

На правах рукописи

КОРШУН ОКСАНА ВИКТОРОВНА

**УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОРМОЖЕНИЕМ ГЕНЕРАТОРОВ
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ МЕЖСИСТЕМНЫХ СВЯЗЕЙ**

Специальность 05.14.02 – Электростанции и электроэнергетические
системы

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Санкт-Петербург – 2006

Работа выполнена на кафедре «Электрические системы и сети» в ГОУ ВПО
«Санкт-Петербургский государственный политехнический университет»

Научный руководитель: доктор технических наук,
профессор Смолоник Сергей Владимирович

Официальные оппоненты: доктор технических наук,
профессор Зеккель Анатолий Соломонович

кандидат технических наук,
с.н.с. Кац Пинкус Янкелевич

Ведущая организация: ОАО «Северо-западный энергетический
инжиниринговый центр» –
Филиал «Севзапэнергосетьпроект –
Западсельэнергопроект»

Защита состоится «___» марта 2006 г. в « » часов на заседании
диссертационного совета К 212.229.02 в ГОУ ВПО «Санкт-Петербургский
государственный политехнический университет» по адресу: 195251, г. Санкт-
Петербург, Политехническая ул., 29, Главное здание, ауд. 325.

С диссертацией можно ознакомиться в фундаментальной библиотеке ГОУ
ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет»

Автореферат разослан «___» февраля 2006 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета К 212.229.02
кандидат технических наук

Попов М.Г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Системообразующая сеть многих энергообъединений России сформирована одноцепными ВЛ 500 кВ (750 кВ) и параллельными им ВЛ 220 кВ (330 кВ). Такой сети свойственен качественный, структурный порок: при достаточных запасах статической устойчивости максимального режима в нормальной схеме сети крайне неблагоприятные с точки зрения устойчивости условия работы энергообъединений в послеаварийных режимах, вынуждающие (разумеется, без средств противоаварийного управления) существенно ограничивать загрузку межсистемного сечения, а вместе с тем и выдаваемую с шин передающих станций мощность. Еще на более низком уровне находится предельный по динамической устойчивости межсистемный переток при аварийном отключении ВЛ 500 кВ (750 кВ).

В данных условиях, одним из наиболее эффективных мероприятий является электрическое торможение (ЭТ) генераторов станции, которое по принципу действия может быть как однократным, так и многократным.

При проектировании средств противоаварийного управления с привлечением ЭТ необходимо решать ряд сложных и взаимосвязанных вопросов, в числе которых выбор закона управления ЭТ, определение мощности устройств ЭТ и длительности их подключения. Некорректный выбор указанных параметров приводит к значительному снижению эффективности ЭТ и, в наихудшем случае, к переторможению генераторов и последующему нарушению устойчивости энергосистемы.

Выбор определенного варианта и параметров управления ЭТ должен производиться путем сопоставления значения показателя, характеризующего практическую ценность того или иного решения. Кроме того, сравниваемые варианты должны удовлетворять некоторым ограничениям по технологическим и/или экономическим условиям (критериям).

Все эти обстоятельства заставляют считать вопрос об управлении электрическим торможением актуальным.

Автор выражает признательность памяти профессора Рагозина А.А., под руководством которого выполнена значительная часть исследований. Данная работа была завершена при консультации к.т.н., доцента Попова М.Г.

Цель работы и основные решаемые задачи. Целью работы является комплексное исследование свойств электрического торможения, разработка требований к закону управления электрическим торможением гидрогенераторов, обеспечивающего максимальное значение передаваемой мощности по условию динамической устойчивости; дать оценку эффективности различных видов ЭТ генераторов ГЭС, как средства противоаварийного управления ЭЭС.

Для достижения этой цели в диссертации предложена методика выбора оптимальных параметров управления однократным электрическим торможением, определена взаимосвязь между величиной оптимальной мощности ЭТ $P_{ЭТ}^{opt}$ и величинами динамического (в отсутствие ЭТ) и

статического (в послеаварийной схеме сети) пределов устойчивости. Выполнена оценка чувствительности оптимальной длительности электрического торможения к виду повреждения на ВЛ, к изменениям схемы и режимам работы электрической сети, а также к воздействию других средств противоаварийной автоматики (ОГ, ОН и др.).

Научная новизна работы.

1. Предложен критерий выбора параметров управления однократным ЭТ. Показано, что из множества управлений ЭТ всегда находится такое управление $(P_{ЭТ}^{opt}, t_{ЭТ}^{opt})$, которому соответствуют максимум предела динамической устойчивости. Таким условиям отвечает критерий оптимального управления ЭТ.

2. Определена взаимосвязь между величиной оптимальной мощности ЭТ $P_{ЭТ}^{opt}$ и величинами динамического (в отсутствии ЭТ) и статического (в послеаварийной схеме сети) пределов устойчивости энергосистемы.

3. Разработаны требования к закону управления однократным ЭТ Бурейской ГЭС при аварийной потере ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская: качественными оценками и расчетными исследованиями выявлена возможность использования однократного ЭТ с фиксированной выдержкой времени.

4. Установлено, что при однократном ЭТ с рекомендуемыми параметрами эффект переторможения роторов в недогруженных режимах малозначителен и в достаточной мере компенсируется возрастанием запаса их статической устойчивости.

5. Выполнена оценка эффективности электрического торможения совместно с действием других средств противоаварийной автоматики (ОГ, ОН, РТ и др.); определено влияния указанных средств противоаварийной автоматики на оптимальную длительность однократного ЭТ.

Методы исследований базируются на комплексном исследовании переходных процессов и теории устойчивости электроэнергетических систем. Используются современные численные методы, обеспечивающие достоверность полученных в работе результатов.

Практическая ценность и внедрение результатов работы. Результаты исследований, проведенных в диссертационной работе, используются проектными и эксплуатирующими организациями, включая институт Дальэнергосетьпроект, институт Ленгидропроект, Бурейская ГЭС.

Основные положения и разработанная методика противоаварийного управления являются базовыми при ведении режимов и построении принципов противоаварийного управления с привлечением ЭТ, а также при выборе дозирровок управляющих воздействий на Зейской и Бурейской ГЭС (на всех этапах ее ввода в эксплуатацию)

Публикации и апробация результатов работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на:

- Совещании по вопросу электрического торможения генераторов Бурейской ГЭС (17 июня 2002 г., Хабаровск);

- Экспертном заключении ОАО НИИПТ по вопросу о принципах управления установками электрического торможения гидрогенераторов Бурейской ГЭС (2002 г., Санкт-Петербург);

- VII Всероссийской конференции по проблемам науки и высшей школы «Фундаментальные исследования в технических университетах» (20 – 21 июня 2003 года, Санкт-Петербург);

- Научно-технической конференции «Формирование технической политики инновационных наукоемких технологий» (14 – 16 июня 2003 года, Санкт-Петербург);

- Совещании по состоянию проектирования средств общесистемного назначения в составе проекта заходов ВЛ 500 кВ на Бурейскую ГЭС (1-3 июля 2003 г., Хабаровск);

- Научно-технической конференции «Формирование технической политики инновационных наукоемких технологий» (16 – 18 июня 2005 года, Санкт-Петербург).

По теме диссертации опубликовано четыре печатные работы.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы из 134 наименований и двух приложений. Объем работы включают в себя 166 страниц, 3 таблицы, 84 рисунка.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

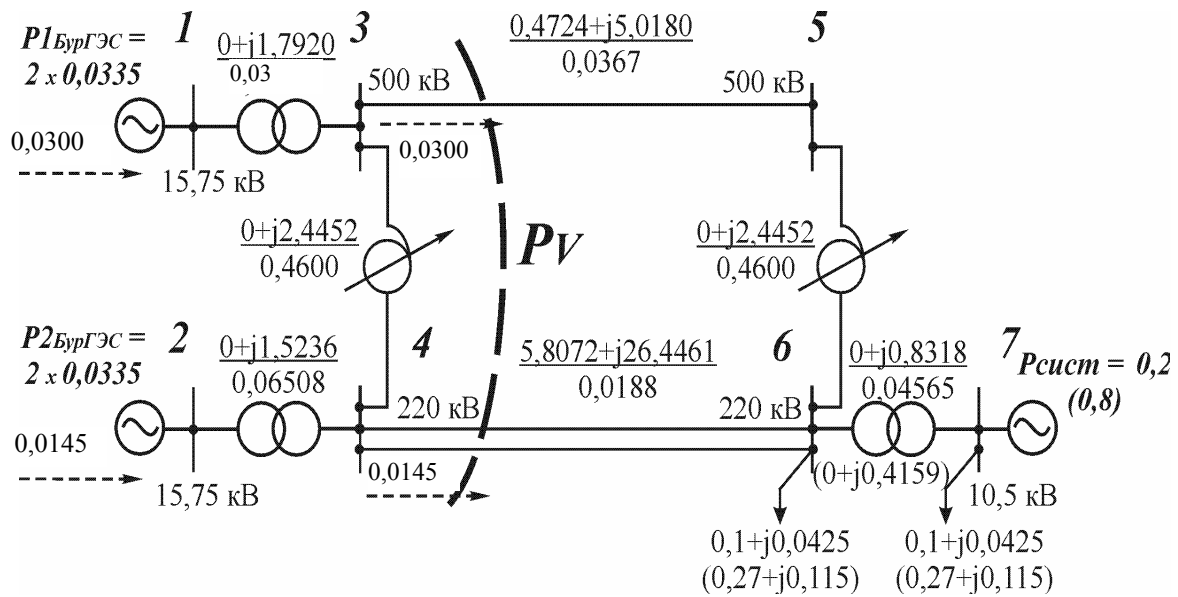
Во введении обосновывается актуальность работы, формулируются ее цели и основные задачи, приводятся положения, отражающие научную новизну и практическую значимость диссертации.

Глава 1. Исследование свойств электрического торможения ЭЭС простой структуры. В первой главе вводится понятие оптимального управления однократным ЭТ, под которым понимаются такие мощность устройств ЭТ $P_{ЭТ}^{opt}$ и длительность их подключения $t_{ЭТ}^{opt}$, которые обеспечивают максимальное значение передаваемой мощности по условиям динамической устойчивости.

Для анализа оптимальных параметров управления однократным ЭТ определены аналитические зависимости угловых характеристик мощности генераторов системы, показанной на рис.1 (при следующем допущении: узлы 6 и 7 объединяются и замещаются шинами бесконечной мощности ($U=const$). Представление генераторов неизменной э.д.с. $E'_q=const$ (постоянство потокосцепления обмотки возбуждения) позволяет воспользоваться известным выражением мощности генератора:

$$P = \frac{E'_q \cdot U}{x'_{d\Sigma}} \sin \delta - \frac{U^2}{2} \left(\frac{1}{x'_{d\Sigma}} - \frac{1}{x_{q\Sigma}} \right) \sin 2\delta \quad (1)$$

Рис. 1. Расчетная схема электроэнергетической системы и ее основные параметры ($S_{баз} = 10000 \text{ MVA}$)



В скобках приведены значения параметров отвечающих увеличенной мощности приемной части энергосистемы

$\frac{0,4724+j5,0180}{0,0367}$ — активные и индуктивные сопротивления линий
емкостная проводимость линии

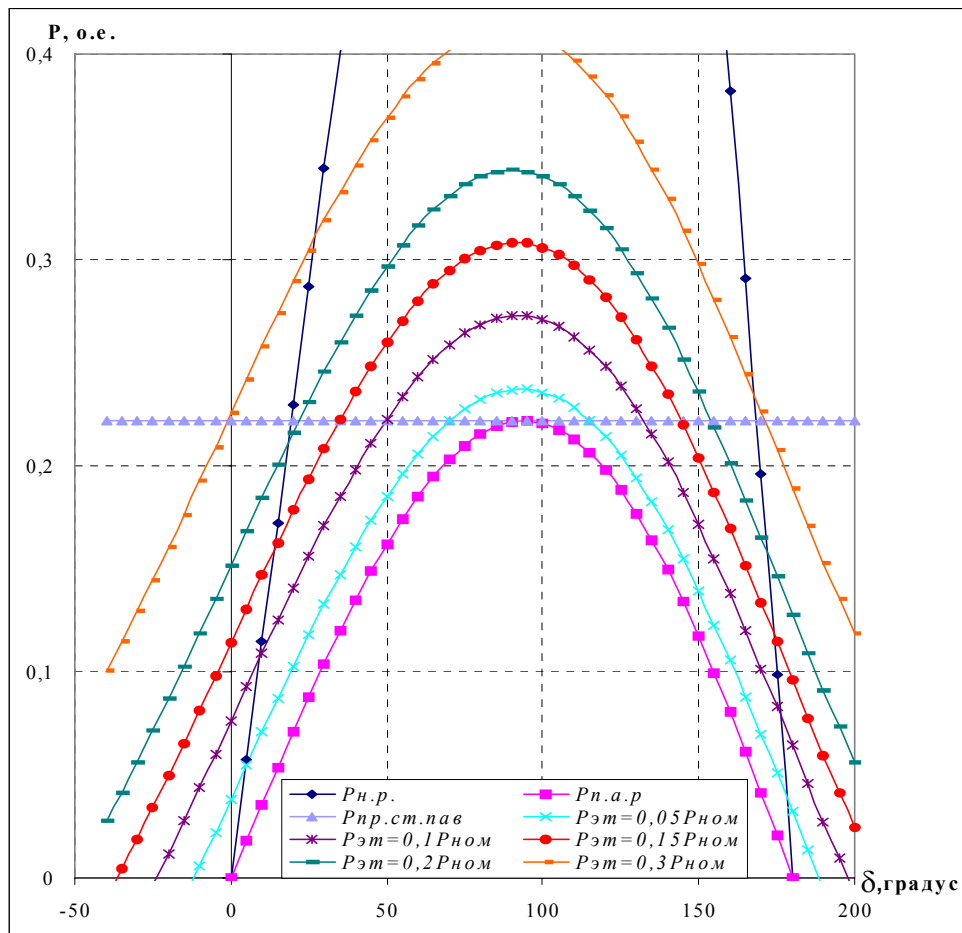
$\frac{0+j2,4452}{0,4600}$ — активные и индуктивные сопротивления трансформатора
коэффициент трансформации трансформатора

При подключении устройств ЭТ, имеющих проводимость $g_{ЭТ}$, общее выражение для мощности генератора имеет окончательный (опуская промежуточные преобразования) вид (без учета специфики повреждения):

$$\begin{aligned}
 P = & \frac{E_q'^2 \sin \alpha_{11}}{z_{11} \left[1 - \frac{\cos \alpha_{11}}{z_{11}} (x_q - x'_d) \right]^2} - \frac{2 E_q' U \cos(\delta - \alpha_{12}) (x_q - x'_d) \sin \alpha_{11}}{z_{12} \left[1 - \frac{\cos \alpha_{11}}{z_{11}} (x_q - x'_d) \right]^2} + \\
 & + \frac{U^2 \cos^2(\delta - \alpha_{12}) (x_q - x'_d)^2}{z_{11} z_{12}^2} - \frac{\sin \alpha_{11}}{\left[1 - \frac{\cos \alpha_{11}}{z_{11}} (x_q - x'_d) \right]^2} + \frac{E_q' U \sin(\delta - \alpha_{12})}{z_{12} \left[1 - \frac{\cos \alpha_{11}}{z_{11}} (x_q - x'_d) \right]} - \\
 & - \frac{U^2 \cos(\delta - \alpha_{12}) (x_q - x'_d)}{z_{12}^2} - \frac{\sin(\delta - \alpha_{12})}{\left[1 - \frac{\cos \alpha_{11}}{z_{11}} (x_q - x'_d) \right]} \quad (2)
 \end{aligned}$$

На рис. 2 показаны угловые характеристики мощности, построенные по выражениям (1) и (2), соответственно, для нормального ($P_{н.р.}$) и послеаварийного режимов ($P_{н.а.р.}$) и при подключении устройств ЭТ различной мощности ($P_{ЭТ} = (0,05 \dots 0,3) P_{ном}$).

Рис. 2. Угловые характеристики мощности генераторов отправной системы

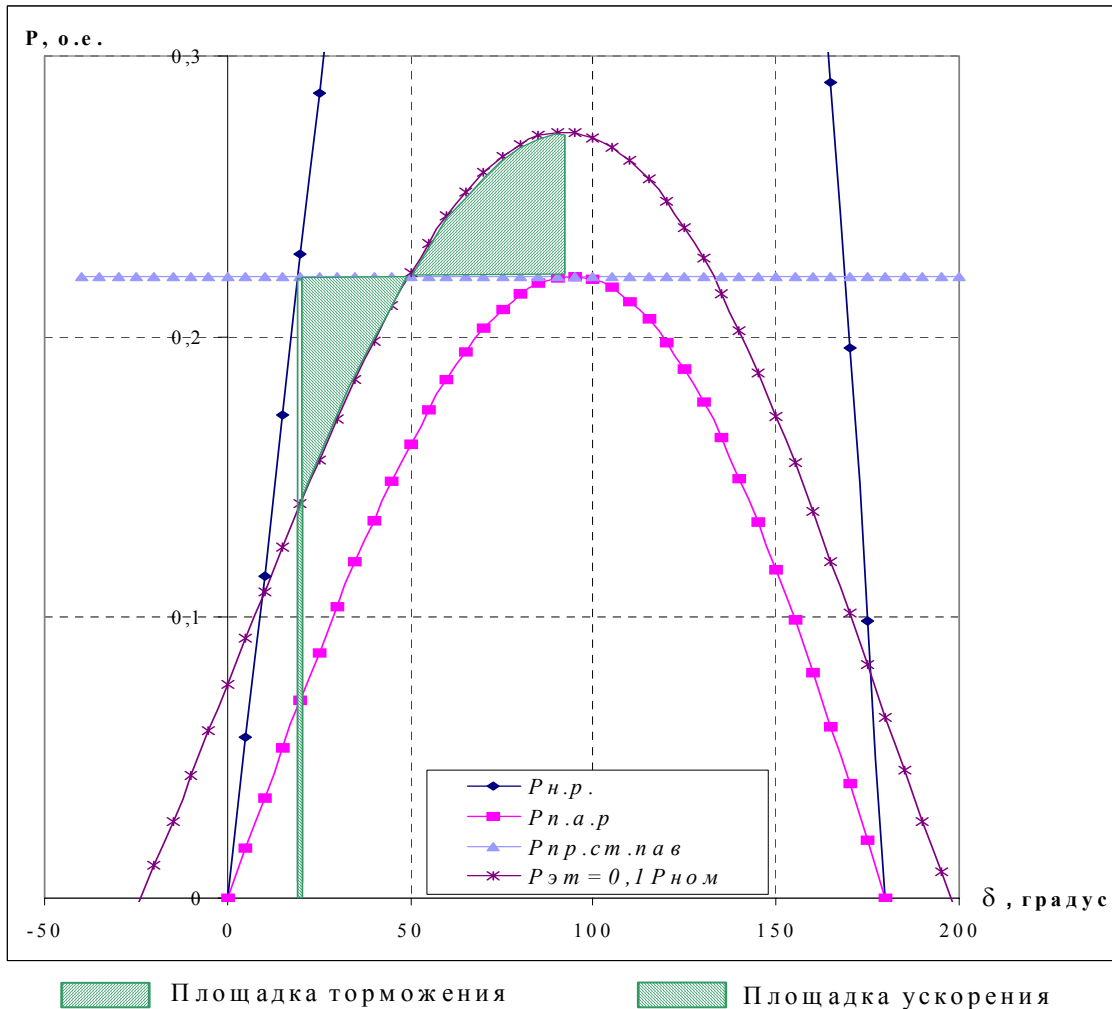


На основе метода площадей нетрудно показать, что из множества управлений ЭТ (мощность устройств ЭТ каждого генератора дана в долях его номинальной мощности, $P_{ном}$) находится такое управление ($P_{ЭТ}^{опп}, t_{ЭТ}^{опп}$), которому отвечает максимум предела динамической устойчивости, $P_{нр.д}$. При этом величина $P_{нр.д}$ равна статическому пределу передаваемой мощности в послеаварийной схеме сети $P_{нр.ст.нав}$. Это, неформулированное ранее, положение вытекает из свойств самого объекта и следует из метода площадей. Действительно, всегда можно подобрать такую мощность устройств ЭТ и длительность их подключения, при которых оказывается возможным удовлетворить критерию динамической устойчивости (равенству площадок ускорения и торможения роторов) при переходе к послеаварийному режиму, соответствующему пределу передаваемой мощности (рис.3 наглядно иллюстрирует сказанное при $P_{ЭТ}=0,1P_{ном}$).

Физически это означает, что приобретенный роторами запас энергии во время восстановительного периода до критического по условиям устойчивости значения взаимного угла $\delta_{кр}$ будет полностью поглощен торможением. Необходимая длительность торможения при этом в точности соответствует времени достижения максимума взаимного угла между роторами генераторов отправной и приемной части энергообъединения. Требуемая мощность управления $P_{ЭТ}^{опп}$ в заметной мере зависит от конкретных

условий работы межсистемной электропередачи, установленной мощности и месторасположения станции с устройствами ЭТ в системе. Слабая зависимость (см. рис. 3) пределов динамической устойчивости от характера повреждения ВЛ 500 кВ обусловлена малым весом к.з. (не более 4%) в суммарном возникающем воздействии, порождаемого ослаблением сечения .

Рис. 3. Выбор оптимальной мощности ЭТ на основе метода площадей



Существует определенная взаимосвязь между величиной $P_{ЭТ}^{opt}$, соответствующей экстремуму предела динамической устойчивости, и коэффициентом

$$k_{\delta} = (P_{нр}^{cm} - P_{нр}^{\delta}) / P_{нр}^{cm}, \quad (3)$$

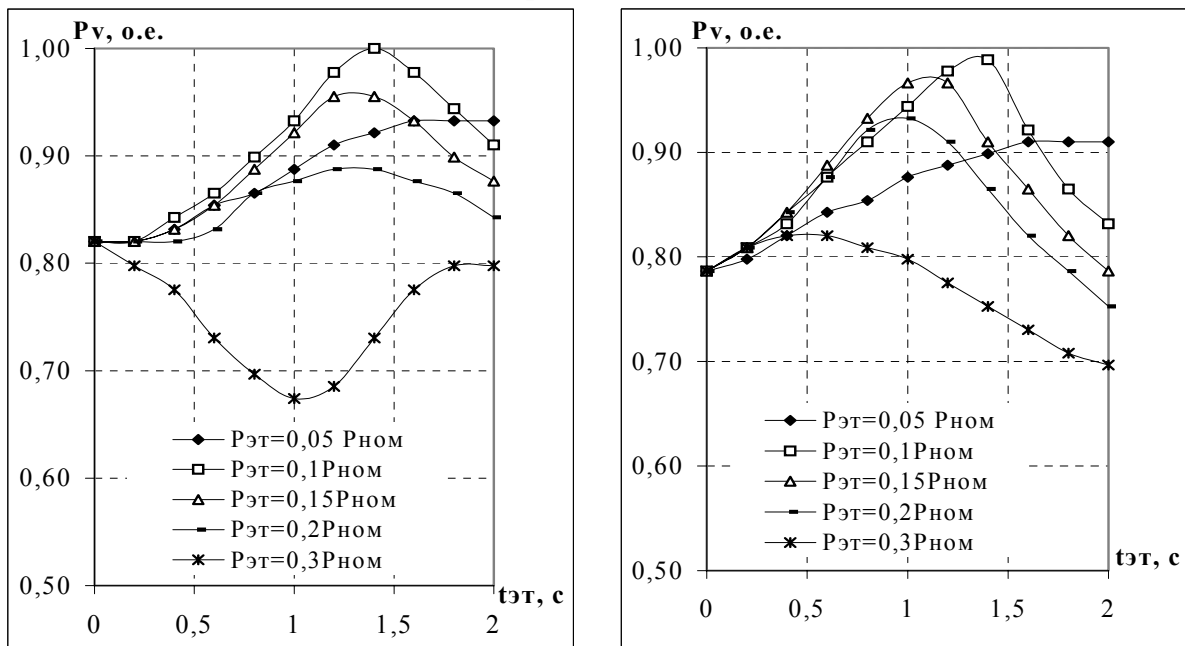
как меры сопоставления динамического и статического пределов устойчивости, характеризующей влияние конкретных условий функционирования системы и аварийного возмущения на динамическую устойчивость перехода к новому установившемуся режиму. Чем выше k_{δ} , иными словами, чем больше расхождение между динамическим (в отсутствие ЭТ) и статическим (в послеаварийной схеме сети) пределами устойчивости, тем больше мощность управления $P_{ЭТ}^{opt}$. В соответствии с этим положением, мощность $P_{ЭТ}^{opt}$ заметно возрастала (см. табл. 1) с уменьшением числа работающих машин и, соответственно, с увеличением их исходной загрузки.

Таблица № 1. Значения коэффициента k_d и оптимальной мощности $P_{ЭТ}^{opt}$ в зависимости от числа работающих машин

$P_{отпр},$ МВт	k_d		$P_{ЭТ}^{opt}$	
	без к.з, простой переход	2-фазное на землю к.з. вблизи шин станции ($t_{к.з.}=0,12с$)	без к.з, простой переход	2-фазное на землю к.з. вблизи шин станции ($t_{к.з.}=0,12с$)
4×335	0,189	0,211	$0,1P_{ном}$	$0,1P_{ном}$
3×335	0,202	0,225	$0,15P_{ном}$	$0,15P_{ном}$
2×335	0,218	0,253	$0,2P_{ном}$	$0,3P_{ном}$

В результате расчетных исследований с привлечением полных (с учетом малоинерционных звеньев АРВ) моделей генераторов установлено, что оптимальное в смысле устойчивости управление ЭТ отвечает условиям: $P_{ЭТ}^{opt} = 0,1P_{ном}$, $t_{ЭТ}^{opt} = 1,2 \div 1,4$ с (см. рис. 4).

Рис. 4. Изменение предельных по условию динамической устойчивости значений передаваемой мощности (относительно $P_{пр.ст.нав}$) в зависимости от параметров управления ЭТ



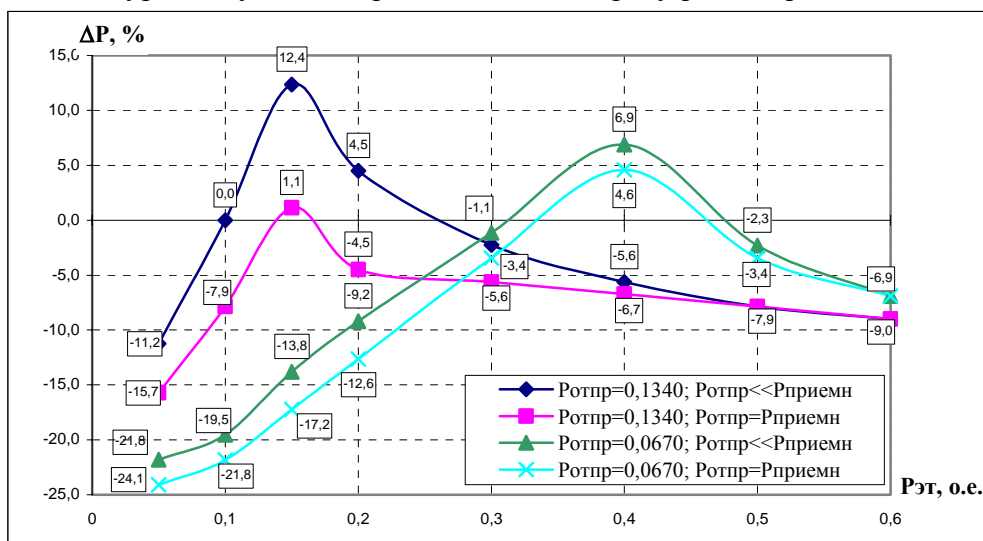
а) при аварийном отключении ВЛ 500 кВ без к.з. (простой переход)

б) при 2-фазном к.з. и аварийном отключении ВЛ 500 кВ

Важным в практическом отношении является и тот факт, что при однократном ЭТ с оптимальными параметрами управления эффект переторможения роторов в недогруженных (допредельных по динамической устойчивости) режимах малозначителен, и в достаточной мере компенсируется возрастанием запаса их статической устойчивости; опасности нарушения устойчивости во втором и последующих циклах качаний углов практически не существует.

Дальнейшее повышение предельного по динамической устойчивости перетока возможно при применении более интенсивных способов управления таких как, многократное ЭТ совместно с управлением мощностью турбин передающей части ЭЭС. На рис. 5 приведены зависимости изменения пределов (относительно $P_{пр.см.нав.}$) по передаваемой мощности в V -ом сечении

Рис. 5. Изменение предельных значений передаваемой мощности ΔP_V при разгрузке турбин с учетом ограничений по нагреву резисторов ЭТ



от установленной мощности резисторов ЭТ с учетом ограничений по условиям их термической стойкости при различном составе агрегатов отправной системы. Дополнительный эффект от многократного ЭТ при наложении указанных ограничений малозначителен (не более 12 % при работе в передающей части системы 4-х генераторов и не более 7 % при 2-х генераторах). В то же время, при многократном ЭТ значительно усложняется управление и повышаются требования к коммутационной аппаратуре, в связи с чем целесообразность его во многом утрачивается.

Глава 2. Исследование свойств электрического торможения сложных ЭЭС. В качестве сложного энергообъединения рассматривалась объединенная энергосистема (ОЭС) Востока. Расчетная схема ОЭС Востока включает в себя несколько достаточно крупных, соизмеримых по установленной мощности энергосистем, соединенных протяженными (протяженность энергообъединения около 2000 км) межсистемными связями: одноцепной ВЛ 500 кВ (на период 2005 года) и параллельными ей ВЛ 220 кВ. Преимущественное направление межсистемного перетока из Амурской энергосистемы (западная часть ОЭС), в составе которой две крупные гидроэлектростанции, – Бурейская ГЭС (установленная мощность, $P_{ном}=4 \times 335$ МВт) и Зейская ГЭС ($P_{ном}=6 \times 215$ МВт), в приемные – Хабаровскую и Дальневосточную энергосистемы. Результаты оценочных расчетов предельных по передаваемой мощности режимов при различных состояниях участков цепи 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская – Бурейская ГЭС – Хабаровская показали, что в формируемой в 2005 году схеме выдачи мощности Бурейской ГЭС (одна цепь 500 кВ и две цепи 220 кВ Бурейская

ГЭС – Хабаровская) предельный по статической устойчивости переток мощности в V сечении достаточно высокий, $P_{Vnp}=1750 \div 1760$ МВт. Недостижимость указанной величины следует из того факта, что определяющая его всецело (при заданных мощностях тепловых станций и нагрузках сети) суммарная загрузка Бурейской и Зейской ГЭС заметно превысила их суммарную установленную мощность (см. табл. 2). Аварийное отключение межсистемной ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС–Хабаровская приводит к резкому ослаблению сечения Амурэнерго–Хабаровскэнерго, обуславливая снижение более чем в два раза предельного по статической условиям устойчивости перетока (см. табл. 2). Еще на более низком уровне находятся предельный по динамической устойчивости межсистемный переток при аварийном отключении ВЛ 500 кВ БГЭС – Хабаровская и соответствующая ему суммарная загрузка станций.

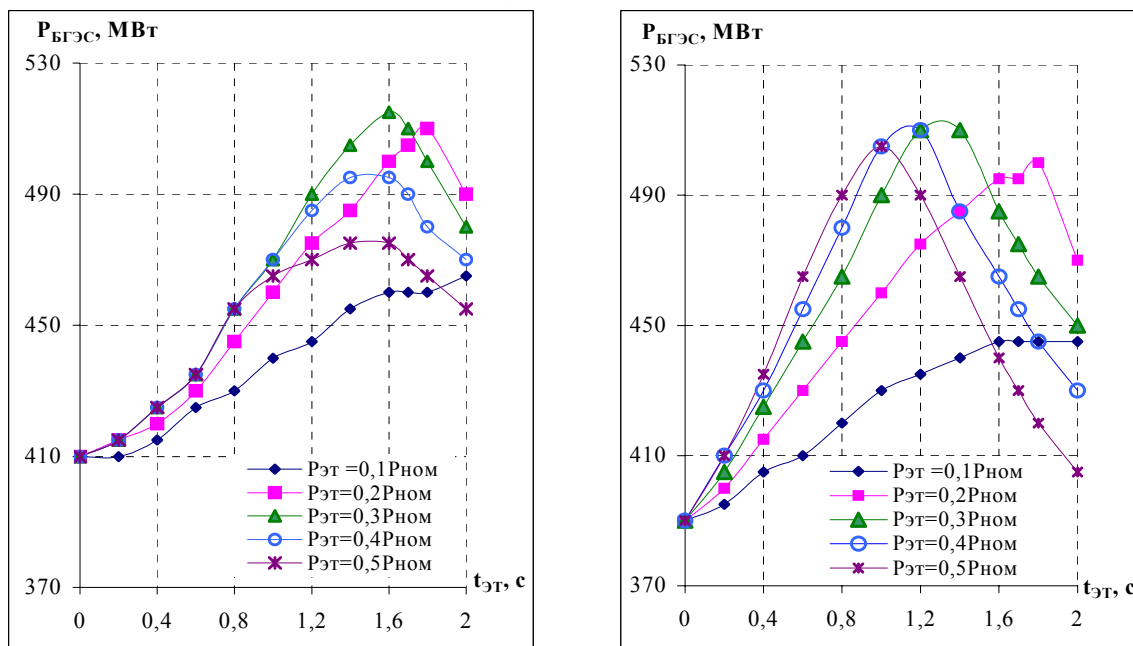
Таблица № 2. Предельные значения передаваемой мощности в сечении V ОЭС Востока. Зимний максимум нагрузок 2005 г

Конфигурация электрической сети	Предел по статической устойчивости		Предел по динамической устойчивости	
	P_V , МВт	$P_{\Sigma ГЭС}$, МВт	P_V , МВт	$P_{\Sigma ГЭС}$, МВт
нормальный режим	1750 ÷ 1760	2640	–	–
аварийное отключение ВЛ 500 кВ БГЭС – Хабаровская	670 ÷ 720	1620 ÷ 1680	590 ÷ 630	1450 ÷ 1490

При аварийных отключениях ВЛ 500 кВ БГЭС – Хабаровская возникает естественное стремление прежде всего применять ЭТ генераторов БГЭС (точка энергообъединения с наибольшим нарушением баланса). Установлено, что как и в системы простой структуры, из множества управлений ЭТ находится такое управление ($P_{ЭТ}^{omm}, t_{ЭТ}^{omm}$), которому отвечает максимум предела динамической устойчивости, $P_{np.d}$ (параметру $P_{np.d}$ соответствует предельная загрузка БГЭС при $P_{\Sigma ГЭС}=1080$ МВт) (см. рис. 6). Оптимальному, в смысле устойчивости, и малочувствительному к виду повреждения на ВЛ БГЭС – Хабаровская управлению ЭТ генераторов БГЭС в заданных условиях функционирования ОЭС отвечают: $P_{ЭТ}^{omm} = (0,25 \div 0,3)P_{ном}$, $t_{ЭТ}^{omm} = 1,4 \div 1,6$ с. При этом управлении удастся поднять предельный по динамической устойчивости переток на 100÷120 МВт и практически уравнивать его со статическим пределом послеаварийного режима

На основе качественных оценок и расчетных исследований (см. табл.3) выявлена слабая чувствительность положения координаты $t_{ЭТ}^{omm}$ экстремума характеристик $P_{np}^0 = f(t_{ЭТ})$ к изменениям схемы и режимам сети, что предопределяет возможность использования однократного ЭТ с фиксированной выдержкой времени и существенного упрощения принципов управления.

Рис. 6. Предельная по условию динамической устойчивости нагрузка БГЭС при аварийном отключении ВЛ 500 кВ БГЭС–Хабаровская в зависимости от параметров управления ЭТ



а) без к.з., простой переход

б) двухфазное на землю к.з. вблизи шин БГЭС
длительностью 0,12 с

Для реализации другого подхода к настройке ЭТ – по параметрам переходного процесса – было проведено тщательное изучение переходных характеристик, учитывающее влияние на протекание переходного процесса, как вида возмущающего воздействия, так и влияния, вносимого управляющими воздействия (ЭТ, ОГ, ОН) от средств ПА. Анализ переходных характеристик собственных параметров генераторов Бурейской ГЭС

Таблица № 3. Влияние схемных и режимных параметров на смещение экстремума характеристики $P_{np}^0 = f(t_{ЭТ})$ при $P_{ЭТ}^{omm} = 0,3P_{ном}$

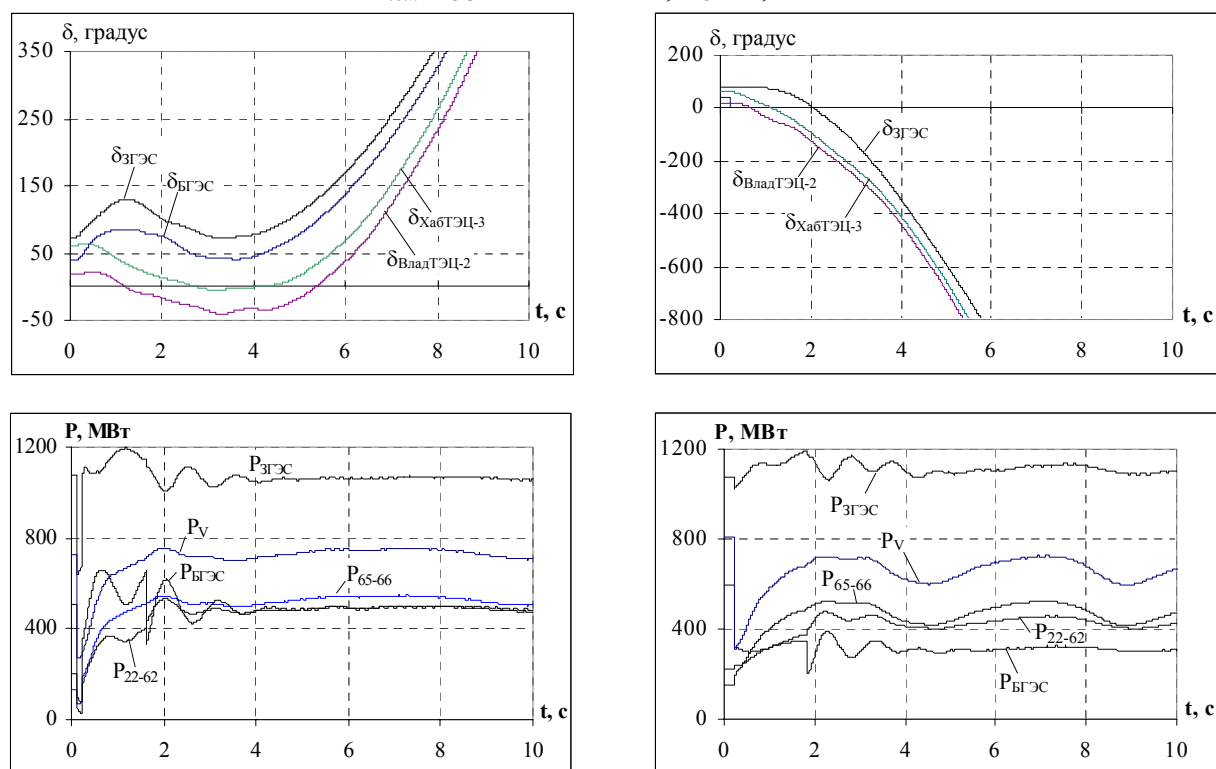
изменение состояния схемы	вывод в ремонт ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС	$t_{ЭТ}^{omm} = 1,6 - 1,8$ с
	вывод в ремонт одной цепи ВЛ 220 кВ головного участка сетевого транзита 220 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская	$t_{ЭТ}^{omm} = 1,6$ с
влияние режима сети	снижение в 2 раза потребляемой мощности нагрузок, подключенных непосредственно к сетевому транзиту 220 кВ	$t_{ЭТ}^{omm} = 1,6$ с
	перераспределение мощности между Зейской и Бурейской ГЭС	$t_{ЭТ}^{omm} = 1,6 - 1,7$ с

(абсолютного угла, скольжения, электромагнитной мощности) при аварийной потере ВЛ БГЭС – Хабаровская показал, что использование данной совокупности параметров для целей управления является практически неразрешимой задачей. Обнаруживающиеся здесь трудности связаны с существенной зависимостью характера изменения абсолютных параметров от вида возмущения (см. рис.7).

Достаточно представительным параметром, отображающим относительное перемещение роторов генераторов отправной и приемной части энергообъединения, является суммарный межсистемный переток мощности по сечению V , либо переток только по ВЛ 220 кВ Архара – Тарманчук (узлы 65, 66), либо переток по ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Завитая (узлы 22, 62). Форма изменения кривых этих перетоков в переходном процессе, как следует из рис. 7, подчинена определенным закономерностям и остается практически неизменной при различных видах возмущающих и управляющих воздействий. Определение момента отключения устройств ЭТ можно произвести как по признаку нарастания перетока до заданной уставки, так и в сочетании с другими признаками, вводя, например, дополнительный сигнал по производной перетока. Однако, в целях повышения надежности, управление ЭТ по параметрам переходного процесса необходимо дублировать однократным ЭТ с фиксированной настройкой.

Рис. 7. Переходные характеристики режимных параметров при потере связи Бурейская ГЭС – Хабаровская в предельных по динамической устойчивости режимах.

$$P_{ном\ БГЭС} = 4 \times 335\ \text{МВт}, P_{ЭТ} = 0,3 P_{ном}$$



а) 2-фазное на землю к.з. вблизи шин БГЭС
длительностью 0,12 с. $P_{БГЭС} = 510$ МВт, $t_{ЭТ} = 1,4$ с

б) без к.з. $P_{БГЭС} = 595$ МВт, $t_{ЭТ} = 1,6$ с,
 $P_{ог\ БГЭС} = 300$ МВт

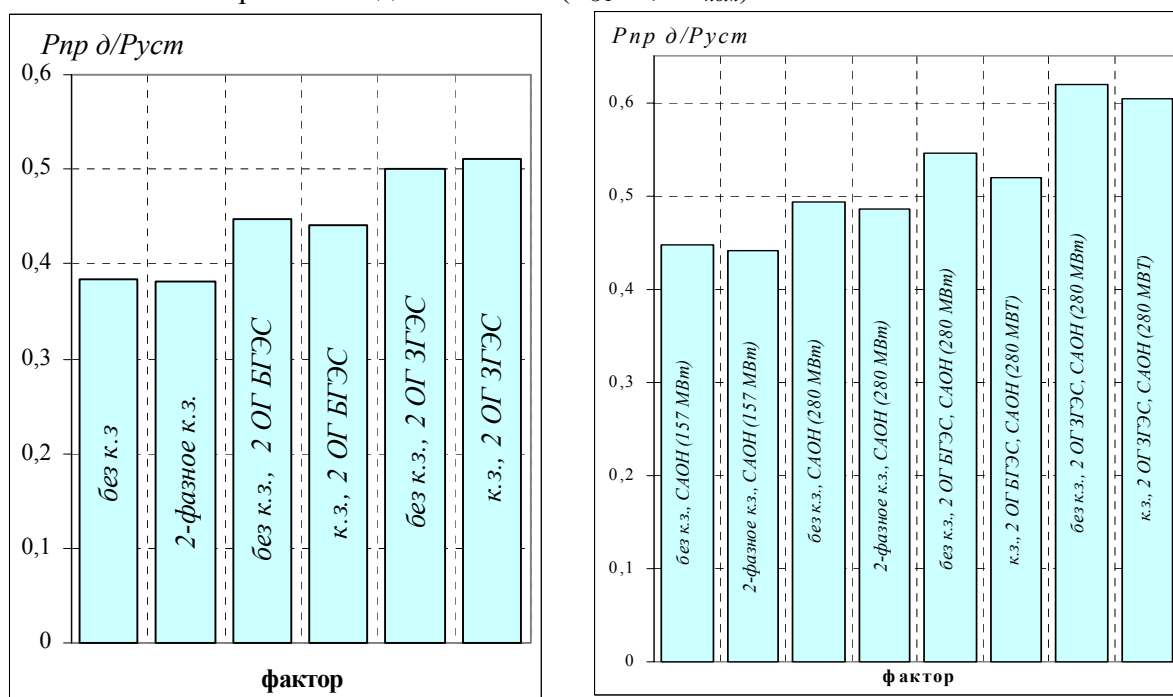
Одним из принципиальных соображений, вытекающим из работы, является независимость в действии ЭТ на Бурейской ГЭС и Зейской ГЭС. По условиям динамической устойчивости при работе ЭТ на ЗГЭС не требуется подключать ЭТ на БГЭС и наоборот, при работе ЭТ на БГЭС не требуется применение ЭТ на ЗГЭС. Более того, при аварийном отключении ВЛ 500 кВ ЗГЭС – Амурская включение ЭТ на БГЭС является вредным мероприятием т.к. генераторы БГЭС при этой аварийной ситуации и без того

подтормаживаются (при отключении ВЛ ЗГЭС – Амурская Бурейская ГЭС остается синхронно связанной с приемными энергосистемами).

Глава 3. Исследование однократного ЭТ совместно с действием других средств противоаварийной автоматики.

Как уже отмечалось, применением ЭТ удастся поднять предельный по динамической устойчивости переток по рассматриваемому сечению при аварийной потере ВЛ БГЭС – Хабаровская до статического предела послеаварийного режима, однако нагрузка БГЭС при этом остается меньше ее установленной мощности ($P_{уст\ БГЭС} = 4 \times 335$ МВт). Для более эффективного использования имеющихся мощностей БГЭС необходимо применять однократное ЭТ совместно с действием других средств противоаварийного управления ЭЭС: отключение генераторов (ОГ), отключение нагрузки (ОН) в приемной части энергообъединения и автоматическое повторное включение (АПВ) межсистемной ЛЭП. Эффективность сочетания ЭТ, ОГ и ОН несколько ниже суммы эффективностей этих средств, выполняемых отдельно. Однако, в целом эффект довольно значительный и предельный по динамической устойчивости переток в зависимости от типа повреждения на ВЛ БГЭС – Хабаровская доходит до уровня $P_{пр} = (1,32 \div 1,36) P_{пр.ст.нав}$ при $P_{ОГ} = 300$ МВт на Бурейской ГЭС и $P_{ОН} = 280$ МВт. Соответствующая $P_{пр}$ нагрузка Бурейской ГЭС в период зимнего максимума нагрузок 2005г. – $P_{БГЭС} = (0,52 \div 0,54) P_{уст\ БГЭС}$ (см. рис. 8). При выполнении ЭТ мощностью $P_{ЭТ}^{opt}$ в сочетании с ОГ БГЭС либо с ОГ и ОН, предельный по условиям динамической устойчивости переток в V сечении достигается при той же длительности ЭТ (см. рис. 9), как и в отсутствие ОГ и ОН.

Рис. 8. Максимальная нагрузка БГЭС при аварийном отключении ВЛ 500 кВ БГЭС–Хабаровская и действии ЭТ ($P_{ЭТ} = 0,3 P_{ном}$) совместно ОГ и ОН



Оптимальная длительность ЭТ генераторов, при которой достигается максимум предела динамической устойчивости в случае успешного ТАПВ

($\Delta t_{ТАПВ}=0,6...0,8$ с) ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская, практически совпадает с величиной $t_{ЭТ}^{om}$ при аварийной потере линии и составляет $t_{ЭТ}=1,4 \div 1,6$ с. В случае успешного БАПВ ($\Delta t_{БАПВ}=0,42$ с) длительность ЭТ генераторов, при которой был достигнут максимум предела динамической устойчивости – $t_{ЭТ}=1,0 \div 1,2$ с; однако, сохранение выбранной настройки ЭТ ($t_{ЭТ}^{om}=1,6$ с) предпочтительней в целях упрощения автоматики, даже при незначительном, с практической точки зрения, сужении области устойчивости (не более 2%). При успешных АПВ загрузка Бурейской ГЭС (в зависимости от $\Delta t_{АПВ}$) обеспечивается при загрузке БГЭС $P_{БГЭС} = (0,52 \div 0,75) P_{уст БГЭС}$ (см. рис.10). При успешном ОАПВ ВЛ БГЭС – Хабаровская ($\Delta t_{ОАПВ}=0,6$ с) динамическая устойчивость энергообъединения обеспечивается при загрузке Бурейской ГЭС, равной ее установленной мощности без каких-либо средств ПА $P_{БГЭС} = P_{уст БГЭС}$; с применением только ЭТ генераторов БГЭС ($t_{ЭТ}=1,6$ с) загрузка Бурейской ГЭС превысила ее установленную мощность на 5 % (см. рис.10).

Рис. 9. Максимальная загрузка БГЭС при аварийном отключении ВЛ 500 кВ БГЭС–Хабаровская, 2 ОГ БГЭС и ОН. $P_{ЭТ БГЭС}=0,3P_{ном}$

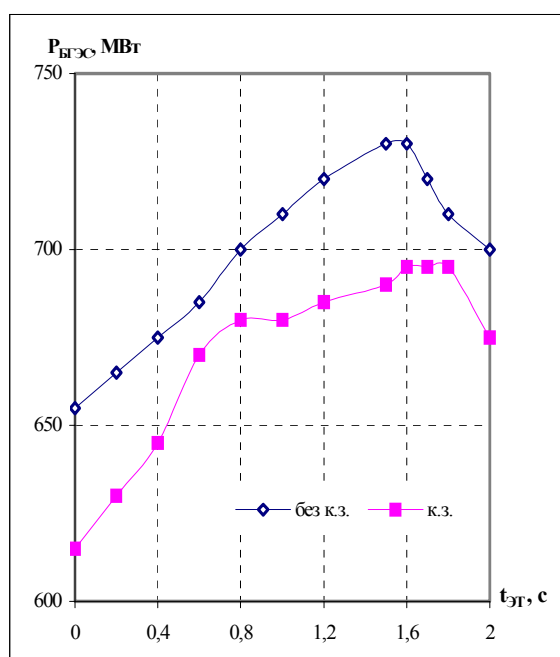
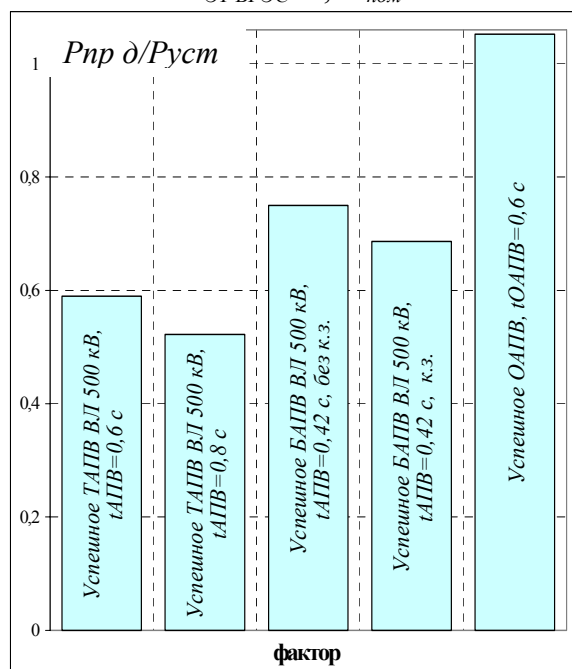


Рис. 10. Максимальная загрузка БГЭС при аварийном отключении ВЛ 500 кВ БГЭС–Хабаровская и успешном АПВ. $P_{ЭТ БГЭС}=0,3P_{ном}$



Быстродействие автоматики в выполнении ОГ и ОН при неуспешном ОАПВ играет важную роль в повышении предела динамической устойчивости только в отсутствии ЭТ. При применении ЭТ генераторов негативное влияние задержки ОГ и ОН на предел динамической устойчивости не столь заметное, как в отсутствии ЭТ (см. рис. 11).

Предельные по динамической устойчивости перетоки в рассматриваемом сечении при двухфазном на землю к.з. на ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская, отключаемых быстродействующими защитами, и том же типе повреждения с неуспешным БАПВ достаточно

близки друг к другу ($P_{np}^{\partial} = 390$ МВт и $P_{np}^{\partial} = 380$ МВт соответственно), т.к. возмущающие воздействия, обусловленные как первым кратковременным ($t_{к.з.}=0,12$ с) к.з., так и повторным к.з. той же длительности после паузы АПВ, имеют малый вес (не более 5 %) в общем объеме возмущающего воздействия, определяемого, главным образом, самим фактом отключения линии. Несколько большее расхождение в пределах динамической устойчивости в двух сравниваемых расчетных случаях имело место при применении ЭТ совместно с ОГ Бурейской ГЭС в сочетании с ОН приемной части ОЭС.

Рис. 11. Максимальная нагрузка БГЭС при неуспешном ОАПВ ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская ($t_{ОАПВ}=0,6$ с). 2 ОГ БГЭС и ОН. $P_{ЭТ БГЭС}=0,3P_{ном}$

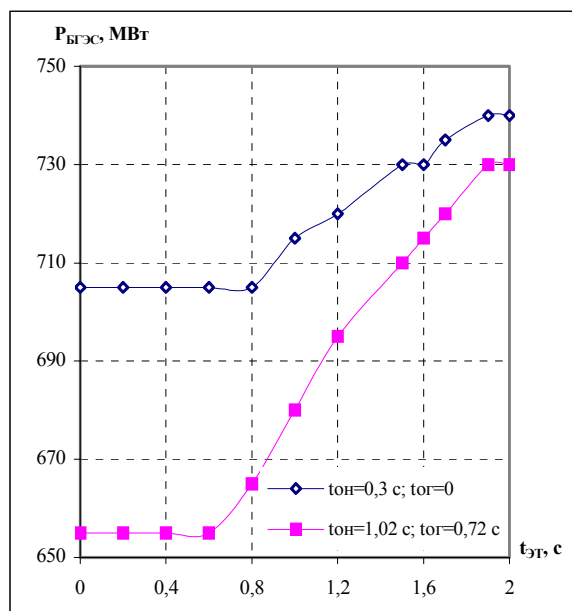
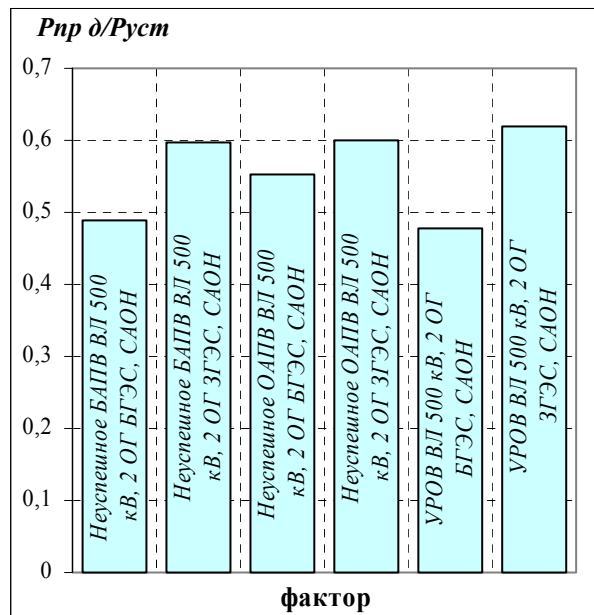


Рис. 12. Максимальная нагрузка БГЭС при аварийном отключении ВЛ 500 кВ БГЭС–Хабаровская и неуспешном АПВ и при отказе одного полюса выключателя и действием УРОВ. $P_{ЭТ БГЭС}=0,3P_{ном}$



Снижение предельной величины перетока мощности в сечении V , пусть даже не столь значительное (около 8 %), вызванное задержкой в ОГ и ОН, на общем фоне достаточно низкого уровня динамической устойчивости ОЭС при неуспешном АПВ ВЛ Бурейская ГЭС – Хабаровская нельзя считать приемлемым, несмотря на заметный выигрыш в устойчивости в случае успешного действия АПВ (рис. 10, рис. 12). В этой связи выполнение ОГ и ОН должны производиться немедленно после возникновения возмущения, чтобы избежать чрезмерной интенсивности управляющих воздействий в случае неблагоприятного развития первоначального возмущения.

При двухфазных к.з. на землю на ВЛ БГЭС – Хабаровская с отказом одного полюса выключателя и действием УРОВ ($t_{УРОВ}=0,4$ с) при совместном действии ЭТ генераторов Бурейской ГЭС и реальных объемах ОГ и ОН предельный по динамической устойчивости переток в сечении составил $P_{np} = 1,25 P_{np.ст.нав}$; соответствующая ему нагрузка Бурейской ГЭС – $P_{БГЭС} = 0,48P_{уст БГЭС}$ (см. рис. 12).

Следует отметить, что во всех рассмотренных выше случаях предел динамической устойчивости заметно возрастает при сочетании ЭТ генераторов Бурейской ГЭС и ОГ Зейской ГЭС (см. рис. 8, рис. 12). Данный факт объясняется тем, что при выполнении ОГ на Зейской ГЭС происходит разгрузка всего сетевого транзита Зейская ГЭС – Бурейская ГЭС – Хабаровская, а не части его, как в случае выполнения ОГ на Бурейской ГЭС. Кроме того, при ОГ Зейской ГЭС максимум предела динамической устойчивости в случае многофазных к.з. на ВЛ Бурейская ГЭС – Хабаровская достигается при несколько сниженной длительности торможения генераторов Бурейской ГЭС ($t_{ЭТ}=1,0 \div 1,2$ с). Поэтому при выборе настройки ЭТ следует принимать компромиссное решение ($t_{ЭТ}=1,4$ с), с тем чтобы во всех случаях аварийной потери линии минимизировать отклонения пределов динамической устойчивости от их максимально достижимых значений.

Глава 4. Совершенствование методов и программного обеспечения исследований динамической устойчивости ЭЭС.

Реализованные в программном комплексе математические модели, ориентированные на решение как исследовательских, так и эксплуатационных задач устойчивости и переходных режимов ЭЭС, в отличие от традиционного математического обеспечения, предусматривают:

- адекватное математическое описание переходных процессов генераторов (с учетом многоконтурного представления демпферных контуров, различия сверхпереходных сопротивлений по продольной и поперечной осям и др.);
- возможность при проведении первичных исследований (экономичных в вычислительном аспекте) представления генераторов упрощенными моделями – постоянством потокосцеплений обмоток возбуждения ($\Psi_f=const$);
- отображение реальных динамических характеристик АРВ генераторов, регуляторов частоты и активной мощности гидравлических и паровых турбин;
- моделирование двигательной нагрузки в форме уравнений, записанных в синхронных осях или в осях d, q одного из генераторов. Здесь особо следует указать на некорректность широко распространенного в программных комплексах обобщенного представления нагрузки статическими характеристиками, и обусловленного этим искусственного завышения порядка системы дифференциальных уравнений в связи с необходимостью дифференцирования фазового угла для выделения частоты напряжения узла нагрузки.

Существующая версия программного обеспечения реализована с использованием высокоуровневых объектно – ориентированных языков программирования: Borland® Delphi 7.0 и Borland® C++ 5.2, что легко позволяет вносить любые дополнительные коррективы в реализацию моделей элементов ЭЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Предложен критерий выбора параметров управления однократным ЭТ. На основе аналитических и расчетных исследований установлено, что из множества управлений ЭТ всегда находится такое оптимальное управление $(P_{ЭТ}^{opt}, t_{ЭТ}^{opt})$, которому отвечает максимум предела динамической устойчивости. Оптимальным управлением удается поднять предельный по динамической устойчивости переток и уравнивать его со статическим пределом послеаварийного режима. Необходимая длительность торможения соответствует времени достижения максимума взаимного угла между роторами генераторов отправной и приемной части энергообъединения.

2. Разработаны требования к закону управления однократным ЭТ Бурейской ГЭС при аварийной потере ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская. Выявленная на основе качественных оценок и расчетных исследований слабая чувствительность положения координаты $t_{ЭТ}^{opt}$ экстремума характеристик $P_{np}^o = f(t_{ЭТ})$ к изменениям структуры, режимам работы электрической сети и к виду повреждения на ВЛ, определяет использование однократного ЭТ с фиксированной выдержкой времени.

3. Определена взаимосвязь между величиной оптимальной мощности ЭТ $P_{ЭТ}^{opt}$ и величинами динамического (в отсутствии ЭТ) и статического (в послеаварийной схеме сети) пределов устойчивости: чем больше расхождение между динамическим и статическим пределами устойчивости, тем больше мощность управления $P_{ЭТ}^{opt}$. Данное положение исходит из физических свойств объекта (для двухмашинного эквивалента легко поясняется с помощью критерия площадей) и подтверждалось результатами расчетов.

4. Установлено, что при однократном ЭТ с оптимальными параметрами эффект переторможения роторов в недогруженных (допредельных по динамической устойчивости) режимах малозначителен и в достаточной мере компенсируется возрастанием запаса их статической устойчивости; опасности нарушения устойчивости во втором и последующих циклах качаний углов практически не существует.

5. Определено, что при совместном выполнении управляющих воздействий – ЭТ, ОГ (отключение части генераторов), ОН (отключение нагрузки в приемных энергосистемах), – максимальный эффект с точки зрения устойчивости при выбранной мощности $P_{ЭТ}^{opt}$ достигается практически при той же длительности ЭТ, как и в отсутствие ОГ и ОН. Наличие такого свойства управления в конкретных условиях функционирования ОЭС дает возможность существенного упрощения алгоритма управления ЭТ и его реализации.

6. Выполнена оценка эффективности многократного ЭТ. Дополнительный эффект от многократного ЭТ (разумеется, совместно с разгрузкой турбин) может быть достигнут при тормозной мощности, большей значения $P_{ЭТ}^{opt}$, полученного для однократного ЭТ.

По теме диссертации опубликованы работы:

1. Рагозин А.А., Коршун О.В. Действенность сочетания электрического торможения и разгрузки гидрогенераторов в повышении устойчивости энергообъединения. // Труды СПбГТУ. Фундаментальные исследования в технических университетах: Материалы VII Всероссийской конференции по проблемам науки и высшей школы. 20 – 21 июня 2003 года, Санкт-Петербург. – СПб.: СПбГПУ, – 2003, – с. 192–193.

2. Рагозин А.А., Коршун О.В. Применение электрического торможения генераторов для повышения устойчивости межсистемных электропередач. // Труды СПбГТУ. Фундаментальные исследования в технических университетах: Материалы VII Всероссийской конференции по проблемам науки и высшей школы. 20 – 21 июня 2003 года, Санкт-Петербург. – СПб.: СПбГПУ, – 2003, – с. 193–194.

3. Рагозин А.А., Коршун О.В. Исследование свойств управления электрическим торможением генераторов в крупных энергообъединениях (на примере ОЭС Востока). // Формирование технической политики инновационных наукоемких технологий: Материалы науч-тех. конф. СПб.: Изд-во СПбГПУ, – 2003, – с. 162–167.

4. Коршун О.В., Попов М.Г. К вопросу об эффективности применения многократного электрического торможения протяженных энергообъединений. // Формирование технической политики инновационных наукоемких технологий: Материалы науч-тех. конф. СПб.: Изд-во СПбГПУ, – 2005, – с. 86–93.