

АНАЛИЗ ПРИЧИН И ХАРАКТЕР РАЗВИТИЯ АВАРИИ В АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Канд. техн. наук ЮСИФОВ Н. А.

ЦДУ ОАО «Азербэнерго»

В последние десятилетия во многих крупных энергообъединениях участились аварии, сопровождаемые погашением значительного объема мощностей потребителей [1]. Анализ показывает, что в большинстве случаев их следствием являлось снижение надежности энергосистем как результат применения недостаточно продуманных методов и способов отхода от монопольных принципов и реструктуризации, как правило, стремление быстрого и максимального удовлетворения критериев экономичности [2].

Авария, произошедшая летом 2002 г. в Азербайджанской энергосистеме, не относится к категории подобных. Как будет видно из описанного ниже, причины ее – в состоянии самой энергосистемы, в котором она пребывала в течение 90-х кризисных годов.

Рассмотрим процесс развития аварии.

13.07.02 в 18.30 произошло отключение 2-й Апшеронской ВЛ 500 кВ (рис. 1).

В результате пожара под одной из опор линии произошло однофазное короткое замыкание на землю. После неоднократного неуспешного АПВ в 18.38 линия была полностью отключена.

В результате действия оперативного дежурного персонала диспетчерских служб 400 А нагрузки этой линии были перераспределены на другие линии, в том числе на 1-ю Апшеронскую ВЛ 330 кВ.

В 23.05 при отключении 2-й Апшеронской ВЛ 500 кВ произошло однофазное КЗ на землю на 1-й Апшеронской ВЛ 330 кВ. Увеличение нагрузки на этой линии в условиях значительного износа конструкции и высокой температуры атмосферы (по данным представленной справки пропускная способность линии была ниже нормативной на 40 % и более) привело к обрыву фазы. Линия была также отключена.

В результате нагрузка двух основных линий 2-й Апшеронской ВЛ 500 кВ и 1-й Апшеронской ВЛ 330 кВ легла на оставшиеся две ВЛ 220 кВ – 1-е и 2-е Мингечаурские сечения АзГРЭС – Апшерон (рис. 1).

Через 1,26 с после отключения 1-й Апшеронской ВЛ 330 кВ от перегрузки сгорел шлейф на 2-й Мингечаурской ВЛ 220 кВ, а еще через 2,12 с система потеряла динамическую устойчивость, начался асинхронный ход.

Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) сработала на 3-й Мингечаурской ВЛ 330 кВ и 1-й Мингечаурской ВЛ 220 кВ. В то же время АЛАР на 2-й Мингечаурской ВЛ 220 кВ и Дербентской ВЛ 330 кВ не сработали. После отключения Дербентской линии диспетчерами была потеряна связь с «Дагэнерго», и в этих условиях в 23.07 на всех электростанциях системы нагрузка упала до «0», чему способствовали неудовлетворительные действия АЛАР и локальные средства регулирования вследствие неудовлетворительности характеристик последних.

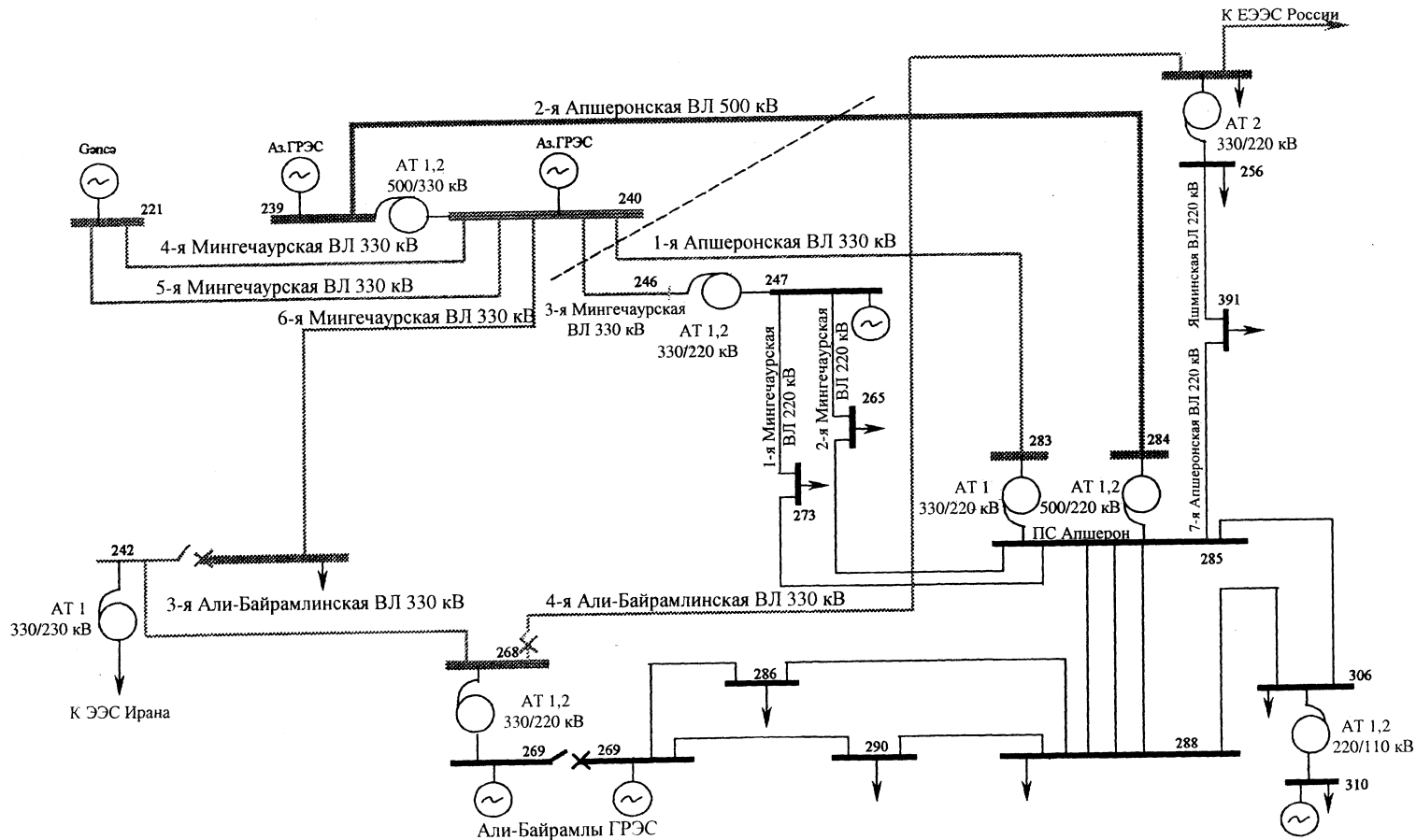


Рис. 1. Упрощенная схема основной сети 500/330/220 кВ Азербайджанской ЭС

Исключения составляли оставшиеся в работе блок № 7 ГРЭС Али-Байрамлы, работающей на межсистемную связь Имишлы–Парсабад, а также питание части нагрузки от Грузинской энергосистемы на западе республики.

Режим энергосистемы 13.07.02, предшествовавший аварии, был облегченным – 2384 МВт, что составляло 63 % зимнего максимума нагрузки. Основные высоковольтные линии были загружены на 40...60 %.

В режиме 6-я Мингечаурская ВЛ 330 кВ была выведена из «кольца» и задействована на тупиковую нагрузку (рис. 1).

В процессе изучения причин глубокого развития аварии на ПК с помощью программы «Мустанг» проводились расчетно-экспериментальные исследования, ставившие следующие цели:

- 1) оценить состояния статической устойчивости энергосистемы в промежутке времени 18.38–23.05;
- 2) расчетно продублировать процесс развития аварии после 23.05;
- 3) дать анализ причин развития аварии и рекомендации по их устранению.

1. Оценка статической устойчивости энергосистемы в период 18.05–23.05.

Загрузка электрических станций и перетоки по межсистемным связям в вынужденном режиме (в условиях отключения 2-й Апшеронской ВЛ 500 кВ) к 23.04 представлены в табл. 1.

Таблица 1

Электростанция	Мощность к 23.04, МВт	
	1	2
АзГРЭС	850	797
ГРЭС Али-Байрамлы	320	370
Шамкир ГЭС	330	330
Мин. ГЭС	180	180
Еникенд ГЭС	84	84
Бак. ТЭЦ-1	34	34
ГРЭС «Северная»	100	100
МС с Россией	250	250
Дагэнерго–Яшма	50	50
Всего	2198	2195

С учетом выдачи мощности на Иран по связи Имишлы–Парсабад суммарная мощность составляет 2388 МВт (режим максимально приближен к реальному).

Перетоки мощности по основным линиям сечения представлены в табл. 2.

В этом режиме напряжения на ПС:

Хурдалан 110 кВ – 113,3 кВ;

Хурдалан 220 кВ – 219 кВ;

Апшерон 500 кВ – 439 кВ;

Апшерон 330 кВ – 307,4 кВ;

Апшерон 220 кВ – 219,5 кВ.

В предельном по статической устойчивости режиме, полученном в результате утяжеления, с учетом ограничений по току и напряжению в узлах нагрузка на линиях основного сечения представлена в табл. 2.

ВЛ основного сечения АзГРЭС–Апшерон	Нагрузка ВЛ в схеме с отключенной 2-й Апшеронской ВЛ к 23.04, МВт/кА		
	ГРЭС Али-Байрамлы 320 МВт		ГРЭС Али- Байрамлы 370 МВт
	Исх. режим	Пред. по стат. уст.	
2-я Апшеронская ВЛ 500 кВ	Отключена	Отключена	Отключена
1-я Апшеронская ВЛ 330 кВ	289/0,517	379/0,709	258/0,416
1-я Мингечаурская ВЛ 220 кВ	136/0,335	176,5/0,450	123/0,303
2-я Мингечаурская ВЛ 220 кВ	84,9/0,206	112/0,279	76/0,184
6-я Мингечаурская ВЛ 330 кВ	Выведена из кольца	Выведена из кольца	Выведена из кольца
7-я Апшеронская ВЛ 220 кВ	105,3/0,608	119,5/0,689	102/0,607
1-я Али-Байрамл. ВЛ 220 кВ	55,7/0,211	60/0,292	77,7/0,243
2-я Али-Байрамл. ВЛ 220 кВ	57,8/0,224	58/0,285	80/0,255
Всего	729	900	

Загрузка АзГРЭС в предельном режиме – 1008 МВт.

С учетом амплитуды нерегулярных колебаний мощности по сечению (20 МВт) запас устойчивости

$$K_3 = \frac{900 - 729 - 26}{729} = 20,7 \text{ \%}.$$

Таким образом, вынужденный режим после отключения 2-й Апшеронской ВЛ 500 кВ имел достаточный запас статической устойчивости.

Это означает, что выполненные диспетчерским персоналом переключения по перераспределению нагрузки по линиям обеспечили устойчивый режим. Последовавшая авария в 23.05 не имела оснований для нарушения (сползание) статической устойчивости.

2. Оценка динамической устойчивости энергосистемы.

Вначале был проведен расчет динамической устойчивости энергосистемы в режиме отключения 2-й Апшеронской ВЛ 500 кВ. В соответствии с «Руководящими указаниями по устойчивости энергосистем» [3] испытания на устойчивость проводились при возмущении в виде двухфазного КЗ на землю у СШ АзГРЭС 330 кВ (самого мощного источника).

Предельное время отключения КЗ, обеспечивающее сохранение динамической устойчивости, составляет $t_{пр} = 0,26$ с. При правильной работе основной защиты в условиях отключения 2-й Апшеронской ВЛ 500 кВ при самом тяжелом возмущении система сохраняет устойчивость ($t_{пр} \gg t_{осн.заш.}$).

При $t_{пр} = 0,27$ с имеет место нарушение динамической устойчивости. Примерно за 2 с фиксируется асинхронный ход по связи Яшма–Дербент ВЛ 330 кВ.

На рис. 2, 3 иллюстрируется переходный процесс при отключении в 23.04 1-й Апшеронской ВЛ 330 кВ и 2-й Мингечаурской ВЛ 220 кВ (при отключенной 2-й Апшеронской ВЛ 500 кВ). Исходный режим тот же. Детальный анализ распечаток показывает, что асинхронный режим начинается примерно через 2 с после отключения 2-й Мингечаурской ВЛ 220 кВ

и через 4 с после отключения 1-й Апшеронской ВЛ 330 кВ, если через 2 с частота на АЗГРЭС была 50,09 Гц, на ПС Хурдалан 50,16 Гц (синхронные качания), то через 4 с эти частоты равнялись соответственно 50,87 и 49,42 Гц, а через 5 с – 51,32 и 47,83 Гц.

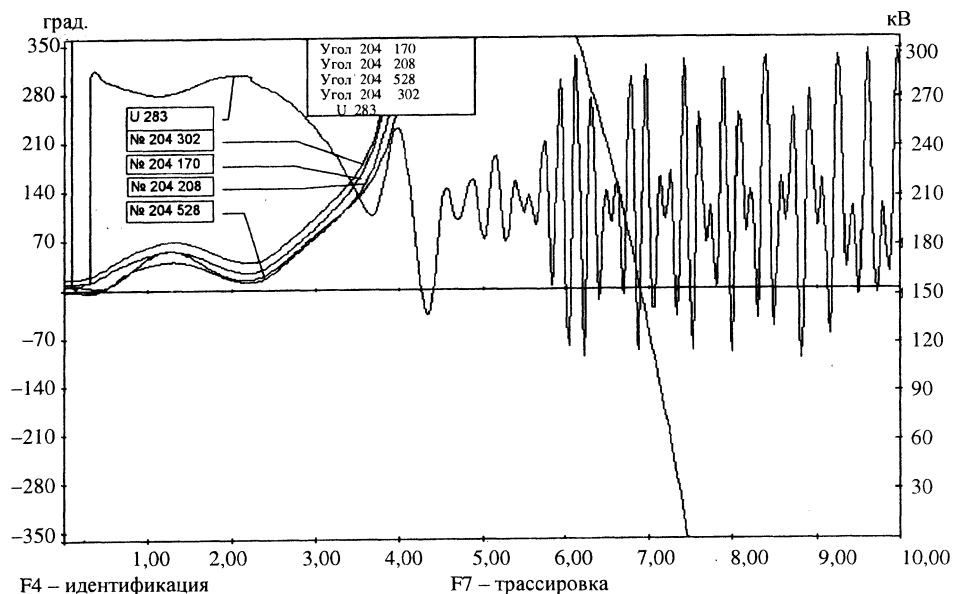


Рис. 2. Изменение относительных углов генераторов и напряжения на ПС Апшерон 330 кВ после 23.04 (отключение 1-й Апшеронской ВЛ 330 кВ и 2-й Мингечаурской ВЛ 220 кВ при отключенной 2-й Апшеронской ВЛ 500 кВ, ГРЭС Али-Байрамлы 320 МВт)

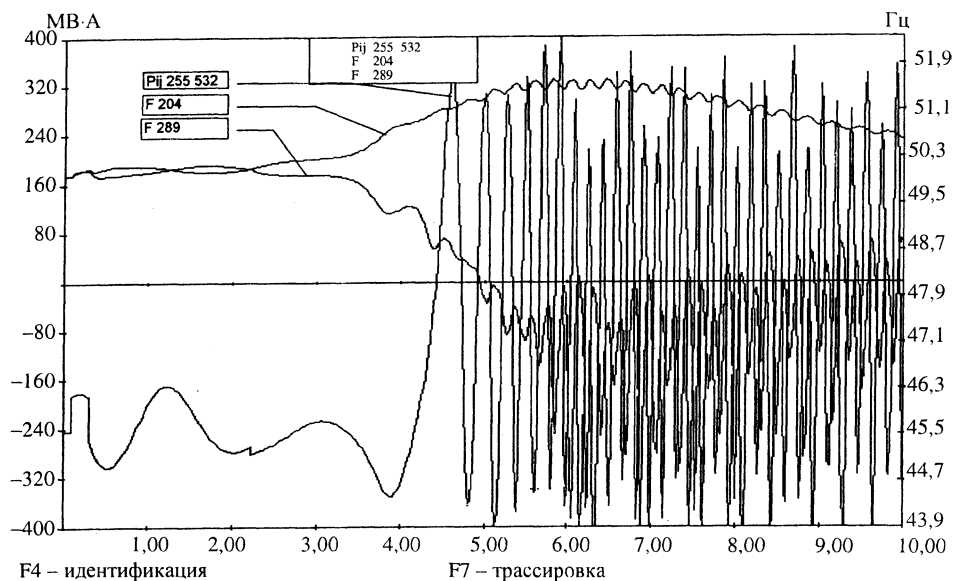


Рис. 3. Изменение частоты на стороне АЗГРЭС (204) и Хурдалан (289), а также перетока по Дербентской ВЛ 330 кВ (255–532) после 23.04 (отключение 1-й Апшеронской ВЛ 330 кВ и 2-й Мингечаурской ВЛ 220 кВ при отключенной 2-й Апшеронской ВЛ 500 кВ, ГРЭС Али-Байрамлы 320 МВт)

Полученные результаты практически совпадают с осциллографическими записями.

Представляет интерес ответ на вопрос: при каких предельных режимных условиях подобная ситуация не вызвала бы нарушения динамической устойчивости и асинхронного режима.

Многовариантно проведенные расчеты выявили одно из таких условий: увеличение выдачи мощности в сторону энергосистемы от ГРЭС Али-Байрамлы ($P \geq 370$ МВт).

Загрузка электрических станций и перетоки по межсистемным связям в вынужденном режиме (в условиях отключения 2-й Апшеронской ВЛ 500 кВ) к 23.04 представлена в табл. 1 и 2.

Сравнение с предыдущим режимом показывает, что имеют место некоторая разгрузка Апшеронских и Мингечаурских линий и загрузка Али-Байрамлинских.

Возмущение в виде отключения 1-й Апшеронской ВЛ 330 кВ и 2-й Мингечаурской ВЛ 220 кВ в этом режиме не вызывает нарушения устойчивости (рис. 4, 5).

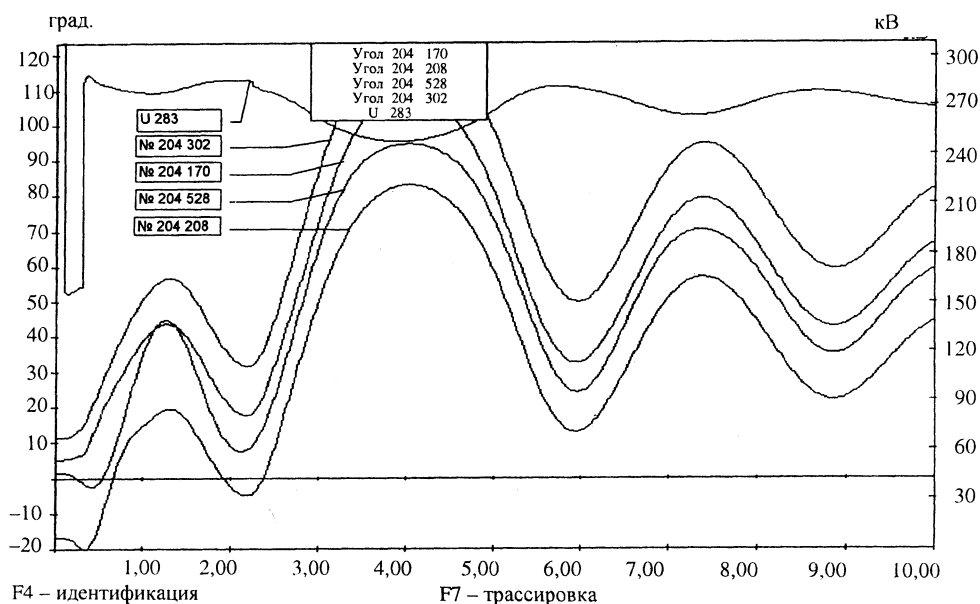


Рис. 4. Изменение относительных углов генераторов и напряжения на ПС Апшерон 330 кВ после 23.04 (отключение 1-й Апшеронской ВЛ 330 кВ и 2-й Мингечаурской ВЛ 220 кВ при отключенной 2-й Апшеронской ВЛ 500 кВ, ГРЭС Али-Байрамлы 320 МВт)

Таким образом, учитывая реальную схему, предшествовавшую аварии, необходимо:

- организовать работу двух генераторов ГРЭС Али-Байрамлы на межсистемную связь Имишлы–Парсабад изолированно;
- вывести из кольца 6-ю Мингечаурскую ВЛ 330 кВ (одну из основных несущих ВЛ АЗГРЭС–Апшерон);
- сохранить динамическую нагрузку в рассматриваемой ситуации при работе ГРЭС Али-Байрамлы на энергосистему с $P \geq 370$ МВт.

Одна из причин развития аварии – режимная, соответствующая реальной схеме.

Вторая причина – это то, что при реальной схеме 6-я Мингечаурская ВЛ 330 кВ была выведена из кольца по причине изолированной работы части ГРЭС Али-Байрамлы на Иран по ВЛ 230 кВ Имишлы–Парсабад. Это резко снизило уровень устойчивости энергосистемы.

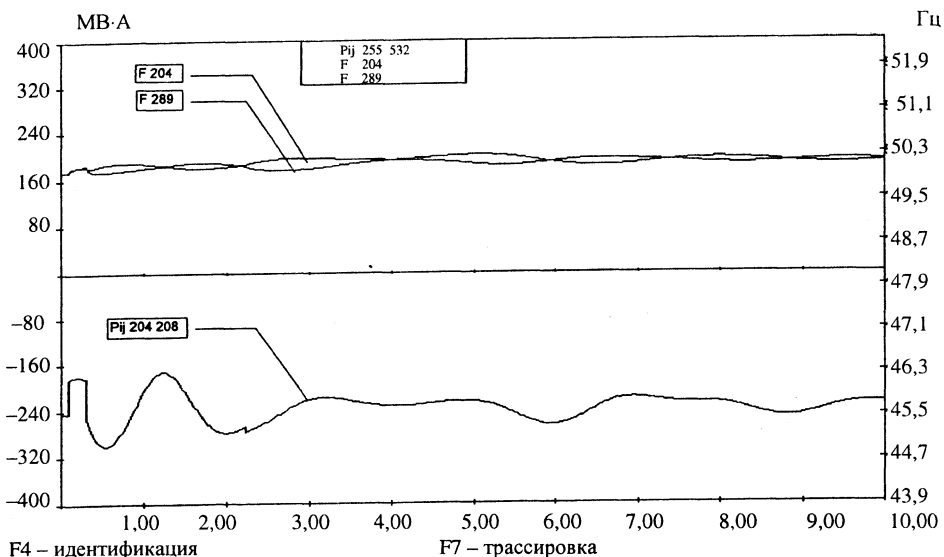


Рис. 5. Изменение частоты на стороне АзГРЭС (204) и Хурдалан (289), а также перетоки по Дербентской ВЛ 330 кВ (255–532) после 23.04 (отключение 1-й Апшеронской ВЛ 330 кВ и 2-й Мингечаурской ВЛ 220 кВ при отключенной 2-й Апшеронской ВЛ 500 кВ, ГРЭС Али-Байрамлы 370 МВт)

Следствием развития аварии является также тот факт, что два комплекта АЛАР из четырех не сработали. И, наконец, отсутствие надлежащего ремонта на названных линиях. Это привело к их обрывам при значениях токов, меньше допустимых.

Авария была ликвидирована последовательными действиями в течение одного часа, объем недоотпуска электроэнергии составил 2100000 кВт·ч.

ВЫВОДЫ

1. В энергосистеме в последнее десятилетие создались условия для развития тяжелых аварий даже при стандартных возмущениях в виде отключений линий, питающих дефицитный энергоузел.

2. Проведенный анализ показал, что основными из них для Азербайджанской энергосистемы явились:

- отсутствие ремонтов и регламентных работ оборудования высоковольтных линий электропередачи в соответствии с нормативными положениями;
- неудовлетворительность характеристик средств регулирования и управления, несоответствие установленных уставок противоаварийной автоматики действующим режимам;
- несовершенство схемной структуры высоковольтной сети 220/330/500 кВ с точки зрения обеспечения устойчивости энергосистемы.

Выявленные причины аварии легли в основу начатых работ по совершенствованию схемы, техническому перевооружению средств регулирования и противоаварийной автоматики.

ЛИТЕРАТУРА

1. Семенов В. А. Тяжелые системные аварии в зарубежных энергообъединениях // Вести в электроэнергетике. – 2002. – № 1.
2. Волков Э. П., Баринов В. А. Управление развитием и функционированием электроэнергетики в современных условиях // Вести в электроэнергетике. – 2002. – № 1.
3. Руководящие указания по устойчивости энергосистем. – 1995.

Поступила 28.02.2003