

14. Kongress der Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique (UNIPEDE)

Objektyp: **Group**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins : gemeinsames Publikationsorgan des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins (SEV) und des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE)**

Band (Jahr): **60 (1969)**

Heft 15

PDF erstellt am: **05.07.2024**

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

4. Da das europäische Übertragungsnetz für einen normalen Energieaustausch mit den entsprechenden Leistungen und nicht für Notbedingungen geplant und entwickelt wurde, nehmen die bestehenden Spannungsniveaus auf die speziellen Bedürfnisse der grossen Einheiten keine Rücksicht.

5. Nur der Zusammenschluss des europäischen Netzes ermöglicht die gegenseitige Unterstützung benachbarter Systeme, und dadurch gestattet es auch ein allmähliches Anwachsen der Einheitsgrössen. Mit dem gegenwärtig in Entwicklung stehenden 380-kV-Netz können Einheitsleistungen

in der Grössenordnung von 600–800 MW eingesetzt werden. Es ist zu erwarten, dass das zukünftige 730-kV-Netz den Einsatz von Einheitsgrössen von 1500 bis zu 3000 MW gestatten wird. Voraussetzung dabei ist, dass die geographischen Grenzen keine Rolle spielen. In beiden Fällen ist die Grösse des eigenen Netzes nicht von Bedeutung.

Adressen der Autoren:

K. Goldsmith, M. Sc., Elektrowatt Ingenieurunternehmung AG Zürich, H. A. Luder, Ing., Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg AG, Laufenburg, J. Wahl, Ing., Société Générale pour l'Industrie, Genf.

14. Kongress der Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie Electrique (UNIPED)

Bericht der Arbeitsgruppe über die Qualität des Betriebes bei der Erzeugung

Von Marcel Boiteux, Paris

Zusammenfassung

Eine eigene Arbeitsgruppe wurde vom Tarifausschuss zur Untersuchung der Qualität des Betriebes bei der Erzeugung gebildet.

Zu diesem Zweck wurden sämtliche Ausfallrisiken berücksichtigt, wie beispielsweise die Ungewissheiten des voraussichtlichen Strombedarfes, die Nichtverfügbarkeit des Materials und die Ungewissheiten der Wasserführung. Jedes Erzeugungssystem ist zwangsläufig mit seinen eigenen Risiken verbunden, welche von der relativen Bedeutung der zufälligen Faktoren abhängen.

Die Arbeitsgruppe befasste sich zunächst mit der Abklärung des Begriffes der «kritischen Periode», nämlich des Zeitpunktes, an welchem jede Erhöhung der Nachfrage eine unmittelbare oder künftige Verschärfung der Ausfallrisiken bewirkt.

Während dieser kritischen Periode kann die Bilanz der Energieerzeugung und des Stromverbrauches durch Wahrscheinlichkeitsmethoden leichter überprüft werden.

Unter diesen Umständen kann nun ein qualitativer (oder sicherheitstechnischer) Richtwert vereinbart werden, welcher der Wahrscheinlichkeit, keinen Ausfall zu erleiden, entspricht.

Würde man die durch die eventuellen Ausfälle verursachten Kosten kennen, so könnte man den erforderlichen optimalen Qualitätsindex bestimmen. Die direkte Ermittlung der Ausfallkosten ist jedoch recht schwierig. Aus diesem Grund sucht man bei der Aufstellung der künftigen Investitionen dagegen eher die Ausfallkosten festzustellen, welche diesen vorbestimmten Normen entsprechen würden.

Die Ausfallkosten von vier in der Arbeitsgruppe vertretenen Systemen (Belgien, Spanien, Frankreich und Grossbritannien) wurden zu diesem Zweck eingehend berechnet.

Aus den dadurch gewonnenen Ergebnissen ist ersichtlich, dass die gleiche Methode auch in anderen Ländern angewendet werden sollte.

1. Problemstellung

1.1 Einführung

Das Comité d'Études de la Tarification befasst sich seit längerer Zeit schon mit dem Problem der Betriebsqualität und seinen Auswirkungen auf die Gestehungskosten.

Der am skandinavischen Kongress (von 1964) veröffentlichte Bericht des Comité d'Études de la Tarification enthielt recht bedeutsame Ausführungen über dieses Thema. Die wirtschaftlichen Untersuchungen über diese Frage bestätigten insbesondere die Existenz eines Optimalwertes, der nicht

überschritten werden sollte, damit die Kosten der erhöhten Sicherheit den damit verbundenen Gewinn der Verbraucher nicht übertreffen.

Die Betriebsqualität bildet nun einen recht komplexen Begriff, der durch die Gleichmässigkeit der Frequenz und der Spannung und durch die Betriebsstetigkeit beeinflusst wird. Jeder dieser einzelnen Faktoren kann übrigens nur recht schwer definiert werden, da er ebenfalls von verschiedenen zufälligen Einwirkungen abhängt.

Um diesen Fragenbereich näher abzuklären, mussten die einzelnen Probleme in elementare Probleme unterteilt werden, deren Lösung sich dann auch entsprechend leichter gestaltete. Das Comité d'Études de la Tarification entschloss sich aus diesem Grunde bei seiner Zusammenkunft vom 6. November 1964, vorerst mit der Untersuchung der Probleme der Energieerzeugung zu beginnen. In diesem Sinne wurde die Arbeitsgruppe «Betriebsqualität (Erzeugung)» gebildet, die mit der Untersuchung des Standes der Betriebsqualität im verschiedenen Netzen beauftragt wurde.

Diese Arbeitsgruppe umfasste ursprünglich Vertreter Belgiens, Spaniens, Frankreichs und Grossbritanniens, und wurde später durch einen Vertreter Norwegens ergänzt¹⁾. Sie verfügte über die Berichte des Comité d'Études des Grands Réseaux et des Connexions Internationales, welches im Rahmen seines Aufgabenkreises Angaben über die Ausrüstung der Mitgliedstaaten und ihrer Sorgen bezüglich der Betriebsqualität gesammelt hatte.

1.2 Problemstellung

Vom Standpunkt der Erzeugung aus betrachtet²⁾, muss jederzeit das Angebot und die Nachfrage, bzw. die Energie-

¹⁾ Die Arbeitsgruppe umfasst gegenwärtig folgende Mitarbeiter: Van Mele (Belgien), Pascual (Spanien), Boiteux (Frankreich), Turvey (Grossbritannien), Moe (Norwegen).

Das Sekretariat der Arbeitsgruppe wird durch Herrn Janin (Frankreich) betreut.

²⁾ In den nachfolgenden Ausführungen wird das Übertragungsnetz nicht erwähnt, da angenommen wird, dass die Stromerzeugung und der Energieverbrauch an der gleichen Stelle konzentriert sind.

erzeugung und der Energiebedarf verglichen werden: ein Manko ergibt sich dabei, sobald die Nachfrage das Angebot übertrifft. An sich wäre ja dieser Vergleich verhältnismässig leicht auszuführen, wenn nicht gerade in der Energieerzeugung wie auch im Verbrauch gewisse Übertragungsmöglichkeiten beständen.

In einem System, das beispielsweise nur Laufwasserkraftwerke umfassen würde (und demzufolge keinen Übertrag gestatten würde), könnte ein Vergleich der Belastungskurve des Bedarfes mit der verfügbaren Wassermenge ausreichen, um eventuelle Mängel des Systemes aufzudecken. Verfügt das hydraulische System jedoch über Staubecken, so sind eventuelle Ausfälle jedoch schwerer nachzuweisen, da vorerst die optimale Ausnützung der Speicherbecken ermittelt werden muss. Aus diesem Beispiel ist übrigens ersichtlich, dass sich ausser Leistungsausfällen auch Energieausfälle ereignen können, wenn das in den Staubecken gesammelte Wasser keine der Belastungskurve entsprechende Überträge gewährleisten kann.

Der Begriff eines solchen Übertrags, welcher in den hydraulischen Kraftwerken noch einigermaßen leicht verständlich ist, kann ebenfalls auf thermische Anlagen ausgedehnt werden: die systematischen Unterhaltsarbeiten werden gewöhnlich während den Perioden der geringsten Belastung des Netzes durchgeführt, können aber auch in diesem Fall zeitlich verändert oder verschoben werden. Der Unterhalt der thermischen Anlagen ist also ebenfalls von der Verwaltung der Reserven abhängig. Demzufolge stehen Länder mit vorwiegend thermischer Erzeugung oft vor komplexeren Problemen als dies ein einfacher Vergleich der Belastungskurve mit der installierten Leistung des Netzes andeuten würde.

Diese knappe Übersicht bestätigt sehr eindeutig, wie sehr die Betriebsqualität der Elektrizitätserzeugung in den verschiedenen Ländern abweichen kann, je nach der Form der Belastungskurve, dem Verhältnis der hydraulischen und der thermischen Anlagen, der hydrologischen Verhältnisse, dem saisonbedingten oder wöchentlichen Speichervermögen der Staubecken usw.

1.3 Konventionelle Definition des Ausfalles

Die vorgehenden Erläuterungen stützten sich auf die Voraussetzung, dass die Nachfrage und die Erzeugungsmittel jederzeit genau abgeklärt seien. In einem gegebenen Erzeugungssystem (hydraulische Verhältnisse, Beschädigungen usw.) finden sich aber Überlastungsmöglichkeiten, welche im normalen Betrieb nicht ausgenützt werden: dies ist auch bei den thermischen Kraftwerken offenkundig, bei welchen die normale Leistung der Anlage trotz dem Risiko einer Materialermüdung und zusätzlicher Unterhaltsausgaben kurzfristig überschritten werden kann.

In gewissen hydraulischen Anlagen können Überlastungen auch durch spezielle Betriebsbedingungen verursacht werden; die Laufwerke können im Schwallbetrieb eingesetzt werden, wobei eine Beschädigung der Böschungen sowie die Benachteiligung gewisser Benutzer riskiert wird.

Vom Standpunkt des Verbrauchers aus betrachtet bildet der Unterbruch der Energielieferung einen eindeutigen Ausfall. Vor einer solchen Abschaltung wird aber eine Ver-

brauchseinschränkung durch verschiedene Mittel vorgesehen: vertragliche oder nichtvertragliche Lastabwürfe, Verminderung der Spannung oder der Frequenz usw.

Man verfügt somit vor der Trennung der Abnehmer vom normalen Energiebezug über verschiedene Möglichkeiten, die Produktion zu erhöhen und gleichzeitig den Verbrauch zu verringern unter der Vernachlässigung der normalen Betriebsbedingungen. Diese Mittel sind jeweils stark von der Struktur der Energieerzeugung sowie von den dabei zu lösenden Problemen und den Gewohnheiten jedes einzelnen Landes abhängig. Um einen international verbindlichen Vergleich erzielen zu können, muss vorgehend der Begriff der «Ausfallssituation» genau abgeklärt werden.

Die Arbeitsgruppe vereinbarte, dass ein Erzeugungssystem als ausfällig betrachtet werden soll, wenn die Nachfrage durch den normalen Betrieb nicht mehr gedeckt werden kann. Obgleich in mancher Beziehung nicht ganz eindeutig, wurde in dieser Definition ein Stromverbrauch berücksichtigt, der unter Abzug der vertraglichen Lastabwürfe keine Reduktion der Frequenz oder der Spannung vorsieht; die verfügbaren Mittel des Erzeugungssystemes müssen ebenfalls nur die laufend benützten Überlastungen umfassen.

1.4 Die wirtschaftlichen Folgen des Ausfalls

Bei geringfügigen Ausfällen, so z.B. wenn der Unterbruch durch die Inanspruchnahme von aussergewöhnlichen Betriebsverhältnissen des Produktionsmaterials verhütet werden kann, ergeben sich zwangsläufig sehr hohe Produktionskosten, aber nur belanglose wirtschaftliche Auswirkungen.

Bei stärkeren Ausfällen wird eine Verminderung der Frequenz und der Spannung wenigstens bei gewissen Verbraucherkreisen eine bestimmte Einschränkung der Tätigkeit bewirken, wobei die wirtschaftlichen Verluste dann schon recht beachtlich werden können.

Wird der Ausfall aber derart bedeutend, dass er tatsächlich eine Unterbrechung der Energielieferung bedingt, so werden die wirtschaftlichen Auswirkungen ebenfalls entsprechend verstärkt: der Einnahmenverlust des Energielieferanten beträgt dann nur einen beschränkten Anteil des von den Abnehmern infolge dieser Stromunterbrechung erlittenen Einnahmenverlustes. Die Elektrizität erlangt im modernen Leben, wie auch infolge der ständigen Entwicklung der Technik, eine stets wachsende Bedeutung, so dass jede Betriebsunterbrechung schwerwiegende wirtschaftliche Nachteile bewirkt.

Die Kosten einer Unterbrechung sind jedenfalls sehr schwer zu ermitteln, da die entsprechenden Auswirkungen recht komplex und mannigfaltig sind. Die Konsequenzen sind aber auch in hohem Masse von der Form des Ausfalls abhängig: eine zeitlich voraussehbare Unterbrechung wäre für die industriellen Grossverbraucher immerhin ohne grosse Verluste erträglich, weil die Fabrikation dann gesamthaft oder teilweise auf Perioden verschoben werden könnte, wo die Energiezufuhr nicht beeinträchtigt würde³⁾.

Zur Abschätzung der durch die Allgemeinheit erlittenen Verluste kann man sich verschiedener Kriterien bedienen,

³⁾ In diesem Sinne wird in verschiedenen Verträgen eine Lastabwurfklausel vorgesehen, nach welcher der Produzent gegen einen niedrigeren Tarif ermächtigt ist, dem Kunden während gewissen Perioden nicht zu beliefern. Im Abschnitt 1.3 wurde bereits vermerkt, dass solche vertraglichen Lastabwürfe nicht als Ausfälle betrachtet werden.

wie beispielsweise der drei nachfolgenden Überlegungen, welche in abnehmender wirtschaftlichen Reihenfolge aufgeführt werden:

- Die *mathematische Kostenerwartung für den Verbraucher* bildet in wirtschaftlicher Beziehung wohl den einzig wirklich bedeutsamen Begriff; die ersten vor einigen Jahren in Frankreich durchgeführten Untersuchungen rechtfertigen jedoch gewisse Zweifel an einer einwandfreien Abklärung auf diesem Gebiete ⁴⁾.
- Die *mathematische Erwartung der Einbussen des Erzeugungswerkes* ist ebenfalls ungenügend, denn bei dieser Betrachtung ist der normale Energietarif weniger ausschlaggebend als der Preis, welchen der Verbraucher im gegebenen Moment zur Verhütung des Ausfalles auszuliegen bereit wäre.
- Die *mathematische Erwartung der in kWh ausgedrückten Verluste* stützt sich auf die Voraussetzung, dass sämtliche verlorenen kWh gleichwertig sind, was natürlich recht zweifelhaft bleibt.

Mangels einer eindeutigen wirtschaftlichen Abschätzung kann es jedoch vorteilhaft sein, sich auf das *physikalische* Kriterium der *Ausfallswahrscheinlichkeit* zu stützen, nämlich auf die mögliche Frequenz der Störungen, deren Kosten man ermitteln möchte.

1.5 Das wirtschaftliche Verhalten der Energielieferanten

Da die Ausfallskosten bei den wirtschaftlichen Verhältnissen eines einzelnen Landes recht schwer abgeklärt werden können, versuchte man das Problem in anderer Weise durch die Erforschung des Verhaltens des Energieproduzenten zu lösen.

Durch die Eigenart ihrer Produktionsgestaltung bestimmen die Energielieferanten einen gewissen Sicherheitsstand, der durch die entsprechenden Ausfallsrisiken gekennzeichnet werden kann.

Eine Erhöhung der Betriebsqualität kann ja jederzeit durch die Aufstellung einer zusätzlichen Ausrüstung gewährleistet werden. Wurde nun diese zusätzliche Ausrüstung nicht erstellt, so darf man annehmen, dass der Produzent die Ansicht vertritt, dass diese zusätzlichen Kosten den Schätzwert der mathematisch erwarteten Ausfälle übertreffen.

Aus dem Verhalten des Energieproduzenten kann man somit «indirekt» die — gewöhnlich eingerechneten — Ausfallskosten ableiten. Um die Kosten der bei jedem Energieproduzenten üblichen technischen Programmanpassung zu ermitteln, muss man sich einiger Vereinfachungen bedienen, welche im nächsten Abschnitt eingehend behandelt werden. Immerhin bleibt eine Annäherung der Lösung in diesem Sinne durchaus im Bereich der Möglichkeiten, während eine Abschätzung der Auswirkungen auf den Verbraucher vorderhand ausgeschlossen scheint.

Diese einberechneten Kosten eines Ausfalls wurden somit von der Arbeitsgruppe als Grundlage der internationalen Vergleiche gewählt.

⁴⁾ Diese zu ermittelnden Kosten müssen ausserdem die psychologischen Reaktionen des Verbrauchers berücksichtigen, wie beispielsweise die Anschaffung von Notstromgruppen oder die Benützung von anderen Energieformen nach einem Ausfall.

Methodik

2.1 Die Ursachen der Ausfallsrisiken

Ein ausgeglichenes Verhältnis der Energieerzeugung zum Energieverbrauch beruht im wesentlichen auf drei Faktoren (der Verbrauch, die Verfügbarkeit der Ausrüstung, die hydraulischen Verhältnisse), deren Prognose gewissen Zufällen unterworfen ist.

2.1.1 Zufälle hinsichtlich des Energieverbrauches

Da die Konstruktion der Produktionsausrüstungen immer eine gewisse Frist benötigt, so wird der Ausrüstungsstand in einem bestimmten Jahre immer lange Zeit zuvor disponiert, bevor der spätere Verbrauch überhaupt bekannt ist: die Prognose des Energieaufwandes ist damit zwangsläufig mit einer Ungewissheit verbunden, welche mit der Konstruktionsdauer der Ausrüstungen ständig zunimmt. Der Energieverbrauch muss also als ein unbestimmtes Element betrachtet werden; das damit verbundene Risiko ist von der Qualität der Angaben abhängig, die bei dem Voranschlag der Investitionen über die künftige Entwicklung der Produktionsanlagen verfügbar sind.

Die Ungewissheiten des voraussichtlichen Verbrauches sind durch verschiedene Ursachen begründet, welche in den verschiedenen Netzen eine unterschiedliche Bedeutung gewinnen. Unter diesen kausalen Zusammenhängen sei nachfolgend erwähnt:

- dass der jährlich Zuwachs des Stromverbrauches von den Schwankungen der Konjunktur beeinflusst wird;
- dass der Verbrauch ebenfalls durch die Konkurrenzierung durch andere Brennstoffe beeinflusst wird und damit das Verhältnis des Stromverbrauches zu der wirtschaftlichen Tätigkeit verändern kann;
- dass die in einer gewissen Periode erforderliche Leistung auch von den Temperaturschwankungen und der Bevölkerung abhängt.

2.1.2 Die Verfügbarkeit des Materials

Das Material der hydraulischen und besonders der thermischen Produktionsanlagen ist zeitweiligen Nichtverfügbarkeiten unterworfen, welche den Beitrag der Ausrüstung an die Energielieferung beeinträchtigen. Die Zeitwahl der Inbetriebnahme neuer Ausrüstungen bildet zudem eine zusätzliche Ungewissheit.

2.1.3 Zufälle hinsichtlich der hydraulischen Verhältnisse

Die Einschätzung dieser Ungewissheit wirft infolge der saisonabhängigen Staubecken recht komplexe Probleme auf: der Netzbetrieb erfolgt im Winter gewöhnlich unter der Voraussetzung, dass ein Teil der gespeicherten Wassermengen zusätzlich zu dem natürlichen Zufluss der Flüsse in die Turbinen geleitet wird. Die Ungewissheiten betreffen somit die gesamte Wasserversorgung durch die Flüsse sowie die verfügbare Energie der Staubecken. Die verfügbare Speichermenge ist aber von den hydraulischen Verhältnissen während der Auffüllperiode und der vorgehenden Beanspruchung der Reserven abhängig.

2.2 Die Anwendung der Wahrscheinlichkeitstheorie

Da sämtliche unbestimmten Faktoren, welche mit Ausfallsrisiken verbunden sind, den Gesetzen der Wahrschein-

lichkeit unterworfen sind, kann die Wahrscheinlichkeit einer der Nachfrage gerechten Produktion leicht durch die Kombination von elementaren Wahrscheinlichkeitsgesetzen berechnet werden. Die Wahrscheinlichkeitstheorie ermittelt somit die Möglichkeit einer quantitativen Erfassung der Ausfallrisiken.

Je nachdem der Ausfall übertragbar ist oder nicht, sieht man sich veranlasst, zwei Möglichkeiten zu unterscheiden:

2.2.1 Nichtübertragbarer Ausfall

Für einen ersten Zeitraum wird vorausgesetzt, dass keine Übertragungsmöglichkeit weder im Erzeugungssystem noch im Verbrauch besteht.

Betrachten wir eine kurzfristige (z. B. in Stunden oder Minuten ausgedrückte) Zeitdauer, welche durch den Index i markiert wird. Es besteht ein Ausfall, wenn die Nachfrage C_i das Angebot P_i übertrifft. Das Ausmass dieses Ausfalles sei $x_i = C_i - P_i$.

Der Einfachheit halber wollen wir weiter voraussetzen, dass x_i eine Reihe von Werten mit bekannten Wahrscheinlichkeiten annehmen kann:

Ausfälle: $x_i = 0, x_i^1, x_i^2, x_i^3, x_i^j \dots x_i^n$

Wahrscheinlichkeiten: $p_i^0, p_i^1, p_i^2, p_i^3, p_i^j \dots p_i^n$

mit:
$$\sum_{j=0}^n p_i^j = 1$$

Der Ausfall x_i^j während der Pause i von einer Dauer t_i sei kostenmässig durch h_i^j pro kWh ausgedrückt.

Die mathematische Erwartung der Ausfallkosten während der Periode i wird durch Summierung ermittelt ⁵⁾:

$$E = \sum_{j=0}^n h_i^j x_i^j p_i^j t_i$$

Die mathematische Erwartung während einer Anzahl von Jahren ergibt sich ganz einfach durch Addition der Erwartungen während jeder Periode i , welche in dieser Hypothese gegenseitig unabhängig sind ⁶⁾.

$$E = \sum_i \sum_j h_i^j x_i^j p_i^j t_i$$

2.2.2 Übertragbare Ausfälle

Die Produktionssysteme besitzen oft gewisse Übertragungsmöglichkeiten. In diesem Falle sind die vorgehenden Formeln unbrauchbar, da die Wahrscheinlichkeiten in jedem Moment i nicht mehr unabhängig von der Regelung des Systems ermittelt werden können.

⁵⁾ Wird x als eine ständige Veränderliche betrachtet, so kann für i die allgemeine Formel der mathematischen Erwartung der Ausfallkosten eingesetzt werden:

$$E = t_i \int_0^{\infty} h_i(x) \cdot x \cdot dF_i(x)$$

wobei $F_i(x)$ die Verteilungsfunktion der Veränderlichen x darstellt. In dieser Formel können die kWh-Kosten des Ausfalles h_i je nach dem Ausmass des Ausfalles x ändern.

⁶⁾ Die allgemeine Formel lautet:

$$E = \sum_i t_i \int_0^{\infty} h_i(x) \cdot x \cdot dF_i(x)$$

In praktischer Beziehung wird man sich in der Steuerung immer wieder bemühen, die Beschränkungen der aussergewöhnlichen Betriebsmassnahmen immer wieder zu verzögern in der Hoffnung, dass der Ausfall in letzter Minute durch günstige Umstände vermieden werden kann.

Wenn sich diese Ausfälle auch tatsächlich ereignen, hat man dann vorgehend während einer mehr oder weniger ausgedehnten Dauer eine kritische Situation durchstanden.

Die gesamten Ausfallkosten umfassen in diesem Fall immer noch die Summe der augenblicklichen Wahrscheinlichkeiten, doch die Erwartung dieser Kosten wird folgendermassen ausgedrückt:

$$E = \sum_i \sum_j h_i^j x_i^j (G) p_i^j (G) t_i$$

Diese Formel bedeutet, dass x_i^j und p_i^j die Ergebnisse eines Simulationsmodells darstellen könnten, welches in einer grossen Anzahl von Fällen die Frequenz p_i^j der Ausfälle x_i^j gemäss der Steuerung G ermitteln würde. Die (von p_i^0 abweichenden) Werte p_i^j sind gewöhnlich gleich Null, ausser zu den Zeitpunkten i , in welchen die Ausfälle auftreten können.

Die Summierung muss selbstverständlich auf sämtliche Perioden i ausgedehnt werden, in welchen jede Veränderung der Produktion eine Veränderung der gesamten Ausfallkosten (und der Ausfallwahrscheinlichkeit) verursacht.

Da eine weitgehende Vermeidung der Ausfälle den Produzenten immer begünstigt, wird jedes zusätzlich verfügbare kW verbraucht, sobald die Lage mit hoher Wahrscheinlichkeit ⁷⁾ einen bevorstehenden Ausfall vermuten lässt; dieses kW wird somit mit T kWh die nichtverfügbare Energie beschränken, wobei T die in Stunden ausgedrückte Zeitdauer sämtlicher vorgehend definierten Perioden i bezeichnet.

2.3 Kritische Perioden

In einem rein thermischen System beschränkt sich das Ausfallrisiko grundsätzlich auf die Spitzenbelastung des Netzes, doch infolge der bereits erwähnten Unterhaltprobleme kann sich das Risiko ebenfalls auf nicht stark belastete Tage ausdehnen.

In einem vollkommen hydraulischen System kann sich das Ausfallrisiko auf die gespeicherte Energiemenge beziehen. Die verfügbaren Produktionsmittel müssen dann mit dem Verbrauch während der gesamten Zeitdauer verglichen werden, in welcher die Speicherbecken beansprucht werden.

Bei einem gemischten hydraulisch-thermischen System beziehen sich die Ausfallrisiken nicht auf sämtliche Stunden der Entleerung der Staubecken, sondern lediglich auf die Dauer der Beanspruchung der Saison-Sammelbecken.

Unter Berücksichtigung der äusserst unterschiedlichen Struktur der Ausrüstungen der verschiedenen Länder muss vor jeder Einschätzung ihrer Ausfallrisiken in jedem Land ein Vergleich zwischen dem Angebot und der Nachfrage aufgestellt werden.

⁷⁾ Beispielsweise wenn man bei der Verwaltung der hydraulischen Reserven infolge einer ungenügenden Wasserzufuhr oder einem ausserordentlich hohen Verbrauch unter die Alarmstufe des Stauniveaus gelangt.

Fortsetzung in der nächsten Nummer