Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 87 (1996)

Heft: 2

Artikel: Modernes Netzleitsystem macht die Stromversorgung in Arosa sicherer

Autor: Bircher, Christian / Merhart, Florian

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-902295

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

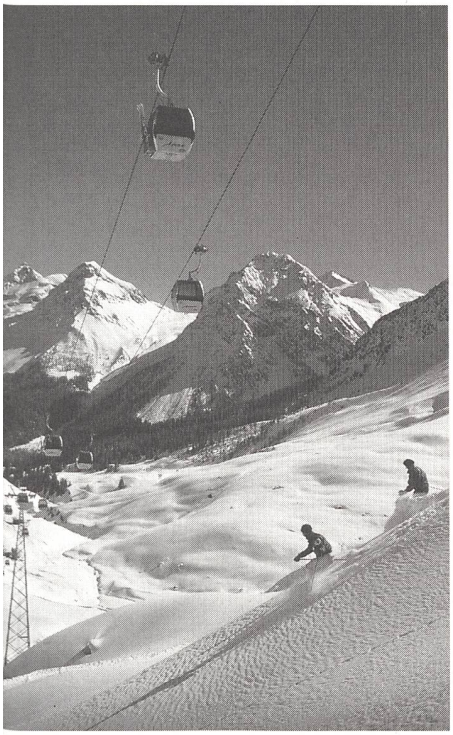
The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 04.12.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Um seine Kunden auch unter erschwerten winterlichen Bedingungen optimal mit elektrischer Energie zu versorgen, hat das Elektrizitätswerk Arosa (EWA) ein modernes Netzleitsystem von ABB installiert. Durch zentrale Erfassung und Visualisierung aller Netzinformationen ermöglicht das Leitsystem eine schnellere Reaktion auf Störungen und eine Optimierung der Energieproduktion und -verteilung. Und das Resultat: eine bessere Versorgung, kürzere Stromunterbrüche und Kosteneinsparungen.

Modernes Netzleitsystem macht die Stromversorgung in Arosa sicherer



Winter im 1700 m. ü. M. gelegenen Kur- und Wintersportort Arosa: prachtvolle Landschaften und sichere Stromversorgung.

■ Christian Bircher und Florian Merhart

Strom bei Kälte und Sturm

Die Winter im 1700 m. ü. M. gelegenen Kur- und Wintersportort Arosa (GR) sind lang und kalt. Gelegentlich sind die einzige Zufahrtstrasse und die 50-kV-Leitung, über die Arosa im Winter den Grossteil des Stromes aus Chur bezieht, durch vom Sturm gefällte Bäume während mehrerer Stunden oder sogar Tagen blockiert. Trotzdem erwarten die 2500 Einwohner, 20 000 Touristen jährlich und die Chur-Arosa-Bahn, dass jederzeit Strom aus der Steckdose kommt. Dies stellt das Elektrizitätswerk vor grosse Herausforderungen, die nur unter Verwendung modernster Technik und mit grösstem Einsatz des Personals zu meistern sind.

Energieversorger des Schanfiggs

Das EWA versorgt den Kurort Arosa, inklusive die Transportanlagen, die Ge-

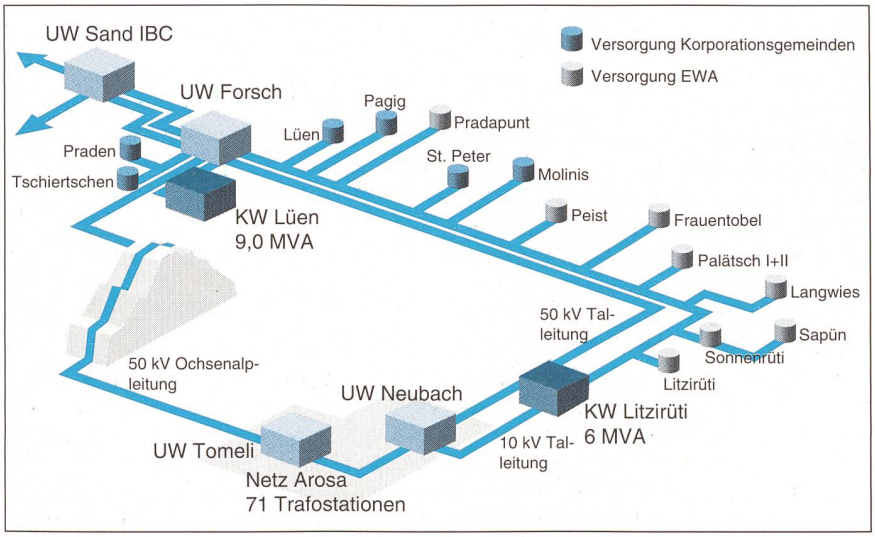


Bild 1 Hochspannungsnetz Schanfigg: Das Elektrizitätswerk Arosa (EWA) beliefert Arosa und die umliegenden Gemeinden mit elektrischer Energie, die es über das Unterwerk Sand von den Industriellen Betrieben Chur (IBC) bezieht oder mit den eigenen zwei Wasserkraftwerken selbst produziert.

Adressen der Autoren:
Christian Bircher, Betriebsleiter, Elektrizitätswerk Arosa, 7050 Arosa.
Florian Merhart, Produkt Manager, ABB Network Partner, 5300 Turgi.

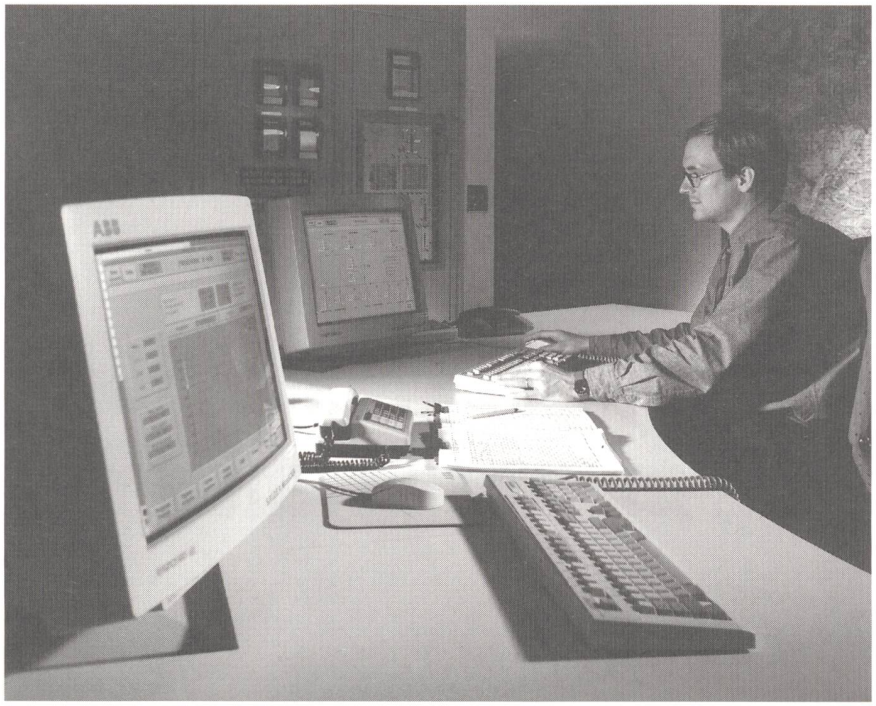


Bild 2 Kommandostation des Netzleitsystems.

meinde Langwies, die Rhätische Bahn (Abgabe Spannung 230/400 V) und mehrere Talgemeinden mit elektrischer Energie. Die Jahresabgabemenge beträgt 56 Millionen kWh. Das zu versorgende Gebiet umfasst rund 90 km².

Als Energielieferanten dienen die beiden Schanfigger Wasserkraftwerke Litzirüti (Leistung 4,8 MW) und Lüen (Leistung 7,1 MW). Die zusätzlich notwendige Ergänzungsenergie von jährlich etwa 17 GWh wird von den Industriellen Betrieben der Stadt Chur bezogen, die auch die überschüssige Sommerenergie übernehmen.

Ein weitverzweigtes Verteilnetz

Das EWA verfügt über drei Unterwerke mit 50/10-kV-Transformatoren (Tomeli, Neubach und Forsch), die mit einem stark ausgebauten 50-kV-Netz untereinander verbunden sind (Bild 1). Das Netz ist über eine Leitung mit dem Unterwerk Sand der Industriellen Betriebe der Stadt Chur gekoppelt.

Die Unterwerke sind über die Talleitung zu den Korporationsgemeinden auf der 10-kV-Ebene untereinander verbunden. Die Einspeisestellen der Kraftwerke befinden sich beim Unterwerk Forsch bzw. an der 10-kV-Talleitung. Über das 10-kV-Netz versorgt des EWA rund 4000 Abonnenten mit elektrischer Energie. Die Versorgung der Talgemeinden erfolgt ab der 10-kV-Talleitung mit einsträngigen Stichleitungen.

Problematik der Aroser Versorgung

Die Stromversorgung ist durch folgende Probleme gekennzeichnet:

- Im Winter besteht ein grosser Strombedarf. Es sind Spitzenleistungen bis zu 18 MW erforderlich, doch ist wenig Wasser für die beiden Kraftwerke vorhanden. Im Sommer ist es genau umgekehrt: Der Leistungsbedarf beträgt dann 5–6 MW.
- Zwar ist ein Stausee vorhanden, aber er ist zu klein, er reicht bei Vollast der Kraftwerke gerade für einen Tag. Die Kraftwerke werden deshalb im Winter nur zur Spitzenlastdeckung eingesetzt.
- Das Netz ist weitverzweigt. Die Leitungen sind exponiert, im Winter treten häufig Leitungsunterbrüche auf, im Sommer Auslösungen der Schutzeinrichtungen wegen Blitzschlag.
- Es besteht nur eine Einspeisung für Fremdstrom.
- Schliesslich ist Arosa manchmal für das Servicepersonal der Fremdfirmen nicht erreichbar.

EWA hat deshalb in den letzten Jahren grosse Anstrengungen unternommen, die Stromversorgung sicherer zu machen. Neue Leitungen und ein neues Unterwerk wurden gebaut, die beiden eigenen Kraftwerke wurden laufend modernisiert, ein weiteres Kraftwerk und ein Unterwerk sind geplant. Natürlich steigen damit auch die Anforderungen an die Überwachungs- und Steuerungseinrichtungen. Um diese Anforderungen zu erfüllen und das Netz auch in Extremsituationen überwachen und steuern zu können, hat das EWA ein modernes Netzleitsystem von ABB installiert.

Projektziele für das neue Leitsystem

Zwar besass das EWA bereits eine Punkt-zu-Punkt-Fernwirkanlage zwischen Kommandoraum, Kraftwerk und zwei Unterstationen. Doch sie war technisch veraltet. Auch war das Netz in der Zwischenzeit um eine Unterstation und ein zweites Kraftwerk erweitert worden.

Ein weiteres Problem war die schlechte Verfügbarkeit der alten Leitanlagen. Oft stiegen sie aus, wenn Messwerte gebraucht wurden oder Inselbetrieb gefahren werden musste. Das Fahren des Inselbetriebes wurde dann zu einem aufwendigen, risikoreichen Manöver. Auch waren die Daten schwierig zu beurteilen, da sie nicht in konzentrierter und visualisierter Form vorlagen.

Es brauchte deshalb eine grundlegende Neuorientierung. Das neue Leitsystem sollte folgende Projektziele erfüllen:

- Ersatz der bestehenden Fernwirkanlage
- Einbezug aller wichtigen Verteilanlagen
- Einbezug beider Produktionsanlagen
- Konzentration der Netz- und Betriebsdaten
- Erhöhung der Betriebssicherheit der Steueranlagen
- Verkürzung der Wiederaufbauzeit des Netzes
- Erhöhung der Versorgungssicherheit
- Optimierung des Einsatzes des spärlich vorhandenen Wassers im Stausee
- Wirtschaftliche Aspekte (Kosten sparen)
- Maximal möglicher Einbezug der EWA-Mitarbeiter beim Aufbau

- Doppelrechnersystem: 486 DX2, 66 MHz, 32 MB RAM, Hot-Standby
- Betriebssystem: Unix
- Datenaustausch mit TCP/IP Protokoll
- Bedieneroberfläche: X Windows OSF/Motif (Mensch–Maschine-Kommunikation)
- 6 Unterstationen (max. 256 Unterstationen möglich)
- 2400 Prozesspunkte
- Automatische, aktive Lastführung
- Für Integration der Wasserversorgung vorbereitet
- Abgesetzte Arbeitsplätze

Tabelle 1 Systemdaten des Netzleitsystems

- Grösstmögliche Unabhängigkeit von Fremdfirmen
- Integration der bestehenden Rundsteueranlage

Für die Planung und Realisierung war folgende Arbeitsteilung massgebend:

- *EWA*: Umbaukonzept, Planung und Projektierung, Ausbau der Unterstationen, Montage Unterstationen, Anpassungen Lokalstationen, Engineering Unterstationen, Anpassungen Kommandoraum
- *ABB*: Aufbau und Test der Anlage im Prüffeld, Engineering Kommandostation, Erweiterung der Basissoftware, Lieferung der Anlage, Installation der Kommandostation

Die Inbetriebsetzung wurde von EWA und ABB gemeinsam vorgenommen. Das Leitsystem ist seit Ende 1993 in Betrieb. Die Projektziele wurden voll erreicht.

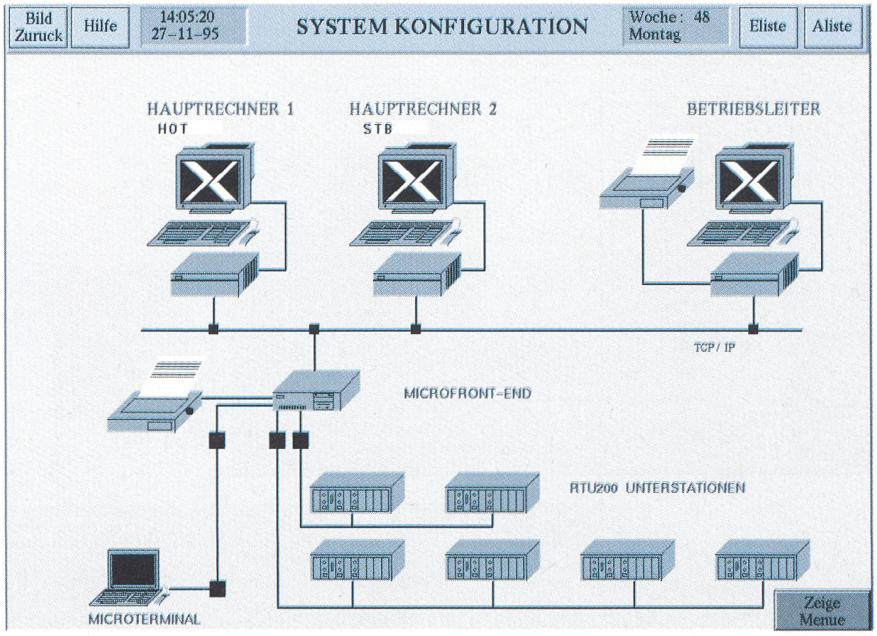


Bild 3 Konfiguration des Netzleitsystems. Die einzelnen Rechner sind über ein zentrales LAN miteinander verbunden. Die Kommunikation mit den Unterstationen erfolgt zum Teil über PTT-Mietleitungen, zum Teil über die werkeigenen Hochspannungsleitungen.

Das neue Netzleitsystem

Das neue Netzleitsystem (Bilder 2 und 3) besteht aus der Kommandostation, sieben Unterstationen und Kommunikationseinrichtungen (Tabelle 1):

Kommandostation

Die Kommandostation S.P.I.D.E.R. MicroSCADA – im Gebäude des EW Arosa untergebracht – ist ein Doppelrechnersystem mit zwei Arbeitsplätzen. Beim Doppelrechnersystem sind ständig zwei Rechner in Betrieb, wobei der eine «arbeitet» und der andere ständig «mithört». Fällt der arbeitende Rechner aus, übernimmt der andere Rechner sofort dessen Aufgaben.

Grundsätzlich ist die Kommandostation unbesetzt. Das Betriebspersonal kann das elektrische Netz von verschiedenen abgesetzten Arbeitsplätzen aus über die Kommandostation überwachen und steuern: So zum Beispiel vom Büro des Betriebsleiters oder von einem mobilen Arbeitsplatz – in Form eines Notebook – aus, den der Pikettmonteur bei sich trägt und der sich an jedem beliebigen Telefonanschluss einstecken lässt. Damit steht das Netz ständig unter Kontrolle, mögliche Störungen werden frühzeitig erkannt und lassen sich – zum Beispiel durch rasche Umschaltungen – vermeiden.

Unterstationen

Die Unterstationen erfassen die Meldungen und Messwerte in den drei Unterwerken, in den beiden Kraftwerken sowie im Stausee und übermitteln sie an die Kommandostation. Zudem geben sie die Befehle und Stellwerte der Kommandostation an die Prozesselemente, nämlich Schalter, Turbinen, Generatoren, Ventile, weiter. Mit S.P.I.D.E.R. RTU 200/210 sind die modernsten und vielseitigsten Fernwirkunterstationen von ABB im Einsatz.

Kommandostation und Unterstationen sind über ein Kommunikationsnetz miteinander verbunden, das zu den wichtigsten Unterstationen redundant geführt ist. Es mussten dabei fünf verschiedene Kabel- und Übertragungsarten (alte Steuerkabel, moderne Signalkabel, eine TFH-Strecke, Erdseil-Koaxleitungen, PTT-Mietleitungen) ins Kommunikationsnetz integriert werden. Keine einfache Aufgabe, die aber gut gelöst werden konnte.

Vorteile des Netzleitsystems und Erfahrungen

Die Merkmale des Netzleitsystems sind aus Tabelle 2 ersichtlich. Aufgrund der Erfahrungen lassen sich die Vorteile des Leitsystems wie folgt zusammenfassen:

Höhere Versorgungssicherheit

Die Netzleitanlage ermöglicht die zentrale Überwachung und Fernsteuerung der weitläufigen elektrischen Anlagen (Bild 4). Alle wichtigen Messwerte werden erfasst, der Zentrale zugeleitet und ausgewertet. Bei Störungen wird alarmiert. Über die Farbbildschirme hat das Personal die vollständige Übersicht über alle Vorgänge im Netz (Bilder 5 und 6). Die moderne Leitstelle erlaubt eine optimale Betriebsführung. Der Operateur kann jederzeit in das laufende Geschehen eingreifen. Die Netzleitanlage erhöht damit die Sicherheit und Verfügbarkeit des Stromnetzes.

Höhere Betriebssicherheit

Das automatische Mess- und Meldesystem übermittelt örtliche Überlastungen im Netz zeitgleich mit dem Auftreten an die Leitstelle. Das Bedienungspersonal kann schnell und gezielt handeln, bevor Schaden entsteht. Das gleiche gilt bei Störfällen. Störungen sind zwar trotzdem möglich; der Fehler kann aber schneller lokalisiert und weggeschaltet werden. Die Ursache für Störungen ist sofort ergründbar. Damit ergeben sich kürzere Unterbrüche. Fehler werden erfasst und automatisch protokolliert.

Durch übersichtliche Erfassung und Information ist der Betriebsleiter besser über Belastungen und Schwachstellen seines Netzes informiert. Dies hat positive Auswirkungen auf die Planung und den Weiterausbau, das heisst durch Anpassung der Netzaufteilung werden die Leitungen besser ausgenützt, es lassen sich unnötige Investitionen vermeiden.

Hilfe bei der Bewältigung von Notsituationen

Im Februar 1990 und im Januar 1994 präsentierte sich im Schanfigg die gleiche Situation: Orkanartige Stürme rissen die für die Energieversorgung wichtigen 50-kV-Leitungen herunter. Stromunterbrüche waren die Folge. Während längerer Zeit konnte die Stromversorgung im Schanfigg nur mit den Aroser Kraftwerken im Inselbetrieb aufrechterhalten werden.

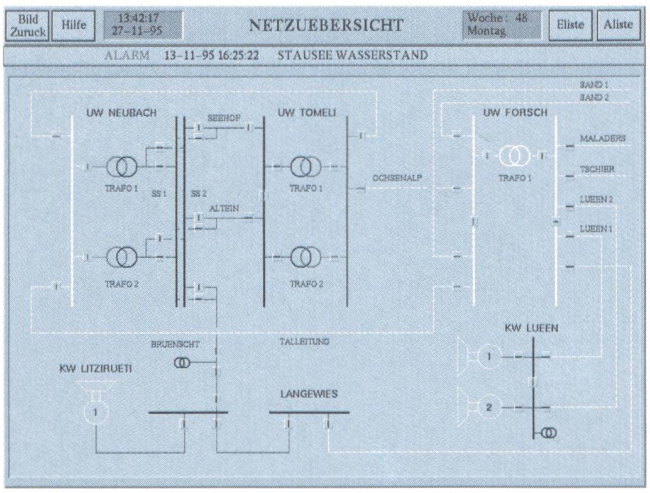


Bild 4 Das Hochspannungsnetz am Bildschirm.

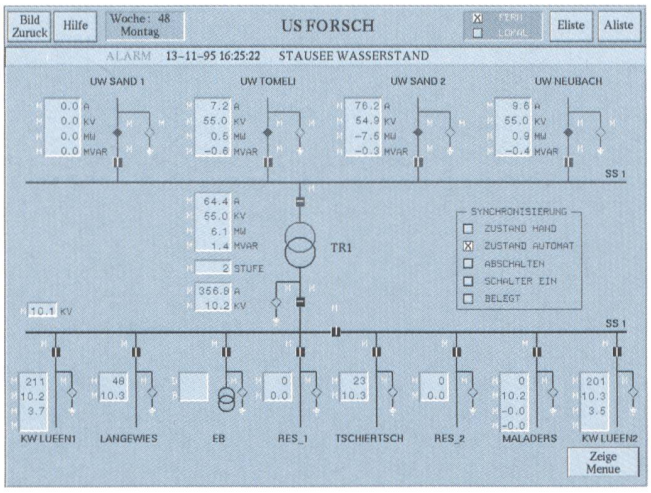


Bild 5 Anlagenschaltbild des Unterwerkes Forsch. Das Bild zeigt die Zustände der Schalter und Trafos und die zugehörigen Messwerte.

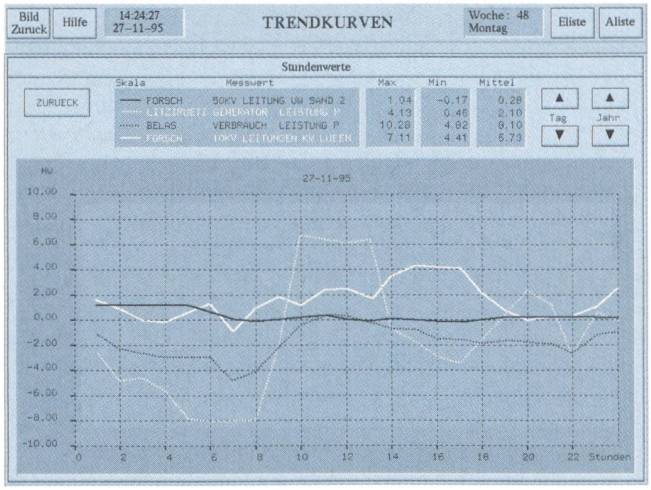


Bild 6 Trendkurven: Der Verlauf mehrerer Leistungswerte ist übersichtlich dargestellt.

Um diesen Inselbetrieb zu fahren, brauchte es 1990 vier Leute. Sie mussten sich die Informationen über den Netzzustand auf umständliche Weise beschaffen und konnten nicht zur Reparatur der Leitungen eingesetzt werden. 1994 genügte ein Mann, da dieser dank Netzleitsystem über genaue Netzinformationen verfügte. Die übrigen Mitarbeiter waren bei der Leitungskontrolle und Störungsbehebung beschäftigt.

Verkürzung der Wiederaufbauzeit des Netzes

Stürmisches Wetter und Gewitter führen in Arosa immer wieder zu Stromausfällen. Früher kam es jährlich zu 5–6 Totalausfällen wegen des Netzes. Die Wiederaufbauzeiten bei Blitzschlag waren mit 1–2 Stunden viel zu lang. Da es an genauen Netzdaten mangelte, war die Gefahr einer Fehlschaltung gross. Mit dem heutigen Leitsystem geht der Wiederaufbau des Netzes wesentlich schneller und sicherer.

Auch bei den Januarstürmen 1994 fiel als erstes die wichtige 50-kV-Verbindung zwischen Chur und Arosa infolge von Erdschlüssen aus. Die Talversorgung brach zusammen. Der Wiederaufbau des Stromnetzes ging dank neuem Fernwirk- und Leitsystem rasch, so dass eine halbe Stunde später die Energieversorgung in allen Gemeinden wieder sichergestellt war.

Diese Störungen an den Versorgungsleitungen zeigten, dass die Schutzeinrichtungen an den Leitungen und das neue Fernwirk- und Leitsystem von ABB viel zur aktiven Störungsbehebung beitragen. Die Schwachstellen bilden aber die Leitungen, die bei Sturmwinden mit einer Geschwindigkeit von rund 200 km/h störungsanfällig sind.

Optimierte Lastführung

Laut Energieliefervertrag mit den Industriellen Betrieben Chur ist die Bezugsspitze bei 12 MW limitiert. Aufgrund der hohen Entschädigungen für Leistung und Ausgleichsleistung hat das EWA grosses Interesse, sich anbahnende Spitzen frühzeitig zu erkennen und durch optimale Lastführung mit den eigenen Kraftwerken zu vermeiden. Speziell «gefährlich» ist dabei die Chur-Arosa-Bahn, welche Aroser Strom bezieht. Ein Zug braucht beim Anfahren bis zu 1,5 MW, wobei das EW nicht genau weiss, wann sich der Zug in Bewegung setzt.

An die Lastführung werden besonders im Winter hohe Anforderungen gestellt, weil dann der Stromverbrauch hoch ist, aber den beiden Kraftwerken nur wenig Wasser von den Bergen zufliesst. Für die Lastführung werden zunächst die beiden Kraftwerke eingesetzt. Erst wenn sie die Lastspitzen nicht decken können, werden über die Rundsteuerungsanlage Verbrauchergruppen abgeschaltet.

Die Lastführung, früher vor allem durch das Betriebspersonal durchgeführt, ist heute weitgehend automatisiert und optimiert. Basis dafür ist die Standard-Software des S.P.I.D.E.R. MicroSCADA, die von ABB Network Partner AG für die spezifischen Anforderungen des EW Arosa erweitert und angepasst wurde. Mit SCIL, einer einfachen Programmiersprache, lassen sich solche Erweiterungen leicht programmieren. Dies ermöglicht dem EWA-Personal, die Lastführung in den nächsten Jahren weiter zu optimieren und den wechselnden Gegebenheiten anzupassen.

Kosteneinsparungen

Dank genaueren Informationen durch das Netzleitsystem lässt sich der Energie-

bezug auch besser an den Verbrauch anpassen. Lag beispielsweise der Spitzenbezug über Ostern früher bei 8,4 MW, so betrug er 1994 noch 2,4 MW. Die daraus resultierenden Einsparungen für Energie und Leistung betrugen im Jahr 1994 rund 300 000 Franken.

Grösstmögliche Unabhängigkeit

Da Störungen oft nachts oder über die Feiertage auftreten und Arosa bei Schneestürmen schwierig zu erreichen ist, kommt der Unabhängigkeit besondere Bedeutung zu. So verfügt das Netzleitsystem aus Verfügbarkeitsgründen über ein Doppelrechnersystem. Zudem ist das EWA-Personal in der Lage, Störungen am Leitsystem zu orten und einzugrenzen, so dass der Support durch den Lieferanten erst in zweiter Linie erforderlich ist. Um diese Selbständigkeit zu garantieren, erfolgt bei Anwendern und Systembetreuern eine ständige Sicherung des Kenntnisstandes.

Die Mitarbeiter und das Netzleitsystem

Die EWA-Mitarbeiter wurden von Anfang an in die Evaluation und Beschaffung des neuen Systems einbezogen. Sie sollten damit das neue System nicht nur gründlich kennenlernen, sondern sich auch mit «ihrem System» identifizieren. EWA hat nicht nur das Engineering der Einbauarbeiten übernommen, sondern zusammen mit dem Lieferanten die Anpassungen des Programmes an die Aroser Bedürfnisse und die Weiterentwicklung in eigener Regie durchgeführt. Diese Zusammenarbeit hat sich bewährt.

Umfassende Aus- und Weiterbildung

Die *Anwender* des Leitsystems, acht Pikettmonteure, wurden während des Aufbaus an der eigenen Anlage intensiv geschult und absolvierten ein individuelles Training an der Anlage. Ihr Kenntnisstand über das Leitsystem und seinen Betrieb wird periodisch durch Tests am System unter Zeitdruck sowie durch schriftliche Tests ohne System überprüft. In allen Tests müssen die Mitarbeiter eine bestimmte Limite erreichen. Die Tests sollen Lücken aufzeigen, sie werden für die Qualifikation aber nicht verwendet. Um feststellen zu können, wie die neue elektronische Umgebung auf die Mitarbeiter wirkt, durchliefen sie eine Sensitivitätsanalyse.

Auch die *Systembetreuer* wurden während des Aufbaus der Anlage und in individuellen Trainings an der Anlage geschult. Sie wurden in Kursen bei ABB an den Unterstationen RTU 200 und in der Bildgenerierung ausgebildet und absolvierten zusätzlich ein «Training on the job» durch Konfiguration der Unterstationen und durch Anpassungen in der Kommandostation. Die Systembetreuer sind Ausbildner für die Systemanwender.

Das System ist durch die Mitarbeiter voll akzeptiert. Es hat die hohen Anforderungen an Funktionalität und Zuverlässigkeit voll erfüllt.

- Einsetzbar für die Überwachung und Steuerung von Elektrizitäts-, Wasser-, Gas- und Fernwärmenetzen.
- Offene Systemarchitektur
  Konsequente Anwendung von Standardkomponenten bei Hardware und Software (PC, Workstation, Unix, Windows, OSF/Motif, Ethernet, TCP/IP), dadurch preisgünstig und zukunftssicher.
- In Leistung und Funktionalität optimal an die Bedürfnisse des Anwenders anpassbar
  - Einfachrechner- oder Mehrfachrechner-Konfigurationen
  - Mehrere Bildschirme
  - Abgesetzte Arbeitsplätze
  - Hierarchische Systeme
- Jederzeit einfach erweiterbar, auch während des Betriebes.
- Integrierte Lastführungsfunktion
  - Direkter Anschluss von Rundsteueranlagen
  - Lastabhängiges Abschalten von Lastgruppen bzw. Zuschalten von Kraftwerken über Rundsteueranlage oder Fernwirk-Unterstationen
  - Prognose
  - Statistik
- MicroTOPOLOGY: Grafisches Informationssystem für Berechnungen, Berichte, Statistiken und Dokumentationen von Elektrizitätsnetzen, zum Beispiel zur Erhöhung der Sicherheit bei der Netzführung, Unterstützung bei der Störungssuche oder Verbesserung der Netzplanung.
- Weitere Standardprogramme für elektrische und nichtelektrische Anwendungen, zum Beispiel Wasser- und Gasbewirtschaftung, Optimierung, Simulation.
- SCIL (Supervisory Control Implementation Language): Leicht zu erlernende Programmiersprache (ähnlich Basic), mit der der Anwender mit geringem Zeitaufwand selbst Steuerungs- oder Regelungsaufgaben programmieren kann.

Tabelle 2 Highlights des Leitsystems S.P.I.D.E.R. MicroSCADA

Un système moderne de gestion du réseau améliore l'approvisionnement en électricité à Arosa

L'Elektrizitätswerk Arosa (EWA) a installé un système moderne de gestion du réseau, conçu par ABB. Elle peut ainsi, même lors d'hivers rigoureux, approvisionner de manière optimale ses clients. La saisie et la visualisation centralisées de toutes les informations du réseau permettent de réagir plus rapidement aux perturbations et d'optimiser la production et la distribution d'énergie, d'où une amélioration de la sécurité d'approvisionnement et une diminution des interruptions de fourniture et des frais.

VSE
UCS

Leitbild der schweizerischen Elektrizitätswerke

Unsere Kunden	stehen im Mittelpunkt unseres Handelns.
Unser Produkt Strom	wollen wir für kleine und grosse Kunden sicher und genügend, kostengünstig und umweltgerecht beschaffen und verteilen.
Unsere Mitarbeiter	wollen im Dialog mit den Kunden deren Wünsche und Bedürfnisse ergründen und ernst nehmen.
Unsere Dienstleistungen	wollen wir auf die individuellen Bedürfnisse unserer Kunden ausrichten.
Unsere Leistungsfähigkeit	wollen wir täglich neu und flexibel unter Beweis stellen.
Unsere Unternehmen	wollen wichtige Aufgaben im Dialog miteinander lösen.
Unsere Energiezukunft	wollen wir im Dialog mit Kunden, Behörden und Politikern mitgestalten und so unseren Handlungsspielraum erweitern.
Als Branche	wollen wir unsere Anliegen in der Öffentlichkeit einmütig vertreten.

Wir leisten damit einen Beitrag an die Schweiz von morgen

zur Sicherung des Wirtschaftsstandorts Schweiz
zur Schonung der Umwelt
zur Erhaltung der Lebensqualität der Bevölkerung

SCHWEIZER ELEKTRIZITÄT
DER DRAHT MIT ZUKUNFT

4.5.-95d