

УДК 577.4

ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РЕЖИМНОЙ НАДЕЖНОСТИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ СИНХРОННОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ АЗЕРБАЙДЖАНА И ИРАНА

ЮСИФБЕЙЛИ Н.А., ГУСЕЙНОВ А.М.*

ОАО «Азерэнержи»

*Азербайджанский НИИЕ и ЕП

В работе рассмотрены результаты первых технико-экономических исследований эффективности межгосударственных линий электропередачи Азербайджанской Республики (АР) и Исламской Республики Иран (ИРИ), приведена оценка состояния систем регулирования частоты и мощности в электроэнергетической системе (ЭЭС) АР, а также натурные экспериментальные исследования, которые подтверждают эффективность систем управления и регулирования парагазовых (ПГУ) и газотурбинных установок (ГТУ) в условиях параллельной работы ЭЭС АР, в систематизированном виде представлены основные меры повышения эффективности систем регулирования частоты и мощности.

Тенденция развития ЭЭС во всем мире свидетельствует о том, что идет объективный процесс объединения отдельных систем на параллельную работу путем создания больших территориальных, межнациональных и межконтинентальных объединений ЭЭС (ОЭЭС).

Первичный анализ эффективности объединения на параллельную работу проводится на стадии проектирования и долгосрочного планирования. В первом случае осуществляется технико-экономическое обоснование, во втором – планируются мероприятия по обеспечению режимной надежности функционирования параллельной работы энергообъединения.

Интегральным показателем эффективности объединения ЭЭС на параллельную работу являются капитальные и эксплуатационные затраты. Они образуются за счет реализации различных технических и экономических эффектов.

Можно выделить по крайней мере пять составляющих эффектов, получаемых в результате объединения на параллельную работу [1].

1. Мощностный эффект, в основе которого – снижение потребности в установленной мощности электростанций за счет совмещения максимумов нагрузки в результате разницы в пояском времени и в конфигурации графиков нагрузки, сокращения оперативного резерва и резерва для проведения плановых ремонтов, повышения эффективности использования ГЭС, снижения резервов мощности и «запертых» мощностей.
2. Структурный эффект заключается в рационализации структуры генерирующих мощностей и основных электрических сетей при более эффективной структуре топливообеспечения и топливоиспользования на станциях, вовлечении в баланс дополнительных ТЭР с передачей энергии в соседние энергосистемы, вовлечении возобновляемых источников энергии и др.
3. Частотный эффект выражается в меньшем влиянии на частоту ЭЭС отдельного блока или крупного потребителя. Если в изолированной ЭЭС вращающийся резерв должен быть на уровне мощности наиболее мощного

- агрегата в ЭЭС, то в условиях объединения мощности такого агрегата снижаются и, тем самым, снижается вращающийся резерв.
4. Режимный эффект проявляется за счет снижения эксплуатационных затрат за счет оптимизации режимов работы электростанции в ОЭЭС, увеличения суммарной плотности графиков нагрузки ЭЭС при их совместной работе, большего использования дешевых видов топлива.
 5. Экологический эффект достигается за счет перераспределения выработки электроэнергии на электростанциях, с ее снижением в местах с неблагоприятными экологическими условиями.

Достижение этих эффектов сопровождается экономией капитальных и эксплуатационных затрат в каждой из параллельно работающих ЭЭС. В то же время при организации параллельной работы ухудшаются динамические свойства системы, появляется возможность каскадного развития аварии, снижается режимная надежность. Поэтому параллельно с этим должны реализовываться мероприятия по повышению надежности электроснабжения потребителей, что требует дополнительных затрат.

В этих условиях интегральный показатель эффективности образуется не простым суммированием экономических показателей от реализации вышеперечисленных эффектов, а с учетом необходимых затрат по поддержанию режимной надежности на требуемом уровне.

В связи с вышеизложенным, Национальный Диспетчерский Центр на оперативном уровне решает комплекс технических задач, в т.ч.:

- поддержание и оптимальное управление резервом мощности;
- контроль и управление обменными перетоками мощности по межсистемным связям;
- контроль уровня устойчивости и показателей энергосистемы, пропускной способности межсистемных связей;
- коррекция настроек систем регулирования и противоаварийной автоматики;
- регулирование частоты и напряжения в соответствии с нормами современных объединений и др.

Однако, решение этих задач происходит в контексте новых экономических требований, диктуемых условиями рыночной экономики.

При решении вопроса об объединении на параллельную работу, наряду с многочисленными вопросами, на передний план выдвигается вопрос о состоянии систем регулирования и ПАА и возможности их использования для удовлетворения уже действующих в крупных энергообъединениях требований (UCTE, CENTREL, NORDEL), а также учитывая, что и в дальнейшем на различных этапах развития будут внедряться электростанции с газо- и парогазовыми установками, отличающимися своими средствами управления и регулирования, о выявлении степени эффективности их действия в условиях параллельной работы.

ЭЭС АР имеет более 30-летний опыт работы в ОЭЭС Закавказья и Единой ЭЭС (ЕЭЭС) бывшего СССР и на протяжении своей истории являлась динамично развивающейся и играла доминирующую роль в Южно-Кавказском регионе. Система высоковольтных линий электропередач ЭЭС АР на Востоке по межгосударственной линии электропередач (МГЛЭП) 330 кВ связана с Северно-Кавказской сетью России, а линией 330 кВ на Западе - с Грузией; на Юге связь с ИРИ осуществляется МГЛЭП 230 кВ. ЭЭС АР, также имеет связь по МГЛЭП 154 кВ с Турцией.

В настоящее время вопрос о параллельной работе ставится намного шире.

На «Электрической карте» Южно-Кавказского региона ЭЭС АР занимает особое место. Географическое положение, наличие развитой высоковольтной электрической сети и топливных ресурсов АР позволяет ей не только войти в электрическую связку «Восток-Запад» [2,3], но и стать связующей системой между ней и Южными ОЭЭС,

«Север–Юг», включающими в рамках программы ЭКО ОЭЭС ИРИ, Турции, Пакистана и др. ОЭЭС Турции связана с ЭЭС Европейских стран МГЛЭП на Болгарию, ОЭЭС Ирана, Пакистана и далее.

Карта МГЛЭП вокруг ЭЭС АР представлена на [рисунке 1](#).

В течение 90-х годов и ныне ЭЭС АР продолжает параллельный режим работы по МГЛЭП- 330 кВ Яшма (Азербайджан) – Дербент (России) с Россией. МГЛЭП – 330 кВ Акстафа (Азербайджан) – Гардабани (Грузии) используется эпизодически в островном режиме.

С марта 2001 г. включена под напряжение ВЛ-220 кВ Имишлы (Азербайджан) - Парсабад (ИРИ), по которой на период летнего режима осуществляется переток мощности 200-220 МВт на ИРИ. Островные и радиальные режимы между ЭЭС АР и ИРИ рассматриваются как начальные этапы взаимодействия, которые важны для перспективного его развития с переходом на новый качественный уровень.

В настоящее время исчерпаны технические возможности увеличения перетока мощности по МГЛЭП 230 кВ «Парсабад» (Азербайджан) – (ИРИ). Эта связь уже не отвечает требованиям надежности и экономичности, а в перспективе не обеспечит транзитные функции ЭЭС. В связи с чем планируется строительство второй МГЛЭП 330 кВ в габарите 400 кВ между ЭЭС АР и ИРИ. Аналогично обстоит дело со второй МГЛЭП 330 кВ с Россией. Срок завершения строительства второй МГЛЭП 330 кВ между АР и ИРИ намечен в начале 2005 года. В 2003 году включена под напряжение новая МГЛЭП 110 кВ в габарите 220 кВ Астара (Азербайджан) – Астара (ИРИ), а также МГЛЭП 132 кВ Джульфа (Азербайджан) – Джульфа (ИРИ). В дальнейшем предполагается включение на параллельную работу ЭЭС ИРИ, АР и России.

В этих условиях ЭЭС AP может играть роль как экспортера электрической энергии, так и ее транзита.

Наряду с усилением действующих и строительством новых МГЛЭП, для обеспечения синхронной параллельной работы первостепенное значение имеет приведение системы регулирования частоты и мощности в соответствие с современными требованиями-статические характеристики: по нечувствительности – 0.02%; по неравномерности –2÷6% [4, 5]. Должны быть отработаны также вопросы технико-экономического характера [6, 7].

При решении вопроса о выделении электрических станций для регулирования частоты и мощности исходят из структуры генерирующих мощностей ОЭЭС, состояния основного оборудования, технических характеристик систем регулирования.

Структуры генерирующих мощностей по объединенным ЭЭС приведены в табл. 1., показатели оборудования даны на состояние 2003 года.

Табл. 1.

Объединяемые ЭЭС	Максимум нагрузки	Установленная мощность элементов, МВт / %				
		Всего	ГЭС	ТЭС	ПГУ	АЭС
Азербайджан	4 100	5 700	1 000/18	4 193/73	507/9	-
ИРИ	27 000	28 000	2 800/10	17 300/62	7 840/28	-
Северный Кавказ (Россия)		11 500	2 800/24	7 700/67		1 000/9
Грузия	1 600	1 785	1 500	285	-	-

I. В ЭЭС AP при общей установленной мощности 5700 МВт на 01.01.2004 года приходится:

на ТЭС – 4700 МВт (82 %)

на ГЭС – 1000 МВт (18 %)

В структуре тепловых электростанций действуют блоки:

- 300 МВт х8 («Азербайджанская» ГРЭС) – паровые турбины, (тип К-300-240-3 ЛМЗ), срок эксплуатации 15 – 20 лет;
- 165 МВт х7(ГРЭС «Али-Байрамлы») – паровые турбины, (тип К-150-130 и К-160-130, ХТГЗ), срок эксплуатации 35 – 40 лет;
- 55 МВт х2(Бак.ТЭЦ-1) – газотурбинные установки, (тип GT8С фирмы АВВ с одним котлом – утилизатором) срок эксплуатации 2 – 3 года;
- 400 МВт х1(«Шимал» ГРЭС) – парогазовая установка,(тип М – 701F, ТС2F – 35.4 фирмы Mitsubishi) срок эксплуатации 2 – года.

В составе тепловых электростанций доминируют КЭС.

Характеристики турбоагрегатов основных электрических станций ЭЭС AP, зона нечувствительности регуляторов скорости агрегатов ТЭС в сравнении с требованиями USTE в 10-15 раз выше и составляет порядка 150 мГц.

Более предпочтительные характеристики имеют агрегаты ГЭС.

Наладочные испытания, проведенные на турбоагрегате на ГРЭС «Али-Байрамлы» (К-160-130 блока №3), показали, что зона нечувствительности регулирования агрегата 0,3 % (150 мГц), коэффициент неравномерности 5,2 %.

Испытания на блоке 300 МВт «Азербайджанской ГРЭС» подтверждают необходимость реализации параллельного процесса автоматического регулирования на стороне турбины и котла.

Более предпочтительны характеристики регуляторов вновь введенных блоков ПГУ – 400 («Шимал» ГРЭС) и ГТУ – 55 («Бакинской» ТЭЦ – 1). На блоке ПГУ – 400

регулирующие предусматривают три режима работы: «Без регулятора» (рис. 2а), «Без регулятора с отслеживанием ограничения нагрузки» (рис. 2б), «Ограничение нагрузки с автоматическим отслеживанием регулятора» (рис. 2в);

Согласно ей, при увеличении частоты в сети на 4 % (52 Гц) происходит полный (100 %-ый) сброс нагрузки, что помогает поддерживать частоту в сети. Уставка скорости может изменяться, однако крутизна характеристики (4 %) остается без изменения. В этом случае нагрузка будет увеличена при снижении частоты. Такой вид регулирования называется «работой без регулятора» - рис2а .

Если частота уменьшается слишком быстро и сильно, то в действие вступает система отслеживания ограничения нагрузки, которая ограничивает увеличение нагрузки до +5 % от последней величины нагрузки. Это поясняется на рис. 2б.

При изменении частоты от точки «а» до точки «б», вследствие 4 %-ного правила, нагрузка снижается до нулевого значения. При быстром уменьшении частоты от точки «а» до «б» на диапазоне «А»-«С» действует регулятор частоты вращения, выход увеличивается на 5 % . Диапазон «С»-«D» управляется системой управления нагрузкой и выход не увеличивается. Если уровень частоты сохраняется на «d», нагрузка постепенно увеличивается от «D» до «Е» с помощью предварительно отрегулированной нормы нагрузки, а точка «Е» находится на статической характеристике. Рабочая линия с помощью ручного воздействия может смещаться «вниз-вверх» при сохранении 4 %-ного правила.

И, наконец, режим ограничения нагрузки с автоматическим отслеживанием регулятора. Этот режим используется при сильном и быстром увеличении частоты (рис.2в).

С помощью этого режима на участке «А»-«С» снижение нагрузки задерживается. При ручном воздействии, характеристики могут быть смещены параллельно самим себе при сохранении 4 %-ного правила.

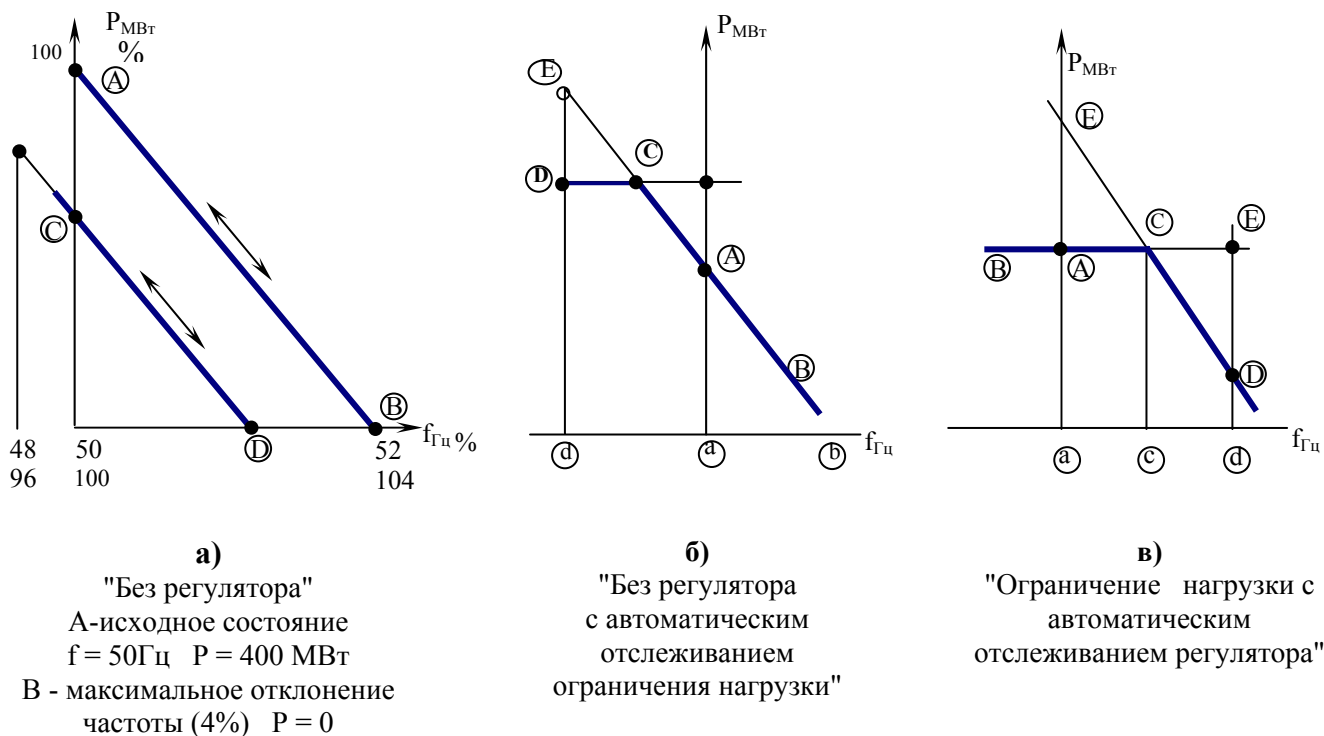


Рис.2. Статическая характеристика газотурбинного агрегата - ПГУ – 400 МВт ГРЭС "Шимал"

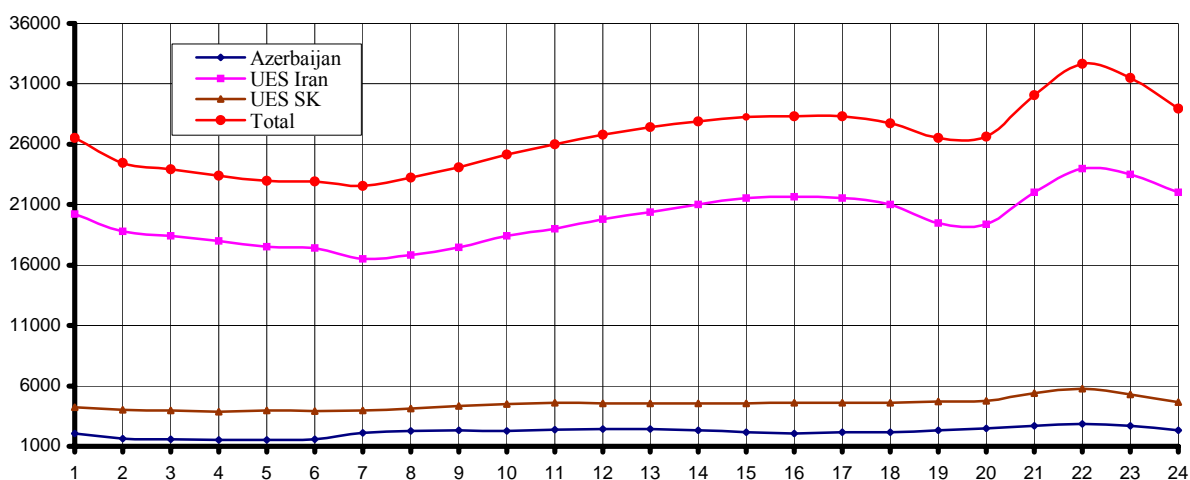
II. Мощность ЭЭС ИРИ составляет около 28 000 МВт, в том числе ТЭС 62 %, ГЭС – 10 %, ГТУ с комбинированным циклом 28 %. Особенности режима – минимум нагрузки в зимние месяцы, максимум – в летние.

III. Мощность примаыкающей части ЕЭС России 11 500 МВт, из них - 7 700 (67 %) ТЭС, 2 800 МВт (24%) составляют ГЭС, а АЭС 1000 МВт (9%).

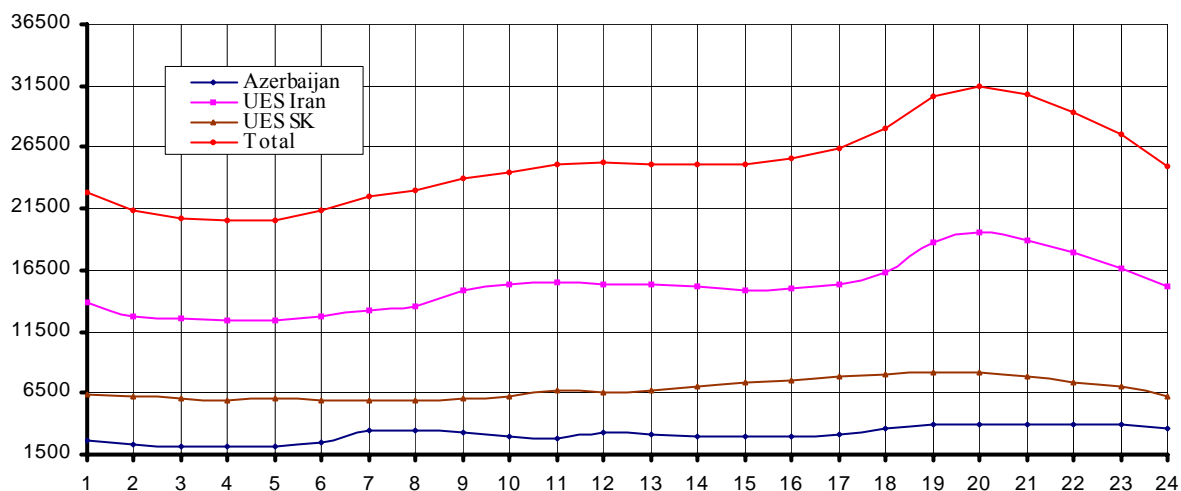
Графики нагрузок объединяемых на параллельную работу ЭЭС, а также суммарный график для летнего и зимнего периодов представлены соответственно на рис. 3а. и 3б.

В отличие от Азербайджанской ЭЭС и Российской ЕЭС, максимум нагрузки Ирана имеет место в месяцы с июля по сентябрь в вечерние часы. (рис 3).

Приведенные графики показывают возможные масштабы и эффекты от совмещения типовых суточных графиков нагрузки.



a)



b)

Рис.3. Графики нагрузок объединяемых ЭС.

На основе анализа современных требований к системам регулирования частоты и мощности, действующим в крупных Западно–Европейских Объединениях, работ, проводимых в соседних энергосистемах, в частности, ЕЭС России, по приближению характеристик систем регулирования к международным стандартам, а также состояния

оборудования и регулирующих устройств на станциях ЭЭС АР на данном этапе и на ближайшую перспективу считается целесообразным принять следующие положения:

1. Система регулирования скорости вращения турбоагрегатов, участвующих в первичном регулировании, должна иметь стабильно низкую зону нечувствительности и нормированный, стабильно удерживаемый статизм, минимальные люфты, максимальное быстроедействие и стабильность.
2. Котлоагрегат должен иметь эффективную систему регулирования, которая обеспечивает автоматическое поддержание производительности котла в соответствии с изменяющимися потребностями турбоагрегата, участвующего в первичном регулировании.
3. На привлеченных к первичному регулированию блоках должен постоянно поддерживаться достаточный резерв первичного регулирования.
4. Общий первичный резерв должен быть распределен между блоками равномерно. К первичному регулированию должно быть привлечено как можно большее число блоков.
5. Средняя частота в ЭЭС должна удерживаться средствами вторичного регулирования круглосуточно в пределах зоны нечувствительности регуляторов блока.
6. На всех турбогенераторах гидромеханические агрегаты должны быть заменены электрогидравлическими системами.
7. Требуется высокий уровень качества и скорости передаваемой информации о перетоках мощности по ВЛ.

С учетом этих мер, на основе анализа современных требований к системе регулирования частоты и мощности, действующих в крупных Западно-Европейских Объединениях, а также результатах обследования ЭЭС АР состояния оборудования и регулирующих устройств на ее станциях, на данном этапе и ближайшую перспективу рекомендуется принять следующие положения:

1. Все электростанции (ТЭС) должны участвовать в первичном регулировании с зоной нечувствительности 150мГц и статизмом 4,5-6% при поддержке системы регулирования котлов. Они должны принять посильное участие в поддержании частоты при больших ее отклонениях в нормальном режиме и удержании частоты при аварийных отключениях от объединения в пределах, допустимых по сохранению устойчивости и остановки самих станций. Электрическая станция должна сохранять способность управлять своей мощностью. Чем больше станций будет участвовать в первичном регулировании частоты, тем меньше окажется воздействие ее колебания на каждый энергоблок энергосистемы, меньше будет износ регулирующих органов и колебание перетоков по межсистемным связям.
2. Из крупных блоков «Азербайджанской» ГРЭС и ГРЭС «Али-Байрамлы», а также ГРЭС «Шимал-1», а в будущем «Шимал-2» и «Сумгаит» ТЭЦ-1, сформировать две группы первичного регулирования, которые своими действиями должны ограничить действия автоматической частотной разгрузки (АЧР), специальные автоматики отключения нагрузки (САОН). На этих станциях должен быть размещен первичный резерв до 20% их номинальной мощности при задании диапазона автоматического регулирования $-7\div+20$ или $-20\div+7\%$.
3. Энергоблоки следует одновременно использовать для вторичного регулирования по командам системы АРЧМ в пределах не менее $\pm(20-25)\%$ номинальной мощности, т.е. разместить на них дополнительный вторичный резерв в размере $\pm 20\%$.
4. «Шамкир»ская, «Еникенд»ская и «Мингечаур»ская ГЭС должны быть привлечены к вторичному и третичному регулированию.

5. Система вторичного регулирования должна круглосуточно и постоянно удерживать среднее значение частоты на уровне ± 5 мГц.

В ходе развития ЭЭС АР в структуре генерирующих мощностей появляются электростанции с газо- и парогазовыми установками. Это блоки с высокоэкономичной и экологически более чистой технологией оснащены более эффективными средствами регулирования, в частности, автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ) и АРС. По своим техническим показателям, структурной схеме, способом регулирования эти средства отличаются от аналогичных средств, действующих в ЭЭС, и более эффективны в поддержании частоты напряжения в условиях параллельной работы ЭЭС.

Учитывая, что и в дальнейшем на различных этапах развития будут внедряться аналогичные блоки, проведена серия натурных экспериментов на блоке ПГУ–400 МВт «Шимал» ГРЭС и ГТУ–55 МВт «Бакинской» ТЭЦ–1 с целью выявления степени эффективности действия их АРВ (PSS-Unitrol – 500) и АРС в условиях параллельной работы.

Регулирование возбуждения осуществляется по каналам отклонения напряжения (основной), отклонения частоты вращения ротора, отклонения реактивной мощности. Эксперименты проводились: при синхронизации, скачке напряжения, сбросе нагрузки, автоматическом снятии и ручном запуске возбуждения в условиях различной нагрузки блока.

Исследован также процесс регулирования частоты на ПГУ 400 МВт при изменении частоты в пределах 50–51 Гц, а также на ГТУ–55 МВт при снижении частоты на 2,8%. По результатам эксперимента, установлена крутизна статической характеристики для АРС ПГУ–20, для ГТУ–10,5, что соответствует нормативной настройке. Осциллограммы проведенных натурных экспериментов в условиях параллельной работы приведены в приложении.

Эксперименты показали высокую эффективность регулирующих средств АРВ и АРС ПГУ–400 и ГТУ–55 при различных перетоках мощности по межсистемным связям.

В условиях параллельной работы ЭЭС, развития генерирующих мощностей и увеличении перетоков мощности по межсистемным связям увеличивается вероятность появления слабодемпфированных низкочастотных колебаний, ограничивающих пропускную способность и грозящих нарушением устойчивости. При этом ослабевает влияние на демпфирование этих колебаний замкнутых роторных контуров синхронных генераторов (естественное демпфирование). В ЭЭС еще недостаточно количество турбин с быстродействующими системами регулирования, которые могут оказать значимое влияние на эти колебания.

В этих условиях на демпфирование низкочастотных колебаний существенное влияние могут оказать системные стабилизаторы (PSS) при их эффективной настройке. Эффективная настройка системного стабилизатора должна проводиться методом натурного эксперимента с использованием рабочих станций, реализованных на базе ПК, которые осуществляют управление экспериментом, сбор экспериментальных данных, их статистическую обработку и выдачу в удобном виде. В то же время большие вычислительные возможности ПК могут быть использованы для непосредственного получения оптимальных параметров PSS в ходе натурного эксперимента.

Заключение

Параллельная синхронная работа ЭС АР с энергосистемами соседних стран рассматривается как важный фактор обеспечения ее надежности и экономичности.

Подготовка к эффективной параллельной работе ведется в следующих основных направлениях:

- замена морально устаревшего неэкономичного основного силового оборудования парогазовыми и газотурбинными установками высокой экономичности и экологичности;
- строительство новых и усиление действующих МГЛЭП;
- техническое перевооружение системы противоаварийной автоматики, обеспечивающей надежную работу МГЛЭП;
- отладка системы регулирования частоты и мощности и приведение ее в соответствие с современными требованиями.

Для успешного планомерного выполнения комплекса работ необходимо в ближайшей перспективе скоординировать деятельность ЕЭС России, ОЭС ИРИ и ЭЭС Азербайджана в рамках комплексных программ, в частности, Электроэнергетического Совета СНГ.

-
1. Проблемы создания и оценки эффективности межгосударственных энергообъединений // Сборник: Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях. Новосибирск. Наука. 1995. С. 216-244.
 2. Беляев Л.С. Воропай Н.И. Коншеев Л.А. Перспективы развития межгосударственных объединений на Евразийском суперконтиненте-Изв. АН. Энергетика 2000 №2
 3. Окин А.А. Портной М.Г. Тимченко В.Ф. Об обеспечении надежности параллельной работы Евро-Азиатского Объединения энергосистем – Электричество. 1998 №2.
 4. Recommendations relatives' aux réglages premaire et srcondaire de la frequency et de la puissance dams l'UCPTE, Juin 1995.
 5. Кучеров Ю.Н. Бондаренко А.Ф. Кочан Ф.Л. и др. О технических аспектах подготовки к параллельной работе ЕЭС России с энергообъединениями Европы – Электричество 2000 №1
 6. Гусейнов А.М. Юсифов Н.А. Состояние и проблемы развития электроэнергетики Азербайджанской Республики. «Электрические станции» № 9/2002. - С. 71 - 75.
 7. Ground Rules concerning primary and secondary control of frequency and active power within the UCPTE. UCPTE, 1998.

AZƏRBAYCAN VƏ İRAN ENERJİSİSTEMLƏRİNİN PARALEL SİNXRON İŞİNİN REJİM ETİBARLIĞININ TƏMİN OLUNMASI PROBLEMLƏRİ

YUSİFBƏYLİ N.A, HÜSEYNOV A.M.

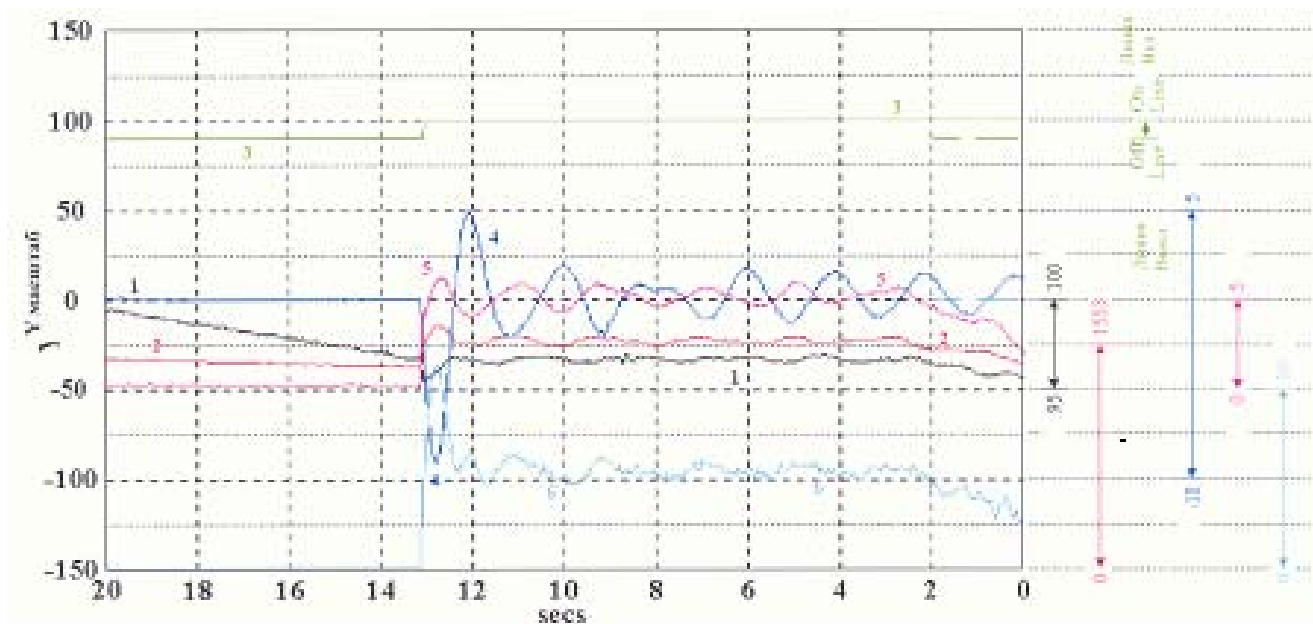
İşdə Azərbaycan Respublikası və İran İslam Respublikasını əlaqələndirən dövlətlərarası elektrik verilişi hava xəttinin effektivliyinin ilkin texniki-iqtisadi tədqiqi verilmiş, AR EES-də fəaliyyət göstərən elektrik stansiyalarının tezlik və gücün tənzimlənmə sistemləri analiz edilmiş, həmçinin buxar qaz quğuların və qaz turbini quğularının tənzimləmə və idarə etmə sistemlərinin effektivliyinin müəyyən olunması üçün natur eksperiment tədqiqat işləri təqdim olunmuşdur. AR EES-nin paralel iş şəraitində tezlik və gücün tənzimləmə sistemlərinin effektivliyini qaldırmaq istiqamətində əsas tədbirlər sistemləşdirilərək göstərilmişdir.

THE ISSUES FOR ENSURING MODE RELIABILITY OF AZERBAIJAN AND IRANIAN POWER GRID'S PARALLEL SYNCHRONOUS OPERATION

YUSIFBEYLI N.A., GUSEYNOV A. M.

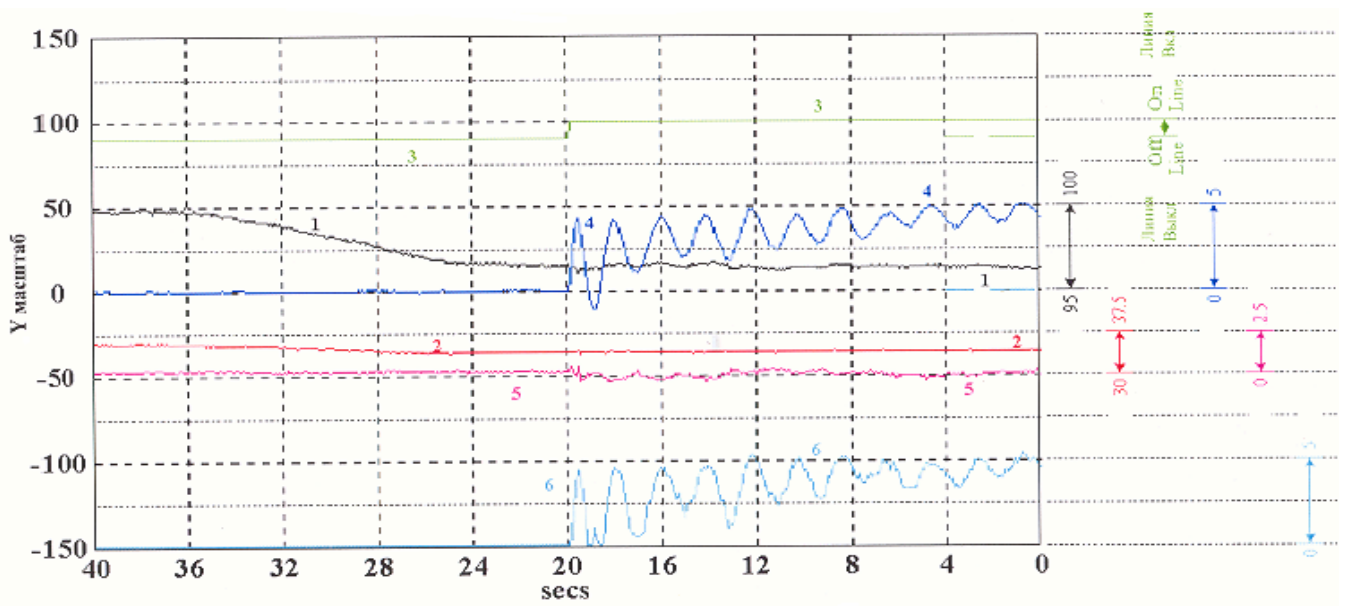
In this work, there was examined technical and economic research of efficiency of Azerbaijan and Iran interstate Transmission Lines, assessment of the system of frequency and power regulation in Azerbaijan Power System and also full-scale experimental researches confirming the efficiency of control and regulation system of combined-cycle and gas-turbine plants in case of parallel work of AR Power Grid are adducted, and the organic view of essential arrangements for increase of the system of frequency and power regulation efficiency is presented.

ПРИЛОЖЕНИЯ



Синхронизация в автоматическом режиме. Дата и время: 12 октября 2002 г. 13:29:08.

- 1: 10201: U Ген.относит. $\% = 0,01 * [Y*10+10000]$ 4: 10218: P Ген. относит. $\% = 0,01*[Y*10]$
 2: 10501: II Возб. относ 1. $A = 0,4141*[Y*30+4500]$ 5: 10220: Q Ген. относит. $\% = 0,01*[Y*10 +500]$
 3: 10715: ДП15: Линия Вкл 6: 10210: I Ген. относит. $\% = 0,01*[Y*10 +1500]$

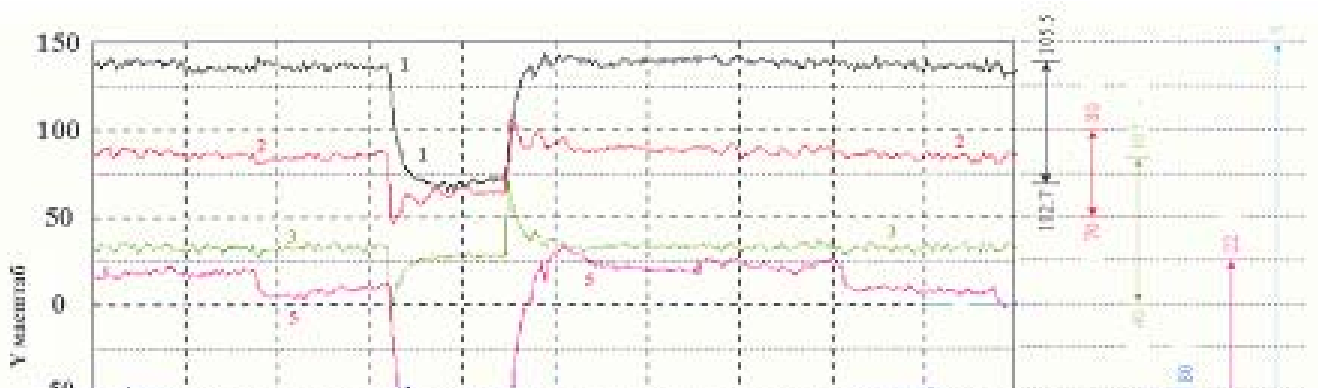


PSS со скачком 2% при 365 МВт. Дата и время: 21 октября 2002 г. , 20:07:41

1: 10201: U Ген.относит. $\% = 0,01 * [Y*20+8000]$ 4: 10218: P Ген. относит. $\% = 0,01 * [Y*20+9000]$

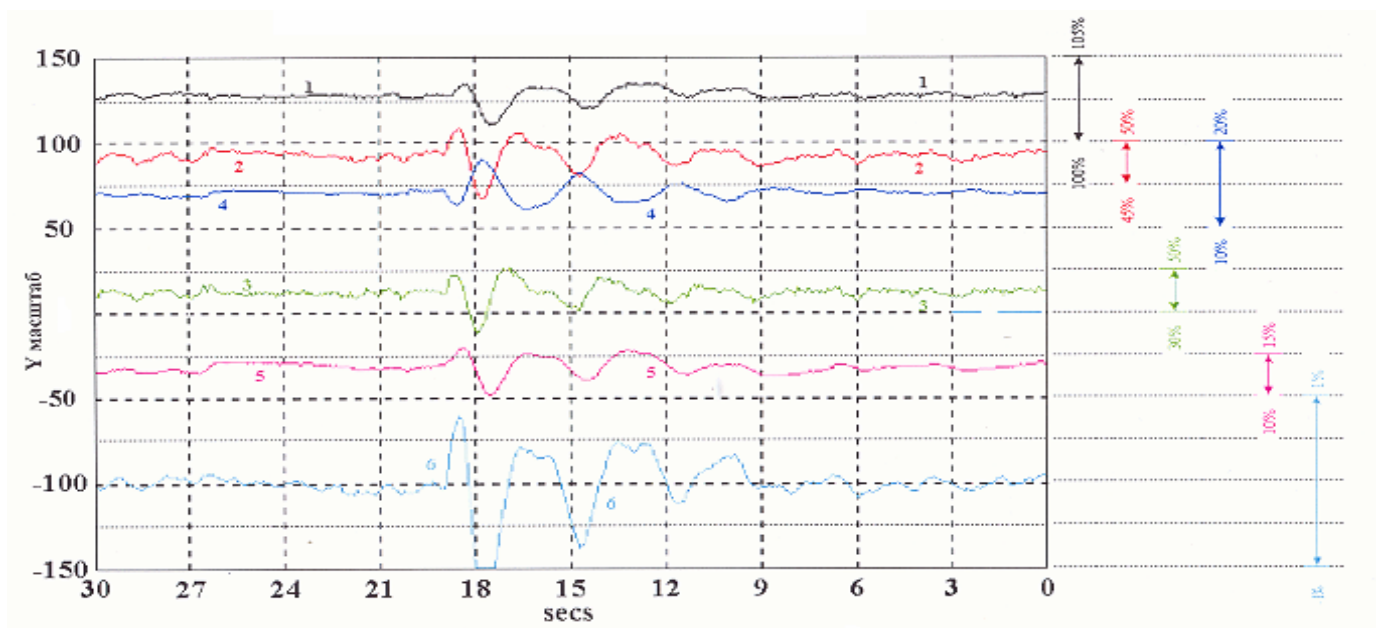
2: 10501: I Возб. относит 1. $\% = 0,01 * [Y*20+6000]$ 5: 10220: Q Ген. относит. $\% = 0,01 * [Y*40 +2000]$

3: 10505: U: Возб. относит. $\% = 0,01 * [Y*80+4000]$ 6: 12010: OUT PSS: $\% = 0,01 * [Y*2 +200]$



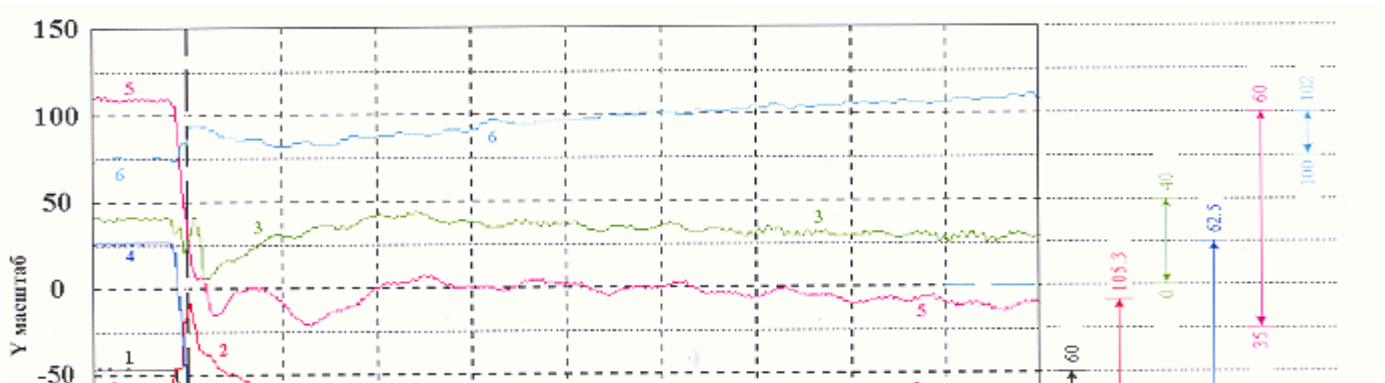
2% скачок при 375МВт PSS Выкл. Дата и время: 21 октября 2002 г. , 21:19:25

1: 10201: U Ген.относит. $\% = 0,01 * [Y*4+10000]$ 4: 10218: P Ген. относит. $\% = 0,01*[Y*20+9000]$
 2: 10501: I Возб. относит. 1. $\% = 0,01*[Y*20+6000]$ 5: 10220: Q Ген. относит. $\% = 0,01*[Y*8 +2000]$
 3: 10505: U Возб. относит. $\% = 0,01*[Y*80+4000]$ 6: Не использован



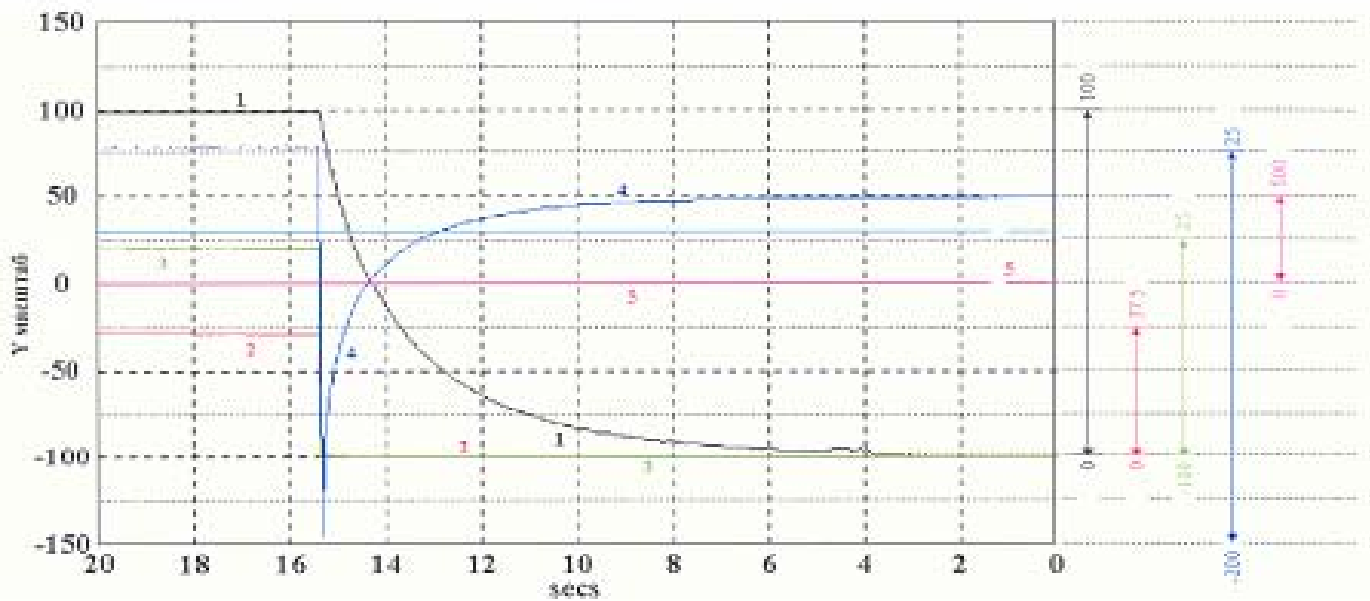
Колебание мощности при 65 МВт. Дата и время: 15 октября 2002 г. , 18:03:59

1: 10201: U Ген.относит. $\% = 0,01 * [Y*10+9000]$ 4: 10218: P Ген. относит. $\% = 0,01*[Y*20]$
 2: 10501: II Возб. относит 1. $\% = 0,01*[Y*20+3000]$ 5: 10220: Q Ген. относит. $\% = 0,01*[Y*20 +2000]$
 3: 10505: U: Возб. относит. $\% = 0,01*[Y*80+3000]$ 6: 12010: OUT PSS: $\% = 0,01*[Y*2 +200]$



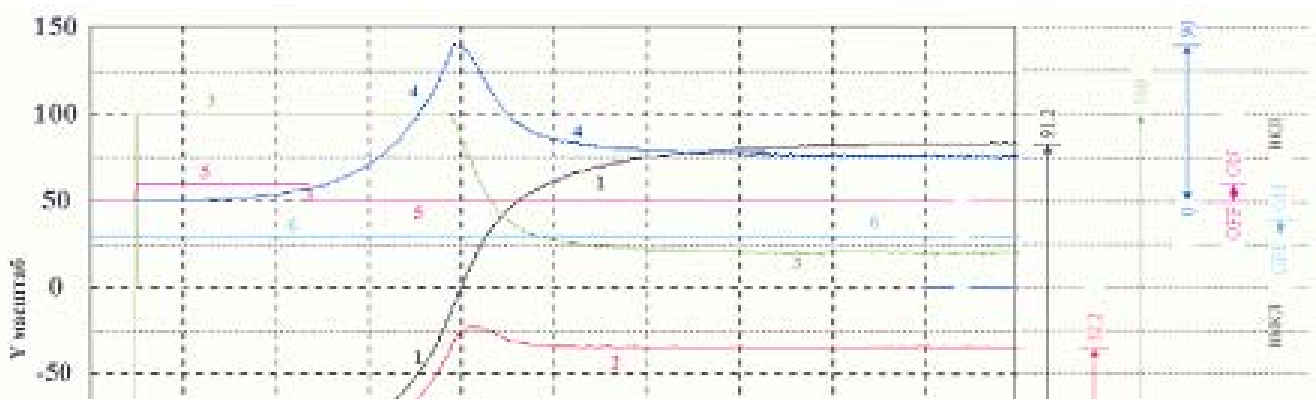
Успешный сброс нагрузки при 300 МВт . Дата и время: 24 октября 2002 г. , 01:52:25

- 1: 10210: I Ген.относит. $\% = 0,01 * [Y*80+10000]$ 4: 10218: P Ген. относит. $\% = 0,01*[Y*50+5000]$
2: 10201: U Ген.относит. $\% = 0,01*[Y*8+10600]$ 5: 10501: II Возб. относит 1. $\% = 0,01*[Y*20+4000]$
3: 12110: U: CTRL OUT CH: $\% = 0,01*[Y*80]$ 6: 10225: f: Ген. относит. $\% = 0,01*[Y*8 +9400]$



Снятие возбуждения в авто режиме. Дата и время: 11 октября 2002 г. , 14:26:08

- 1: 10201: U Ген.относит. $\% = 0,01 * [Y*50+5000]$ 4: 10505: Возб. относит. $E: \% = 0,01*[Y*100-5000]$
2: 10501: II Возб. относит 1. $\% = 0,01*[Y*50+5000]$ 5: 10929: I Рычаг. A: Amps = $10*Y$
3: 12110: U: CTRL OUT CH: $\% = 0,01*[Y*100]$ 6: Не использован



Запуск в ручном режиме. Дата и время: 11 октября 2002 г. , 13:53:47

1: 10201: U Ген.относит. $\% = 0,01 * [Y * 50 + 5000]$ 4: 10505: Возб. относит. $\% = 0,01 * [Y * 100 - 5000]$

2: 10501: I Возб. относит 1. $\% = 0,01 * [Y * 50 + 5000]$ 5: 10329: FIRE ALL FLASH

3: 12110: U: CTRL OUT CH: $\% = 0,01 * [Y * 100]$ 6: 10330 Дуговой разряд на поле