

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК

ЭНЕРГЕТИКА

(ОТДЕЛЬНЫЙ ОТТИСК)

МОСКВА

УДК 621.311

© 2001 г. ВАСИН В.П., ГОНИК Я.Е., СКОПИНЦЕВ В.А.

ПРОБЛЕМЫ АНАЛИЗА АВАРИЙНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ РОССИИ

Приведен анализ технологических нарушений (аварии, технологические отказы и функциональные отказы) оборудования энергообъектов в 1997–99 гг., входящих в РАО "ЕЭС России". Временной поток нарушений обрабатывался методами математической статистики с применением регрессионного анализа. Уравнения регрессии составлялись для числа нарушений на электростанциях, в электрических сетях и в целом по энергообъекту, а также по ОЭС и по РАО "ЕЭС России". Дан анализ причин и последствий технологических отказов, сформулированы задачи повышения качества эксплуатации электростанций.

Постановка задачи

С развитием электроэнергетических систем (ЭЭС) усложняется решение многих вопросов технологии, организации эксплуатации и управления технологическими процессами, возрастает опасность нарушения электроснабжения обширных территорий, сопровождаемых негативными социальными, экологическими и экономическими последствиями. В этой связи при эксплуатации ЭЭС возросла значимость анализа аварийности – одной из важнейших характеристик работы системы, определяемой числом технологических нарушений и их последствиями за определенный интервал времени (год, квартал, месяц и др.).

В определенном смысле число технологических нарушений в единицу времени соответствует интенсивности потока технологических нарушений. Но сводить аварийность к интенсивности случайного потока в общем смысле не следует по той причине, что интенсивность случайного потока есть детерминированная величина, а аварийность в общепринятом значении – случайный процесс, определенный на дискретном множестве.

Содержательный анализ показывает, что технический интерес представляет аварийность разных объектов: электрических сетей, тепловых сетей, тепловых станций, гидроэлектростанций, атомных станций, энергосистемы в целом, ЕЭС России.

Очевидна целесообразность подразделения аварийности по типам объектов, интересны также общие показатели. Эта совокупность характеристик и исследуется.

Другая сторона проблемы – дискретизация времени. Большой интервал времени содержит большое число событий и тем самым объективно имеет большую статистическую устойчивость. Таким интервалом может быть (и широко применяется) один год. Но в течение года развиваются самые разнообразные процессы, прежде всего связанные с изменением погоды и интенсивности стихийных воздействий на элементы системы, кроме того, условия работы системы существенно меняет уровень нагрузок. Для определения влияния различных процессов на аварийность целесообразно в качестве интервала определения аварийности взять один месяц.

Таким образом, объектом изучения данной работы являются дискретные случайные процессы с шагом в один месяц аварийности энергосистемы, частей энергосистемы (станций, сетей) и объединенных энергосистем.

В зависимости от характера и тяжести последствий – воздействия на персонал, экологического воздействия, объемов повреждения оборудования, показателей нарушения энергоснабжения потребителей и других факторов снижения экономичности, надежности и безопасности энергопроизводства – технологические нарушения в работе энергообъектов по приводимым в [1] признакам подразделяются на аварии (А), технологические отказы (ТО) и функциональные отказы (ФО).

Авариями являются в соответствии с [1]:

– выход из строя источников жизнеобеспечения технологического энергопроизводства (резервуаров воды, мазута, газопроводов, электрических или тепловых собственных нужд электростанций и т.п.), обрушение несущих элементов зданий и сооружений, пожар на электростанции или электрической подстанции, если указанные обстоятельства привели к групповому несчастному случаю, полному останову на срок более 1 сут всего генерирующего оборудования или вынужденному простоя его части на срок 25 сут и более и(или) ограничению на такой же срок пропускной способности межсистемных линий электропередачи;

– пожар или взрыв на энергетическом котле, вызвавший обрушение строительных конструкций здания котельной, разрушение или недопустимую деформацию (смещение) несущих элементов каркаса, барабанов, главных паровых и питательных трубопроводов, если указанные обстоятельства привели к вынужденному простоя котла в ремонте на срок 25 сут и более;

– повреждение проточной части турбины, разрушение цилиндров, прогиб роторов, разрушение лопастей гидротурбины или пожар на маслосистеме, приведший к повреждению строительных конструкций здания и вынужденному останову турбины на срок 25 сут и более;

– повреждение ротора генератора, внутренние повреждения в генераторе, приведшие к необходимости полной перемотки ротора (статора), перешихтовки железа или замены ротора (статора), если срок этих работ превысил 25 сут и более;

– повреждение силового трансформатора, синхронного компенсатора или шунтирующего реактора, если оно привело к вынужденному останову генерирующего оборудования или ограничению выдачи (передачи) электрической энергии на срок 25 сут и более;

– разрыв главного паропровода или питательного трубопровода, если он привел к несчастному случаю или к ограничению генерирующей мощности электростанции на срок 25 сут и более;

– вызванная внезапным отключением генерирующих источников работа энергосистемы или ее части с частотой 49,0 Гц и ниже в течение 1 ч и более или суммарной продолжительностью в течение суток 3 ч и более;

– непредусмотренное действием противоаварийной автоматики отключение потребителей на общую мощность более 500 МВт или 100 Гкал/ч, или не менее 50% общего потребления энергосистемой вследствие отключения генерирующих источников, линий электропередачи, разделение системы на части;

– повреждение магистрального трубопровода тепловой сети, если в период отопительного сезона это привело к перерыву теплоснабжения объектов жилищно-коммунального хозяйства на срок 36 ч и более;

– повреждение гидросооружения, приведшее к понижению уровня воды в водохранилище (реке) или повышению его в нижнем бьефе за предельно допустимые значения;

– нарушение режима работы электростанции, вызвавшее увеличение концентрации выбрасываемых в атмосферу вредных веществ на 5 ПДВ и более или сбрасываемых в водные объекты со сточными водами веществ на 3 ПДС и более, продолжительностью более 1 сут;

– прорыв дамбы золоотвала, сопровождающийся сбросом золошлаковых отходов в водные объекты продолжительностью более 1 сут.

Технологическими отказами являются:

– вынужденное отключение или ограничение работоспособности оборудования, повреждение зданий и сооружений электростанции, источника тепла или электрической подстанции, приведшие к нарушению технологии производства и передачи тепловой и электрической энергии потребителям, если указанные обстоятельства не содержат признаков аварии;

– вызванная отключением генерирующих источников или линий электропередачи работа энергосистемы или части ее с частотой 49,5 Гц и ниже;

– полный сброс тепловой и(или) электрической нагрузки электростанцией, если это не привело к последствиям, указанным в определении аварии;

– повреждение линий электропередачи, системы шин подстанций, силового трансформатора, синхронного компенсатора, реактора в сети напряжением 110 кВ и выше или разделение энергосистемы на части, приведшее к непредусмотренному договорными условиями обесточиванию объектов народного хозяйства и нарушению договорных обязательств по отношению к потребителям;

– неправильное действие защит и автоматики, а также ошибочные действия персонала, приведшие к обесточиванию потребителей или снижению качества отпускаемой электрической и тепловой энергии;

– вынужденное отключение оборудования или линий электропередачи из-за недопустимых отклонений параметров технического (технологического) состояния, если оно вызвало нарушение технологии энергопроизводства;

– нарушение режима работы электростанции, вызвавшее увеличение концентрации выбрасываемых в атмосферу вредных веществ на 2 ПДВ и более или веществ, сбрасываемых в водные объекты со сточными водами, на 2 ПДС и более.

Функциональными отказами являются:

– повреждение зданий, сооружений, оборудования, в том числе резервного и вспомогательного, линий электропередачи, не повлиявшее на технологический процесс производства и передачи энергии;

– неправильное действие защит и автоматики, а также ошибочные действия персонала, если они не привели к обесточиванию потребителей или снижению качества отпускаемой электрической и тепловой энергии;

– нарушение работы каналов СДТУ, вызвавшее полную потерю связи диспетчера с управляемым объектом на срок более суток;

– вынужденное отключение оборудования, линий электропередачи из-за недопустимых отклонений параметров технического (технологического) состояния, если это не вызвало нарушения технологии энергопроизводства;

– вынужденное отключение источников питания потребителей электрической энергии, если оно не содержит признаков аварии или технологического отказа;

– превышение выбросов (сбросов) в окружающую среду вредных веществ по сравнению с предельно установленными лимитами.

Наибольший ущерб энергосистемам и энергообъектам наносят аварии и технологические отказы, однако вследствие многочисленности функциональных отказов суммарный ущерб от них за достаточно большое время эксплуатации может превосходить этот же ущерб от аварий и технологических отказов. Поэтому в общем случае учету и анализу должны подвергаться все виды технологических нарушений.

Актуальность анализа аварийности состоит в том, что от нее зависят показатели эффективности ЭЭС, так как последствия от технологических нарушений влияют на экономичность работы системы, надежность электроснабжения потребителей и промышленную безопасность энергообъектов.

Выявление закономерностей технологических нарушений в работе энергообъектов позволяет решать ряд важнейших практических задач:

– прогнозировать изменение интенсивности технологических нарушений;

– находить слабые звенья и скрытые причины возникновения и развития технологических нарушений;

- планировать противоаварийные мероприятия;
- намечать целесообразные направления модернизации объектов и их элементов;
- общий и частные анализы причин возникновения технологических отказов в энергосистеме и на ее объектах, их частоту и степень опасности необходимо в полной мере учитывать для планирования учебы эксплуатационного персонала энергосистем.

Ниже приведен анализ технологических нарушений оборудования энергопредприятий в 1997–1999 гг. в ряде ОЭС России. Исходными данными явились ежемесячные статистические отчеты хозяйственно самостоятельных энергообъектов и энергосистем по установленной в РАО "ЕЭС России" форме 16-энерго согласно [1], которые обрабатывались методами математической статистики с применением регрессионного анализа. Для этого технологические нарушения (аварии, технологические (ТО) и функциональные отказы (ФО)) группировались по месяцам 1997, 1998 и 1999 гг. и рассматривались как временные ряды, состоящие из суммы основной составляющей – тренда и шумовой добавки. Для тренда рассматривались три вида варианта описания; шумовая добавка принималась в виде центрированной нормальной случайной величины, гипотеза о ее нормальном распределении проверялась по стандартным критериям.

Методика анализа временных рядов

Технологические нарушения образуют поток событий (повреждений) в случайные моменты времени с изменяющейся во времени интенсивностью (числом повреждений в единицу времени). Поток событий обусловлен (в силу причин разного свойства) возникновением и существованием условий (сохраняющихся или меняющихся во времени, но "дежурящих") и последующим появлением каких-либо причин, приводящих в конечном счете к технологическим нарушениям. Вероятностный характер возникновения этих нарушений обусловлен разной интенсивностью старения и износа элементов энергообъекта и появлением различных дефектов, случайными внешними воздействиями, ошибками проектирования, монтажа, эксплуатации и др. Временной ряд нарушений может быть представлен временной зависимостью в виде аппроксимирующих функций (трендов) линейно-колебательного характера разного вида для разных объектов.

Поскольку исходные данные (число технологических нарушений) не всегда достоверны, так как фиксируются на энергообъектах с некоторой неточностью, с одной стороны, и не существует четкой обозначенной границы между ТО и ФО, с другой стороны, определять точно соответствие каких-либо регрессионных уравнений, описывающих приближенно характер изменения числа технологических нарушений во времени, распределению наблюдаемых значений ТО было бы неправильным. Признано целесообразным ограничиться в рамках данного исследования расчетом таких уравнений, исходя из того, что они определяются методом наименьших квадратов. Это, как известно, соответствует предположению о нормальности распределения вероятностей шумовой добавки к уравнению регрессии. Соответствие шумовой добавки нормальному распределению вероятностей проверялось по значениям коэффициентов асимметрии и эксцесса. Для этого необходимо проверить то, что остатки выборки

$$(y_i - \hat{y}_i),$$

где y_i – наблюдаемое значение нарушений; \hat{y}_i – значение искомой функции в точках наблюдения x_i ($i = 1, 2, \dots, n$), y_i и \hat{y}_i удовлетворяют условиям нормального распределения вероятностей. Проверку можно осуществить, в частности, по числовым значениям коэффициентов асимметрии $A\{y\}$ и эксцесса $E\{Y\}$ рассматриваемой выборки

наблюдений (при $n \gg 1$) [2]:

$$A\{y\} = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^3 / ns^3; \quad (1)$$

$$E\{y\} = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}) / ns^4 - 3,$$

где \bar{y} – среднее арифметическое значение числа нарушений за рассматриваемый период времени; $s^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 / (n-1)$.

Если $A\{y\} \geq (1,5 + 2,0) \sqrt{6(n-2)/(n+1)(n+3)} \approx 0,564 + 0,752$
и(или)

$$|E\{y\} - 6/(n-1)| \geq (1,5 + 2,0) \sqrt{24(n-2)(n-3)/(n+1)(n+3)(n+5)} \approx 0,166 + 0,22$$

(для трехлетнего периода наблюдений $n = 36$), то экспериментальные данные не могут быть описаны нормальным (гауссовским) распределением вероятностей.

В работе рассматриваются совокупность математических моделей трендов аварийности и их анализ на основе методов гипотез.

Оценка статистической значимости гипотезы о трендах проводилась по уровню значимости статистической гипотезы с односторонним критерием значимости для отношения суммы квадратов отклонений от среднего значения ряда к сумме квадратов отклонений от тренда. Имеется в виду, что распределение вероятностей такого отношения (с корректировкой по числу степеней свободы) соответствует известному F -распределению Фишера [3]. Если полученное значение отношения будет больше или равно значению F , соответствующему заданной малой вероятности p , называемой уровнем значимости, то следует считать, что переход к более сложному математическому описанию значим. Если же отношение не превосходит F , определяемого заданным уровнем значимости, то отклонения ошибки приближения надо признать случайными и не придавать им решающего значения.

Если шумовая добавка не удовлетворяет условиям нормального распределения, то применение F -распределения неправомерно. В таких случаях необходимы специальные способы анализа, а главное, по мнению авторов, перепроверка исходных данных. В качестве специального метода могут быть применены методы исследования сильно засоренных выборок, методы просеивания выборок, отбрасывания резко выпадающих значений, устойчивые оценки параметров регрессионных моделей, например по методу Губера, и т.д.

Однако в задачах аварийности отбрасывание резко выпадающих значений может привести к потере важной информации о неблагоприятном состоянии эксплуатации в определенной части системы. Таким образом, нарушение критериев нормального распределения в ряде случаев может служить диагностическим признаком, а в общем случае – указателем необходимости углубленной проверки исходных данных. Более подробное рассмотрение этой совокупности вопросов выходит за рамки этой статьи.

Поэтому наряду с критериями Фишера в данной работе применяется широко используемый на практике упрощенный метод сравнения трендов разной размерности. Для этого сопоставляют остаточные дисперсии Δ_k разных трендов [4] и предпочтение отдают тренду, у которого кажущаяся ошибка (Δ_k) наименьшая, как дающему лучшую аппроксимацию

$$k^* = \min\{k : \Delta_{k-1} > \Delta_k; \Delta_k \leq \Delta_{k+1}\}, \quad (2)$$

где

$$\Delta_k = \sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{y}_{ik})^2 / (n-k-1), \quad (n-k-1) - \text{число степеней свободы.}$$

В исследовании рассматривались три уравнения линейной регрессии для функции вида

$$F(x) = K_0 + K_1 F_1(x) + \dots + K_n F_n(x),$$

которыми предлагается описывать тренды технологических нарушений на энергообъектах:

– линейный

$$F(x) = K_0 + K_1 x; \quad (3)$$

– линейно-колебательный с одной частотой колебаний

$$F(x) = K_0 + K_1 x + K_2 \sin(\omega x) + K_3 \cos(\omega x), \quad (4)$$

– линейно-колебательный с основной и двойной частотами колебаний

$$F(x) = K_0 + K_1 x + K_2 \sin(\omega x) + K_3 \cos(\omega x) + K_4 \sin(2\omega x) + K_5 \cos(2\omega x), \quad (5)$$

где $F(x)$ – интенсивность потока технологических нарушений; x – время, измеряемое в мес; $\omega = 2\pi/T = 0,5236$ – круговая частота при $T = 12$ мес.

Таким образом, в этом исследовании в соответствии с [5] было принято, что колебания числа технологических нарушений происходят с основным периодом в один год. Как будет видно из дальнейшего, результаты обработки данных подтверждают это предположение.

Характерному признаку работы энергообъектов (основной период колебаний интенсивности технологических нарушений равен 12 месяцам), а также помесечной фиксации показателей технологических нарушений соответствуют природа деятельности энергосистем и окружающая среда, определяющая воздействия, инициирующие рост дефектов и возникновение отказов элементов системы.

Для сравнения трендов между собой с целью выделения одного, наиболее близко отражающего закономерность изменения числа технологических нарушений, для каждой ОЭС и РАО "ЕЭС России" в целом были выполнены расчеты отдельно для ТО и ФО по каждому из трех уравнений с определением статистики F тренда и соответствующего ей уровня значимости p .

Уравнения регрессии составлялись для числа технологических нарушений в составных частях ОЭС (в число ТО были включены и аварии):

– электрические станции (СТ);

– электрические сети (ЭС);

– весь энергообъект (включает в себя кроме СТ и ЭС также и тепловые сети (ТС), которые отдельно не исследовались регрессионным анализом из-за малого числа нарушений в них (учитываются лишь нарушения на магистральных трубопроводах).

Значение статистики F определялось формулой [6]

$$F = \sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{y})^2 / k \bigg/ \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 / (n - k - 1), \quad (6)$$

где n – число наблюдений (месяцев); k – число искомых параметров тренда без учета постоянной составляющей; $(n - k - 1)$ – число степеней свободы.

Результаты расчетов

В большинстве случаев данным эксплуатации статистически более адекватны (уровень значимости принимался равным 0,05) тренды с линейной частью ($K_0 + K_1 x$) и колебательной составляющей с одной, первой, гармоникой. Учет второй гармоники во многих случаях не дает статистически значимых уточнений по сравнению с трендом с одной гармоникой.

Но, по мнению авторов, это не дает оснований для отказа от второй гармоники по следующим причинам. В табл. 1 приведены данные о числе технологических наруше-

Данные о технологических нарушениях в ОЭС "Центрэнерго"

Год	Месяц	СТ		ЭС		ТС		Всего	
		ТО	ФО	ТО	ФО	ТО	ФО	ТО	ФО
1997	Январь	61	43	30	74	8	12	99	152
	Февраль	53	49	19	63	2	8	74	130
	Март	34	31	23	113	2	4	59	151
	Апрель	29	43	24	120	2	11	55	208
	Май	27	28	38	128	0	1	65	210
	Июнь	28	39	47	191	0	1	75	262
	Июль	24	36	52	118	0	0	76	163
	Август	21	30	27	109	0	0	48	174
	Сентябрь	18	22	21	80	1	0	40	130
	Октябрь	30	39	32	116	2	2	64	176
	Ноябрь	40	43	30	64	3	6	73	129
	Декабрь	39	53	25	83	12	8	76	158
1998	Январь	43	32	9	47	3	6	55	97
	Февраль	39	46	25	98	3	10	67	161
	Март	43	28	26	118	6	4	75	154
	Апрель	23	36	29	131	1	8	53	176
	Май	17	27	34	145	0	0	51	183
	Июнь	15	37	53	191	0	0	68	241
	Июль	14	21	36	151	0	0	50	178
	Август	24	35	31	152	0	1	55	197
	Сентябрь	20	32	24	93	0	0	44	135
	Октябрь	38	23	22	97	2	3	62	129
	Ноябрь	31	34	16	78	1	2	48	116
	Декабрь	44	44	12	82	5	1	61	127
1999	Январь	26	28	18	56	2	3	46	91
	Февраль	18	30	10	72	2	8	30	115
	Март	28	35	23	70	2	10	53	120
	Апрель	16	22	18	86	3	3	37	114
	Май	20	30	32	108	0	0	52	141
	Июнь	15	18	45	161	0	0	60	189
	Июль	20	27	45	154	0	1	65	191
	Август	31	26	20	127	0	0	51	157
	Сентябрь	18	35	17	76	0	0	35	115
	Октябрь	26	39	16	69	0	0	42	116
	Ноябрь	37	36	17	69	2	5	56	112
	Декабрь	40	42	20	64	6	2	66	112

ний в ОЭС "Центрэнерго" за три года, а в табл. 2 – результаты определения трендов, из которых наглядно видно, что первая и вторая гармоники оказываются примерно одинаковыми.

На рис. 1–3 представлены тренды вида (5), описывающие интенсивность отказов (А + ТО) и (ФО) в ОЭС "Центрэнерго" (рис. 1, 2) и (А + ТО) в целом по РАО "ЕЭС России" (рис. 3).

Ниже будет дано подробное объяснение физического смысла этого явления. Но оно составляет лишь один фактор, требующий учета второй гармоники.

Второй фактор состоит в следующем. Для большинства ОЭС на трендах аварийности электростанций имеет место такое сочетание фаз первой и второй гармоник, при котором:

Результаты определения трендов в ОЭС "Центрэнерго"

Виды технологических нарушений	Объекты наблюдения	Математическое описание тренда
A + TO	СТ	$35,86 - 0,36x$ $36,02 - 0,37x + 2,5 \sin \omega x + 11,23 \cos \omega x$ $36,0 - 0,37x + 2,5 \sin \omega x + 11,23 \cos \omega x + 1,3 \sin 2\omega + 1,8 \cos 2\omega x$
A + TO	ЭС	$32,0 - 0,28x$ $31,8 - 0,27x + 2,5 \sin \omega x - 11,0 \cos \omega x$ $32,4 - 0,3x - 2,6 \sin \omega x - 10,9 \cos \omega x + 0,15 \sin 2\omega + 6,4 \cos 2\omega x$
A + TO	СТ + ЭС + ТС	$70,5 - 0,68x$ $70,5 - 0,68x + 0,96 \sin \omega x + 2,6 \cos \omega x$ $71,0 - 0,7x + 0,85 \sin \omega x + 2,7 \cos \omega x + 1,2 \sin 2\omega + 9,0 \cos 2\omega x$
ФО	СТ	$38,2 - 0,22x$ $38,4 - 0,23x + 1,1 \sin \omega x + 6,4 \cos \omega x$ $71,0 - 38,6 - 0,24x + 1,05 \sin \omega x + 6,4 \cos \omega x + 0,2 \sin 2\omega + 2,4 \cos 2\omega x$
ФО	ЭС	$113,4 - 0,5x$ $111,5 - 0,39x - 5,5 \sin \omega x - 42,9 \cos \omega x$ $112,6 - 0,45x - 5,7 \sin \omega x - 42,8 \cos \omega x - 0,3 \sin 2\omega + 11,45 \cos 2\omega x$
ФО	СТ + ЭС + ТС	$181,0 - 1,53x$ $180,0 - 1,45x - 5,5 \sin \omega x - 38,2 \cos \omega x$ $181,7 - 1,55x - 5,85 \sin \omega x - 38,1 \cos \omega x - 2,87 \sin 2\omega + 14,8 \cos 2\omega x$

– в период наибольших нагрузок в системе ($x = 0, 12, 24, 36$ мес) максимумы графика аварийности обостряются (что в полной мере соответствует реальному состоянию эксплуатации станций);

– минимумы графика аварийности в летнее время ($x = 6, 18, 24$ мес), наоборот, уплощаются.

Такие особенности периодических кривых отображаются именно двумя гармониками типа $C + A \cos z + B \cos 2z$, так что при $z = 0$ аварийность равна $C + A + B$ (максимум аварийности), а при $z = \pi$ аварийность равна $C - A + B$ ($z = \alpha x$). Таким образом, вторая гармоника дает возможность отразить в тренде и обострение в период максимума нагрузок аварийности и уплощение графика аварийности в летнее время (для ТО на тепловых станциях). И то и другое полностью отвечает сути процессов.

Данные о технологических отказах на тепловых электростанциях имеют явно выраженные выбросы в сторону больших значений в период максимальных нагрузок в энергосистемах. Отношение максимального числа нарушений (зимой) к минимальному (летом) для ряда случаев достигает 5 : 1 и более. Объяснение этому очевидно – летом нагрузки малы, наиболее изношенное оборудование отключается вообще или выводится в ремонт. Наоборот, при прохождении максимума графика нагрузки включаются все агрегаты, по-видимому, даже не вполне подготовленные к работе с полной нагрузкой. Не следует также не учитывать человеческий фактор – в период зимнего максимума здоровье эксплуатационного персонала требует повышенного внимания.

Таким образом, аварийность тепловых электростанций и ее пики заставляют обратить внимание на подготовку к прохождению зимнего графика нагрузки. По-видимому, можно за критерий неудовлетворительной подготовки к прохождению максимума нагрузки считать возрастание аварийности в 5 раз и более.

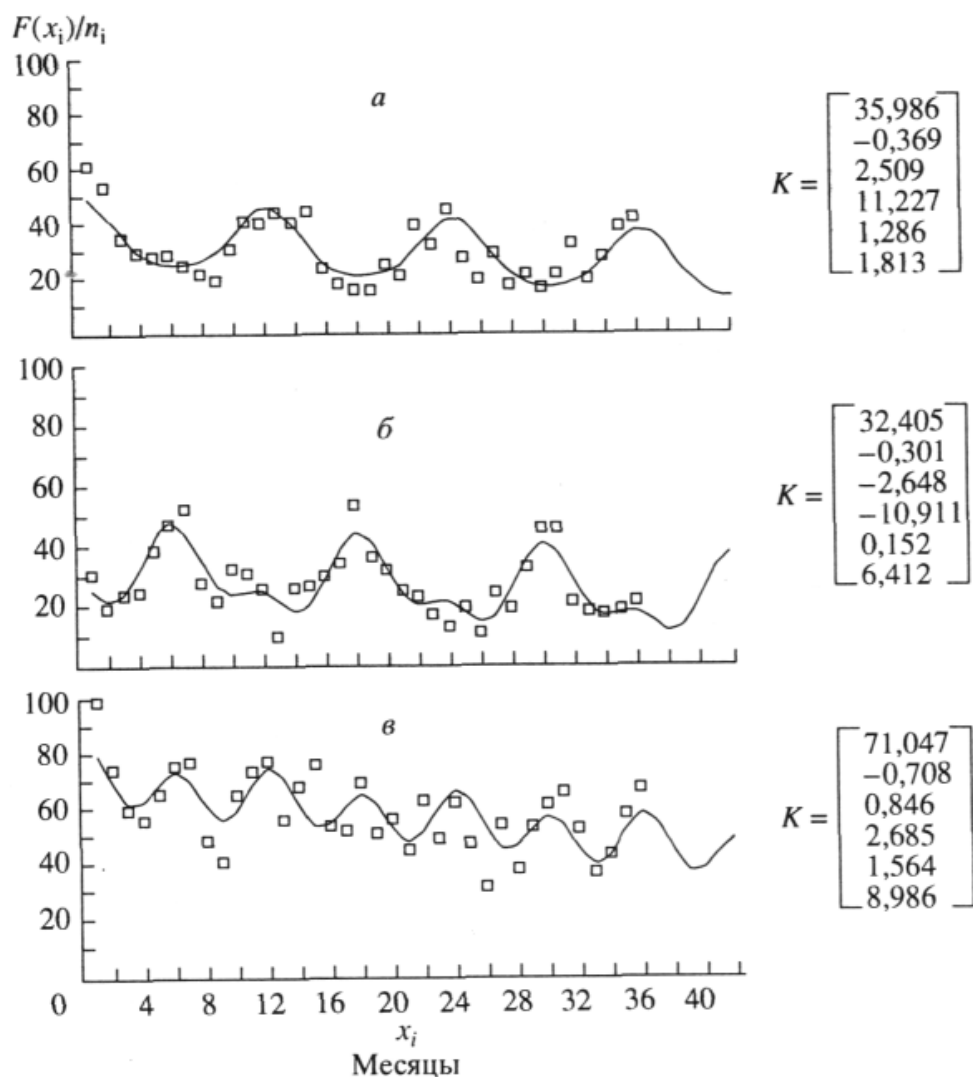


Рис. 1. Тренды (А + ТО) в ОЭС "Центрэнерго" по данным 1997–1999 гг. с прогнозом на полугодие 2000 г.: а – на электростанциях; б – в электрических сетях; в – всего по ОЭС

Графики технологических нарушений в электросетях также имеют явно выраженные максимумы, но в большинстве случаев максимумы аварийности соответствуют летним месяцам ($x = 6$ -й, 18 -й, 30 -й месяцы). Надо отметить, что здесь максимумы могут смещаться на 1 месяц, что вполне объяснимо изменениями погодных условий. (Это, конечно, следует учитывать при анализе числовых данных статистическими методами – точного совпадения не следует ожидать, более того, точное совпадение может быть признаком подгонки.)

Из приведенных данных можно заключить, что в целом по России интенсивность повреждений сетей из-за повышенных гололедно-ветровых нагрузок относительно небольшая. Исключение составляли ОЭС "ВОЛГАЭНЕРГО" и "ЮЖЭНЕРГО"¹. В последнем случае максимум повреждений в сети наблюдался и в декабре 1997 г.

Таким образом, еще раз можно обратить внимание на необходимость более детального учета климатических условий по отдельным регионам, в том числе на уточнение коэффициентов микроклимата по отдельным областям. Эта задача требует безотлагательного решения, поскольку повреждения вследствие гололедно-ветровых нагрузок в указанных двух энергосистемах сильно меняют полную картину аварийности в системе.

Кроме указанной есть и другие важные причины аварийности, характеристика которых будет приведена ниже.

¹ Отметим, что функциональные отказы в распределительных сетях 20 кВ и ниже не входят в рассмотрение по форме отчетности 16-энерго.

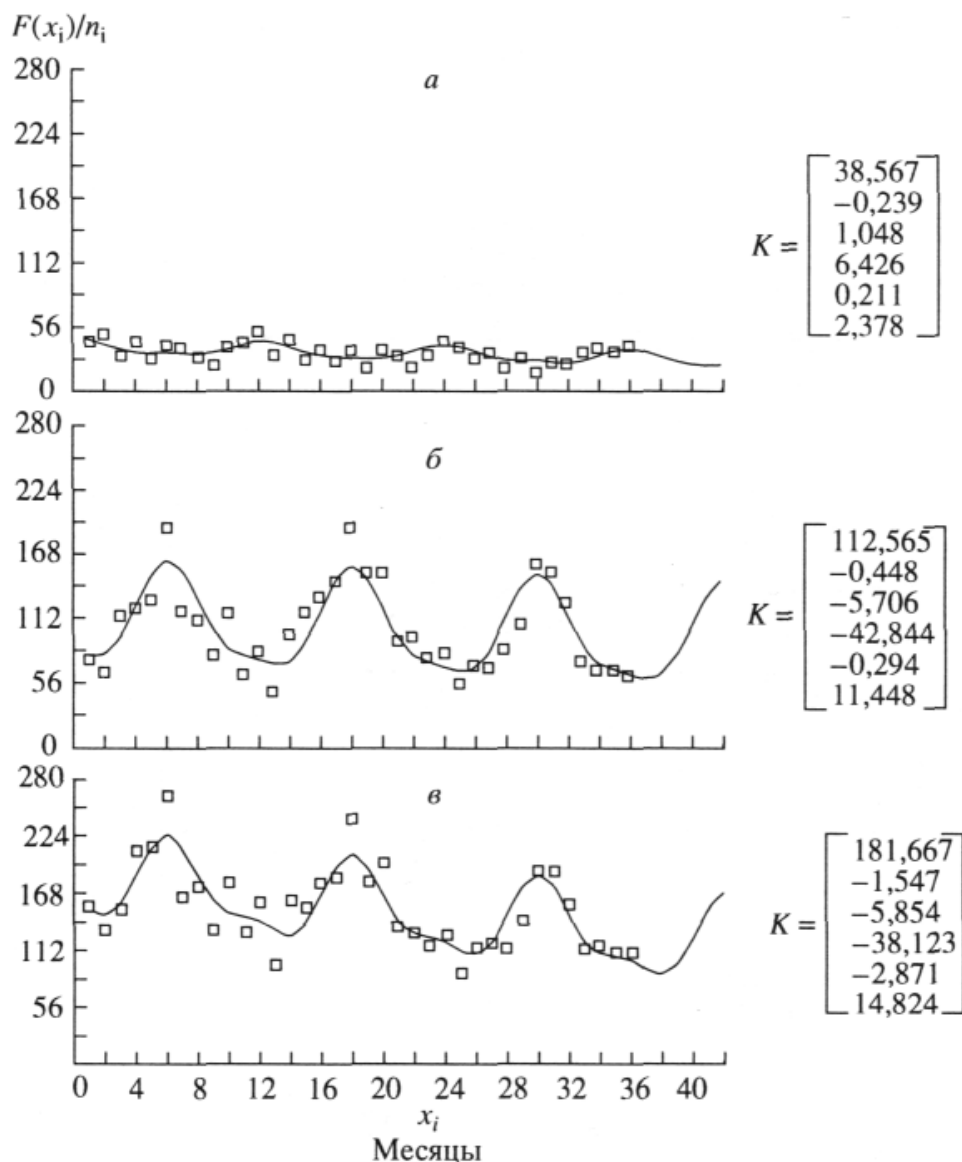


Рис. 2. Тренды (ФО) в ОЭС "Центрэнерго" по данным 1997–1999 гг. с прогнозом на полугодие 2000 г.: а – на электростанциях; б – в электрических сетях; в – всего по ОЭС

Исключив из рассмотрения отмеченные выше ОЭС, можно объяснить необходимость учета второй гармоники в трендах суммарной аварийности энергосистем тем, что максимумы суммарной аварийности будут достигаться и в период наибольших нагрузок и в летний период (из-за нарушений в сетях). Из этого и следует объяснение примера, приведенного выше, когда первая и вторая гармоники трендов оказались одинаковыми.

Последнее, как представляется, приводит к выводу о нецелесообразности рассмотрения общего потока повреждений. Тем более что в ряде случаев суммирование отказов на станциях с отказами в сетях не приводит даже визуально к выраженным максимумам отказов – получается сплошное поле случайных значений, из которых без привлечения дополнительных данных никаких закономерностей выявить не удастся. Поэтому с предложением об отказе от рассмотрения общего потока, по-видимому, можно согласиться. Однако для обобщающих оценок такие показатели часто применяют, поэтому авторы не сочли возможным вообще не рассматривать общий поток повреждений.

О статистической устойчивости трендов

Сравнение трендов, полученных по данным двух лет, с трендами, полученными по данным трех лет, показывает, что первые четыре коэффициента (постоянная состав-

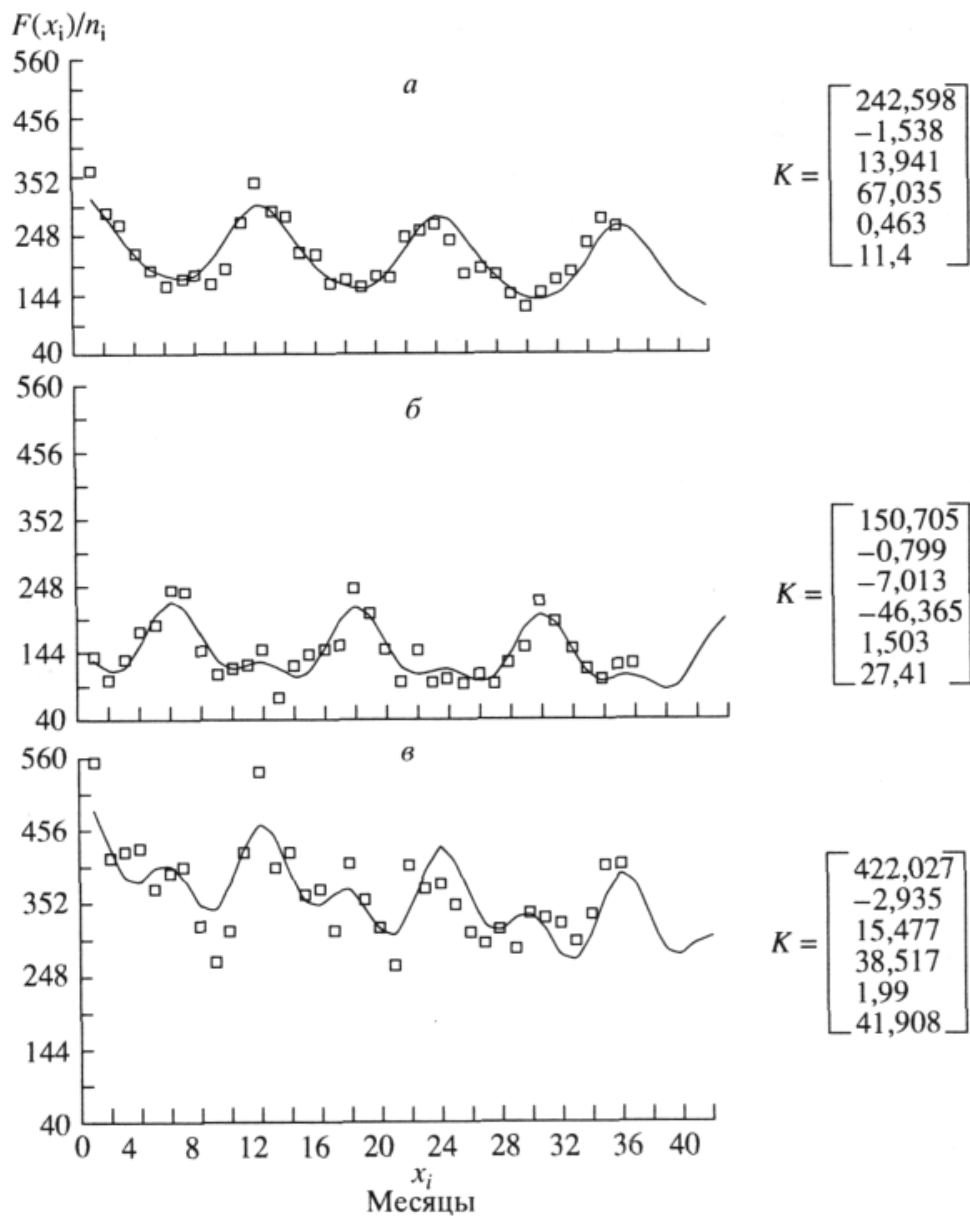


Рис. 3. Тренды (А+ТО) в РАО "ЕЭС России" по данным 1997–1999 гг. с прогнозом на полугодие 2000 г.: а – на электростанциях; б – в электрических сетях; в – всего по РАО

ляющая, наклон линейной составляющей, амплитуды первой гармоники) обладают несомненной устойчивостью, вторая гармоника, наоборот, значительно изменяется.

Именно это оправдывает применение метода наименьших квадратов, несмотря на то, что шумовая добавка (см. ниже) не удовлетворяет нормальному закону распределения вероятностей. Последнее может быть только препятствием для применения критерия Фишера.

Значительные вариации второй гармоники при переходе от тренда, построенного по двум годам, к тренду по трем годам, неудивительны, поскольку вторая гармоника отражает вариации, связанные с обострением и уплощением графиков аварийности, что действительно от года к году может сильно меняться, так как причины обострения и уплощения весьма индивидуальны и сами по себе могут изменяться. Известно, что максимальные выбросы случайных процессов подчиняются довольно сложным законам распределения.

Вместе с тем для всех случаев, рассмотренных нами, добавка второй гармоники приводила к обострению кривой аварийности, но никогда не доводила ее до максимального значения аварийности, соответствующего исходным данным. Это вполне очевидное следствие применения метода наименьших квадратов – по МНК аппроксимирующая зависимость всегда расположена между наибольшими и наименьшими

значениями исходных данных. Поэтому для прогноза максимальной аварийности МНК – не вполне подходящий аппарат. Это следует учитывать при дальнейшем развитии методов анализа аварийности.

Прогнозирование максимальных выбросов по числу технологических нарушений может быть рассмотрено на основе выделения из полученных временных рядов наблюдений с максимальными значениями отказов для разных лет. Конечно, это потребует выборки более объемной, чем за 3 года.

О нормальности распределения шумовой добавки

Результаты проверки шумовой добавки по критерию нормальности распределения показали, что значительная часть (около 30% всех выборок) данных не удовлетворяет условию нормальной шумовой добавки.

Отношение к этому может быть двоякое: разработка методов построения трендов более общих, чем метод наименьших квадратов; детальное рассмотрение исходных данных на предмет выявления грубых ошибок и причин возникновения резко выпадающих значений аварийности.

Очевидно, что обе задачи имеют определенную практическую значимость, но они выходят за рамки данной работы.

Причины и последствия технологических нарушений

Причины и обстоятельства, приводящие к технологическому нарушению, а также его развитию, классифицируются в соответствии с [1] как технические (технологические) (нумерация 3.3.1–3.3.19) и организационные (нумерация 3.4.1–3.4.6, расшифровка приведена в [1]).

Отказы основного оборудования электростанций. Основные виды отказов – повреждение поверхностей нагрева котельных агрегатов и подогревателей. Это одно из наиболее уязвимых мест тепловых электростанций. Такие повреждения отвлекают значительные материальные и трудовые ресурсы. Надо отметить, что иногда имеет место фальсификация таких отказов под видом вывода агрегата в ремонт. Но вообще здесь фальсифицируются данные значительно труднее, чем в отношении других видов повреждений. Повреждаемость поверхностей нагрева как причина остановов котлоагрегатов и блоков доходит до 7% общего числа нарушений в теплосиловом оборудовании ТЭС, что подтверждается другими данными Департамента генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей РАО "ЕЭС России" [7].

Причины указанного явления состоят в том, что поверхности нагрева котлоагрегатов весьма развиты и работают в исключительно напряженных условиях. По-видимому, не лишена смысла постановка задачи о снижении уровня энергонапряженности на поверхностях нагрева с учетом зарубежного опыта, что требует специального обсуждения при условии постановки задачи как технико-экономической с учетом уровня аварийности агрегатов.

Надо отметить, что энергетические организации (РАО "ЕЭС России", ВТИ, ОРГРЭС и др.) активно работают по устранению этого прорыва, однако данные последних лет, которые обрабатывались авторами данной статьи, показывают, что несмотря на изменения к лучшему, проблема не утратила своей актуальности.

Проблема здесь в исключительной сложности процессов, что можно проиллюстрировать, например, повреждениями от коррозии экранных труб барабанных котлов. Согласно [7] можно выделить пять наиболее четких видов коррозии:

пароводяная коррозия с переходом (кратковременным) на пленочный режим работы и разрушением защитной оксидной пленки на парогенерирующей поверхности и последующее окисление пароводяной смесью металла, лишенного защиты;

солевая коррозия при электропроводности котловой воды более 5 мкСм/см и концентрации $Cl + SO_4 > 2$ мг/кг. Отложение солевых пятен на огневой стороне трубы

приводит к повышению пористости оксидных пленок, резко снижает стойкость углеродных сталей, приводит к образованию свищей на уровне горелок и контактных стыков, где концентрируются отложения;

щелочная коррозия – при воздействии на металл концентрированного едкого натра;

кислотная коррозия – при которой наблюдаются массовые хрупкие разрушения, возможные от конца экономайзерной зоны до зоны максимальных тепловых нагрузок;

подшламовая коррозия – возникает в рыхлых отложениях окислов железа, способствующих концентрации примесей котловой воды.

Приведенные виды коррозии подробно рассмотрены в трудах д.т.н. Паули В.К. [7], где приведены критерии их диагностики, но указывается, что реальный процесс может развиваться на начальном периоде по одному направлению, а затем переходит в другое. При этом имеют значение локальные процессы в местах повышенных тепловых нагрузок, в местах концентрации отложений и т.п. (в местах повышенной концентрации механических напряжений возникает проблема, связанная с механической прочностью). Такие локальные зоны напряжений и приводят к повреждениям. Проблема состоит именно в исследовании локальных выбросов на случайном поле. Эта тема еще не исследована.

Отказы электротехнического оборудования. В статистике технологических отказов малозначимы отказы систем возбуждения, систем охлаждения, отказов самих синхронных генераторов.

Причиной этого (если исключить из рассмотрения фальсификацию данных) можно считать следующее. В электротехнической части существует практически 100%-ное (с функциональной точки зрения) резервирование. Основное возбуждение – резервный возбудитель, электродвигатели собственных нужд полностью продублированы и т.п. Вместе с тем заметную роль по совокупности играют отказы элементов распределительного устройства (РУ) высокого напряжения – разъединителей (шинных), трансформаторов тока и напряжения.

Понятно, что повреждение шинного разъединителя приводит к необходимости отключения всей соответствующей системы сборных шин, что может быть причиной серьезной аварии. В погодных условиях России основные повреждения разъединителей – трещины и разрушение опорных колонок. Трещины диагностируются термовизионным методом, что может быть эффективным способом предотвращения аварии. И это следует особо подчеркнуть в связи с рассмотренными нами данными статистики технологических отказов.

Но задачу надо решать путем постепенного отказа от тех конструкций разъединителей, у которых переключения приводят к появлению трещин. Например, это может быть переход на пантографические разъединители или, как кардинальное решение – на *элегазовые* РУ. Это же имеет отношение и к измерительным трансформаторам напряжения (ТН).

Следует обратить внимание на схемы РУ, которые могут оказать существенное влияние на надежность станции в целом. Например, глухое подключение ТН к линии электропередачи при повреждении ТН и отказе шинного выключателя линии или повреждение шинного ТН, подключенного через разъединитель, приводит к работе устройства резервирования отключения выключателей (УРОВ) и потере всей системы (или секции) сборных шин. Такие случаи чрезвычайно редки, но в практике они были. Поэтому для ответственных генерирующих узлов указанное подключение ТН требует тщательного изучения.

Сформулируем задачи повышения качества эксплуатации электростанции:

– повышение качества поверхностей нагрева, повышение уровня их контроля и обслуживания;

– повышение качества обслуживания и уровня контроля оборудования ОРУ на основе внедрения более совершенных аппаратов, более совершенных методов и средств ухода и контроля за оборудованием ОРУ (например, применением тепловизоров для выявления плохих контактов, трещин в изоляторах и др.);

– проведение учебы эксплуатационного персонала по результатам анализа технологических отказов в энергосистеме и на объекте.

Технологические нарушения в электрических сетях. Есть три основных потока повреждений, существенно различающихся по своей природе:

– повреждения из-за неудовлетворительного технического состояния оборудования и конструкций;

– повреждения, связанные с недостаточно высоким качеством уровня эксплуатации;

– повреждения, вызванные опасными внешними воздействиями.

Первый по большей части обусловлен дефектами в оборудовании, конструкциях и используемых при эксплуатации материалах. Происхождение дефектов может быть разным: заводские дефекты в оборудовании и поставляемых материалах, ошибки при выполнении строительно-монтажных работ, ошибки при проектировании или при выполнении ремонтных работ, влияющие на показатели надежности работы оборудования, сооружений и конструкций электросетевых объектов.

Постоянный учет и анализ рассматриваемых нарушений позволяет сформулировать обоснованные технические требования к изготовителям и поставщикам оборудования и материалов, отказаться от услуг тех организаций и фирм, которые некачественно выполняют работу.

Во втором потоке технологических нарушений, зависящих от качества организаций эксплуатации, следует особо выделить нарушения по причине несвоевременной замены оборудования и конструкций в процессе старения основных фондов. С одной стороны, выработавшее свой ресурс оборудование должно быть заменено на новое – это одно из условий для эффективной работы любого предприятия, с другой – экономическое положение многих энергообъектов не позволяет этого сделать. В результате экономические последствия от увеличивающегося числа нарушений по данной причине, определяемые затратами на проведение аварийных ремонтов, упущенной выгодой от недоотпуска потребителям энергии, возмещением ущерба потребителям или штрафами согласно условиям в договорах по электроснабжению и другими неизбежными затратами, еще больше усугубляют неблагоприятное экономическое положение энергообъектов.

Выход заключается в изменении условий функционирования энергообъектов, позволяющих привлекать инвестиции в требуемом объеме. В связи с этим необходимо решить задачу оптимизации сроков замены энергетического оборудования на основе показателей его долговечности.

В практике эксплуатации достаточно примеров долговременного экономичного использования электросетевого оборудования со значительным превышением сроков его эксплуатации. В то же время есть примеры повышенной аварийности сравнительно "молодого" оборудования, при которой, исходя из показателей экономичности и безопасности, возникают вопросы о целесообразности дальнейшей эксплуатации такого оборудования.

Долговечность технического устройства помимо качества его изготовления и обеспечения необходимых характеристик зависит от режима работы по его загрузке, условий эксплуатации и внешних воздействий, от культуры эксплуатации и других факторов. Поэтому экономически оправданные сроки службы оборудования различны. Необходимо иметь практические методики оценки показателей долговечности основного оборудования с использованием статистических данных о его использовании, аварийности и экономических затратах за период эксплуатации.

Во втором потоке технологических нарушений обращают на себя внимание нарушения на воздушных линиях (ВЛ) электропередачи, интенсивность которых имеет максимум в начале лета. Анализ причин этих нарушений указывает на совпадение максимума аварийности с периодом времени появления молодой поросли в лесных массивах, по которым проходят линии. В этом же потоке содержатся технологические нарушения по причине падения деревьев на провода ВЛ. Все это дает основание

говорить об отклонении от существующих требований по содержанию трассы ВЛ при прохождении их в лесных массивах.

На сезонный характер колебаний числа технологических нарушений в электрических сетях оказывает влияние третий поток нарушений из-за опасных внешних воздействий. В этой связи следует отметить наступление грозовой активности в начале лета.

Наиболее опасными внешними воздействиями для ВЛ являются повышенные гололедные или ветровые нагрузки (или совместное их действие) на их элементы. Данная проблема актуальна для России и состоит в том, что на территориях 29 энергосистем существует 4-я и выше зоны по ветру, в 44 энергосистемах – 4-я и выше зоны по гололеду, а на территориях 14 энергосистем (в основном в Центре, на Южном Урале и Северном Кавказе) существуют повышенная вероятность возникновения смерча. Кроме того, в таких энергосистемах, как Мосэнерго, Рязаньэнерго, Нижновэнерго и ряде других при отсутствии четвертых зон по ветру и гололеду нередко возникают неблагоприятные погодные условия (порывы ветра достигают скорости 20–28 м/с, налипание мокрого снега и другие гололедные отложения на проводах и опорах), которые вызывают повреждения на ВЛ.

Анализ аварийности на ВЛ показывает, что наибольшая опасность повреждений от повышенных гололедно-ветровых нагрузок существует в сетях 6–110 кВ; число случаев повреждения линий 220 кВ и выше значительно меньше.

В практике эксплуатации электрических сетей нередко аварии, когда повышенные гололедно-ветровые нагрузки приводят к значительным повреждениям и разрушениям участков ВЛ (обрывы проводов, повреждение опорной изоляции, повреждение и разрушение опор), причем в зону повреждений может входить несколько десятков линий. Следствием указанных аварий является длительное нарушение электроснабжения потребителей энергии.

Ранее было отмечено, что в 1997–1999 гг. по данным статистической отчетности энергосистем интенсивность повреждений ВЛ по причине гололедно-ветровых нагрузок заметно не выделялась в общем числе нарушений. Это дает основание сделать вывод, что в целом по России электрические сети с учетом ранее приведенной оговорки достаточно хорошо построены с учетом возможных гололедно-ветровых нагрузок. В действительности такое утверждение следует тщательно рассмотреть.

В [5] было показано, что интенсивности воздействий имеют квазиодинадцатилетний цикл. Вероятно, что рассматриваемый трехлетний период наблюдений мог оказаться благоприятным по числу таких аварий, поэтому указанный вывод требует дополнительного подтверждения.

Следует заметить, что в настоящее время в энергетической отрасли отсутствует подразделение, проводящее постоянный учет и обобщение влияния погодноклиматических условий на эксплуатацию ВЛ в регионах России (ранее такие функции выполняли подразделения во ВНИИЭ и Энергосетьпроекте). Этот факт может отрицательно сказаться на развитии электросетевого хозяйства.

Повышенные гололедно-ветровые нагрузки на ВЛ нередко возникают на территории, включающей в себя несколько поврежденных линий, при этом в статистической отчетности технологическое нарушение фигурирует как одно, экономический ущерб от которого может быть большим. Иными словами, даже в неблагоприятные годы технологические нарушения по причине гололедно-ветровых нагрузок выделяются увеличением не интенсивности нарушений в электрических сетях, а размера суммарного экономического ущерба.

Все отмеченное выше позволяет сделать вывод о том, что при проектировании и организации эксплуатации ВЛ вопросы соответствия расчетным климатическим условиям не только не утратили свою актуальность, но значительно усиливаются в связи с возрастанием требований к надежности электроснабжения потребителей в условиях рыночных отношений и ожидаемых освоений промышленностью новых территорий страны.

Среди технологических нарушений в электрических сетях по причинам опасных внешних воздействий следует выделить нарушения, интенсивность которых в настоящее время не доминирует, но существует негативная тенденция к ее росту. Это в первую очередь внешние механические воздействия на кабельные и воздушные линии электропередачи постоянными лицами и организациями в густонаселенной местности с интенсивной промышленной и сельскохозяйственной деятельностью. В отдельных регионах образуются зоны повышенной опасности, как, например, в Московской обл. и в районах активного земледелия Северного Кавказа.

К последнему виду повреждений в электрических сетях можно присовокупить и вандализм по отношению к элементам ВЛ. Здесь необходима работа с населением, в том числе предъявление исков, организация охраны электропередач, проведение разъяснительной работы.

Организация учета аварийности

Из приведенного перечня проблем, связанных с анализом аварийности на энергообъектах, становится важным накопление достоверных данных о причине и последствиях технологических нарушений с целью выявления основных закономерностей поведения энергосистем для решения практических задач. Здесь большую роль играют комиссии по рассмотрению технологических нарушений, а также компетентность и ответственность специалистов, принимающих в них участие. Примером может быть случай, когда причиной повреждения ВЛ указывался сильный ветер и гололедные отложения. Более детальное изучение показало, что зафиксированные скорость ветра и толщина стенки гололеда создавали дополнительные механические нагрузки на элементах ВЛ, не превосходящие допустимых нагрузок, на которые была спроектирована ВЛ. Истинной причиной повреждения ВЛ оказалось ослабление прочностных характеристик элементов линии из-за ее старения. Различие между заключениями о причинах повреждения ВЛ на практике часто оказывается незаметным, в то же время правильно установленный вывод по событию позволяет обоснованно осуществлять профилактические мероприятия. Если причиной повреждения ВЛ становится стихийное явление и возникающие вследствие этого сверхнормативные повышенные нагрузки на элементы ВЛ, то, во-первых, нарушение электроснабжения потребителей не расценивается как "вина энергосистемы" и штрафные санкции не применяются и, во-вторых, рассмотренный случай должен войти в статистические данные для пересмотра перечня климатических зон по ветру и гололеду в будущем.

Если причиной повреждения ВЛ явилось несвоевременное обновление основных фондов из-за их старения, а ветер и гололедные отложения рассматриваются как сопутствующие факторы, то выводы по событию резко изменяются. Для потребителей нарушение электроснабжения расценивается как "вина энергосистемы" и они вправе, согласно договору, требовать от энергосистемы компенсацию своих ущербов. Кроме того, заключение по событию не дает повода для пересмотра перечня климатических зон.

Рассмотренный пример показывает необходимость постоянного учета и анализа аварийности, правильного установления первопричины технологических нарушений. К этому следует добавить важность установления циклов колебаний нарушений во времени для организации эксплуатации. Например, в период времени, приуроченного к пику аварийности, целесообразно осуществить полную проверку средств релейной защиты и автоматики, скорректировать график отпусков ремонтных бригад, провести подготовку персонала к действиям в чрезвычайных ситуациях. Все это способствует повышению надежности электроснабжения потребителей и эффективности работы энергообъектов.

Выводы. 1. Выявление закономерностей технологических нарушений в работе энергообъектов позволяет прогнозировать интенсивность этих нарушений и тем самым находить слабые звенья в эксплуатации энергообъектов, причины возникновения

и развития технологических нарушений, планировать противоаварийные мероприятия, соответствующую модернизацию объектов и их элементов, техническую учебу эксплуатационного персонала.

2. Для анализа закономерности технологических нарушений применим регрессионный анализ временной зависимости количества нарушений в виде аппроксимирующих функций (трендов) линейно-колебательного характера методом наименьших квадратов.

3. Проведенные исследования показали, что в большинстве нарушений статистически более адекватны тренды линейно-колебательного вида с частотой гармоника, соответствующей 12-месячному периоду колебаний. Причем колебательные составляющие нарушений на станциях и в электрических сетях сдвинуты друг относительно друга примерно на 6 месяцев.

4. Основными видами технологических нарушений на энергообъектах являются: отказы на электростанциях, связанные с повреждениями элементов тепловой части и, значительно реже, с повреждениями электротехнического оборудования; отказы в электрических сетях, связанные со стихийными воздействиями (гололедно-ветровые нагрузки, наводнения, приводящие к размыву оснований опор) и повреждениями, вызванными недостаточным уровнем эксплуатации (в том числе вандализмом по отношению к изоляторам и падением деревьев на провода линий электропередачи).

5. При эксплуатации энергообъектов РФ технологические нарушения обусловлены: массовостью элементов энергообъекта, работающих в напряженных условиях, и субъективным фактором, складывающимся из культуры эксплуатации и культуры населения. Обе составляющие представляют очевидный интерес для углубленного физико-математического и социально-психологического исследования.

6. Представляется актуальным углубление исследования по классификации технологических нарушений, так как при существующей классификации имеет место неопределенность в отнесении технологических нарушений к разным классам и недостаточная информативность, требуемая для детальной технической характеристики работы в энергосистемах.

7. Существует ряд теоретических проблем по представлению аварийности как случайного процесса с дискретным временем и в изучении выбросов такого процесса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Инструкции по распределению и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем (РД 34.2. 81–93). М.: ОРГРЭС, 1993.
2. Костылев А.А., Юрский Ю.Д., и др. Статистическая обработка результатов экспериментов. Л.: Энергоатомиздат, 1991.
3. Митропольский А.К. Техника статистических вычислений. М.: Наука, 1971.
4. Орлов А.Н. Оценка размерности модели в регрессии // Кн. Алгоритмическое и программное обеспечение прикладного статистического анализа. М.: Наука, 1980.
5. Скопinceв В.А. Циклы аварийности в электроэнергетических системах // Электрические станции. 1997. № 7.
6. Колемаев В.А., Староверов О.В., Турундаевский В.Б. Теория вероятностей и математическая статистика. М.: Высш. шк., 1991.
7. Паули В.К. О малозатратном механизме обеспечения эксплуатационной надежности котлоагрегатов ТЭС // Электрические станции. 1997. № 7.

Москва

Поступила в редакцию
8.II.2001