

DOI: 10.18721/JEST.230407

УДК 621.313.322

М.А. Хазов, П.В. Черняев, А.Н. Беляев

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
Санкт-Петербург, Россия

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ И УСТОЙЧИВОСТИ МЕЖСИСТЕМНОЙ СВЯЗИ НА ОСНОВЕ ГИБКОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА С УПРАВЛЯЕМОЙ ПРОДОЛЬНОЙ И ПОПЕРЕЧНОЙ КОМПЕНСАЦИЕЙ

В работе проведено исследование режимов и устойчивости гибких линий электропередачи переменного тока с управляемой продольной и поперечной компенсацией. Показано, что установка управляемых устройств поперечной компенсации в дополнение к существующей продольной позволяет повысить предел передаваемой мощности практически в два раза при условии поддержания уровней напряжений в допустимых пределах. Выявлены минимально возможный оптимальный состав и места установки управляемых устройств поперечной компенсации для обеспечения работы электропередачи в широком диапазоне режимов. На основе расчетов совокупности режимов работы протяженной электропередачи в диапазоне от холостого хода до предельных обоснован комплекс мероприятий, направленных на увеличение запаса статической устойчивости. Проведена совместная координация настроечных параметров устройств продольного и поперечного регулирования.

ГИБКИЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ; УСТРОЙСТВО ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ; УСТРОЙСТВО ПОПЕРЕЧНОЙ КОМПЕНСАЦИИ; СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ; УПРАВЛЯЕМЫЙ ШУНТИРУЮЩИЙ РЕАКТОР; СТАТИЧЕСКИЙ ТИРИСТОРНЫЙ КОМПЕНСАТОР.

Ссылка на цитирование:

М.А. Хазов, П.В. Черняев, А.Н. Беляев. Исследование режимов и устойчивости межсистемной связи на основе гибкой линии электропередачи переменного тока с управляемой продольной и поперечной компенсацией // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. 2017. Т. 23. № 4. С. 74–88. DOI: 10.10871/JEST.230407.

M.A. Khazov, P.V. Chernyaev, A.N. Belyaev

Peter the Great St. Petersburg polytechnic university, St. Petersburg, Russia

ANALYSIS OF OPERATING CONDITIONS AND STABILITY OF INTERCONNECTIONS BASED ON FLEXIBLE AC TRANSMISSION LINES WITH CONTROLLED SERIES AND SHUNT COMPENSATION DEVICES

The paper describes a study on the operating conditions and small signal stability of flexible AC transmission lines with controlled series and shunt compensation. It is shown that the installation of controllable shunt compensation devices in addition to the existing series allows to increase the transmission power limit by almost two times, provided that the voltage levels are kept within the permissible limits. The minimally possible optimal composition and location of the controlled shunt compensation devices is established to ensure the operation of power transmission in a wide range of power transmission. A set of measures aimed at increasing the static stability margin is justified. The joint coordination of tuning parameters of the series and shunt control devices is implemented.

FLEXIBLE ALTERNATIVE CURRENT TRANSMISSION SYSTEM; THYRISTOR CONTROLLED SERIES COMPENSATION; SMALL SIGNAL STABILITY; CONTROLLED SHUNT REACTOR; STATIC VAR COMPENSATOR.

Citation:

M.A. Khazov, P.V. Chernyaev, A.N. Belyaev, Analysis of operating conditions and stability of flexible AC transmission lines with controlled series and shunt compensation devices, *Peter the Great St. Petersburg polytechnic university journal of engineering sciences and technology*, 23(04)(2017)74–88. DOI: 10.10871/JEST.230407.

Введение

С ростом генерирующих мощностей, потоков мощностей по линиям электропередачи и усложнением электроэнергетических систем к устройствам, обеспечивающим увеличение пределов передаваемой мощности, демпфирование колебаний, перераспределение потоков мощности и поддержание оптимальных уровней напряжений в сети, предъявляются все более жесткие требования [1]. Это вызвано следующими причинами:

высокая стоимость линий электропередачи приводит к необходимости увеличения их пропускной способности, так как в ряде случаев строительство новых линий менее выгодно или невозможно;

в электрических сетях с параллельным включением линий различных классов напряжения, а также в ходе формирования кольцевых структур пропускная способность сети нередко оказывается сниженной, а линии более низких классов напряжений часто перегружаются, как следствие, растут потери электроэнергии [2].

В конце 90-х годов прошлого столетия Хингорани предложил концепцию развития гибких (управляемых) передающих систем переменного тока (FACTS). Основной идеей данной концепции — повышение управляемости сетей за счет использования устройств на основе силовой электроники [3]. Такие устройства позволяют обеспечить демпфирование колебаний низкой частоты, стабилизацию уровня напряжений, повышение как статической, так и динамической устойчивости и, как следствие всего вышеперечисленного, увеличение пропускной способности сети и снижение потерь мощности. В роли устройств, позволяющих обеспечить повышение гибкости систем переменного тока, были предложены:

тиристорно-управляемый компенсатор реактивной мощности (СТК);

установки продольной емкостной компенсации (УПК), управляемые тиристорными устройствами (TCSC);

тиристорно-управляемое фазоповоротное устройство (ФПУ);

тиристорно-управляемые накопители электроэнергии;

параллельные, последовательные и комбинированные устройства компенсации реактивной мощности на полностью управляемых вентилях [1–3].

Основная цель данной работы — улучшение характеристик установившихся режимов и повышение уровня статической и динамической устойчивости линий электропередачи переменного тока большой протяженности на примере транзита 500 кВ длиной 1030 км «Imperatriz — Serra da Mesa» в Бразилии за счет совместного применения управляемых устройств продольной и поперечной компенсации реактивной мощности.

Для этого необходимо выполнить следующее:

анализ установившихся режимов протяженной линии электропередачи; определение предельных передаваемых мощностей при различных степенях продольной компенсации (вплоть до 100 %); выбор мест установки и минимально необходимых объемов устройств управляемой поперечной компенсации;

исследование статической устойчивости протяженной линии электропередачи в широком диапазоне режимов работы — от холостого хода до передачи натуральной мощности и более;

определение оптимального состава и настроечных параметров управляемых устройств продольной и поперечной компенсации.

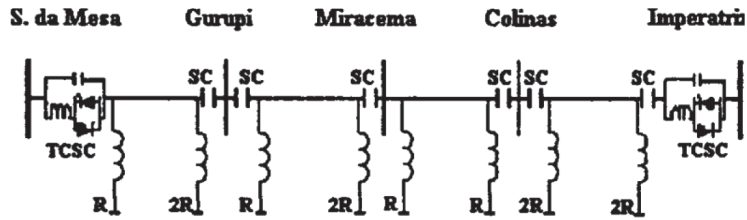
Бразильская электропередача 500 кВ «Imperatriz — Serra da Mesa»

До начала 2000-х годов в Бразилии существовали две основные энергосистемы, которые не были связаны между собой: Юг — Юго-восток и Север — Северо-Восток. В 1999 году произошло объединение этих двух энергосистем посредством электропередачи 500 кВ «Север — Юг» с установленными на ней устройствами продольной компенсации и регулируемые продольными элементами (TCSC). Общая протяженность электропередачи составляет 1030 км (рис. 1). Энергосистема Севера генерирует 16,5 ГВт, Юга — 45 ГВт [4].

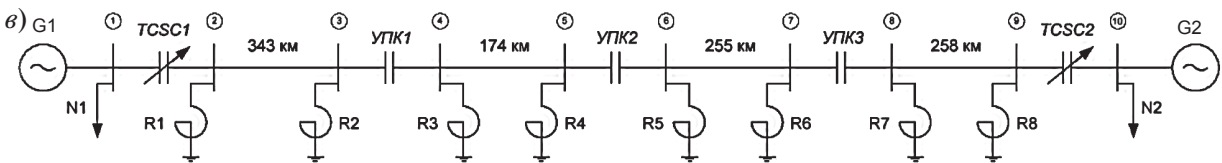
a)



b)



в)



г)

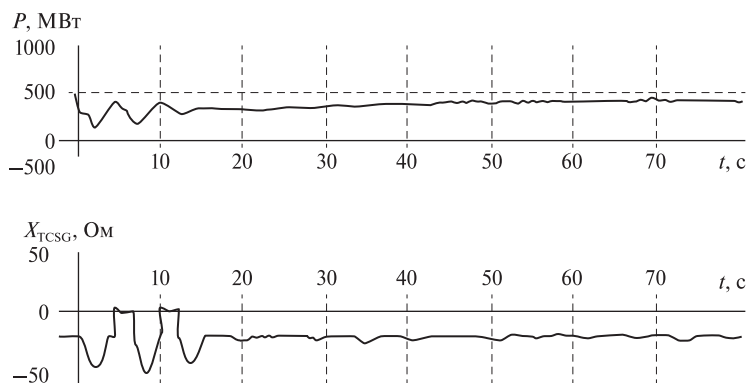


Рис. 1. Географическое положение (а), схема (б), эквивалентная модель (в) бразильской линии «Imperatriz — Serra da Mesa» и межсистемные колебания в ней при передаче 300 МВт с TCSC (г)
 Fig. 1. Geographical location (a), on-line diagram (b), equivalent model (v) of Brazilian Interconnection «Imperatriz-Serra da Mesa» with TCSC and intersystem oscillations during 300 MW transmission (z)

Электропередача оборудована неуправляемыми устройствами продольной компенсации, которые представляют собой шесть групп конденсаторных батарей, компенсирующих 54 % индуктивного сопротивления передачи, (по 161 МВАр каждая). Кроме того, по концам линии установлены два устройства управляемой продольной компенсации (TCSC), каждое из которых соответствует 6 % индуктивного сопротивления передачи в установленном режиме. Их основной функцией является демпфирование межсистемных колебаний низкой частоты (0,2 Гц). Они расположены на подстанциях Imperatriz (Север) и Serra da Mesa (Юг). Поперечная компенсация составляет 95 % и состоит из неуправляемых реакторов.

Однако, несмотря на применение TCSC по концам линии, при передаче мощности 300 МВт возникают межсистемные колебания (рис. 1, в), время затухания которых более 20 с [5].

В принятом исполнении электропередача имеет ряд существенных недостатков:

несмотря на то, что линия предназначалась для передачи мощности до 1300 МВт, реальная предельная передаваемая мощность значительно меньше;

на рассматриваемой электропередаче применяются неуправляемые устройства поперечной компенсации, что в значительной степени снижает уровень статической устойчивости и возможности регулирования напряжения на промежуточных подстанциях [6];

вместо автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов применяются сложные управляемые устройства продольной компенсации для демпфирования межсистемных колебаний низкой частоты.

Вместе с тем линии с подобного рода характеристиками широко распространены в крупных энергообъединениях различных стран. Среди наиболее характерных примеров: ЛЭП 500 кВ Mead-Phoenix в США, передача 400 кВ Roukela-Raipur в Индии, транзиты 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая в России, Экибастузская ГРЭС – Алматы в Казахстане и т.п. Таким образом, подробный анализ одного из таких примеров позволит в дальнейшем распространить полученный опыт на достаточно широкий круг объектов по всему миру.

Оптимизация установившихся режимов и повышение предельных передаваемых мощностей гибкой электропередачи с устройствами продольной и поперечной компенсации

Базовый вариант передачи «Imperatriz — Serra da Mesa» предполагает установку следующих устройств компенсации (рис. 1, в):

в узлах 2–8 установлены неуправляемые шунтирующие реакторы по 132 МВАр (0,109 о.е. при $U_{\text{баз}} = 500$ кВ, $S_{\text{баз}} = 500^2/206,7 = 1210$ МВА и суммарном индуктивном сопротивлении линии $0,418 + 0,217 + 0,315 + 0,319 = 1,269$ о.е.) каждый;

на участках 1–2, 5–6, 9–10 расположены устройства продольной компенсации, мощностью по 161 МВАр каждый, а на участках 3–4, 7–8 — по 323 МВАр каждый.

Передаваемая мощность изменялась в пределах от 0 до 1,5 о.е., охватывая, таким образом, все режимы работы линии — от холостого хода до натуральной мощности (1 о.е.) и далее до предельной.

Уровень напряжений в узлах электропередачи не фиксирован специально для того, чтобы оценить их зависимость от передаваемой по линии активной мощности, а также от конкретного набора устройств продольной и поперечной компенсации.

В ходе моделирования было установлено, что при передаче по рассматриваемой линии активной мощности $P_{\text{ЛЭП}}$ менее 0,8 о.е. отклонения уровней напряжения в узлах остаются в диапазоне $\pm 5\%$ от $U_{\text{ном}}$, что приемлемо с точки зрения износа изоляции ЛЭП (рис. 2). Дальнейшее увеличение передаваемой мощности до 0,8 о.е. приводит к повышению напряжения до 1,051 о.е. (525,5 кВ) в конце участка 8–9, протяженностью 258 км. Увеличение передаваемой по линии мощности выше значения 0,8 о.е. приводит к увеличению перенапряжений в конце данного участка, в конце участка линии 6–7, протяженностью 255 км, а также к снижению напряжения в конце участка линии 4–5, протяженностью 174 км. При передаче активной мощности равной 1,5 о.е. перенапряжения в конце электропередачи достигают порядка 10 % от $U_{\text{ном}}$.

Внесем изменения в конфигурацию существующей линии электропередачи: заменим все неуправляемые шунтирующие реакторы

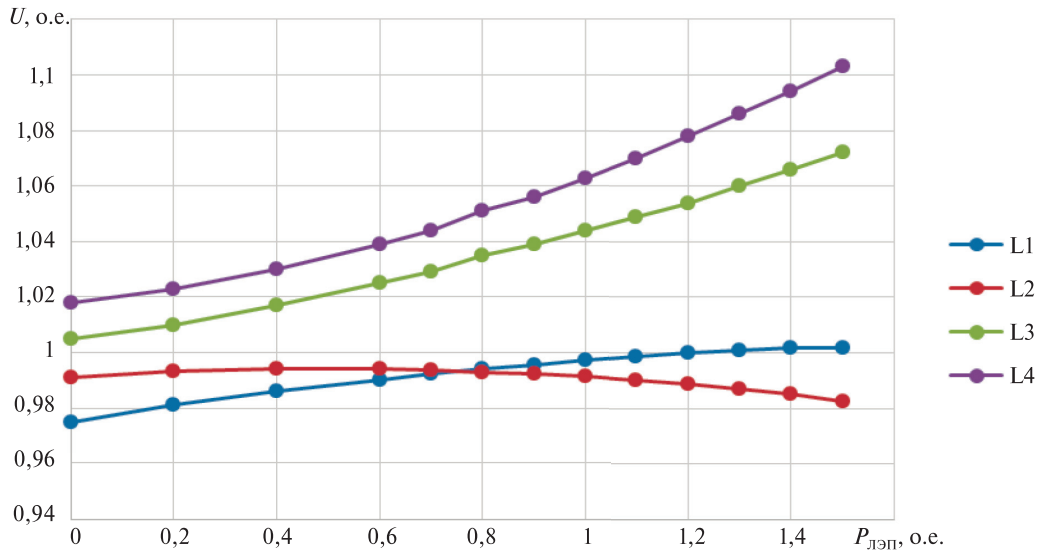


Рис. 2. Зависимости уровней напряжения в конце каждого из четырех (L1–L4) участков электропередачи от передаваемой мощности

Fig. 2. The diagram of voltage level at the ends of line section (L1–L4) as a function of transmitted power

на управляемые [7]. Определим, как изменение мощности устройств поперечной компенсации повлияет на величину предельной передаваемой мощности и на уровень напряжений в узлах. Из соображений сохранения диэлектрической прочности и предотвращения перенапряжений уровень отклонения напряжений во всех режимах работы рассматриваемой

линии электропередач не должен выходить за пределы $\pm 5\%$ от $U_{ном}$, за исключением режимов, близких к предельным.

При передаче по линии активной мощности равной 0,71 о.е. реакторы R4 и R8 практически полностью выводятся из работы (рис. 3). При увеличении передаваемой мощности до 0,9 о.е. дополнительно выводится реактор R2. Дальней-

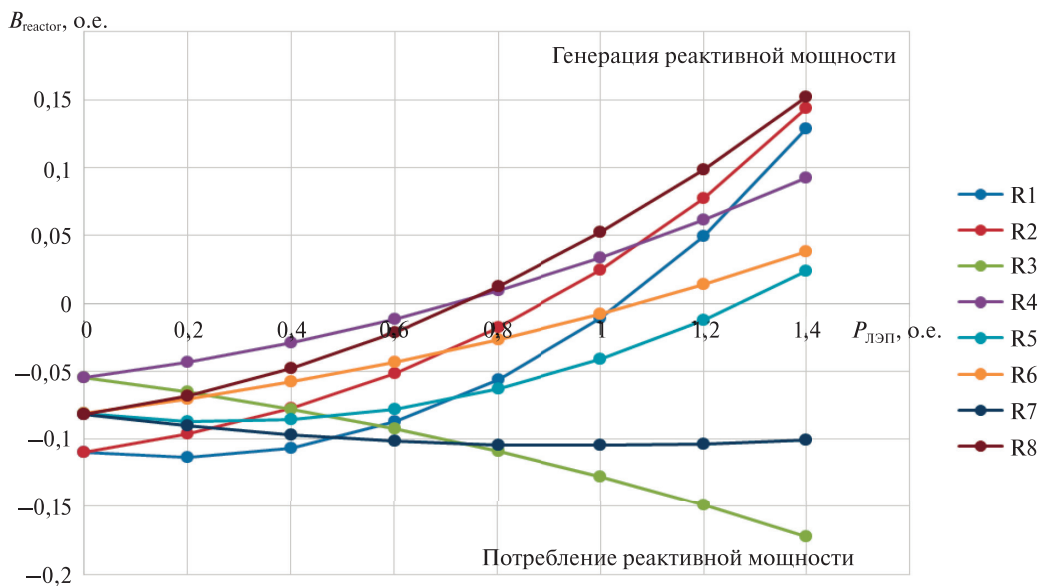


Рис. 3. Зависимость проводимостей управляемых устройств поперечной компенсации от величины передаваемой по линии мощности

Fig. 3. The diagram of shunt compensation device conductivities as a function of transmitted power

шее увеличение передаваемой активной мощности при фиксированной реактивной мощности нагрузки требует либо использования управляемых устройств поперечной компенсации, способных генерировать реактивную мощность, либо вывода УШР из работы.

Генерация реактивной мощности в промежуточных узлах электропередачи (за счет СТК [8] или СТАТКОМ) позволит увеличить предельную передаваемую мощность до значений выше натуральной мощности, сохранив при этом оптимальный уровень напряжений. Величина передаваемой мощности в таком случае зависит от мощности устройств поперечной компенсации.

Кроме того, рис. 3 показывает, что применение управляемых устройств во всех узлах передачи — это избыточно. Поэтому следующая задача — выбор необходимого состава управляемых устройств поперечной компенсации при соблюдении оптимального распределения напряжений вдоль всех участков электропередачи.

В случае, когда управляемыми являются упомянутые ранее устройства поперечной компенсации R2, R4 и R8, эпюра распределения напряжений выглядит практически однородной (рис. 4). Размещение устройств поперечной компенсации с возможностью генерации реактивной мощности по концам и в середине линии позво-

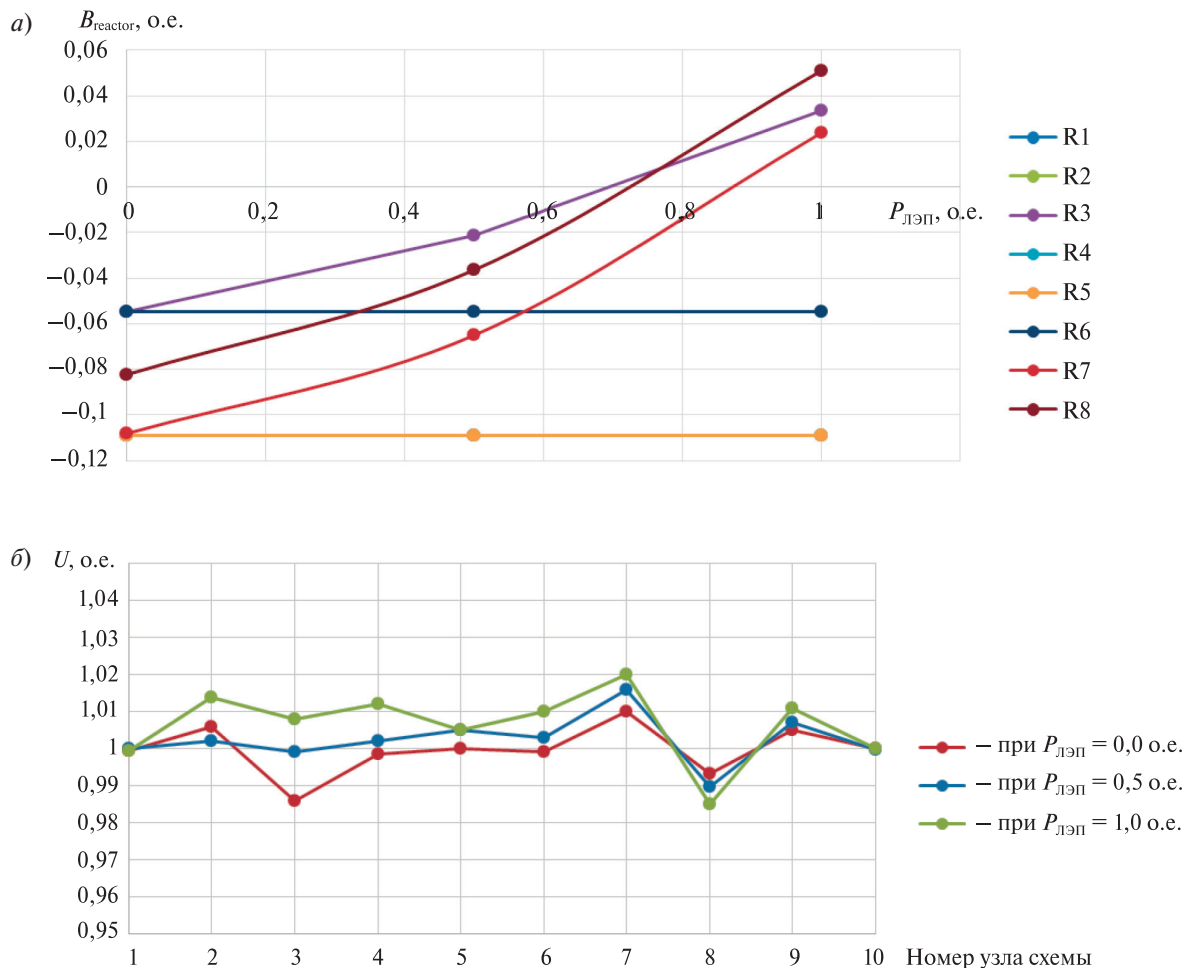


Рис. 4. Зависимости проводимостей реакторов от величины передаваемой мощности (а) при управлении устройствами R2, R4 и R8 и эпюра распределения напряжений вдоль линии (б)
 Fig. 4. The diagrams of shunt compensation device conductivities (R2, R4 and R8 are controlled ones) as a function of transmitted power (a) and voltage level along the line (б)

ляет в значительной степени улучшить распределение напряжений вдоль линии электропередач и увеличить активную мощность, передаваемую при условии поддержания оптимального уровня напряжения в узлах линии.

Дальнейшее увеличение передаваемой мощности (до 1,5 о.е.) приведет к тому, что перенапряжения или снижения напряжения в узлах схемы будут проявляться в значительной степени, а возможность удержания напряжения в заданных пределах будет зависеть от мощности устройств, генерирующих реактивную мощность. В этом случае возникает необходимость в применении дополнительных управляемых устройств в узлах 1 и 6 (рис. 5)

Таким образом, для обеспечения работы линии электропередач в широком диапазоне режимов при условии поддержания уровня напряжений в узлах в диапазоне $(1 \pm 0,05 \text{ о.е.})$ $U_{\text{ном}}$ необходимо размещать управляемые устройства поперечной компенсации в середине (R4, R6) и по концам (R1, R2, R8) линии. При этом они должны иметь техническую возможность генерировать реактивную мощность или, по крайней мере, быть выведенными из работы. Такая конфигурация электропередачи позволит с учетом 20% запаса по мощности передавать по линии $P_{\text{лэп}} = 1,2 \text{ о.е.}$, что на 0,56 о.е. (677 МВт) больше, чем в исходном варианте.

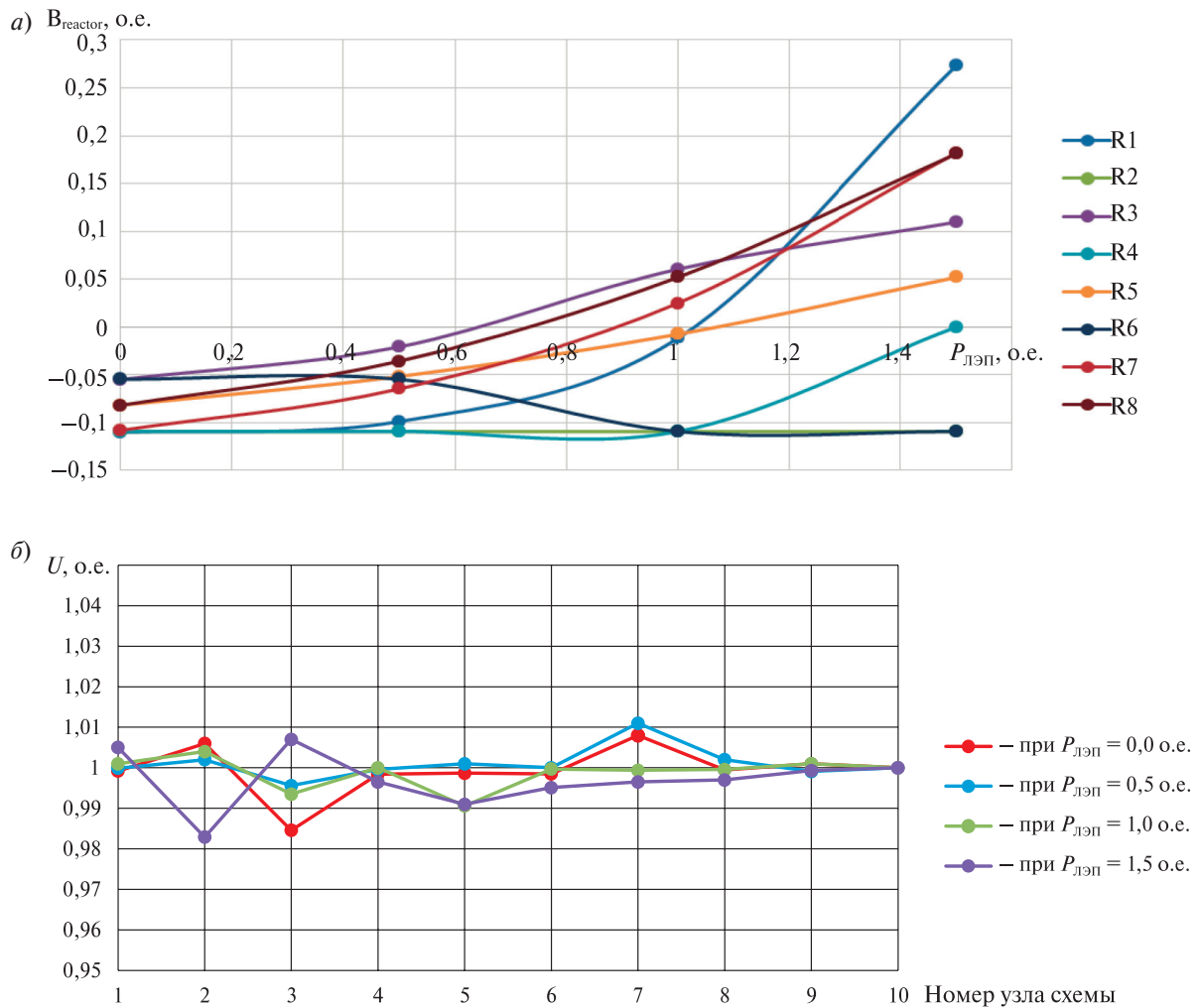


Рис. 5. Зависимости проводимостей реакторов от величины передаваемой мощности (а) при управлении устройствами R1, R2, R4, R6 и R8 и эпюра распределения напряжений вдоль линии (б)
 Fig. 5. The diagrams of shunt compensation device conductivities (R1, R2, R4, R6 and R8 are controlled ones) as a function of transmitted power (a) and voltage level along the line (б)

Рассмотрим случай увеличения степени компенсации реактивного сопротивления линии электропередачи «Imperatriz — Serra da Mesa» вплоть до 100%. Мощность устройств продольной компенсации принята равной $218/S_{\text{баз}}$ [МВт]. При индуктивном сопротивлении линии 1,269 о.е. емкостное сопротивление УПК составляет в данном опыте $0,18 + 0,36 + 0,18 + 0,36 + 0,18 = 1,261$ о.е., то есть, достигнута практически полная компенсация индуктивного сопротивления линии. Стоит отметить, что продольные емкости распределены по подстанциям равномерно. Данное распределение не полностью соответствует распределению индуктивного сопротивления линии по длине.

При работе линии, оборудованной шунтирующими реакторами, как на холостом ходу, так и при передаче натуральной мощности появляется колебательная неустойчивость [9]. Для того чтобы определить предельную степень компенсации, при которой возможна устойчивая работа линии, емкость УПК уменьшалась до тех пор, пока вещественная часть корневых характеристического уравнения в математической модели электропередачи не перешла в отрицательную область.

Из расчетов собственных значений системы уравнений, описывающих электропередачу, (здесь не приводится) следует, что при использовании УПК устойчивая работа линии возможна при степени компенсации не более 98%. Кроме того, при увеличении передаваемой мощности на линии все более явно выражается падение напряжения к концам участков ЛЭП и повышение напряжения на участках УПК. На отдельных участках электропередачи перенапряжения составляют 1,227 о.е., что говорит о невозможности работы линии при данной конфигурации устройств продольной и поперечной компенсации.

При замене всех неуправляемых устройств на управляемые в случае передачи 1,0 о.е. активной мощности перенапряжения на УПК достигают 12%, а падение напряжения 16%. При степени компенсации 99% и установке управляемых устройств поперечной компенсации возможна передача активной мощности 0,6 о.е. в условиях поддержания уровней напряжений в узлах в диапазоне $(1 \pm 0,05)$ о.е. от номинального значения. Дальнейшее увеличение передаваемой мощности приведет к недопустимым перенапряжениям.

Исследование статической устойчивости гибкой электропередачи и определение оптимальных настроечных параметров устройств продольной и поперечной компенсации

Рассмотрим исходный вариант электропередачи «Imperatriz — Serra da Mesa» со следующими устройствами продольной и поперечной компенсации:

в узлах 2–8 установлены неуправляемые шунтирующие реакторы по 132 МВАр каждый; на участках 1–2, 5–6, 9–10 расположены устройства продольной компенсации, мощностью по 161 МВАр каждый, а на участках 3–4, 7–8 — по 323 МВАр каждый [4, 5].

В качестве устройств, способных осуществлять регулирование при малых и конечных возмущениях, в данном случае выступают только автоматические регуляторы возбуждения пропорционального действия (АРВ-ПД), установленные на генераторах объединенных энергосистем Севера и Юга.

Управление системами АРВ-ПД эквивалентных генераторов (например, по напряжению с минимальным коэффициентом регулирования $K_{0u} = -5$) позволяет сохранить аperiodическую устойчивость при малых возмущениях (табл. 1), о чем можно судить по корням характеристического уравнения: при этом отрицательный вещественный корень остается практически неизменным, а частота колебаний варьируется в диапазоне 0,502–0,554 Гц (или 3,152–3,478 рад/с).

При минимальном сохранении аperiodической устойчивости на первый план выходит проблема обеспечения устойчивости колебательной. Основную составляющую колебаний в данном случае характеризует пара корней $-0,070 \pm j3,478$ (для режима холостого хода). В рассматриваемой ситуации эта пара корней является устойчивой, однако степень затухания остается очень низкой, и при увеличении коэффициента регулирования по отклонению напряжения K_{0u} в АРВ-ПД возможно нарушение колебательной статической устойчивости.

В случае замены неуправляемых шунтирующих реакторов на управляемые регулирование в системе происходит за счет устройств поперечной компенсации, а также с помощью автоматических регуляторов возбуждения пропорционального действия примыкающих станций. Управление шунтирующими реакторами может

Таблица 1

Корни характеристического уравнения при управлении АРВ-ПД генераторов для различных значений передаваемой по линии мощности

Table 1

The roots of the characteristic equation under AVR generator control for different values of the transmitted power

Передаваемая по ЛЭП мощность $P_{\text{лэп}}$, о.е.	Корни характеристического уравнения
0	-0,897 ± j0,326 -0,812 ± j0,894 -0,070 ± j3,478 -0,054 -0,037
0,5	-0,850 ± j0,441 -0,817 ± j0,893 -0,104 ± j3,349 -0,052 -0,039
1,0	-0,824 ± j0,893 -0,790 ± j0,551 -0,148 ± j3,152 -0,049 -0,042

осуществляться с использованием как только канала по отклонению напряжения, так и дополнительных каналов по отклонению частоты и ее производной (рис. 6). В случае использования отклонения напряжения как основного канала управляемые реакторы способны удерживать оптимальный уровень напряжения практически во всех режимах работы электропередачи — от режима холостого хода до передачи мощностей, близких к натуральной мощности линии и более [10, 11]. Добавление обратных связей по отклонению частоты и ее производной позволяет также демпфировать колебания при малых возмущениях (табл. 2). Так, степень затухания при использовании УШР с обратной связью по частоте составляет -1,809 1/с, что на порядок выше степени затухания при использовании неуправляемых реакторов (-0,148 1/с) (рис. 7, а).

Стоит отметить, что использование вместо реакторов R2, R4, R6, R8 устройств поперечной компенсации с возможностью не только потреблять, но и генерировать реактивную мощность (СТК) позволит значительно улучшить эффект, полученный при применении УШР с каналами управления по отклонению напряжения, отклонению частоты и производной отклонения частоты.

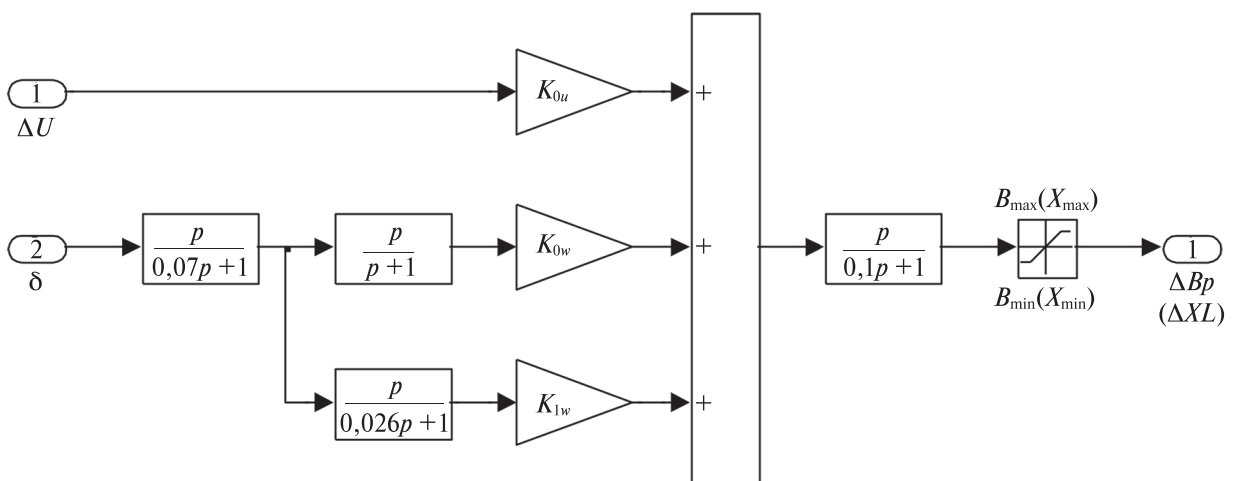


Рис. 6. Схема управления устройств продольной и поперечной компенсации с каналами регулирования по напряжению, частоте и ее производной
Fig. 6. Control diagram of series and shunt compensation devices with voltage, frequency and its derivative feedbacks

Таблица 2

Корни характеристического уравнения для различных вариантов поперечной компенсации при передаче по линии натуральной мощности

Table 2

The roots of the characteristic equation under different shunt compensation configuration in surge impedance mode

Вариант поперечной компенсации	Корни характеристического уравнения
ШР	-1 -0,824 ± j0,893 -0,790 ± j0,551 -0,148 ± j3,152 -0,050 -0,042
УШР с K_{0u}	-1 -0,880 ± j0,560 -0,2448 -0,448 ± j2,483 -0,045 -0,042
УШР с K_{0u}, K_{0w}, K_{1w}	-0,995 -0,872 -0,357 -1,809 ± j2,043 -0,056 -0,033

Рассмотрим случай, при котором генераторы примыкающих станций оснащены автоматическими регуляторами возбуждения сильного действия (АРВ-СД), имеющими каналы регулирования по отклонениям напряжения и частоты и по их производным.

Для всех рассматриваемых режимов с помощью метода сдвига собственных значений матрицы переменных состояния [12] получены следующие оптимальные настройки АРВ-СД:

для эквивалентного генератора G1

$$K_{0u} = -60,84 \frac{\text{ед.возб.ном.}}{\text{ед.напр.}};$$

$$K_{1u} = -19,44 \frac{\text{ед.возб.ном.}}{\text{ед.напр./с}};$$

$$K_{0w} = 1,5661 \frac{\text{ед.возб.ном.}}{\text{рад/с}};$$

$$K_{1w} = 0,74 \frac{\text{ед.возб.ном.}}{\text{рад/с}^2};$$

для эквивалентного генератора G2

$$K_{0u} = -48,99 \frac{\text{ед.возб.ном.}}{\text{ед.напр.}};$$

$$K_{1u} = -26,586 \frac{\text{ед.возб.ном.}}{\text{ед.напр./с}};$$

$$K_{0w} = 0,36 \frac{\text{ед.возб.ном.}}{\text{рад/с}};$$

$$K_{1w} = 0,49 \frac{\text{ед.возб.ном.}}{\text{рад/с}^2}.$$

При данной настройке регуляторов возбуждения обеспечивается устойчивая работа электропередачи в широком диапазоне режимов — от режима холостого хода до режима передачи натуральной мощности (табл. 3, вторая строка).

По кривым на рис. 7, б видно, что наименьшими амплитудой и длительностью колебаний при малых возмущениях обладает конфигурация электропередачи, в которой используются АРВ-СД генераторов и УШР с регулированием только

Таблица 3

Корни характеристического уравнения при координации различных систем регулирования

Table 3

The roots of the characteristic equation under coordination of various control systems

Вариант координации различных систем регулирования	Корни характеристического уравнения
АРВ-ПД и УШР с K_{0u}, K_{0w}, K_{1w}	-1,8086 ± j2,0432 -0,99523 -0,87192 -0,35653 -0,05635 -0,03323
АРВ-СД и УШР с K_{0u}, K_{0w}, K_{1w}	-2,279 ± j3,397 -1,291 ± j1,382 -1,140 ± j0,327 -0,569 -0,071 -0,028
TCSC и УШР с K_{0u}, K_{0w}, K_{1w}	-3,761 ± j3,380 -1,395 ± j1,774 -1,671 ± j0,967 -1,001 -0,048 -0,038

по напряжению. Это означает, что необходима совместная координация настроек различных регуляторов (АРВ-СД, СТК и TCSC), позволяющая преодолеть указанные недостатки.

Рассмотрим вариант совместной координации настроек автоматических регуляторов возбуждения сильного действия генераторов примыкающих станций, TCSC, а также управляемых устройств поперечной компенсации, способных генерировать реактивную мощность.

Для всех рассматриваемых режимов с помощью метода сдвига собственных значений были получены следующие оптимальные настройки устройств регулирования:

для эквивалентного генератора G1

$$K_{0u} = -8,5 ; K_{1u} = -0,129 ;$$

$$K_{0w} = 0,545 ; K_{1w} = 0,231 ;$$

для эквивалентного генератора G2

$$K_{0u} = -8,5 ; K_{1u} = -0,929 ;$$

$$K_{0w} = 0,713 ; K_{1w} = 0,105 ;$$

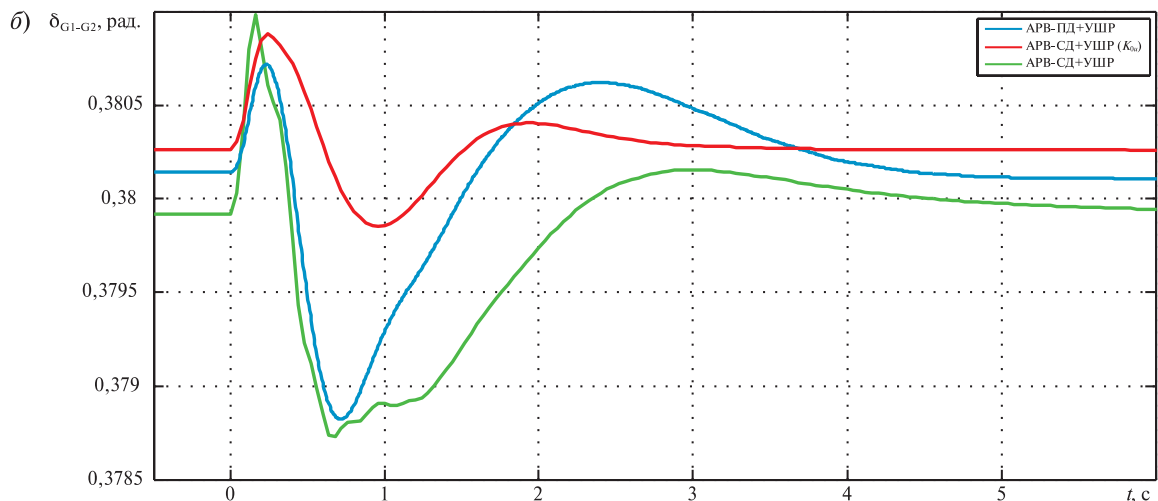
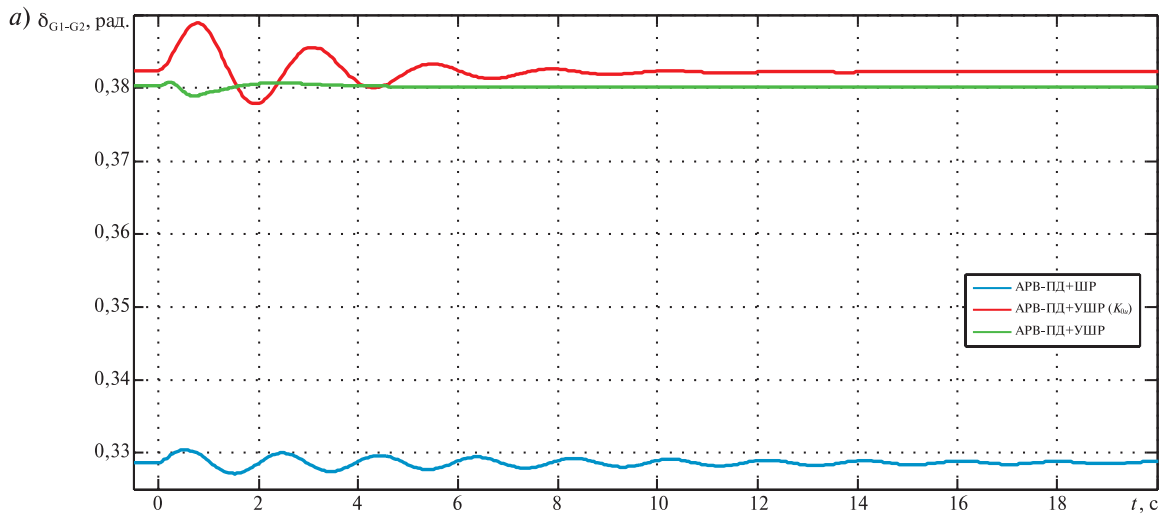
для TCSC1

$$K_{IL} = -0,259 ; K_{0w} = -0,066 ; K_{1w} = -0,001 ;$$

для TCSC2

$$K_{IL} = -0,108 ; K_{0w} = -0,002 ; K_{1w} = -0,0136 .$$

Появление в устройствах регулирования каналов регулирования по частоте и ее производной приведет к появлению дополнительных составляющих межсистемных колебаний (табл. 3, третья строка). Однако, как видно из рисунка 7, в, эти составляющие практически никак себя не проявляют, то есть имеют малые показатели наблюдаемости.



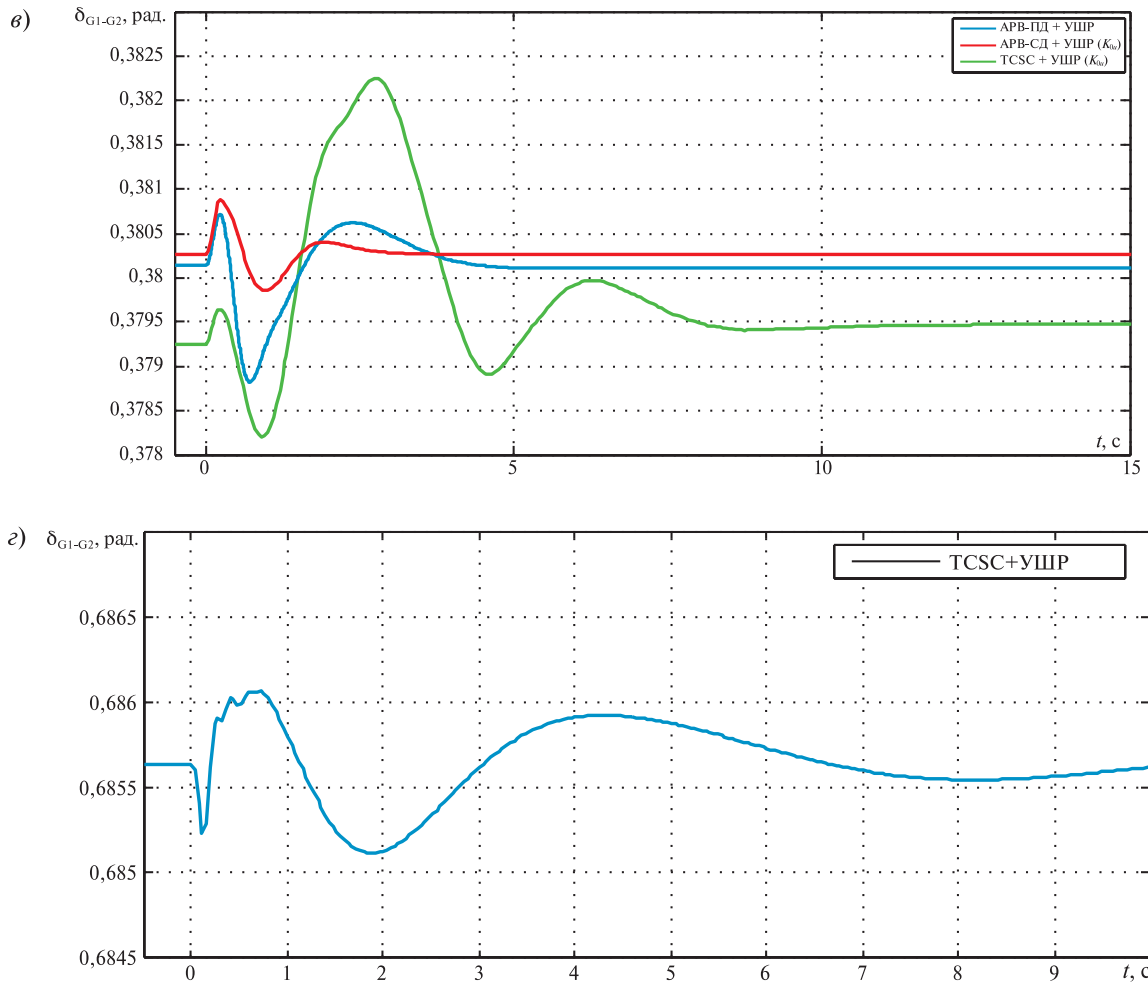


Рис. 7. Взаимный угол δ_{G1-G2} между роторами эквивалентных генераторов Севера и Юга при передаче натуральной мощности и применении различных управляемых устройств: *a* – AVR-ПД генераторов и УШР с дополнительным регулированием по частоте; *б* – AVR-СД генераторов и УШР с регулированием по напряжению и/или частоте; *в* – раздельная настройка УШР и TCSC; *г* – совместная координация УШР и TCSC

Fig. 7. The mutual angle δ_{G1-G2} between North and South equivalent generator rotors in surge impedance mode when implementing various controlled devices:

a – generator AVR and CSR with additional frequency control; *б* – generator AVR+PSS and CSR with voltage and/or frequency control; *в* – separate tuning of SSR and TCSC; *г* – joint coordination of CSR and TCSC

По представленным на рис. 7 кривым переходных процессов при малых возмущениях видно, что наибольшим эффектом обладает сильное регулирование возбуждения генераторов. Однако в силу большой территориальной рассредоточенности ГЭС в энергосистемах Севера и Юга такое управление не всегда может быть реализовано. Совместная координация управляемых устройств продольной и поперечной компенсации обладает несколь-

ко худшим эффектом, однако любой из представленных здесь результатов значительно превышает итоги измерений, показанные на рис. 2, *г*.

Выводы по работе

Проведено исследование режимов и устойчивости гибкой линии электропередачи переменного тока с управляемой продольной и поперечной компенсацией.

Показано, что установка управляемых устройств поперечной компенсации в дополнение к существующей продольной позволяет повысить предел передаваемой мощности практически в два раза (с 0,8 до 1,55 о.е.) при поддержании уровней напряжений в допустимых пределах.

Определен минимально возможный оптимальный состав устройств управляемой поперечной компенсации. Показано, что нет необходимости в замене всех шунтирующих реакторов на управляемые устройства с возможностью генерации реактивной мощности. Для оптимальной работы электропередачи в широком диапазоне режимов достаточно установить данные устройства по концам (R2, R8) и в середине (R4, R6) линии.

На основе расчетов совокупности режимов работы протяженной электропередачи в диапазоне от холостого хода до предельных мощностей обоснован комплекс мероприятий, направленных на увеличение запаса статической устойчивости. Выявлено, что исходный вариант электропередачи с неуправляемыми

устройствами поперечной компенсации обладает низким запасом апериодической устойчивости. Установлено, что решить проблему колебательной устойчивости можно с помощью устройств регулирования, имеющих каналы управления по частоте и ее производной. Такими устройствами в первую очередь являются АРВ-СД генераторов примыкающих станций и TCSC, установленные по концам электропередачи.

Показано, что предлагаемые мероприятия позволяют решить проблемы апериодической и колебательной устойчивости рассматриваемой электропередачи, а также достичь оптимальных результатов по увеличению запаса устойчивости. Наилучшие результаты получены при реализации следующих мероприятий: совместной настройки АРВ-ПД и управляемых устройств поперечной компенсации с каналами регулирования по напряжению, частоте и ее производной; совместной настройки TCSC и управляемых устройств поперечной компенсации; совместной настройки АРВ-СД и управляемых устройств продольной и поперечной компенсации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Беляев А.Н., Евдокунин Г.А., Смоловик С.В., Чудный В.С.** О применении устройств управляемой поперечной компенсации для транзитных электропередач класса 500 кВ // *Электричество*. 2009. № 2. С. 2–13.
2. **Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г.** Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. М.: Изд-во «ТОРУС ПРЕСС», 2011, 312 с.
3. **Hingorani N.G., Gyugyi L.** Understanding FACTS. Concept and technology of Flexible AC Transmission Systems. New York: IEEE press. 2000. 432 p.
4. **Gama C.** Brazilian North-South Interconnection control-application and operating experience with a TCSC // *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*. 18–22 July 1999. Vol. 2. P. 1103–1108.
5. **Gama C., Tenorio R.** Improvements for power systems performance: modeling, analysis and benefits of TCSCs // *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*. 2000. Vol. 2. P. 1462–1467.
6. **Шакарян Ю.Г., Фокин В.К., Лихачев А.П.** Установившиеся режимы работы электроэнергетических систем с устройствами FACTS // *Электричество*. 2013. № 12. С. 2–13.
7. **Smolovik S.V., Belyaev A.N., Bryantsev A.M.** Magnetically controlled shunt reactor use in 110–500 kV power grids // *CIGRE. Session 2016*. B4–209.
8. **Кочкин В.И., Нечаев О.П.** Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий. М.: Изд-во НЦ ЭНАС., 2000.
9. **Belyaev A.N., Efremov D.** The suppression of slightly damped torsional oscillations in autonomous power systems // *2017 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus)*. St. Petersburg and Moscow, Russia. 2017. P. 1483–1487.
10. **Lyamov A., Makarova M., Smolovik S.V.** Controllable shunt reactor deployment effect on power station stability indices // *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. Eindhoven. 2015. P. 1–4.
11. **Беляев А.Н., Смоловик С.В.** О быстродействии управляемых шунтирующих реакторов с точки зрения статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем // *Электрические станции*. 2014. № 1. С. 27–30.

12. **Груздев И.А., Масленников В.А., Устинов С.М.** Разработка методов и программного обеспечения для анализа статической устойчивости и демпферных свойств больших энергосистем // Методы и программное обеспечение для расчетов колебательной устойчивости энергосистем (ФЭО). СПб., 1992. С. 66–88.

13. **Беляев А.Н., Брянцев А.М., Смоловик С.В.** Применение управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов в электроэнергетических системах // Энергетик. 2016. № 8. С. 9–13.

14. **Manjusha K., Balamurugan S., Kirthika N.** Real power flow control in transmission system using TCSC // 2016 Biennial International Conference on Power and Energy Systems: Towards Sustainable Energy (PESTSE). Bangalore, 2016. P. 1–5.

15. **Lei B., Fei S., Wu X.** Nonlinear coordinated control of generator excitation and SVC in multi-machine power systems using energy-shaping method // 2014 International Conference on Information Science, Electronics and Electrical Engineering. Sapporo, 2014. P. 200–204.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ХАЗОВ Максим Андреевич — инженер Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

E-mail: niel@eef.spbstu.ru

ЧЕРНЯЕВ Петр Валерьевич — аспирант Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

E-mail: chernyaev_petr_92@mail.ru

БЕЛЯЕВ Андрей Николаевич — доктор технических наук профессор Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

E-mail: andrey.belyaev@gmail.com

REFERENCES

[1] **Belyaev A.N., Evdokunin G.A., Smolovik S.V., Chudny V.S.** O primeneniі ustroystv upravlyayemoy poperechnoy kompensatsii dlya tranzitnykh elektropredach klassa 500 kV. *Elektrichestvo*. 2009. № 2. S. 2–13. (rus.)

[2] **Kochkin V.I., Shakaryan Yu.G.** Primeneniye gibkikh (upravlyayemykh) sistem elektropredachi peremennogo toka v energosistemakh. M.: Izd-vo «TORUS PRESS», 2011, 312 s. (rus.)

[3] **Hingorani N.G., Gyugyi L.** Understanding FACTS. Concept and technology of Flexible AC Transmission Systems. New York, *IEEE press*. 2000, 432 p.

[4] **Gama C.** Brazilian North-South Interconnection control-application and operating experience with a TCSC. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*. 18–22 July 1999. Vol. 2. P. 1103–1108.

[5] **Gama C., Tenorio R.** Improvements for power systems performance: modeling, analysis and benefits of TCSCs. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*. 2000. Vol. 2. P. 1462–1467.

[6] **Shakaryan Yu.G., Fokin V.K., Likhachev A.P.** Ustanovivshiyesya rezhimy raboty elektroenergeticheskikh sistem s ustroystvami FACTS. *Elektrichestvo*. 2013. № 12. S. 2–13. (rus.)

[7] **Smolovik S.V., Belyaev A.N., Bryantsev A.M.** Magnetically controlled shunt reactor use in 110–500 kV power grids. *CIGRE. Session 2016*. B4–209.

[8] **Kochkin V.I., Nechayev O.P.** Primeneniye staticheskikh kompensatorov reaktivnoy moshchnosti v elektricheskikh setyakh energosistem i predpriyatiy. M.: Izd-vo NTs ENAS., 2000.

[9] **Belyaev A.N., Efremov D.** The suppression of slightly damped torsional oscillations in autonomous power sys-

tems. *2017 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus)*. St. Petersburg and Moscow, Russia. 2017. P. 1483–1487.

[10] **Lyamov A., Makarova M., Smolovik S.V.** Controllable shunt reactor deployment effect on power station stability indices. *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. Eindhoven, 2015. P. 1–4.

[11] **Belyaev A.N., Smolovik S.V.** O bystrodeystvii upravlyayemykh shuntiruyushchikh reaktorov s tochki zreniya staticheskoy i dinamicheskoy ustoychivosti elektroenergeticheskikh sistem. *Elektricheskkiye stantsii*. 2014. № 1. S. 27–30. (rus.)

[12] **Gruzdev I.A., Maslennikov V.A., Ustinov S.M.** Razrabotka metodov i programmnogo obespecheniya dlya analiza staticheskoy ustoychivosti i dempfnykh svoystv bolshikh energosistem. *Metody i programnoye obespecheniye dlya raschetov kolebatelnoy ustoychivosti energosistem (FEO)*. SPb., 1992. S. 66–88. (rus.)

[13] **Belyaev A.N., Bryantsev A.M., Smolovik S.V.** Primeneniye upravlyayemykh podmagnichivaniyem shuntiruyushchikh reaktorov v elektroenergeticheskikh sistemakh. *Energetik*. 2016. № 8. S. 9–13. (rus.)

[14] **Manjusha K., Balamurugan S., Kirthika N.** Real power flow control in transmission system using TCSC. *2016 Biennial International Conference on Power and Energy Systems: Towards Sustainable Energy (PESTSE)*. Bangalore, 2016. P. 1–5.

[15] **Lei B., Fei S., Wu X.** Nonlinear coordinated control of generator excitation and SVC in multi-machine power systems using energy-shaping method. *2014 International Conference on Information Science, Electronics and Electrical Engineering*. Sapporo, 2014. P. 200–204.

AUTHORS

KHAZOV Maksim A. — *Peter the Great St. Petersburg polytechnic university.*

E-mail: niel@eef.spbstu.ru

CHERNYAEV Piotr V. — *Peter the Great St. Petersburg polytechnic university.*

E-mail: chernyaev_petr_92@mail.ru

BELYAEV Andrey N. — *Peter the Great St. Petersburg polytechnic university.*

E-mail: andrey.belyaev@gmail.com

Дата поступления статьи в редакцию: 9 октября 2017 г.