, dass er dem Aeroprofil der Blätter eine stromlinienförmige Form gab. Er behauptete sogar, eine höhere Effizienz zu erreichen, als Betz später als Maximalwert für den Leistungskoeffizienten angab. Bilau errichtete außerdem in Ostpreußen und in Südengland Testanlagen.

Nach dem 1. Weltkrieg stieg das Angebot fossiler Brennstoffe beachtlich an, weshalb das Interesse an der Windenergie nachließ. In der westlichen Industriewelt wurde die Weiterentwicklung der Windenergie bis zum 2. Weltkrieg in sehr geringem Maße fortgeführt. In der Sowjetunion war dies allerdings nicht der Fall, denn dort wurde unter dem Regime Stalins ein großes Programm zur Elektrifizierung abgelegener Gebiete durchgeführt. Die wenigen Informationen aus dieser Zeit zeigen, dass sich die sowjetischen Ingenieure die neuesten Entwicklungen der Aerodynamik für ihre Entwürfe zunutze machten.

Die Rotorblätter, entworfen vom Zentralen Aerohydrodynamischen Institut (TsAGi), können mit einem kleinen Hilfsflügel an der Hinterkante des Hauptblattes verstellt werden. 1931 wurde eine experimentelle Windkraftanlage in der Nähe von Sewastopol auf der Krim gebaut, die parallel zu einem mit Torf befeuerten 20-MW-E-Werk betrieben wurde. Die Anlage WIME D-30 hatte einen Rotordurchmesser von 30 m und eine Nennleistung von 100 kW. Sie war bis 1942 in Betrieb. Etwas eher, 1923, wurde im TsAGI in Zhukowskiy, in der Nähe

von Moskau eine Zweiblattanlage mit demselben aerodynamischen Regelungssystem getestet, siehe Bild 1.12. Dieses Konzept war für seine Zeit relativ fortgeschritten.

Bild 1.12 TsAGIs experimentelle Windturbine in Zhukowskiy, nahe Moskau, 1923.
Übersetzung: Zweiblatt Windmühlen-Motor-System (= Windkraftanlage). TsAGi D = 6 m.
Auf der Landwirtschaftsmesse 1923 in Moskau.
[Foto: Sammlung Jos Beurskens]

1.4 Der erste Innovationszeitraum: 1930 – 1960

Während und unmittelbar nach dem 2. Weltkrieg nahmen verschiedene Länder die Entwicklung der Windkraftanlagen wieder auf. Der Grund hierfür war, dass strategische Ressourcen wie fossile Brennstoffe knapp geworden waren. In dieser Zeit wurden viele Neuerungen eingeführt, welche wahrscheinlich eine weiträumige Einführung der Windkraftanlagen für die Stromerzeugung parallel zum Stromnetz ermöglichten. Die Neuerungen, vor allem im Aufbau des Rotors, bauten hauptsächlich auf den Neuerungen aus der vorangegangenen Ära auf.

Die wichtigsten Entwicklungen fanden in Dänemark, den USA und Deutschland statt. Während des 2. Weltkrieges entwickelte die Firma F. L. Smidth aus Kopenhagen Windkraftanlagen zur Erzeugung von Elektrizität. Da Dänemark über keine eigenen fossilen Brennstoffe

verfügte, war die Windenergie einer der wenigen Wege zur Stromerzeugung. Die Anlagen von Smidth besaßen 2-Blatt-Rotoren, wobei die Blätter einen festen Anstellwinkel hatten, nicht verstellbar und stallgeregelt waren. Bei diesen Rotorblättern war der Leistungskoeffizient verhältnismäßig niedrig, die Leistungskurve aber relativ breit. Das bedeutete, dass die Effizienz des gesamten Systems, auf ein weites Spektrum von Windgeschwindigkeiten verteilt, relativ hoch war. Die Smidth-Aeromotoren hatten einen Rotordurchmesser von 17,5 m (die Nennleistung betrug 50 kW) und wurden entweder auf Stahlgitter- oder Betontürmen gebaut. Nachdem es bei den 2-Blatt-Rotoren Probleme mit den dynamischen Eigenschaften gab, führte Smidth eine größere Anlage mit einem Rotordurchmesser von 24 m (Nennleistung 70 kW) ein. Insgesamt wurden sieben dieser Anlagen gebaut. Sie waren bis auf eine Ausnahme alle mit Gleichstromgeneratoren ausgestattet (siehe Bild 1.14).

Dieser Anlagentyp wurde der Blaudruck für den Beginn der Entwicklungen in der modernen Windenergie nach der ersten Energiekrise 1973. Es war J. Juul, der den 3-Blatt-Entwurf von Smidth nutzte, um 1957 in Gedser eine 200-kW-Version mit einem Durchmesser von 24 m zu bauen (siehe Bild 1.18). Die Maschine hatte einen Asynchrongenerator und war direkt ans Netz angeschlossen. Sie hatte drei Rotorblätter, war stallgeregelt und hatte bewegliche Blattspitzen, um ein Überdrehen zu vermeiden, wenn Last verloren wurde. Die Gedser-Windkraftanlage wurde zum Archetypen der „Danischen Windkraftanlage“, einer Generation sehr erfolgreicher Windkraftanlagen nach der Energiekrise 1973.

Bild 1.13 100 kW Windturbine mir Rotordurchmesser von 30 m in der Nähe Sewastopol, Krim. Übersetzung: Windkraftanlage mit Asynchron-Generator der Leistung 100 kW. Durchmesser der Flügel: D = 30 m. Turmhöhe: 25 m. Gelegen nahe Sewastopol, Krim, UdSSR. [Foto: Sammlung Jos Beurskens]

Index

Symbole

2D-Tragflügel **129**
3-Sekunden-Böe **117**
5 x MOD-0 **27**
25 m HAT **30**
25-m-HAT **27**
61400-12-2 **104**
π-Ersatzschaltbild **434**

A

Ablaufsteuerung **397f.**
Abminderungsfaktor **135**
Advanced Layerwise Failure Analysis of Laminates **185**
AEP **122**
aerodynamische Optimierung **141**
aerodynamisches Profil **129**
Aeroelastik **151, 207**
Afrika
– Marktentwicklung **69**
Ähnlichkeitsprinzip **110**
Ainslie-Modell **121**
Aktiv-Stall-Blatt **142**
AlfaLam *siehe* Advanced Layerwise Failure Analysis of Laminates
Allgaier, Erwin **16**
Amortisation **210**
Amplituden- und Frequenzumformung **343**
Andreau **18**
Anemometer **96f.**
– cup **97**
– Schalenkreuz **97**
– sonic **98**
– Ultraschallanemometer **98**
Ankerkorb **298**
Anlaufstrom **322**
Anpralllast **496**
Anstellwinkel **130**
Antriebsstrang **305, 382**
Asynchrongenerator **424, 444, 446, 449f.**
Asynchrongenerator mit gewickeltem Rotor (WRIG) **425, 450**
Asynchronkurzschlussläufer **242**
Asynchronmaschine
– mit Kurzschlussläufer **316**
– mit Schleifringläufer **327**
Atmosphärische Grenzschicht **78**
Atmosphärische Stabilität **83, 114**
atmospheric boundary layer **78**
Atomenergienutzung **63**
Atomkraftwerke **50**
Auftrieb **129**
Auftriebskräfte **130**
Auslegung **266**
Auslegung der Regler **362**
Auslegungslastsituationen **177**
Auslegungsprozess für Rotorblätter **175**
Automatikbetrieb **396**
Automationsebene **376**
Automatisierungspyramide **376**
AWEA **63**
Azimutlager **249**
Azimutsystem **244**

B

Balkenmodelle **193**
Balsa-Hirnholz **212**
Baltic Thunder **160**
Bathymetrie **525**
Bauer, R. **19**
Baugrundsetzung **496**

Belastungen
– des Rotorblatts 177
Belastungsarten 174
– beim Rotorblatt 174
Belastungskonzentrationen 289
Belastungsseite 285
Belastungszeitreihen 282
BEM *siehe* Blade Element Momentum Theory
Berg- und Talwinde 75
Beschichtung
– von Rotorblättern 188
Beschleunigung 423, 443, 445, 453
Beschleunigungsgleichung 383
Best-Romani 19
Betriebsbedingung 329
Betriebsbereiche 389, 394 f.
Betriebsfestigkeitsnachweis 197, 267
Betriebsfestigkeitsverhalten 198
Betriebsführung 402
Betriebsführungssystem 396
Betriebskennlinien 387, 395
Betriebslasten 267
Betriebslastkollektive 178
Betriebsstruktur 479
Betriebszustandsüberwachungssysteme 400
Betz, Albert 12
Betz'scher Grenzwert 132
bezogene Größen 413
Biegemoment 284
Biegemomentenanteil 282
Bilau, Kurt 12
Blade Element Momentum Theory 177
Blattanschluss 208
Blattanschlusskonzepte 195
Blatteinstellwinkel 397
Blattelementmethode 138
Blattlager 223
Blattsegmentierung 208
Blattspitzenbremsen 20
Blattspitzengeschwindigkeit 381
Blatttiefe 134
Blattwinkelverstellsysteme 222
Blattwurzel 266
Blindanteil 331
Blind Comparison 143
Blindleistung 309, 339, 419, 424 ff., 435, 437, 439, 441, 443, 449, 458, 468
Blindleistungsberechnung 358
Blindleistungsregelung 360, 393
Blindstrombereitstellung 449
Blindstromregelung 359
Blitzschutzsystem 189
Blockage 122
Blyth, James 9
Bockwindmühle 4
Bremse 239
Brush, Charles 9

C

Cambel, Ali B. 22
Campbell-Diagramm 151, 286, 461
Carbonfaser 181
Carter, Jay 32
Cartflow 201
CF *siehe* Carbonfaser
CFARS 102
CFD 142 *siehe* Computational Fluid Dynamics
CFD Modelle 85, 95, 102, 116
charakteristischer Wert 535
China 2
– Marktentwicklung 65
– Windenergieausbau 57
China Development Bank 65
Cloud Computing 48
CO_2-Fußabdruck 209
CO_2-Zertifikate 52
Computational Fluid Dynamics 177
Corioliskraft 79
Cubitt, William 11

D

Damage Equivalent Load 178
Dämpfung 457, 459, 467
Dämpfungskonstante 383
Dänemark
– Windenergieausbau 56
dänisches Konzept 305
Darrieus-Rotor 145
Dekarbonisierung 49
DEL *siehe* Damage Equivalent Load
Design for Manufacturing 207
Detailkategorien 290
Deutschland
– Windenergieausbau 58
Dezentralisierung 49

Diffraktion 511
Diffusor 142
Digitalisierung 49
Dioden 345
Direct-Drive 251
direktgetrieben 251
displacement height 94
DNVGL-SE-0441 170
doppelte Lagerung 233
doppelt gespeiste Asynchronmaschine 242
doppelt gespeister Asynchrongenerator (DFIG) 425, 445, 450
Downcycling 211
Drag 129
Drallverlust 136
Drehfeld 329, 336
Drehfeldleistung 323, 332, 339
Drehmoment 318
Drehmoment-Drehzahl-Diagramm 340
Drehmoment-Drehzahl-Kennlinien 335
Drehspannung 308
Drehspannungssystem 308, 329, 336
Drehstrom/Gleichstrom-Umrichter 344
Drehstromsystem 344
Drehstromwicklung 328, 336
Drehzahl-Moment-Kennlinien 326
Drehzahlregelung
– doppeltgespeiste Asynchronmaschine 334
Drehzahlstarre WEA 424
Drehzahlsteuerung
– Strukturbild 327
drehzahlvariabel 425 ff., 445, 462, 465
dreidimensionale Strömungssimulation 144
Dreieckschaltung 315, 412
Dreiphasensystem 410, 412
Dreipunktlagerung 233 f.
Dreistufenumrichter 343
DRESP 269
Drosselspule 345
Dynamic Stall 149

E

Eigenfrequenz 286, 461
Eigenlast 495
Eigenspannungen 292
EILT *siehe* Erweiterte Inverse Laminattheorie
Einblattrotor 20
Einliniendiagramm 410, 416
Einphasenäquivalent 412, 437
Einspeisemanagement 106, 429 f.
Eisbildung 530
Eisenkern 310
Eisenverluste 319
Eisenwiderstand 320, 330
Eisgleiter 130
Ekman-Schicht 80
eLamX2 185
Elastizität der unidirektionalen Einzelschicht 185
elektrische Verluste 121
elektromechanische Schwingung 457, 462, 467
Emissionsrechte 52
endliche Blattzahl 134
Energiedebatte 41
Energieertrag 118 f.
Energiemärkte 45
Energiepolitik 52
Energiespeicher 409, 417, 432, 434, 450, 465 f.
Energietransport 47
Entwurfsregeln für Blätter 140
ÉOLE 27, 144
ERA5 91
Erdbebenlast 496
Ermüdung 539
Ermüdungsbeanspruchung 280
Ermüdungsverhalten 294
Erregerfrequenzen 286
Ersatzschaltbild 432 ff.
– Asynchronmaschine 319
– mit Schleifringläufer 329
– Synchronmaschine 337
– Transformator 312
Erweiterte Inverse Laminattheorie 185
Europäische Union 67
europäische WEA 28
European Renewable Energy Council 60
European Wind Turbine Standard 117
EWEA 36
Explosionslast 496
Extrapolation
– horizontal 110
– räumlich 110, 123
– vertikal 110
Extremlasteinhüllende 178

Extremlasten 267
Extremwind 88, 112, 117

F

Fahnenstellung 229
Faserbruch 197
Faserhalbzeug 184
Faser-Kunststoff-Verbunde 181
fast frequency response – FFR 464
FB *siehe* Faserbruch
Fehlausrichtungen 204
Feldstrom 336
Fernbedienung und -überwachung 402
Fernerkundung 101
Ferritslev 12
fertigungsbezogene Entwicklung 207
Fertigung von Rotorblättern 201
Festigkeitshypothese nach Puck 197
Festigkeitsnachweise von FKV 196
Festpreissystem 52
Festsattelbremse 240
Finanzierungsarten 52
Finite-Elemente-Methode 238, 266
FKV *siehe* 5.4.1 Faser-Kunststoff-Verbunde
Flachgründung 296
Flexpin-Lagerung 238
Flüssigkeitsdruck 496
Forschungsplattformen 494
Fragmentierung 211
Frandsen-Modell 112
freie Atmosphäre 79
Freileitung 434, 441
Frequenzregelung 452
Frequenzstabilität 422, 460 f.
Frequenzumrichter 343, 426 f., 433 f., 444, 447, 451, 454, 462, 467
Fukushima 63
Fundamente 479
Fundamenteinbauteil (FET) 298

G

Gain-Scheduling 390
Ganzblattmodell 194
Ganzblattprüfung 171
Gebrauchstauglichkeit 539
Gebrauchstauglichkeitsnachweis 201
Gedser 14, 23
Gelegeverbund 183
Generationenvertrag 54
Generator 242, 433
Generatorkupplung 383
Generator-Umrichtersystem 383, 385, 391
geostrophischer Wind 79
Getriebe 236, 366
Getriebeübersetzung 383
Gieren 9
Giermechanismus 4
Gierwinkelregelung 388
GL 2010 170
Gleichrichter 391
Gleichspannung 344
Gleichstrom/Drehstrom-Umrichter 344
global energy interconnection 49
Globalisierung 49
Global Link 48
Global Wind Atlas 95
Global Wind Day 62
Global Wind Energy Council 63
Global Wind Energy Outlook 64
Good Governance 54
Grandpa's Knob 17
Grenzzustände 172
Grenzzustandsgleichung 172
Großbritannien
– Windenergieausbau 58
GROWIAN 27
Gumbel 117

H

Hadley-Zirkulation 74
Halbschalenbauweise 201, 203
Halbtaucher 488
häufiger Wert 535
Häufigkeitsverteilung 88
Hauptinduktivität 311
Havinga 12
H-Darrieus-Rotor 146
Heidelberg-Motor 146
Heidelberg-WEA 26
Hellmann Exponent 81
Heylandkreis 321
Hindernisse 85, 92, 114
HL-Verfahren 202
Höhenexponent 81, 113
Höhenprofil 118

Honnef, Hermann 15
horizontale Windmühlen 3
Horns Rev 34
Hülsen-Anschluss 195
Hütter, Ulrich 15
Hybridantriebe 237
Hybridbauweise 257
Hybridtriebstrang 257
hydrodynamische Masse 513
hydrodynamischer Wandler 262
Hydrographie (BSH) 477

I

IEA 23, 36
IEC 61400-1 102, 111
IEC 61400-12-1 96, 98, 101, 118
IEC 61400-22 170
IECRE-System 171
IGBT 345
IGCT 343
Impedanz 414, 417, 437
Implementierung 140
Impulstheorie 132
Indian Wind Energy Outlook 68
Individual Pitch Control – IPC 224
Induktivität 417, 432 ff.
infinite busbar 416, 433, 436 f., 439
Informationsmodell 405
Instabilität 423, 429, 443
IntegralBlade® 201
International Conférence for Renewable Energies 62
International Energy Agency 60
International Renewable Energy Agency 60
Investitionssicherheit 52
IRENA 62

J

Jacket 485
Jacobs, Marcellus und Joseph 16
Joch 315
John Brown Company 18

K

Kabel 412, 414, 434
Kaimal-Spektrum 87
Kalibrierung 96 f.
Kalmenzone 74
Kanada
– Neuinstallationen 66
Kapazität 417, 419, 432, 434
Keramiklager 242
Kerbfallklassen 290
Kernmaterialien 186
Kieler Auslegungsverfahren 156
Kippmoment 324, 339
Kippschlupf 324
Klasse
– Anemometer 98
– LiDAR 101
– SoDAR 101
– Turbulenz 111
– Windenergieanlage 111
klassische Laminattheorie 185
Klebstoffe 187
Klimaneutralität 209
Klimaschutzabkommen 53
Klimaschutzziele 53
Kloss'sche Formel 324, 326
KLT *siehe* klassische Laminattheorie
Koaxialgetriebe 237
Koerzitivfeldstärke 341
Kokerwindmühle 5
Kolkbildung 527
Kombinationswert 535
Kommunikationsmodell 405
Kommunikationsprofile 405
Kommunikationsstruktur 404
komplette Blattwinkeleinstellung 20
Kondensator 344
Kontrollvolumen 133
Koordinatensystem 266
– rotierendes 355
Korrosion 532
Kostenmodell
– für Rotorblattstruktur 205
Kräfteentlastung 294
Kraftfluss 290
Kühlung 242
Kupplung 239
Kurzschluss 411, 418, 423, 429, 431, 441, 443, 450
Kurzschlussersatzschaltbild 313
Kurzschlussimpedanz 437
Kurzschlussleistung 428, 436

Kurzschlussspannung 313
Kurzschlussstrom 322, 431, 436, 450, 462
Kurzschlussverhältnis 428, 436
Kurzschlusswicklung 318
Kyoto-Protokoll 53

L

Labile Schichtung 83
la Cour, Poul 11
Lagerweij, Henk 32
Laminate 182
Lanchester 12
Lanchester-Betz-Koeffizient 12
Landkarte der Windturbinen 127
Langzeitkorrektur 108, 123
Lasten 102, 111
Lastenrechnung 266
Lastergebnis 282
Lastfälle 178
Lastkollektiv 267
Lastrechnung 284
Lastspielwechsel 279
Laststufe 267
Lastverweildauer 267
Läuferwiderstand 319, 330
LCL-Filter 360
Leeläufer 28
Leeläuferanlage 244
Leistung
– mechanische 339
Leistungsbeiwert 127 f.
Leistungs-Drehzahl-Diagramm 306
Leistungsfaktor 393, 420, 439
Leistungsflussdiagramm 334
Leistungshalbleiter 343
Leistungskurve 118
Leistungsoptimum 391
Leistungsreduzierung 400
Leistungssollwert 429 f., 464 f.
Leistungsspektrum 86
Leistungsverzweigung 236
Leitebene 378
L-Filter 360
LiDAR 101 f.
– continuous wave LiDAR 102
– floating LiDAR 104
– Gondel montiert 104
– pulsed LiDAR 103
– scanning LiDAR 104
Lift 129
Limit State Design 172
Load and Resistance Factor Design 172
Load Duration Distribution 267
local content 54
logarithmisches Windprofil 80
lokale Optimierung 136
low-voltage-ride-through 363
low voltage ride through – LVRT 429, 445
LSD *siehe* Limit State Design
Lufteinschlüsse 204
Luft-Luft-Wärmetauscher 242
Luftspalt 317
Luftspaltstabilität 244
Luft-Wasser-Wärmetauscher 242
LVRT 429, 431, 445, 449, 451
Lykkegaard 12

M

magnetische Schenkligkeit 340
Management- oder Planungsebene 378
mariner Bewuchs 531
Markov-Matrizen 178, 268, 283
Massenmodell
– für Rotorblattstruktur 205
Massenträgheit 266
Massenträgheitsmoment 382
Materialeigenschaften 183
Materialprüfung 184
Mead, Thomas 9
Measure-Correlate-Predict 108 f.
mechanische Leistung 332
mechanische Turbulenz 82
Meeresnutzung
– Neugestaltung 47
Mehrstufenkollektive 178
Meikle, Andrew 9
Mengenregulierung 52
Mensch-Maschine-Schnittstelle 403
MERRA2 91
Mesoskalige Modelle 91
Messmastgeometrie 99
Messperiode 107
Middelgrunden 34
Mikrocontroller 347
Mikroskalige Modelle 92

mittelschnelllaufender Generator 257
Mittelspannungseinfluss 268
Mitverwertung 211
MKS-Software 269
MOD 26
Modulationsgrad 347
Moment 323, 339
Momentenlager 233
Momentenlagerung 235
Monin-Obukhov-Länge 81, 84, 98
Monopile 482
Motorbetrieb 334
Multiple Streamtube 147

N

Nachhaltigkeit 209
Nachlauf 112, 114, 119
Nachlaufkonstante 119
nachwachsende Rohstoffe 211
Nano-Partikel 212
NASA 24
National Renewable Energy Action Plans 61
Neobdym-Eisen-Bor 341
Netzanschlussbedingungen 362
Netzanschlussregeln 431, 448, 465
Netzausbau 50
Netzfrequenz 343, 430 f., 451 f., 454, 456, 460 ff., 464, 467
Netzintegration 363
netzseitiger Umrichter 360
Netzspannung 416, 430, 432, 436, 440 f., 444 f., 449, 458
Netzstabilität 422, 430 f., 439
Netzträgheit 431, 453
Neutrale Schichtung 83
Nibe 24, 27
Nick- und Giermomente 235
Nieuhoff, Jan 3
N.O. Jensen Modell 119
Normdichte 134
NREL, Phase II, III, IV Turbinen 30
Nuten 317, 328
Nutz- und Verkehrslast 496

O

Offshore-Konverterstation 479
Offshore-Markt 51
Ondulationen 204
Onshore-Markt 51
Optimalpunkt 323
Orographie 85, 92
Ortbeton 292
Overspeeding 98

P

Parameteranpassung 388, 390
Parkverlust 119, 123
Passatwind 74
passive Stall-WEA 424
Patentamt 272
Patentansprüche 272
Patente 271
Pendeldämpfung 459, 467
Pendelnabe 28
permanenterregter Synchrongenerator 242
permanenterregte Synchronmaschine 341
Permeabilität 526
Permissible Stress Design 172
per-unit 413, 436 f.
Phasenregelschleife 385
Phasenverschiebung 315
Phasorenrechnung 309
Pitch-Antrieb 390
Pitch-System 222
Pitch-Winkel 222, 306
planetary boundary layer 78
Planetenstufe 236
Planungsgrundlagen 477
Pol 328
Polare 129
Polpaar 317
Polpaarzahlen 317
Polradspannung 337
Polradwinkel 338
Polyurethan 182
Power System Stabilizer – PSS 459
Prandtl-Schicht 80
Primärwicklung 310
Produktionsdaten 106
Produktionsverluste 121
Profilwiderstand 138
PU *siehe* Polyurethan
Pulsweitenmodulation 345, 365
Putnam, Palmer C. 17
Pyrolyse 211

Q

quasi-ständiger Wert 535
Querbolzen-Anschluss 195, 208

R

Rainflow-Counting 268
RANS Modelle 95
Rauigkeit 82, 92
Raumzeiger 347, 383
Reaktanz 417, 432 f., 438
Reanalysemodelle 91, 109
Recycling 210
Reflektion 511
Refraktion 511
Regelebene 378
Regelleistung 452, 460, 464
Regelsysteme 388
Regelung 342
Regelungsstruktur
– doppeltgespeiste Asynchronmaschine 358
– Synchronmaschine 358
Reichsarbeitsgemeinschaft Windkraft 15
Remanenzinduktionen 341
Remote sensing 101
Renewable Energy Policy Network for the 21st Century 62
Resonanz 286
Risikoabschätzung 52
Rissdichtenwachstum 198
Risse 204
RIX 93
ROCOF 456, 462, 464, 467
Romani, L. 19
Rotorarretierung 229
Rotorblatt 169
Rotorblattabfall 210
Rotorblattfertigung 201
Rotorblattplanform 190
Rotorblattstrukturkonzepte 180
Rotordrehvorrichtungen 229
Rotorlagerung 232
Rotorleistungsbeiwert 380
Rotornabe 228
Rotorspannung 330
Rotorstrom 330 f., 337
Rotorwelle 230
Ruggedness-Index 93

S

Samarium-Kobalt 341
Sättigung 310
Satz von Kutta-Joukovski 134
Sauberkeitsschicht 297
Saugkreise 360
Savonius-Rotor 146
SCADA 402
SCADA Daten 107
Scanning LiDAR 116
Scheinleistung 420, 438
Schenkelpolmaschinen 340
Scherung 82, 84, 110, 113, 118
Schleifring 243, 327
Schleifringdurchführung 237
Schleswig-Holstein
– Windenergieausbau 56
Schlupf 318
Schlupfgerade 322
Schnee- und Eislast 496
schnelle Regelleistungsbereitstellung – FFR 464, 467
Schnellhalt 399 f.
Schnellläufer 20
Schnelllaufzahl 127 f.
Schnittgröße 282
Schräganströmung 115, 245
Schubbeiwert 120
Schubkraft 132
Schuhmacher, E. F. 23
Schütze 307
Schutzrechte 271
Schwerkraft 484
Schwimmsattelbremse 240
SCRIMP *siehe* Seaman's Compound-Resin-Infusion-Molding-Process
Seaman's Compound-Resin-Infusion-Molding-Process 202
Seebrise 75
Seegangsspektren 516
Seekabel 493
See-Land-Zirkulation 75
Segelboot 130
seltene Erden 341
Sensor-Aktor-Ebene 377
Sherwin, Bob 32
Shoaling 511
Sicherheitskonzept 172

Sicherheitsreserve 174
Sicherheitssysteme 399
Sicherung 366
Simulationen 282
Simulationsumgebungen 177
Single Streamtube 146
Sintermetallbeläge 241
Skalenanalyse 73
Skalierungsgesetz 179
Slamming 515
Smart Grid 48
Smeaton, John 6
Smidth, F. L. 13
SoDAR 101, 105
solidity 147
Solvolyse 211
Spanien
– Windenergieausbau 59
Spannungsabfall 416 ff., 432 ff., 436 f., 439
Spannungsebenen 410, 414, 436, 438
Spannungsgleichungen 319, 330
Spannungsquelle 415, 422, 433, 436, 439, 460
Spannungsregelung 393
Spannungsstabilität 422, 430, 439, 443
Spannungssteifigkeit 436
Spannungssteuerungskennlinie, Rotor 335
Spannungsstützung 393, 443, 449
Spannungsübersetzung 311
Spar Buoy 488
speed-up 85, 95
Spezifikation 266
Stabile Schichtung 83
Stabilitätsnachweise 199, 285
Stahlplatten 292
Stall-Effekt 222
Stallregelung 20
Ständer 337
ständerbezogene Hauptinduktivität 319, 330
Ständerflussverkettung 341
Ständerleistung 323
Ständerspannungsgleichung 337
Ständer- und Rotorstreuinduktivität 319
Ständerwiderstand 319
Steifigkeit 266, 383
Stellaktivität 390
Stellebene 378
Sternschaltung 315, 412
Steuerebene 378
Steuergesetz, drehzahlvariabler Betrieb 342
Steuerung 396
Stichleitung 411, 414, 416, 423, 430, 439, 443
Stirnradstufen 236
Streamtube 146
Streuinduktivität 311
Stromerzeugung 49
Stromharmonische 365
Stromnetze 47
Stromrichtertransformatoren 316
Strömungen 499
Strömungskraft 512
Strömungsmodelle 90
Strukturkomponente 173
Strukturmodelle
– des Rotorblatts 190
Strukturnachweise 196
Suction-Bucket 486
Synchrondrehzahl 318
Synchronmaschinen 336
synthetic inertia 464
synthetische Trägheit 462, 464, 467
Systemregelung 362 f.

T

Tandem-Windturbine 142
Technologieplattform Wind 59
Teillast 387
Teilleistungsumrichter 328
Teilsicherheitsbeiwert 173
Teilsicherheitsbeiwerte 285
TELLUS 30
Temperaturänderungen 179
Temperaturprofil 83
Tension Leg Plattform 488
textile Halbzeuge 182
The Limits to Growth 17
THERMIE 28
thermische Überlastung 429, 440
Tiefgründung 296
Tip Speed Ratio 381
Topologieoptimierung 204
Torsionsmoment 294
Tragfähigkeit 539
Tragfähigkeitseigenschaften 293
Trägheit 431, 442, 446, 452 ff., 457, 460, 462, 467

Trägheitsbereitstellung 456, 462, 464, 467
Trägheitskonstante 454, 463
Trägheitskraft 512
Tragstruktur 479
Transformator 411 f., 416, 422, 428, 435
transiente Netzspannungseinbrüche 429, 441, 445
Transition Piece 482
Triebstrang 258
Triebstrangkomponenten 229
Triebstrangkonzepte 251
Triebstrangkonzeptmatrix 251
Tripile 486
Tripods 485
Trommelläufer 340
Tuno Knob 34
Turbomaschine 340
turbulenten Ablöseblase 85
Turbulenz 76, 112
– mechanische Turbulenz 76
– thermische Turbulenz 76, 84
Turbulenzintensität 76, 102, 113, 118
Turbulenzspektrum 87
Turmsektionen 292
Turn-Antrieb 230
Typenzertifikat 170

U

Überlagerungsgetriebe 238
Überlast 387
Übermodulation 346
UD Open Air Facility 30
Ultraschallanemometer 116
Uniwecs 30
Unsicherheitsanalyse 123
unterlagerte Stromregelung 358
Unterlast 387
untersynchrone Netzfrequenzschwingung 457, 467
USA
– Marktentwicklung 66
– Windenergieausbau 57

V

Vacuum-assisted Resin Infusion Molding 202
Vadot, Louis 19
variabler Drehmomentwandler 262
VaRIM *siehe* Vacuum-assisted Resin Infusion Molding
Verbraucherzählpfeilsystem 309
Verdrängungshöhe 94
vereinfachtes Ersatzschaltbild 313
vereinfachtes Steuergesetz 342
Vereisung 108
Verfahren mit zulässigen Spannungen 172
Verfärbungen 204
Verfügbarkeit 121
Verlustfaktoren 121, 123
Verlustleistung 323, 332
Vertikalanlagen 144
Vertikaler Gradient 113
Verwindung (Twist) 139
Vindeby 34
Vitruvius 3
VI-Verfahren 202
Völligkeit 147
Volllast 387
Vollleistungsumrichter 328
Vollpolläufer 340
Vollpolläufer-SM 384
Vollpolmaschine 340
Vollumrichter 306
von Baumhauer 12
von-Kármán-Spektrum 87
Vorfabrikation 294
vorgespannte Bolzen 290
Vorspannung 495

W

wake 119
WakeBlaster 121
Wald 78, 94
WAsP 85, 92
Wassermantelkühlung 242
Wasserstofferzeugung 53
Wasserwechselzone 486
WEA-Typ 423 ff.
Wechselrichter 391
Wechselspannungsleistung 419
Wechselspannungsnetz 409, 416, 422, 435, 451 ff., 457
WEGA 28
Weglänge 98
Weibull-Parameter 88

Weibull-Verteilung 88, 117
Wellen 502
Wellenenergie 508
Wellengruppengeschwindigkeit 507
Wellensteilheit 510
Wertschöpfungskette 51
Widerstand 129, 417, 419, 425, 434, 436, 438, 450
Widerstandskräfte 130
Widerstandsseite 285
Wiederverwertung 211
windangetriebene Fahrzeuge 154
Windenergieanlagen
– Kapazität weltweit 42
WindEurope 51, 62
Windfahne 244
Windgeschwindigkeitsmessung 366
Windkraftanlagen 2
Windländer
– weltweit 43 f.
Windlast 496
Windmessung 96 f.
Windmühlen 2
Windparksteuer- und -regelsysteme 400
Windprofil 80
Windrichtungsmesssung 366
Windrichtungsnachführung 244
Windrose 6, 90
Windungszahlverhältnis 311
Winkelstabilität 422
Wippmühle 5
Wirkanteil 331
Wirkanteil des Stroms 323
Wirkleistung 414, 419, 425 ff., 438 f., 443, 445, 452, 459, 461 f., 468
Wirkleistungsreduzierung 392
Wirkleistungsregelung 391
Wobben, Alois 32
Wölbung (Camber) 151
World Energy Outlook 61
WRF 91
WTS-3 27
WTS-4 27
WTS-75 27

Y

Yaw-Antrieb 246
Yaw-Bremsen 246
Yaw-System 244

Z

Zeigerdiagramm
– Asynchronmaschine 319, 332
– Synchronmaschine 338
– Transformator 312
Zeitreihe 268
Zertifizierung 170, 266
ZFB *siehe* Zwischenfaserbruch
Zickzackschaltung 315
Zirkulation 134
Zwischenfaserbruch 197
Zwischenkreisspannung 391