



PS2 – S4-01



Режимное и противоаварийное управление мощностью энергоблоков с использованием информации от СМПР

В.А. АНДРЕЮК¹, Т.А. ГУЩИНА¹, А.В. ЖУКОВ², А.Т. ДЕМЧУК²
ОАО «НИИПТ»¹, ОАО «СО ЕЭС»²
Россия
gushina_t@niipt.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Энергосистема, межсистемная связь, установившийся режим, противоаварийное управление, система мониторинга переходных режимов.

1 ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на различных объектах синхронной зоны ЕЭС/ОЭС ведется установка современных цифровых регистраторов переходных режимов, измерения которых синхронизированы по времени с помощью спутниковой системы. Эти измерения будут объединены в систему мониторинга переходных режимов (СМПР), аналогичную существующим в зарубежных энергосистемах WAMS (Wide Area Measurement System). Во многих зарубежных энергообъединениях, где существуют такие системы, ведутся научно-исследовательские работы по методам и принципам использования информационной базы WAMS для целей управления нормальными и переходными режимами сложных энергообъединений.

Использование информации о положении векторов напряжения в определяющих точках системообразующей сети ЕЭС/ОЭС, получаемой от СМПР, может позволить непосредственно контролировать близость текущего электрического режима к предельно допустимому и при выходе режима за допустимую область выдавать соответствующие управляющие воздействия на энергооборудование, подключенное к устройствам регулирования, и предупреждения оперативно-диспетчерскому персоналу. Однако в связи с определенными трудностями организации такого управления в режиме реального времени, которые обусловлены как структурой энергообъединения ЕЭС/ОЭС, так и особенностями работы СМПР, весьма важным является вопрос исследования принципиальной возможности реализации такого управления.

2 РЕЖИМНОЕ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНФОРМАЦИИ ОТ СМПР

Анализ режимных характеристик различных межсистемных связей ЕЭС показал, что в схемах кольцевой структуры, каковыми является большинство ОЭС, на транзитных электропередачах со значительными отборами активной мощности в промежуточных узлах оказывается достаточно сложной задачей определение мест установки СМПР, которые обеспечивали бы измерение углов между векторами напряжений так, чтобы измеряемые углы однозначно определяли удаленность режима от предельного значения.

Проиллюстрируем это положение на примере простейшей трехузловой схемы, показанной на рис.1.

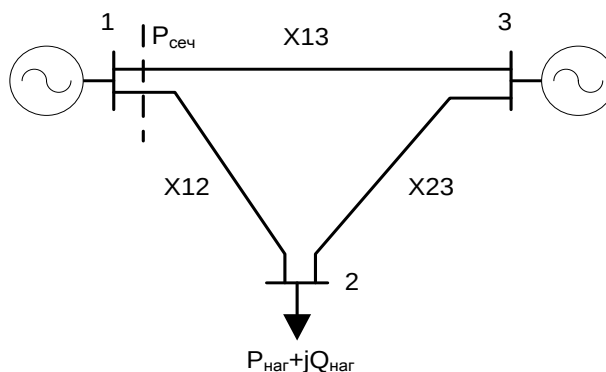


Рис. 1: Расчетная схема

Переток мощности контролируется по сечению, отделяющему узел 1 от системы ($P_{\text{сеч}}$). Рассмотрим случай, когда мощность нагрузки равна нулю, а линии 1-2 и 2-3 разомкнуты. В этом случае схема сводится к двухмашинной, объединенной линией 1-3. Для этой схемы переток по контролируемому сечению определяется общеизвестной формулой, описывающей передаваемую по линии мощность в простейшей системе:

$$P_{\text{сеч}} = \frac{U_1 U_3}{X_{13}} \sin \delta,$$

где δ – относительный угол напряжения между узлами 1 и 3.

Очевидно, что в рассматриваемой схеме предельный по условиям апериодической статической устойчивости переток будет достигаться при величине угла, равной 90° вне зависимости от величины сопротивления X_{13} и напряжений U_1 и U_3 , что и показано в таблице 1, в которой приведены значения предельных перетоков по контролируемому сечению, полученные при различных значениях сопротивления линии X_{13} , при условии поддержания постоянства напряжения в узлах 1 и 3 ($U_1 = U_3 = 1$ о.е.).

$X_{\text{лин}}$ (о.е.)	Угол (град.)	$P_{\text{сеч}}$ (о.е.)
0.1	90	10
0.5	90	2
1	90	1

Табл. 1: Параметры простейшей схемы

Из представленной таблицы видно, что при изменении сопротивления линии в 10 раз предельный переток по сечению тоже меняется в 10 раз, а предельный угол остается постоянным и равным 90° .

Таким образом, в двухмашинной схеме простейшего вида относительный угол между шинами неизменного напряжения однозначно определяет близость к режиму, предельному по условиям статической апериодической устойчивости, и является информативным параметром, позволяющим оценить тяжесть текущего электрического режима. Для рассмотренной схемы контроль взаимного угла может оказаться более предпочтительным, чем контроль перетока, так как, если рассматривать линию 1-3 как межсистемную связь, в составе которой имеется несколько параллельных линий, то в отличие от одного значения угла диспетчеру следует осуществлять контроль различных значений активной мощности, определяющихся составом межсистемной связи.

Однако при усложнении рассмотренной простейшей схемы путем включения линий 1-2, 2-3 и подключения нагрузки в узле 2, информативность взаимного угла существенно снижается. Действительно, в этой схеме величина относительного угла между векторами напряжения в узлах 1 и 3 в предельном режиме будет являться функцией мощности нагрузки и параметров электрической сети. В таблице 2 приведены параметры трех вариантов схем, для

которых определены предельные перетоки по контролируемому сечению и соответствующие им значения относительного угла между векторами напряжения в узлах 1 и 3 (таблица 3).

№ варианта схемы	X_{12} (о.е.)	X_{13} (о.е.)	X_{23} (о.е.)
1	0.5	1	0.5
2	0.1	1	0.9
3	0.9	1	0.1

Табл. 2: Варианты параметров тестовой схемы

№ варианта схемы	$P_{\text{наг}}$ (о.е.)	$Q_{\text{наг}}$ (о.е.)	Угол (град.)	$P_{\text{сеч.}}$ (о.е.)
1	0	0	90	2
	0.3	0.15	84.2	2.04
	0.6	0.3	74.3	2.01
2	0	0	90	2
	0.3	0.15	85	2.27
	0.6	0.3	86	2.55
3	0	0	90	2
	0.3	0.15	85	1.98
	0.6	0.3	82	1.8

Табл. 3: Относительный угол напряжения между узлами 1 и 3 и переток по контролируемому сечению в предельном режиме для различных вариантов схемы

Из представленных в таблице 3 данных видно, что даже незначительное усложнение схемы энергосистемы по отношению к простейшему случаю работы станции через линию электропередачи на шины неизменного напряжения приводит к тому, что относительный угол напряжения, как показатель близости режима к предельному по условиям статической апериодической устойчивости, теряет свою инвариантность и начинает зависеть как от параметров сети, так и от величины промежуточных отборов мощности. Из рассмотренных примеров следует, что возможность использования относительного угла для оценки тяжести электрического режима в значительной степени ограничена параметрами и характеристиками схемы наблюдаемой энергосистемы: при сравнении информативности относительного угла и перетока активной мощности по сечению преимущества первого ограничиваются схемами простейшей структуры. В ряде случаев информативность этих параметров близка, а иногда контроль перетока имеет очевидные преимущества.

Приведенные результаты показывают, что возможность применения относительного угла для оценки тяжести электрического режима во многом зависит от конкретных схемно-режимных условий, характерных для тех или иных частей ЕЭС России, а точнее, от того, насколько та или иная часть ЕЭС (межсистемная связь между двумя концентрированными частями энергообъединения, протяженный транзит с промежуточными отборами мощности и т.п.) может быть сведена к схеме простой структуры.

На основе сравнительного анализа поведения относительных углов и перетоков активной мощности в типичных схемно-режимных ситуациях, характерных для ЕЭС России, близкой к двухмашинному эквиваленту является схема транзита 500 кВ Сургутские ГРЭС – Тюмень – Рефтинская ГРЭС. Для этой схемы рассматривался угол между векторами напряжения на шинах 500 кВ Сургутской ГРЭС2 и Рефтинской ГРЭС. Схема сети 500 кВ этого района ЕЭС России приведена на рис. 2 (пунктиром показано сечение, по которому осуществлялся контроль перетока активной мощности).

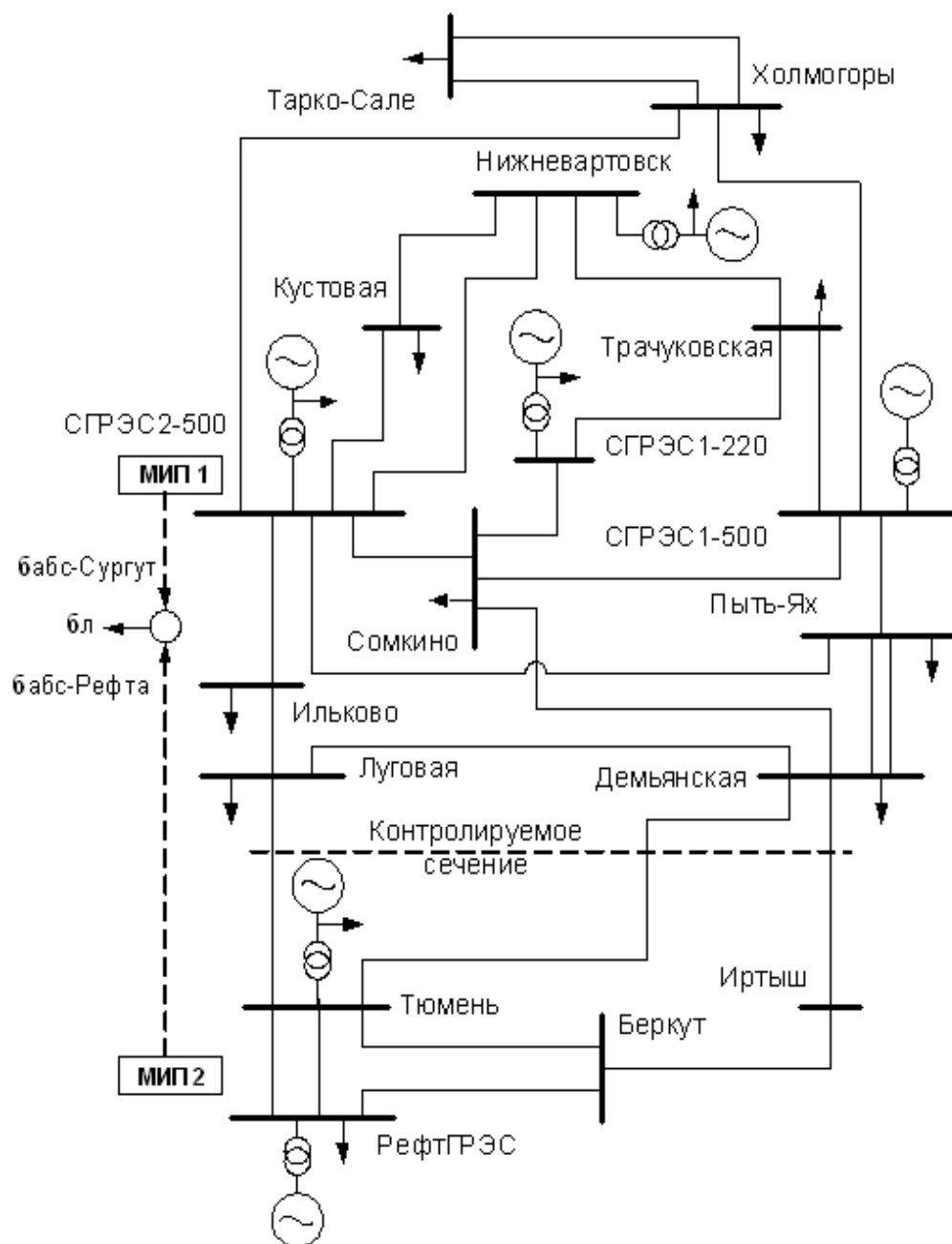


Рис. 2: Схема физической модели энергосистемы

Расчеты предельных режимов схемы показали, что с определенной погрешностью исследуемую электропередачу можно рассматривать как двухмашинную, в которой предельный угол изменяется в небольшом диапазоне (80–90 градусов) при изменении способа утяжеления, состава сети и величин нагрузки в промежуточных узлах.

В таблице 4 приведены результаты оценки устанавливающихся послеаварийных режимов в двух вариантах управления: в случае разгрузки контролируемого сечения в послеаварийном режиме до угла в предшествовавшем режиме и до угла предельно допустимого с 8%-ным запасом. Величина мощности, указанная в последней колонке, демонстрирует избыточность управления по сравнению с вариантом доведения режима до допустимого с нормируемым запасом 8% в послеаварийном режиме. Однако в некоторых случаях при наличии технологических ограничений в рассматриваемой схеме можно в качестве уставки по углу принимать угол в доаварийном режиме.

параметры схема	$P_{20\%}$, МВт	$\delta_{20\%}$, град	$P_{8\%}$, МВт	$\delta_{8\%}$, град	$P_{\delta=60,1^\circ}$, МВт	ΔP , МВт
исходная схема энергосистемы	2040	60,1	—	—	—	—
Отключена ВЛ 500 кВ СГРЭС-2 – Пыть-Ях	—	—	2150	75,5	1795	245
Отключена ВЛ 500 кВ СГРЭС-1 – Пыть-Ях	—	—	2190	71,8	1926	114
Отключена ВЛ 500 кВ СГРЭС-2 – Ильково	—	—	1670	63,8	1605	65
Отключена ВЛ 500 кВ СГРЭС-2 – Сомкино	—	—	2290	75,6	1900	140
Отключена ВЛ 500 кВ СГРЭС-1 – Сомкино	—	—	2275	70,0	2035	5

Табл. 4: Оценка избыточности управления при использовании в качестве уставки угла по передаче в доаварийном режиме

Для проверки эффективности использования информации об углах между векторами напряжения, получаемых от СМПП, для управления мощностью энергоблоков в переходных режимах в НИИПТ был разработан алгоритм управления мощностью турбоагрегатов [1], который может быть записан в следующем виде:

$$U_{упр} = K_p \cdot (p_0 - p_{тек}) + K_{\delta 0} \cdot \int_0^t (\delta_l - \delta_{л.уст}) dt + K_{\delta} (\delta_l - \delta_{л.уст}) + K_f \cdot \Delta f + K_f' \cdot (\Delta f)',$$

где $U_{упр}$ – управляющий сигнал от регулятора мощности турбины, подаваемый на ЭГП;
 $p_0, p_{тек}$ – электрическая мощность управляемого генератора в доаварийном режиме и в аварийной фазе переходного процесса;
 δ_l – текущее значение взаимного угла;
 $\delta_{л.уст}$ – величина угла, принимаемая в качестве уставки;
 Δf – отклонение частоты напряжения на шинах станции;
 $K_p, K_{\delta 0}, K_{\delta}, K_f, K_f'$ – коэффициенты регулирования.

Как видно, регулятор мощности турбины содержит пять каналов регулирования.

Первый канал по отклонению мощности станции (или каждого генератора) обеспечивает интенсивное управление мощностью турбины на начальной (динамической) стадии переходного процесса и устойчивость в первом цикле качаний роторов.

Второй канал регулирования – интеграл отклонения относительного угла – обеспечивает астатический закон регулирования, т.е. обеспечивает достижение относительным углом генератора δ_l величины заданной уставки $\delta_{л.уст}$.

Третий канал регулирования – отклонение относительного угла – обеспечивает активное регулирование в начальный период переходного процесса, пока еще не накопился интеграл, т.е. повышает «приемистость» системы регулирования.

Четвертый и пятый каналы регулирования – по частоте и производной частоты на шинах станции – обеспечивают стабилизацию системы, поскольку включение в закон регулирования интеграла вносит неустойчивость в процесс регулирования.

Для получения относительного угла используются данные, получаемые от СМПП.

Для проведения всех исследований, связанных с управлением турбоагрегатами Сургутской ГРЭС-2, была разработана и реализована на физической модели применительно к генераторам, моделирующим турбоагрегаты Сургутской ГРЭС-2, подробная цифровая модель турбины К-800-240 и ее системы регулирования [2].

Алгоритм управления мощностью турбоагрегатов Сургутской ГРЭС-2 для обеспечения устойчивости транзита Сургутские ГРЭС – ПС Тюмень – Рефтинская ГРЭС реализует три этапа управления:

1. На первом этапе управления при возникновении аварийного возмущения создается управляющее воздействие, целью которого является обеспечение динамической устойчивости системы в первом цикле качаний роторов. Для этого создается мощный разгрузочный импульс, направленный на быструю разгрузку мощности турбины. Импульс организуется путем измерения разности между величинами мощностей в доаварийном режиме и в режиме текущего времени. Этот сигнал после умножения на коэффициент усиления K_p подается на вход ЭГП турбины и далее преобразуется в мощность турбины. Величина коэффициента усиления K_p выбирается исходя из условия обеспечения устойчивости динамического перехода в условиях наибольшего возможного аварийного возмущения. Его величина находится в диапазоне: $K_p = 2 \div 4$ нв/о.е.. При этом в случае меньших аварийных возмущений управляющее воздействие пропорционально уменьшается, обеспечивая, тем самым, динамическую устойчивость системы в этих случаях. При удаленных возмущениях, не требующих интенсивного управления мощностью на начальной фазе переходного процесса, для предотвращения «дерганья» турбины в канал регулирования вводится зона нечувствительности.

2. На втором этапе управления организуется непрерывное управляющее воздействие, задача которого заключается в обеспечении динамической устойчивости во втором и последующих циклах качаний роторов. Управление организуется в результате совместной работы четырех каналов регулирования: по интегралу и по отклонению относительного угла между векторами напряжения по концам линии электропередачи, а также частоты и производной частоты напряжения на шинах отправной электростанции. Величины коэффициентов регулирования выбираются из диапазона:

$$K_{\delta 0} \approx 0,05 \div 0,1 \text{ нв/рад.с.},$$

$$K_{\delta} \approx 0,3 \div 0,4 \text{ нв/рад.},$$

$$K_f \approx 0,1 \div 0,2 \text{ нв/Гц},$$

$$K_f' \approx 0,3 \div 0,4 \text{ нв.с/Гц}.$$

Опыт расчетов показывает, что выбранные величины настроек регулятора достаточно стабильны и обеспечивают устойчивость в широком диапазоне схем и режимов.

3. В течение первых 15–20 с после начала переходного процесса устанавливается угол по передаче, соответствующий углу доаварийного режима. Поэтому на третьем этапе управления для более полного использования пропускной способности передачи в послеаварийном режиме необходимо увеличить уставку по углу до величины, соответствующей 8%-ному запасу статической апериодической устойчивости образовавшейся послеаварийной схемы. В связи с этим по прошествии 25÷30 с с момента отключения к.з. осуществляется в течение 10÷15 с автоматический переход на новую уставку.

В процессе исследований проводилась оценка эффективности предложенного алгоритма управления мощностью при различных аварийных возмущениях в полной и ремонтных схемах.

На рис. 3 показан переходной процесс на начальной стадии (первый этап управления).

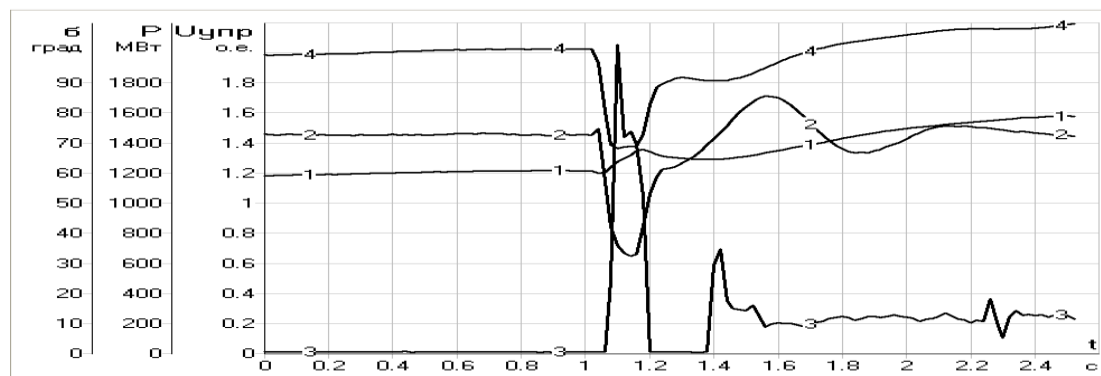


Рис. 3: Начальная фаза переходного процесса (первый этап управления) при 2-фазном к.з. на землю длительностью 0,12с с отключением ВЛ 500 кВ Сургут-2 –ПС Пыть-Ях:

1 – угол по передаче, 2 – мощность двоянного блока Сургутской ГРЭС-2, 3 – управляющее воздействие на ЭГП, 4 – переток активной мощности по контролируемому сечению.

Видно, что в соответствии с предлагаемым законом сформировался первый управляющий импульс амплитудой около 2 о.е. практически без запаздывания, что обеспечило разгрузку генераторов во время к.з. и динамическую устойчивость в первом цикле качаний роторов.

На рис. 4 показан переходной процесс на более длительном временном интервале (первый и второй этапы управления).

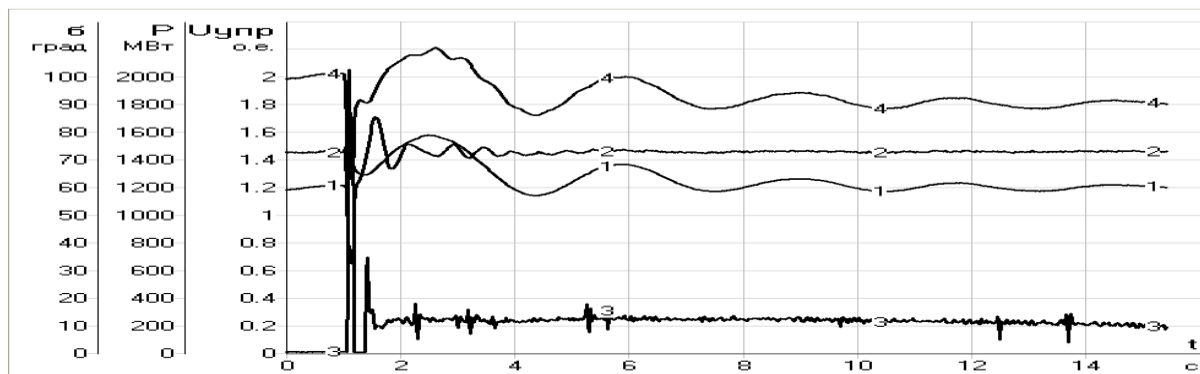


Рис. 4: Переходный процесс (первый и второй этапы управления) при 2-фазном к.з. на землю длительностью 0,12с с отключением ВЛ 500 кВ Сургут – ПС Пыть – Ях:
1 – угол по передаче, 2 – мощность сдвоенного блока Сургутской ГРЭС-2, 3 - управляющее воздействие на ЭГП, 4 – переток активной мощности по контролируемому сечению.

Видно, что алгоритм управления мощностью турбоагрегатов обеспечивает на первом и втором этапах управления за время примерно равное 20÷25 с приближение величины относительного угла передачи к доаварийной величине угла – уставке угла.

На рис. 5 показан переходной процесс, охватывающий весь цикл управления мощностью турбоагрегатов (три этапа управления).

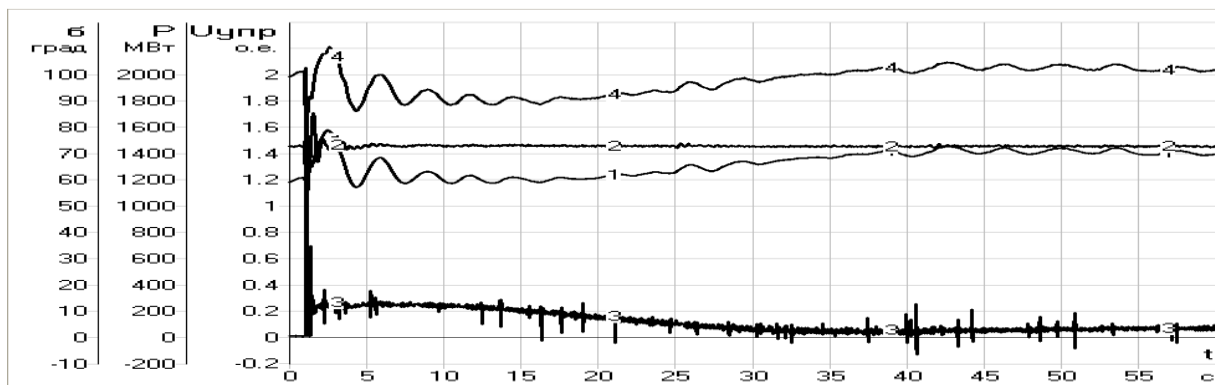


Рис. 5: Переходный процесс в случае полного цикла управления (три этапа управления) при 2-фазном к.з. на землю длительностью 0,12с с отключением ВЛ 500 кВ Сургут – ПС Пыть – Ях:
1 – угол по передаче, 2 – мощность сдвоенного блока Сургутской ГРЭС-2, 3 - управляющее воздействие на ЭГП, 4 – переток активной мощности по контролируемому сечению

Кроме функции обеспечения динамической устойчивости при аварийных возмущениях, предлагаемый закон управления может быть использован в целях ограничения перетока по контролируемому сечению. На рис. 6 показан режим при медленном увеличении перетока по контролируемому сечению, на котором видно, что после вступления в работу ограничителя, увеличению перетока противодействует предложенный алгоритм управления, сопровождающийся разгрузкой генераторов Сургутской ГРЭС-2.

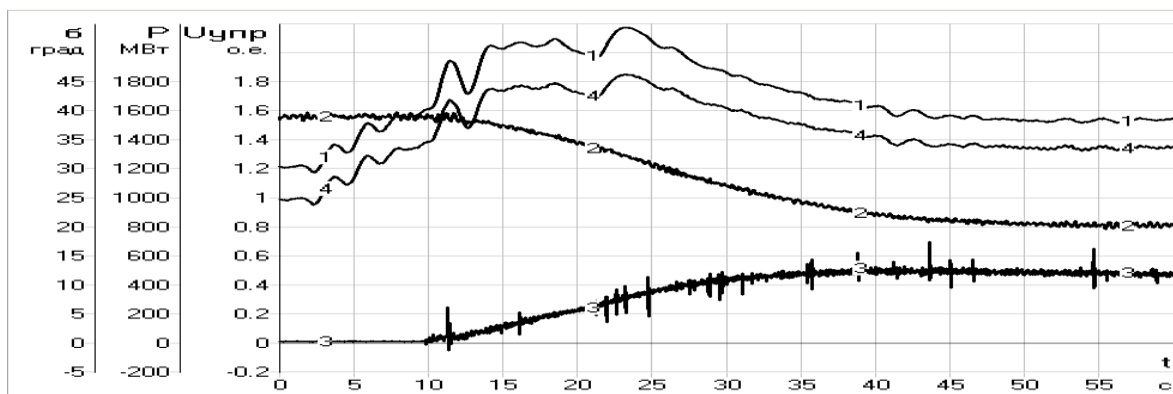


Рис. 6: Режим ограничения перетока по контролируемому сечению: 1 – угол по передаче, 2 – мощность двоянного блока, 3 – управляющий сигнал, 4 – переток мощности в контролируемом сечении.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, по результатам проведенных исследований можно сделать следующие основные выводы:

1. Предложенный закон управления мощностью турбоагрегатов по данным СМРР может применяться в схемах транзитных протяженных электропередач, близких по структуре сети к двухмашинным. В этих случаях угол между крайними узлами рассматриваемых электропередач является более информативным параметром, чем переток активной мощности. В рассматриваемой схеме транзита в качестве такого параметра использован угол между векторами напряжений на шинах 500 кВ Сургутской ГРЭС-2 и Рефтинской ГРЭС в режимах передачи мощности от Сургутских ГРЭС в ОЭС Урала.
2. Реализованный закон управления в первой фазе аварийного электромеханического переходного процесса обеспечивает дозированную (в зависимости от интенсивности возмущения) импульсную разгрузку энергоблоков исключительно по местному параметру (величина сброса активной мощности).
3. Закон управления обеспечивает возможность сохранения уставки по углу на доаварийном уровне, а также реализует изменение уставки до заранее рассчитанного уровня, соответствующего максимально допустимой нагрузке электропередачи в послеаварийном режиме.
4. Реализованный закон управления может обеспечивать автоматическое регулирование перетоков мощности и использоваться в качестве ограничителя перетоков на транзитных электропередачах.
5. На современном этапе предлагаемая система не отменяет ЦСПУ, но может ее дополнять, обеспечивая устойчивость на первом этапе переходного процесса меньшим, чем от ЦСПУ, управляющим импульсом, и вывод на предельно допустимый угол в послеаварийном процессе с меньшими запасами устойчивости в тех случаях, когда в послеаварийных режимах не возникает дополнительных требований к разгрузке контролируемого сечения по технологическим условиям. Кроме того, поскольку это воздействие формируется по местным параметрам, оно вводится без дополнительного запаздывания на передачу информации от ФОЛ. В том случае, когда в послеаварийном режиме сохраняется угол, соответствующий углу в исходном режиме, разгрузка в послеаварийном режиме будет несколько избыточной.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Алгоритмы прямого цифрового управления установившимися и переходными режимами энергосистемы по данным системы мониторинга переходных режимов. Отчет ОАО «НИИПТ», Инв. № 171-КТ СПб, ОАО «НИИПТ», 2007.
- [2] Динамические свойства системы регулирования турбины К-500-240 ЛМЗ. Фрагин М.С., Любан Е.А. Сб. «Повышение надежности энергосистем Казахстана», Алма-Ата, 1983, с. 85–89.