

Глава 3

Расчеты установившихся режимов и статической устойчивости энергосистем

§ 3.1. Применение метода эквивалентных преобразований для анализа аperiodической устойчивости энергосистем

Общий метод анализа статической устойчивости заключается в составлении системы дифференциальных уравнений движения энергосистемы, линеаризации этих уравнений и формировании системы линейных уравнений, описывающих связь между приращениями координат режима и их значениями в невозмущенном режиме, определении характера маловозмущенного движения энергосистемы по одному из алгебраических или частотных критериев устойчивости [20]. Для исследования устойчивости установившегося режима обычно используют алгебраические критерии устойчивости, для выбора значений настроечных параметров автоматических регуляторов, при которых система устойчива, применяют метод D -разбиения. Общий метод анализа позволяет проверить и аperiodическую, и колебательную устойчивость системы (проверить необходимые и достаточные условия статической устойчивости), но его трудоемкость резко возрастает при увеличении размерности схемы.

При решении задач управления режимами энергосистем ограничиваются проверкой аperiodической устойчивости без учета самораскачивания [9, 21], поскольку колебательное нарушение устойчивости при изменении перетоков активной мощности по контролируемым сечениям маловероятно. Предполагается, что отсутствие самораскачивания обеспечено соответствующей настройкой автоматических регуляторов. Поиск предельных по устойчивости режимов осуществляется методом утяжеления, который заключается в последовательном достижении малом на каждом шаге изменении координат режима от заведомо устойчивого режима, для которого старший член характеристического уравнения $a_0 > 0$, к предельному по устойчивости. Нарушение аperiodической устойчивости при утяжелении режима определяется по смене знака свободного члена характеристического уравнения a_n , который является определителем матрицы системы линеаризованных уравнений переходных процессов.

При соблюдении определенных условий [14] a_n совпадает с якобианом, т. е. с определителем, составленным из элементов матрицы

Якоби, § 2.1, используемой при решении системы уравнений установившегося режима методом Ньютона:

- генерация в схеме должна быть представлена PU -генераторами, нельзя использовать PQ -генераторы, для PU -генераторов, достигших ограничений по реактивной мощности, изменяется уставка напряжения, как при оптимизации режимов и вводе режима в допустимую область [13];
- базисный узел должен быть совмещен с балансирующим узлом;
- статические характеристики нагрузки при формировании свободного члена характеристического уравнения и якобиана должны быть одинаковыми.

Связь свободного члена характеристического уравнения с якобианом эквивалентна связи аperiodической устойчивости режима энергосистемы с существованием и единственностью решения уравнений установившегося режима [14]. Если выполнены вышеуказанные условия, то область координат аperiodически устойчивых режимов совпадает с областью координат режимов, в которой якобиан больше нуля. Другими словами, если при некоторых значениях утяжеляемых координат нарушается условие существования решения уравнений установившегося режима, то при этом нарушается и условие аperiodической устойчивости режима. Следовательно, если при проведении расчетов предельных режимов соблюдены условия, при которых a_n совпадает с якобианом, то найденный предельный режим лежит на границе области статически устойчивых режимов. Поэтому при анализе статической устойчивости методом утяжеления свободный член характеристического уравнения допустимо не определять, а судить о нарушении устойчивости по нарушению сходимости решения системы узловых уравнений методом Ньютона.

Анализ статической устойчивости энергосистем включает в себя проверку статической устойчивости заданного режима, нахождение предельных по статической аperiodической устойчивости режимов, определение области статической устойчивости энергосистемы в пространстве контролируемых координат режима. Чаще всего такими координатами являются перетоки активной мощности по контролируемым сечениям, напряжения в контрольных узлах схемы и углы между векторами напряжений по концам электропередачи или между векторами ЭДС генераторов.

В руководящих (методических) указаниях по устойчивости энергосистем [11, 21] нормируются минимальные коэффициенты запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в сечениях и по напряжению в узлах нагрузки. Перетоки в контролируемых сечениях вычисляются для ряда траекторий утяжеления, которые

различаются перераспределением мощности между узлами, находящимися по разные стороны рассматриваемого сечения. Значение предельного перетока определяется по траектории, которой соответствует наименьший переток в контролируемом сечении.

Как следует из вышеизложенного, если сходимость какого-либо метода расчета установившихся режимов энергосистем не хуже, чем при решении системы узловых уравнений методом Ньютона, в расчетах используется корректная модель генерирующих и нагрузочных узлов, баланс мощности энергосистемы замыкается в базисном узле, то этот метод можно использовать для поиска предельных по апериодической устойчивости режимов методом утяжеления.

Многочисленные сопоставительные расчеты установившихся режимов в реальных и специальных тестовых схемах по программе, в которой реализован метод эквивалентных преобразований, и по промышленным программам, используемым службами электрических режимов энергосистем, показали, что метод эквивалентных преобразований имеет сходимость не хуже метода Ньютона. Следовательно, этот метод, в котором используется адекватная *PEq*-модель генераторов, § 1.4, пригоден для поиска предельных режимов. При утяжелении режимов *PEq*-модель не только учитывает взаимосвязь процессов регулирования активной и реактивной мощности генераторов и обеспечивает точный контроль ограничений их режима, но позволяет также автоматически отслеживать располагаемый диапазон реактивной мощности в узлах с эквивалентными генераторами, объединяющими несколько однотипных генераторов. Если траектория утяжеления предполагает значительное уменьшение/увеличение мощности эквивалентного генератора, превышающее номинальную мощность одного или нескольких генераторов, возникает необходимость отключения/включения генераторов в узле (изменения числа включенных генераторов в узле) в ходе утяжеления. Для изменения располагаемого диапазона реактивной мощности в таком узле при изменении числа генераторов достаточно изменить значение x_q эквивалентного генератора с сохранением регулировочного диапазона $E_{q \min} \div E_{q \max}$ синхронной ЭДС.

Кроме того, имеются дополнительные преимущества по сравнению с решением системы узловых уравнений методом Ньютона. В методе эквивалентных преобразований нарушение сходимости итеративного процесса проявляется в «повороте» векторов ЭДС *PEq*-генераторов в генераторных узлах, где невозможно свести баланс мощности. Поэтому в ходе утяжеления можно получить серию режи-

мов не только до, но и после нарушения устойчивости, и четко зафиксировать предельные перетоки по ветвям и сечениям схемы.

Можно реализовать непрерывное утяжеление с весьма малыми изменениями координат режима, § 3.2, назначив достаточно большое количество шагов на полное изменение координат режима. При этом получается полная имитация процесса нарушения аperiодической устойчивости при заданной траектории утяжеления. Изменение координат режима в ходе утяжеления можно наглядно представить в виде графиков изменения токов линий, перетоков активной и реактивной мощности по концам линий, связей и сечений, модулей и углов напряжений в узлах и др. Это позволяет выявить «опасные» связи и сечения с наибольшей скоростью нарастания перетока. По графикам легко проверить/выявить другие технологические ограничения, которые возникают в ходе утяжеления (ограничения по предельному длительно допустимому току линий, по допустимой перегрузке автотрансформаторных связей, по уровню напряжений в узлах с нагрузкой и др.).

§ 3.2. Примеры расчетов электрических режимов

Расчеты нормальных и предельных по статической устойчивости режимов рассматриваются на примере условной схемы Тренэнерго, рис. 3.1. Эта схема имеет сравнительно небольшой размер, является обозримой, что облегчает анализ результатов.

Тренэнерго и смежные энергосистемы ЭС1 и ЭС2 входят в состав ОЭС, которая связана с ЕЭС. Сеть ОЭС, Тренэнерго и смежных энергосистем ЭС1 и ЭС2 выполнена на напряжениях 330, 220 и 110 кВ, на рис. 3.1 линии разных классов напряжения различаются толщиной. ОЭС связана с ЭС1 и Тренэнерго линиями 330 кВ 3103-4000 и 4002-30. Сеть Тренэнерго и ЭС1 в расчетной схеме представлена подробно (на рис. 3.1 для ЭС1 показаны только линии 330 кВ), а схемы ОЭС и ЭС2 являются эквивалентными. В качестве базисно-балансирующего узла выбран узел 4000 в ОЭС.

Длина линий 330 кВ приведена в табл. 3.1. Параметры генерирующих узлов представлены в табл. 3.2, где в колонке «Количество агрегатов» указано число включенных в сеть агрегатов. Мощность нагрузки в узлах схемы в исходном установившемся режиме приведена в табл. 3.3. В генераторных узлах включена также нагрузка собственных нужд электростанций, на рис. 3.1 и в табл. 3.2 эта нагрузка не показана.

Таблица 3.1

Линия	Число	Длина, км	Линия	Число	Длина, км
4000-4002	2	100	10-41	1	110
4002-30	2	190	10-73	1	65
20-30	2	130	41-71	1	70
10-20	2	200	72-101	1	110
3103-4000	1	200	102-2201	1	100
3103-10	1	210			

Таблица 3.2

Объект	Узел	Количество агрегатов	P_T МВт	x_d н.о.е.	x_q н.о.е.
ГЭС	1010	4	225	1,4	0,95
ГРЭС1	1030	4	300	2,195	2,195
ТЭЦ1	1060	4	30	2,34	2,34
ТЭЦ РМЗ	1801, 2	2	60	1,61	1,61
ЭС1	3101	2	300	2,195	2,195
ЭС2	2201	4	300	2,195	2,195
ОЭС	4000	8	1000	2,31	2,31

Таблица 3.3

Объект	Узлы	$P_{нг}$, МВт	$Q_{нг}$, Мвар
ПС Центральная	51, 52	240	94
ПС Узловая	81, 82, 90	290	150
ПС Восточная	111, 112, 120	240	115
ПС Районная	190	66	27
ПС Лесная	150	50	20
ПС Южная	20	550	250
ГРЭС1	30	180	70
ТЭЦ1	60	140	50
ГЭС	10	300	140
ТЭЦ РМЗ	170, 1801, 1802	107	41
ЭС1	-	1170	472
ЭС2	2202	370	175
ОЭС	4002	500	200
ОЭС	4000	7000	2000

Для объектов Тренэнерго и ЭС1 текущая мощность нагрузки является максимальной. Для ЭС2 текущая мощность нагрузки 370 МВт меньше максимальной, равной 600 МВт.

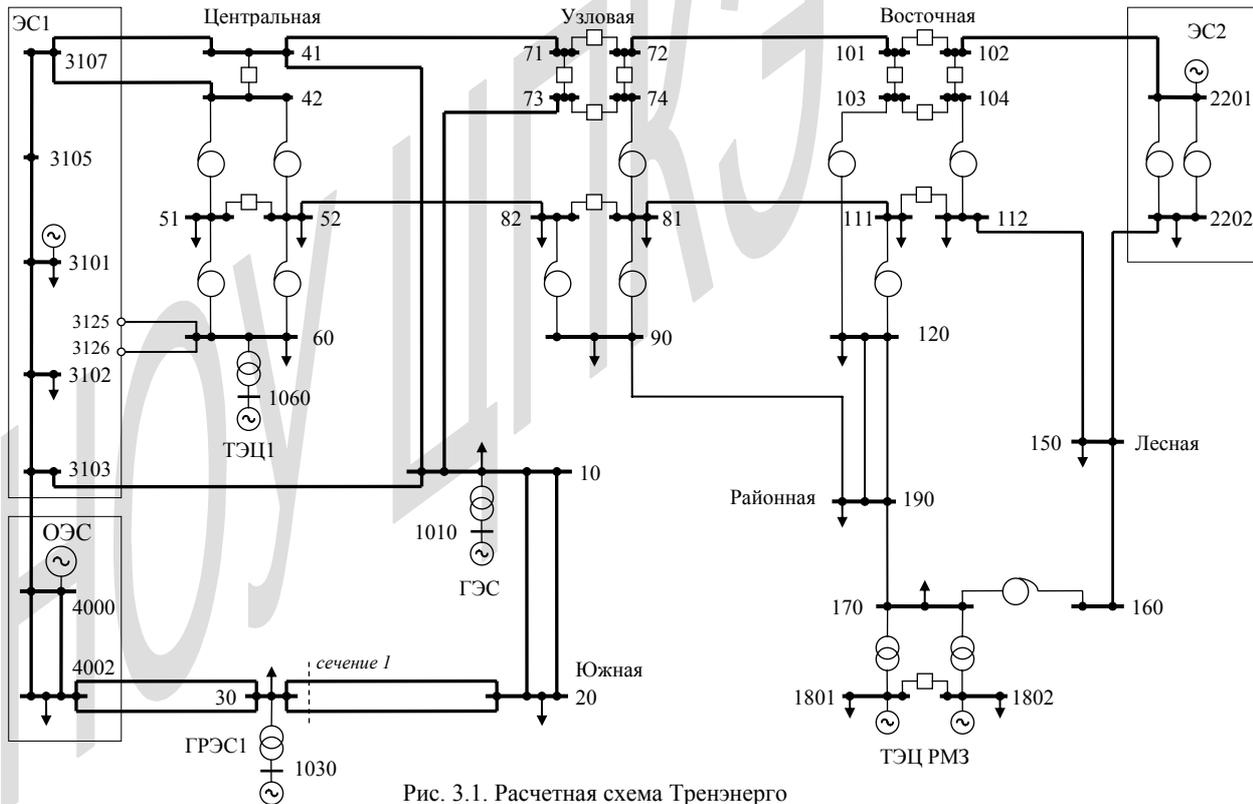


Рис. 3.1. Расчетная схема Тренэнерго

Нагрузка моделируется в соответствии с рекомендациями § 7.1 и включена в узлы, указанные на рис. 3.1 и в табл. 3.3, через эквивалентные трансформаторные ветви, что позволяет учесть падение напряжения и процессы регулирования напряжения в сети питания нагрузки. Такое представление нагрузки необходимо, поскольку далее в схеме Тренэнерго рассчитываются электромеханические переходные процессы, § 10.3. В табл. 3.3 нагрузка в узлах указана с учетом потерь мощности в эквивалентных ветвях.

Рассчитаем установившийся режим, полагая, что в исходном режиме активная мощность генераторных узлов в энергосистемах Тренэнерго, ЭС1 и ЭС2 равна номинальной мощности по табл. 3.2, резерв мощности есть только в ОЭС. В Тренэнерго, ЭС1 и ЭС2 резерв отсутствует. Мощность нагрузки в узлах схемы соответствует табл. 3.3. В базисно-балансирующем узле 4000 напряжение равно 340 кВ, в узлах 3101 и 2201 генераторы поддерживают напряжение 340 кВ, уставка по напряжению генераторов в узлах 1010, 1030, 1801 и 1802 равна номинальному напряжению, а в узле 1060 – 6,6 кВ. Линия 3103-4000 ЭС1-ОЭС выведена в ремонт (отключена).

Баланс активной мощности в этом режиме представлен на рис. 3.2. Потери активной мощности в сети 330, 220 и 110 кВ Тренэнерго, ЭС1 и ЭС2 составляют 84 МВт. Тренэнерго и ЭС2 являются избыточными энергосистемами. Генерация и нагрузка ЭС1 сбалансированы, сальдо-переток составляет всего 5 МВт на прием.

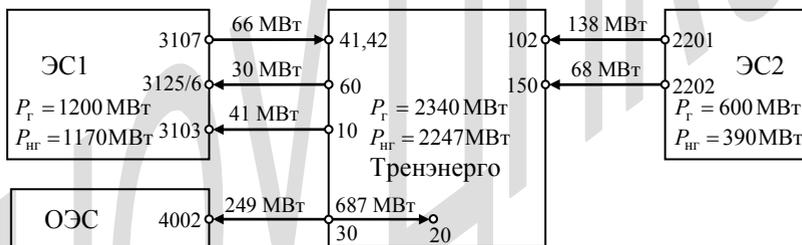


Рис. 3.2. Баланс активной мощности Тренэнерго

Процесс итеративного балансирования установившегося режима методом эквивалентных преобразований за счет локального регулирования PEq -генераторов на поддержание заданных уставок активной мощности и напряжения показан на рис. 3.3.

Расчет начинается с «плоского старта». Вектор напряжения в базисно-балансирующем узле совмещается с осью вещественных комплексной плоскости. Векторы напряжений в узлах схемы совмещаются с вектором напряжения в базисно-балансирующем узле, а их модули

равны номинальным напряжениям узлов. Начальное значение векторов \dot{E}_Q генераторов определяется по формуле

$$\dot{E}_Q = \dot{U} + \frac{\dot{S}_r}{3\dot{U}} Z_q.$$

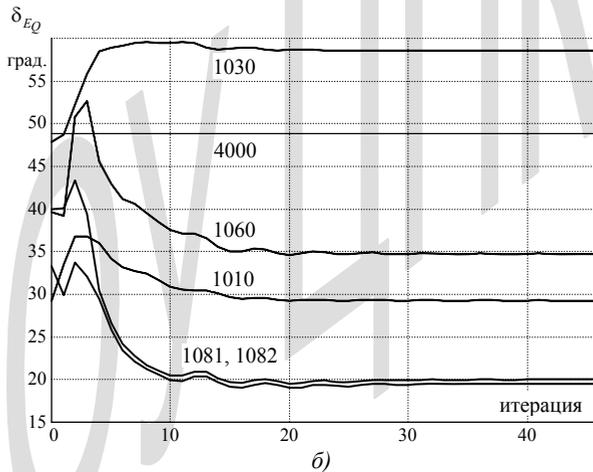
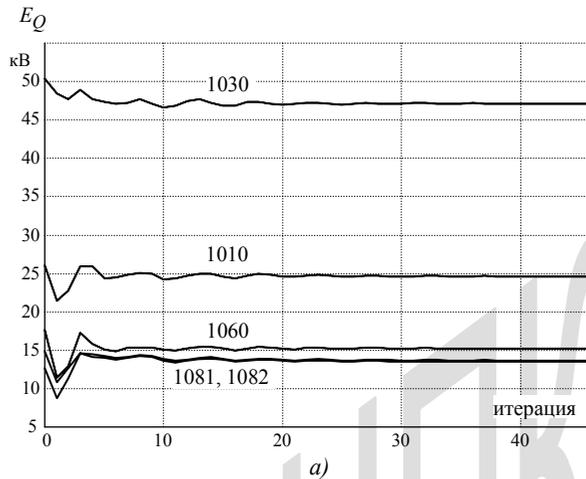


Рис. 3.3. Изменение модуля (а) и угла (б) векторов ЭДС PEq -генераторов в процессе итеративного балансирования установившегося режима

Коррекция векторов \dot{E}_Q между итерациями осуществляется по формулам (2.19), (2.20). При точности сведения баланса активной мощно-

сти 0,01 МВт и реактивной мощности 0,01 Мвар на балансирование режима потребовалось 47 итераций.

Рис. 3.3 показывает, что в итеративном процессе происходит поворот векторов ЭДС на различные углы при изменении их модулей в пределах регулировочного диапазона. В установившемся режиме наибольший угол между векторами ЭДС генераторов в базисно-балансирующем узле и в узлах 1081 и 1082 составляет 29° , при этом наибольший угол относительно вектора напряжения в базисно-балансирующем узле, равный 24° , имеют векторы напряжений в узлах 170 и 190. В начале процесса наблюдается быстрое изменение векторов ЭДС генераторов вследствие возникновения больших небалансов мощности и отклонений напряжения в генераторных узлах, затем происходит плавное уточнение режима энергосистемы до получения заданной точности сведения баланса мощности в генераторных узлах.

Такой ход процесса балансирования установившегося режима подсказывает идею анализа статической аperiodической устойчивости методом непрерывного утяжеления режима, когда после небольшого изменения режима осуществляется однократный расчет нового режима. Скорость изменения режима при утяжелении должна быть небольшой, чтобы смежные режимы практически не различались между собой. Изменения режима продолжатся до нарушения статической аperiodической устойчивости, при которой в одном или нескольких генераторных узлах начнется «проворот» векторов ЭДС генераторов. Одним из основных признаков нарушения устойчивости при непрерывном утяжелении режима является быстрое понижение напряжения в одном или нескольких узлах схемы вследствие расхождения векторов ЭДС генераторов на большие углы. Этот признак можно использовать для остановки процесса утяжеления.

В качестве примера расчета предельных по статической аperiodической устойчивости режимов методом непрерывного утяжеления режима найдем предельный переток в сечении 1, рис. 3.1, в которое входят две линии 20-30, при выводе в ремонт линии 3103-4000, связывающей ЭС1 и ОЭС. Исходный режим представлен на рис. 3.2.

Предельный переток в сечении 1 зависит от режимов ЭС1 и ЭС2, поэтому рассмотрим три траектории утяжеления режима:

1. Разгрузка ГЭС Трэнэнерго. Поскольку резервов активной мощности в Трэнэнерго и смежных энергосистемах нет, при постоянстве генерации в остальных генераторных узлах снижение генерации ГЭС компенсируется увеличением перетока по линиям 20-30 от ГРЭС1 и ОЭС. Мощность нагрузки при утяжелении постоянна.

2. Разгрузка электростанции 3101 в ЭС1. Увеличение перетока по линиям 20-30 при отключенной линии 3103-4000 будет ложиться на сеть Тренэнерго, что вызовет увеличение потерь активной и реактивной мощности в сети Тренэнерго и ЭС1.
3. Увеличение нагрузки в ЭС2. При постоянстве генерации в ЭС2 увеличение ее нагрузки приведет к уменьшению перетока из ЭС2 в Тренэнерго и увеличению перетока от ГРЭС1 и ОЭС, который ляжет на сеть Тренэнерго. Реактивная мощность нагрузки при утяжелении увеличивается пропорционально активной, коэффициент пропорциональности $tg\varphi_{нг} = \text{const}$ определяется в исходном режиме и принимается постоянным. Такое поведение нагрузки увеличивает перетоки реактивной мощности, падение напряжения на линиях и трансформаторах и приводит к снижению напряжений в узлах.

Режим ГРЭС1 также влияет на предельный переток. Регулировочный диапазон ГРЭС1 по реактивной мощности и напряжение в подпорном узле 30 зависят от числа включенных генераторов на ГРЭС1 и их загрузки по активной мощности. Чтобы оценить влияние режима ГРЭС1, реализуем три намеченные траектории утяжеления для трех режимов ГРЭС1: 1 – включены и работают на номинальной мощности четыре генератора, 2 – то же, но три генератора, 3 – два генератора.

Результаты расчетов сведены в табл. 3.4. В таблице обозначено:

P_{30} – предельный по статической аperiodической устойчивости переток активной мощности от узла 30 к узлу 20 (30→20), замер перетока у ГРЭС1 в сечении 1; P_{20} – предельный переток активной мощности 30→20, замер перетока у подстанции Южная; ΔP – потери активной мощности в линиях в предельном режиме; U_{30} , U_{20} – напряжение на электропередаче в узлах 30 и 20 в предельном режиме; U_{102} , U_{112} , U_{3103} – напряжение в контрольных узлах в предельном режиме.

При реализации траектории 1 в случае работы ГРЭС1 на номинальной мощности ($4 \times 300 = 1200$ МВт) требуется значительная разгрузка генераторов ГЭС для достижения предельного перетока. Предполагается, что при разгрузке один из генераторов ГЭС будет отключен, что уменьшит регулировочный диапазон по реактивной мощности. Поэтому вначале балансируется режим при одном отключенном генераторе ГЭС. На разгрузку оставшихся трех генераторов от 675 до 240 МВт взято 10000 шагов, скорость разгрузки Тренэнерго составляет 0,0435 МВт/шаг.

Следует заметить, что в максимальном режиме Тренэнерго при отключении на ГРЭС1 одного или двух генераторов на ГЭС должны быть

включены все четыре генератора, поскольку при отключении хотя бы одного генератора на ГЭС электрический режим не балансируется (не существует). При отключении генераторов на ГРЭС1 скорость разгрузки генераторов ГЭС не изменяется и составляет 0,0435 МВт/шаг.

Таблица 3.4

Режим ГРЭС1	Параметры предельного режима	Траектория утяжеления		
		1	2	3
включены 4 генератора	P_{30} , МВт	1384	1170	792
	P_{20} , МВт	1338	1139	778
	ΔP , МВт	46	31	14
	U_{30} , кВ	330	337	340
	U_{20} , кВ	304	318	325
	U_{102} , кВ	319	320	303
	U_{112} , кВ	220	221	209
	U_{3103} , кВ	320	323	324
включены 3 генератора	P_{30} , МВт	1262	1117	790
	P_{20} , МВт	1219	1089	776
	ΔP , МВт	43	28	24
	U_{30} , кВ	307	333	338
	U_{20} , кВ	289	316	323
	U_{102} , кВ	301	321	304
	U_{112} , кВ	207	222	210
	U_{3103} , кВ	318	324	323
включены 2 генератора	P_{30} , МВт	1094	977	783
	P_{20} , МВт	1059	955	769
	ΔP , МВт	35	22	14
	U_{30} , кВ	289	319	332
	U_{20} , кВ	280	308	319
	U_{102} , кВ	317	325	308
	U_{112} , кВ	218	224	212
	U_{3103} , кВ	319	324	324

При утяжелении режима по траектории 2 генераторы в узле 3101 разгружаются с 1200 МВт до 700 МВт за 10000 шагов со скоростью 0,05 МВт/шаг. В ходе утяжеления в узле 3101 отключается один агрегат, что уменьшает регулировочный диапазон станции по реактивной мощности.

При утяжелении режима по траектории 3 нагрузка в узле 2202 увеличивается с 366 МВт до 500 МВт со скоростью 0,0134 МВт/шаг.

На рис. 3.4 в качестве примера показан процесс изменения режима электропередачи 20-30 в конце утяжеления (шаги 8500÷9519) по первой траектории.

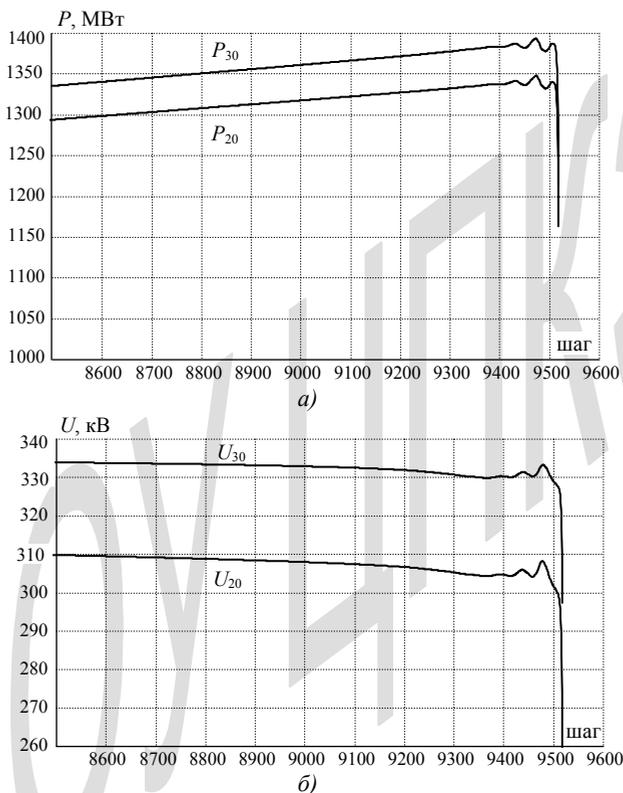


Рис. 3.4. Изменение перетока активной мощности по линиям 30-20 ГРЭС1-Южная и модулей напряжений по концам электропередачи в процессе утяжеления режима Тренэнерго по траектории 1 при работе на ГРЭС1 четырех генераторов на номинальной мощности

В предельном режиме напряжение в контрольных точках 102 и 3103 на связях с соседними энергосистемами относительно высокое, табл. 3.4, значительно больше напряжения в узле 20. Следовательно, основным фактором потери устойчивости является снижение напряжения в узле 20 из-за увеличения падения напряжения на электропередаче 20-30 при увеличении перетока. При потере статической устойчивости возникают небольшие «качания» с последующим «проворотом» генераторов относительно генератора в базисно-балансирующем узле. Если на ГРЭС1 отключить один генератор, это приводит к значительному снижению напряжения на электропередаче, предельный переток в сечении I уменьшается на 122 МВт. При отключении двух генераторов предельный переток уменьшается еще на 168 МВт.

Для увеличения предела передаваемой мощности в сечении I можно применить дополнительные средства регулирования напряжения в узле 20, например, можно установить специальный УШРТ двустороннего действия [8]. Расчеты показывают, что при установке реактора мощностью $Q_n = \pm 200$ Мвар/330 кВ с уставкой по напряжению 330 кВ предельный переток в сечении I для первой траектории возрастает до 1520 МВт, ток линии в предельном режиме составляет 1360 А, меньше предельно допустимого тока 1800 А. Для увеличения предельного перетока на 136 МВт потребовалось 200 Мвар емкостной мощности УШРТ.

Данные табл. 3.4 показывают, что характерной особенностью второй траектории утяжеления по сравнению с первой, является то, что при более высоких напряжениях на электропередаче 20-30 и в контрольных точках схемы предельный переток в сечении I оказывается заметно меньше, чем для первой траектории. Следовательно, в максимальном режиме Тренэнерго при отключении линии 3103-4000 контроль перетока только в сечении I недостаточен для обеспечения статической устойчивости, необходим дополнительный контроль перетока из Тренэнерго в ЭС1 с учетом числа включенных генераторов на ГРЭС1.

Характерной особенностью третьей траектории утяжеления является то, что при высоком напряжении на электропередаче 20-30 предельный переток в сечении I практически не зависит от режима ГРЭС1. Следовательно, для обеспечения статической устойчивости схемы необходимо определить дополнительные контролируемые параметры режима.

Нарушение устойчивости происходит вследствие прогрессирующего снижения напряжения в узлах правой части схемы Тренэнерго, рис. 3.5. Поэтому в первую очередь необходим контроль уровня напряжений в контрольных точках схемы.

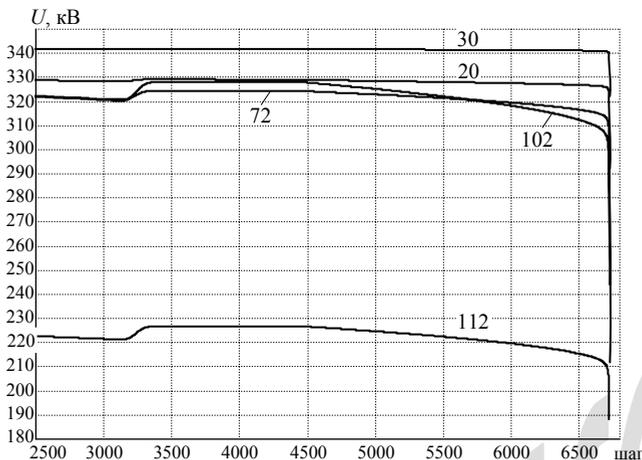


Рис. 3.5. Изменение напряжений в узлах схемы при утяжелении режима по третьей траектории

При увеличении нагрузки в ЭС2 уменьшается переток из ЭС2 в Тренэнерго. Разгрузка линии 102-2201 от активного и реактивного тока нагрузки способствует повышению напряжения в узлах. Одновременно при постоянной мощности нагрузки в Тренэнерго увеличивается переток от ГРЭС1 в правую часть схемы, который ложится на всю сеть Тренэнерго и увеличивает падения напряжения на линиях, что, наоборот, способствует снижению напряжения в узлах правой части схемы. Встречное воздействие указанных факторов оказывает сильное влияние на баланс реактивной мощности и на напряжения в узлах. На определенном этапе утяжеления напряжения в узлах правой части схемы даже возрастают, однако затем, после того, как генераторы в узлах 1801, 1802 и 2201 выходят на ограничение по току ротора, происходит быстрое снижение напряжения, приводящее к потере устойчивости. Нарушение устойчивости происходит при увеличении нагрузки в узле 2202 до значения $453 + j171$ МВ·А.

Можно заключить, что возникающий дефицит реактивной мощности в правой части схемы не позволяет передать необходимую активную мощность из левой части схемы, от ГРЭС1, в правую, хотя пропускная способность отдельных элементов сети Тренэнерго достаточна для этого.

Рассмотрим другую стратегию ведения режима. Разгрузим два генератора в ЭС2 по активной мощности с 600 до 300 МВт. Это увеличит располагаемый диапазон электростанции 2201 по реактивной мощности, поэтому по мере роста нагрузки генераторы в ЭС2, под-

держивая заданную уставку напряжения, будут загружаться по току ротора, пока не выйдут на ограничение. Дефицит генерации 300 МВт в правой части схемы компенсируется увеличением перетока через сечение 1 и сеть Тренэнерго, что вызовет снижение напряжений и увеличение потерь в сети.

Расчеты показывают, что в этом случае предельный переток в сечении 1 возрастает с 792 МВт до 1120 МВт, на 328 МВт. Нарушение устойчивости происходит при увеличении нагрузки в узле 2202 до $446+j169$ МВ·А, причем при нарушении устойчивости напряжение в узле 20 равно $U_{20} = 319$ кВ, а в узле 102 $U_{102} = 322$ кВ. Значит, локальный дефицит реактивной мощности в правой части схемы в процессе утяжеления не возникает, нарушение устойчивости происходит вследствие общего понижения напряжений в сети Тренэнерго от транзитного перетока.

Если изменить траекторию утяжеления и при постоянстве нагрузки в ЭС2 $366+j138$ МВ·А уменьшать генерацию в узле 2201, то предельный переток в сечении 1 возрастает с 792 МВт до 1021 МВт, на 229 МВт. Нарушение устойчивости происходит после отключения одного генератора из двух при снижении генерации в узле 2201 до 300 МВт, табл. 3.2. Следовательно, для обеспечения устойчивости параллельной работы Тренэнерго, ЭС1 и ЭС2 с ОЭС необходим контроль уровня генерации в ЭС2. Нужно предусмотреть автоматическое отключение части нагрузки в узлах правой части схемы (узлы 111, 112, 150, 120, 190, ЭС2) при отключении одного из двух генераторов в ЭС2.

Расчеты показывают, что ввод в работу линии 3103-4000 практически не улучшает ситуацию при утяжелении режима по третьей траектории. Нарушение устойчивости происходит при увеличении нагрузки в узле 2202 до значения $463+j175$ МВ·А. Налицо явный дефект схемы: в максимальном режиме Тренэнерго невозможно включить максимальную нагрузку 600 МВт в ЭС2 по условию статической аperiodической устойчивости, хотя пропускная способность отдельных элементов сети достаточна для этого.

Оценим возможность повышения пропускной способности сети Тренэнерго за счет установки управляемого шунтирующего реактора двустороннего действия (или статического тиристорного компенсатора) для регулирования напряжения, например, на ПС Восточная. При установке УШРТ мощностью $Q_n = \pm 200$ Мвар/330 кВ с уставкой по напряжению 330 кВ при постоянной генерации 600 МВт в узле 2201 и увеличении нагрузки в ЭС2 с 366 МВт до 600 МВт нарушение устойчивости происходит по достижении нагрузки $557+j211$ МВ·А. Стати-

ческая устойчивость при наличии УШРТ нарушается вследствие быстрого снижения напряжения в узлах правой части схемы по исчерпанию регулировочного диапазона реактора. Ускорение снижения напряжения вызывает сам УШРТ, поскольку по достижении минимально возможного сопротивления в емкостном режиме его мощность начинает уменьшаться пропорционально квадрату напряжения.

Таким образом, по условию существования режима для увеличения максимальной нагрузки в ЭС2 на 100 МВт требуется 200 Мвар емкостной мощности УШРТ. С точки зрения обеспечения статической устойчивости в ЭС2 необходимо иметь максимально возможную генерацию. При увеличении установленной мощности генераторов в ЭС2 установка УШРТ не нужна.

Следует заметить, что если утяжеление режима осуществляется перераспределением генерации в схеме при постоянстве мощности нагрузки в узлах, не задействованных в изменении режима, это создает, как правило, расчетный запас в значении предельного перетока. Постоянная нагрузка создает положительную обратную связь по напряжению, которая ускоряет снижение напряжения в узлах. Действительно, снижение напряжения приводит к увеличению тока постоянной нагрузки, что в свою очередь увеличивает падения напряжения на элементах сети и вызывает дальнейшее снижение напряжения. При учете зависимости нагрузки от напряжения при помощи СХН для достижения предельного режима требуется больший объем перераспределения генерации в схеме, при этом предельные перетоки, как правило, увеличиваются. Например, если в схеме Тренэнерго учесть зависимость нагрузки от напряжения по типовым СХН, то при четырех включенных генераторах на ГРЭС1 по первой траектории утяжеления предельный переток в сечении 1 возрастает до 1422 МВт, увеличивается на 38 МВт.

Пример расчета показывает высокую эффективность и наглядность анализа предельных режимов методом непрерывного утяжеления с полным и точным контролем ограничений режима генераторов в процессе утяжеления.

Зная предельные перетоки, можно найти допустимые перетоки в нормальном и вынужденном режимах [21]. Например, амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности на электропередаче 20-30 по методике [21] получается равной $\Delta P_{нк} = 60$ МВт, нормированный коэффициент запаса статической устойчивости по активной мощности в нормальном режиме принимается равным $K_p = 0,2$. Тогда допустимый переток в сечении 1 (при условии достаточной генерации в ЭС1 и ЭС2 и снижении генерации в Тренэнерго) составит

$$P_{\text{доп}} = (1 - K_p)P_{\text{пр}} - \Delta P_{\text{нк}} = (1 - 0,2) \cdot 1384 - 60 = 1047 \text{ МВт.}$$

В вынужденном режиме $K_p = 0,08$, допустимый переток в этом режиме (но при достаточной генерации в ЭС2) возрастает до 1210 МВт.

§ 3.3. Пример расчета предельного режима энергосистемы сложной структуры

Расчетная структурная схема энергосистемы представлена на рис. 3.6. Определим предельный по статической аperiodической устойчивости переток из ОЭС Центра в ОЭС Северо-Запада в сечениях 1 и 2, в которые входят линия 750 кВ ПС Ленинградская-Калининская АЭС, а также линии 330 кВ и 110 кВ.

Чтобы достигнуть предельного по аperiodической устойчивости режима при перетоке мощности из ОЭС Центра в ОЭС Северо-Запада необходимо в ОЭС Северо-Запада разгружать электростанции, а в ОЭС Центра нагружать с одинаковыми скоростями.

Для сложной энергосистемы необходимо определить совокупность предельных параметров режима в зависимости от состава оборудования, генерации и потребления мощности различными источниками и нагрузками, перетоков по соседним сечениям. На значение пределов передаваемой мощности в той или иной мере оказывают влияние наличие отборов мощности или подпорных точек с генераторами, количество и параметры трансформаторов, генераторов. Существенное влияние на пределы передаваемой мощности может оказывать исходный режим [22]. В исходном режиме переток в рассматриваемом сечении должен быть близким к наибольшему рабочим перетокам. Это позволяет достигнуть предельных режимов при наименьших изменениях регулируемых координат при утяжелении режима.

В исходном режиме первая очередь ЛАЭС (узел 1316) не работает (оба блока в ремонте), вторая очередь ЛАЭС (узел 1376, четыре генератора по 500 МВт) несет номинальную нагрузку 2000 МВт. На Киришской ГРЭС включены три блока с генераторами по 300 МВт, суммарная генерация которых равна 900 МВт (ограничение по газу). ОЭС Балтии принимает из ОЭС Северо-Запада 534 МВт по сечению 3. ОЭС Белоруссии принимает 1332 МВт по сечению 4 из ОЭС Центра. В подпорном узле 470 на Калининской АЭС работает один энергоблок на номинальной мощности 1000 МВт.

В сложных схемах приходится рассматривать несколько вариантов перераспределения мощностей для загрузки сечений, учитывая возможные режимы энергосистем. Рассмотрим для примера одну из

траекторий утяжеления. В ОЭС Северо-Запада разгружаются Ленинградская АЭС и Киришская ГРЭС, а в эквивалентной схеме ОЭС Центра нагружается базисно-балансирующий узел 5555 и, как следствие, загружается сеть 750 кВ. Остальные электростанции регулируются на выдачу постоянной активной мощности и поддержание заданных уставок по напряжению в пределах располагаемого регулировочного диапазона по току ротора. Мощность нагрузки при утяжелении принимается постоянной, не зависящей от напряжения.

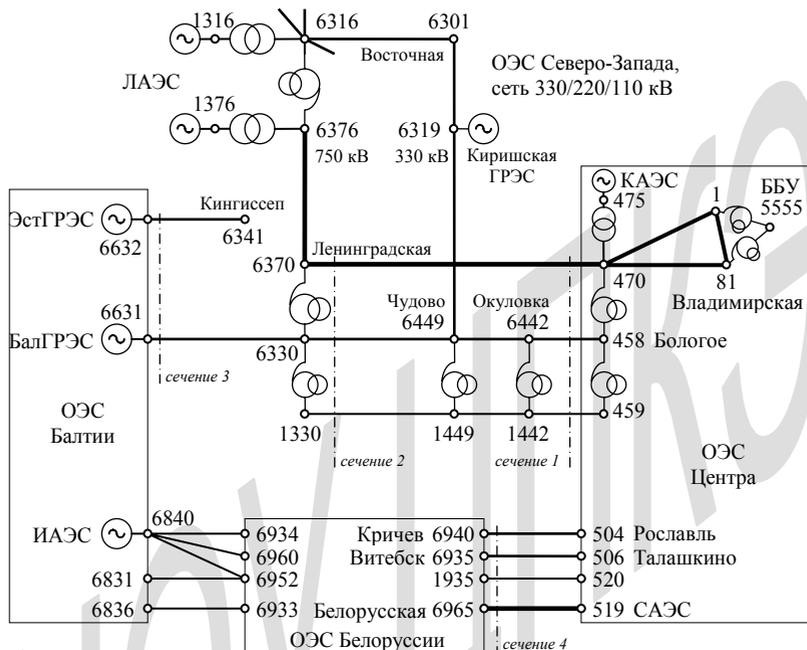


Рис. 3.6. Структурная схема энергосистемы для определения предельного перетока между ОЭС Центра и Северо-Запада

Поиск предельного режима выполняется методом непрерывного утяжеления режима. Предварительными расчетами установлено, что для заданного исходного режима разгрузка ОЭС Северо-Запада на 1400 МВт приводит к нарушению статической устойчивости. При утяжелении вторая очередь ЛАЭС разгружается от 2000 до 1000 МВт по линейному закону за 1000 шагов со скоростью 1 МВт/шаг, Киришская ГРЭС разгружается от 900 до 500 МВт за 2000 шагов со скоростью 0,2 МВт/шаг. До середины процесса утяжеления режима скорость пе-

перераспределения генерации активной мощности между Северо-Западом и Центром составляет 1,2 МВт/шаг.

После завершения разгрузки ЛАЭС при приближении к предельному режиму и при нарушении апериодической устойчивости скорость перераспределения баланса мощности составляет 0,2 МВт/шаг, что обеспечивает плавное «сползание» режима с четким обозначением предельных перетоков по сечениям 1 и 2.

Поскольку эквивалентные генераторы узлов 1376 и 6319 включают в себя несколько однотипных генераторов, то по мере уменьшения мощности станций производится отключение лишних агрегатов. Как только число, полученное от деления текущей мощности станции на номинальную мощность агрегата, становится на единицу меньше текущего числа включенных генераторов в узле, лишний агрегат отключается (увеличивается x_q эквивалентного генератора), что обеспечивает автоматическое формирование располагаемого диапазона регулирования реактивной мощности разгружаемых генераторов. На второй очереди ЛАЭС применены укрупненные блоки, генераторы подключены к блочному трансформатору с расщепленной обмоткой низшего напряжения. При разгрузке отключается два генератора (по одному генератору 500 МВт на каждом энергоблоке второй очереди), на Киришской ГРЭС отключается один генератор.

В ходе утяжеления генератор Калининской АЭС и многие генераторы ОЭС Северо-Запада выходят на верхнее ограничение по току ротора, стремясь поддержать заданное напряжение. После выхода генератора на ограничение возбуждения напряжение в узле в ходе утяжеления понижается. Утяжеление режима (расчет) прекращается, если напряжение хотя бы в одном из узлов схемы снижается ниже 0,5 номинального, что является характерным признаком начала проворота векторов ЭДС PEq -генераторов при нарушении апериодической устойчивости.

На рис. 3.7 представлен фрагмент журнала программы с сообщениями о событиях в ходе утяжеления.

На рис. 3.8 представлены графики изменения контролируемых координат режима в процессе перераспределения генерации между Северо-Западом и Центром. Рис. 3.8, *a* показывает заданный траекторией утяжеления ход уменьшения генерации в ОЭС Северо-Запада. Отключение генераторов на ЛАЭС и Киришской ГРЭС сопровождается скачкообразным изменением реактивной мощности генераторов, перетоков по сечениям и напряжений, после чего быстро восстанавливается плавное изменение режима.

Утяжеление режима

генератор 6335: ограничение \max возбуждения: $E_q = E_{q\max} = 2.4902$ н.о.е.

генератор 1315: ограничение \max возбуждения: $E_q = E_{q\max} = 2.4902$ н.о.е.

Шаг утяжеления 500: в узле 1376 отключен агрегат.

Шаг утяжеления 999: в узле 1376 отключен агрегат.

генератор 1376: ограничение \max возбуждения: $E_q = E_{q\max} = 3.1215$ н.о.е.

генератор 6322: ограничение \max возбуждения: $E_q = E_{q\max} = 2.4367$ н.о.е.

Шаг утяжеления 1500: в узле 6319 отключен агрегат.

генератор 475: ограничение \max возбуждения: $E_q = E_{q\max} = 2.4367$ н.о.е.

генератор 6319: ограничение \max возбуждения: $E_q = E_{q\max} = 2.4558$ н.о.е.

генератор 1314: ограничение \max возбуждения: $E_q = E_{q\max} = 2.4902$ н.о.е.

генератор 1338: ограничение \max возбуждения: $E_q = E_{q\max} = 2.4902$ н.о.е.

генератор 1377: вышел на \max возбуждение: $E_q = E_{q\max} = 2.4367$ н.о.е.

генератор 1302: вышел на \max возбуждение: $E_q = E_{q\max} = 2.4902$ н.о.е.

генератор 1440: вышел на \max возбуждение: $E_q = E_{q\max} = 2.4367$ н.о.е.

генератор 6312: вышел на \max возбуждение: $E_q = E_{q\max} = 2.2121$ н.о.е.

генератор 1327: вышел на \max возбуждение: $E_q = E_{q\max} = 2.4902$ н.о.е.

В узле 459 $U/U_{ном} < 0.500!$

В узле 1376 $U/U_{ном} < 0.500!$

В узле 1442 $U/U_{ном} < 0.500!$

Напряжение узла меньше MIN допустимого.

Всего итераций - 1893.

Утяжеление режима завершено.

Рис. 3.7. События в процессе утяжелении режима

На рис. 3.8, б представлены графики изменения перетоков в контролируемых сечениях. Скорость утяжеления 0,2 МВт/шаг обеспечивает плавное достижение максимального перетока с последующим медленным его уменьшением – «сползанием». Максимальный переток в сечении 1 составляет 2875 МВт, в сечении 2 – 2100 МВт. Значительная разница значений перетоков по концам связи Центра с Северо-Западом объясняется промежуточными отборами мощности нагрузкой, возникновением отбора мощности по линии 6319-6449 и увеличением потерь в линиях при снижении напряжений в узлах и увеличении перетока мощности.

Графики изменения напряжений на рис. 3.8, в показывают, что основной причиной нарушения аperiodической устойчивости является значительное снижение напряжения в сети 750 и 330 кВ, после того, как исчерпан запас по реактивной мощности у генераторов Калининской АЭС и ОЭС Северо-Запада.

Анализ изменения перетоков активной и реактивной мощности по отдельным линиям (многочисленные графики перетоков по концам линий не приводятся) показывает, что линия 330 кВ 6449-6442 Чудово-Окуловка загружается с 277 МВт до 458 МВт, линия 6442-458 Окуловка-Бологое – с 372 до 560 МВт.

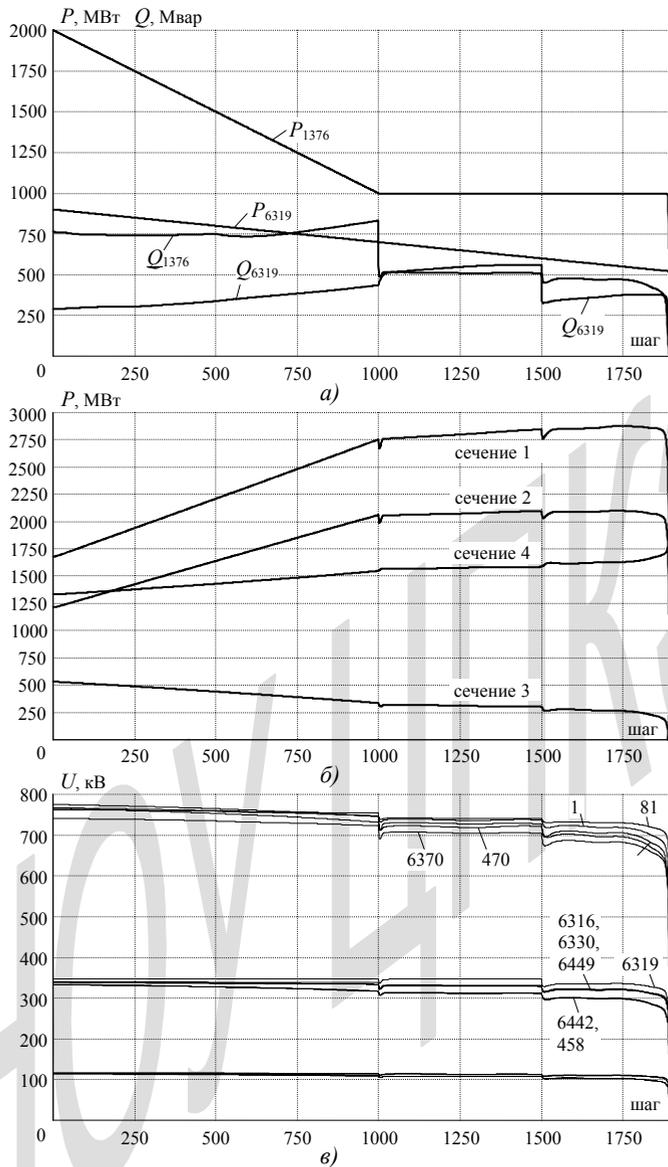


Рис. 3.8. Изменение активной и реактивной мощности генераторов (а), перетоков по контролируемым сечениям (б), и напряжений (в) при утяжелении режима и нарушении аperiodической устойчивости

Переток активной мощности по линии 6319-6449 Киришская ГРЭС-ПС Чудово изменяется с 10 МВт в сторону ПС Чудово в исходном режиме до 186 МВт в сторону Киришской ГРЭС в предельном режиме. Линия 6330-6449 Ленинградская-ПС Чудово в исходном режиме нагружена на 12 МВт, переток в сторону ПС Чудово, в ходе утяжеления дважды происходит реверс перетока. Максимальная нагрузка линии не превышает 17 МВт, в предельном по устойчивости режиме переток составляет те же 12 МВт в сторону ПС Чудово. Фактически предельный переток в сечении 2 для рассматриваемой траектории утяжеления определяется только линией 750 кВ.

Баланс мощности в ОЭС Балтии и ОЭС Белоруссии для рассматриваемой траектории утяжеления режима сохраняется постоянным. Переток активной мощности в сечении 3 уменьшается, что полностью компенсируется увеличением перетока в сечении 4. Характер изменения перетоков активной мощности в сечениях 3 и 4, рис. 3.8, б, показывает, что по сечению 4 предельный переток не достигается.

Пример расчета показывает, что метод эквивалентных преобразований позволяет провести корректный анализ предельных режимов в сложных схемах и однозначно определить предельные перетоки в контролируемых сечениях.

§ 3.4. Применение управляемых шунтирующих реакторов

Управляемые шунтирующие реакторы позволяют осуществить комплексное решение одновременно нескольких проблем, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации и развития энергосистем. Их применение рассматривается на примере реальной энергосистемы Анголы, рис. 3.9. Энергосистема работает изолированно, пока не будут спроектированы и построены системообразующие линии 400 кВ.

Узлы схемы пронумерованы, первые три или две цифры номера узла определяют класс напряжения узла (220, 60, 30, 15, 13 и 11 кВ). Генераторы, трансформаторы, линии 220, 60, 15 кВ представлены в расчетной схеме индивидуально, без эквивалентирования. Параметры генераторов и повышающих трансформаторов новой ГЭС Капанда и старых ГЭС Камбамбе и ГЭС Казенга приведены в табл. 3.5 и 3.6. Параметры воздушных линий электропередач 220 кВ и 60 кВ приведены в табл. 3.7.

Тепловая электростанция Казенга выработала свой ресурс, все агрегаты выведены из эксплуатации, за исключением третьего, максимальная нагрузка которого снижена до 20 МВт. Поэтому энергоснаб-

жение большого района нагрузки осуществляется фактически от двух ГЭС по электропередаче 220 кВ большой длины.

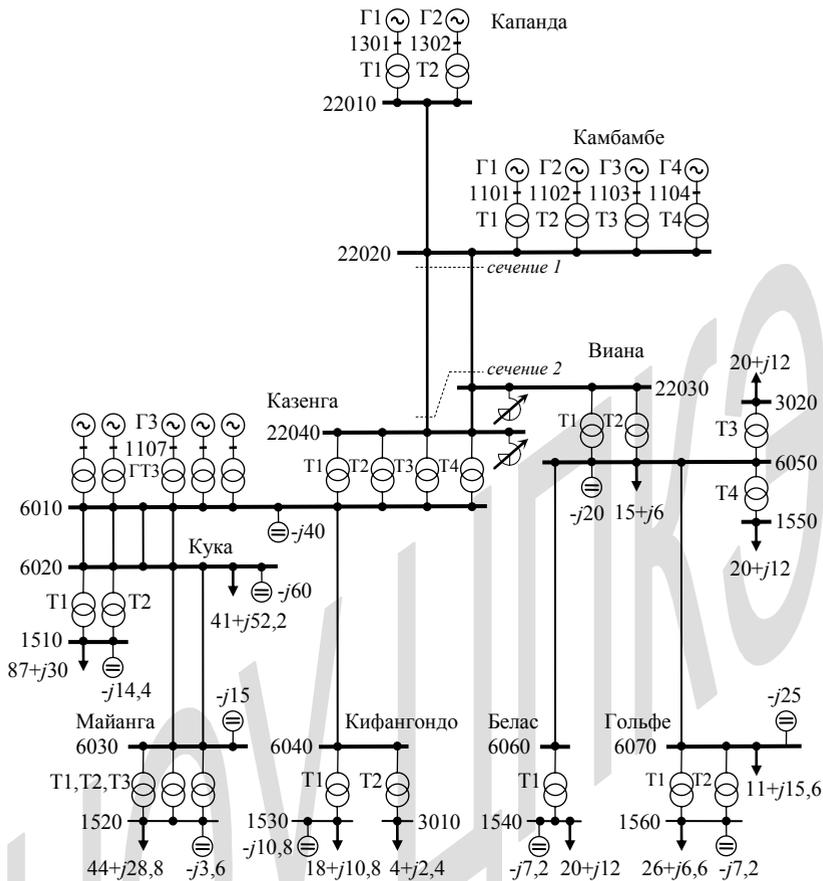


Рис. 3.9. Расчетная схема энергосистемы

Мощность нагрузки в узлах схемы в максимальном режиме приведена непосредственно на рис. 3.9, суммарная мощность нагрузки равна $306 + j188,4$ МВ·А. В минимальном режиме нагрузка энергосистемы снижается до $219 + j135$ МВ·А. Коэффициент неравномерности графика нагрузки равен 0,715.

Для компенсации реактивной мощности нагрузки на подстанциях 60/15 кВ и у потребителей установлены конденсаторные батареи, которые при регулировании напряжения коммутируются выключателя-

ми. Количество батарей, их номинальная и установленная мощности приведены в табл. 3.8.

Таблица 3.5

Параметр	Капанда Г1, Г2	Камбамбе Г1, Г2	Камбамбе Г3, Г4	Казенга Г3
S_H , МВ·А	144,445	72	72	68,75
$\cos \varphi_H$	0,9	0,8	0,8	0,8
P_H , МВт	130	57,6	57,6	55
U_H , кВ	13,8	11±7%	11±7%	11,5±5%
I_H , А	6043	3779	3779	3452
f , Гц	50	50	50	50
n , об/мин	166,7	230,8	230,8	3000
x_d , н.о.е.	0,9	1,38	1,2	2,27
x_q , н.о.е.	0,57	0,85	0,7	2,2
x'_d , н.о.е.	0,24	0,38	0,3	0,27
x''_d , н.о.е.	0,155	0,25	0,26	0,19
x''_q , н.о.е.	0,155	0,27	0,26	0,19
T_{d0} , с	11,2	5,8	4,32	5,44
T''_d , с	0,04	0,033	0,043	0,0352
T''_q , с	0,035	0,02	0,022	0,0352
T_J , с	7,5	4,5	4,5	4

Таблица 3.6

Объект	Обозначение (рис. 3.9)	S_H , МВ·А	k_{ij}	x_{ij} , Ом
Капанда	T1, T2	159	230/13,8	38,548
Камбамбе	T1, T2	72	255,85/11	162,064
	T3, T4	72	256/11	154,062
Казенга	ГТ3	63	63/11,5	8,195
	T1	60	220/63	10,940
	T2	60	220/63	8,195
	T3	60	220/63	12,378
	T4	60	220/63	12,263
Виана	T1, T2	60	220/63	97,83
	T3	20	60/31,5	19,845
	T4	20	59,22/15,75	17,496

Таблица 3.6 (окончание)

Белас	T1	20	60/15	18,0
Гольфе	T1, T2	20	60/15	16,8
Майанга	T1, T2, T3	20	60/15	12,6
Кифангондо	T1	20	60/15	12,6
	T2	4,5	60/30	64
Кука	T1, T2	40	60/15	13,5

Таблица 3.7

Ветвь (рис. 3.9)	Линия, материал, сечение	l	r_{ij}	x_{ij}	$b_i + b_j$
		км	Ом	Ом	мкСм
22010-22020	Капанда-Камбамбе АС, 409,5 мм ²	120	11,232	51,18	324,81
22020-22040	Камбамбе-Казенга АС, 409,5 мм ²	175	16,38	74,64	473,69
22020-22030	Камбамбе-Виана АС, 409,5 мм ²	158	14,79	67,39	427,67
22030-22040	Виана-Казенга АС, 409,5 мм ²	18	1,685	7,68	48,72
6010-6020	Казенга-Кука АС, 409,5 мм ²	4	0,3744	1,706	10,83
6020-6030	Кука-Майанга медь, 300 мм ²	7	0,4935	2,94	18,91
6010-6040	Казенга-Кифангондо медь, 50 мм ²	15	6,3405	6,432	40,33
6050-6060	Виана-Белас АС, 116 мм ²	30	10,701	12,6	81,05
6050-6070	Виана-Гольфе АС, 116 мм ²	20	7,134	8,4	54,03

Таблица 3.8

Объект	U_n кВ	Количество	Q_n Мвар	$\sum Q_n$ Мвар
Казенга	60	3	10	30
Виана	60	2	10	20
Кука	60	3	10	30
		2	3,6	7,2
Майанга	60	4	10	40
		3	3,6	10,8
Гольфе	15	2	3,6	7,2
Белас	15	2	3,6	7,2
ПС потребителей	15	12	2,4	28,8
Всего				181,2

В процессе эксплуатации энергосистемы возникли серьезные проблемы. Реактивная мощность вновь подключаемой нагрузки не компенсировалась. Часть установленных конденсаторных батарей вышла из строя, другие отключены из-за поврежденных выключателей. Коммутационный ресурс выключателей быстро исчерпывается ежедневными неоднократными коммутациями емкостных токов в процессе регулирования напряжения, постоянная замена выключателей невозможна. Суммарная мощность включенных конденсаторных батарей на подстанциях Казенга, Виана и Кука не превышает 50 Мвар, на остальных подстанциях батареи не работают. Генераторы на электростанции Казенга один за другим выведены из эксплуатации. Поэтому в районе нагрузки, подключенной к шинам 60 кВ подстанций Казенга и Виана, возник большой дефицит реактивной мощности.

Передача реактивной мощности по длинным линиям 220 кВ приводит к большим падениям напряжения на этих линиях, снижению пропускной способности электропередачи, увеличению потерь в линиях и недопустимым снижениям напряжений у потребителей. Хотя располагаемой мощности ГЭС 490 МВт достаточно для покрытия как существующей, так и новой нагрузки, передать ее по линиям 220 кВ в район потребления невозможно, поэтому нагрузка в максимальных режимах ограничивается, включить новую нагрузку нельзя. Планируемое в перспективе подключение электростанции Капанда и подстанции Виана к сети 400 кВ и объединение рассматриваемой энергосистемы на параллельную работу с другими энергосистемами улучшит ситуацию, но возникшие проблемы необходимо решить быстрее, не увязывая с проектированием и строительством линий 400 кВ.

Для того чтобы обеспечить изменение напряжения в распределительной сети в допустимых пределах $\pm 10\%$ от номинального, максимально увеличить пропускную способность электропередачи 220 кВ и иметь возможность подключения новой нагрузки, предлагается следующее решение.

Определяется необходимая мощность конденсаторных батарей, которые размещаются на подстанциях 60/15 кВ из условия рациональной компенсации реактивной мощности нагрузки в максимальном режиме энергосистемы. Для компенсации избыточной мощности конденсаторных батарей при суточных изменениях графика нагрузки на подстанциях Казенга и Виана устанавливаются УШРТ. Необходимая номинальная мощность УШРТ определяется в минимальном режиме энергосистемы. Управляемые реакторы обеспечивают автоматическое регулирование напряжения на шинах 220 или 60 кВ подстанций Казенга и Виана, поддерживая тем самым необходимые уровни напряжений

в распределительной сети. При этом включение/отключение конденсаторных батарей в процессе регулирования напряжения не требуется, что исключает быстрое истощение коммутационного ресурса выключателей батарей.

Рациональная компенсация реактивной мощности нагрузки подразумевает выполнение следующих условий. На шинах 60 кВ подстанций Казенга и Виана в максимальном режиме энергосистемы напряжение должно быть равно примерно 63 кВ, на 5% выше номинального напряжения для компенсации падений напряжения в распределительной сети. По мере удаления от подстанций Казенга и Виана в узлах распределительной сети напряжение должно быть близким к номинальному. Чтобы обеспечить эти напряжения, существующее распределение мощности конденсаторных батарей по табл. 3.8 корректируется. Сделанный выбор уровней напряжения в распределительной сети позволит удерживать напряжение непосредственно у потребителя в диапазоне $\pm 10\%$ от номинального значения при суточном изменении графика нагрузки энергосистемы за счет автоматического регулирования напряжения на подстанции Казенга и Виана управляемыми шунтирующими реакторами при условии, что нагрузка в узлах изменяется примерно одинаково. При неравномерном изменении нагрузки по узлам локальный выход напряжения за пределы $\pm 10\%$ регулируется изменением коэффициента трансформации понижающих трансформаторов.

Увеличившаяся пропускная способность по активной мощности электропередачи 220 кВ Камбамбе-Казенга-Виана и трансформаторов на подстанциях Казенга и Виана за счет разгрузки их от реактивных токов снимет ограничения нагрузки в максимальном режиме и позволит включить новых потребителей.

Подбор мощности конденсаторных батарей по узлам распределительной сети методом последовательных приближений является трудоемкой задачей даже для простой схемы на рис. 3.9. Если для расчетов установившихся режимов используется программа, в которой реализован метод эквивалентных преобразований, § 2.3 и 2.5, и модель УШР с различными законами регулирования в ходе балансирования установившегося режима, § 1.2, для её решения можно использовать следующий прием. Во всех узлах сети 60/15 кВ, где задана нагрузка, рис. 3.9, включаются конденсаторные батареи, ёмкость которых заведомо больше требуемой. В эти же узлы схемы включаются управляемые шунтирующие реакторы такой же мощности, для которых заданы уставки напряжения, соответствующие условиям рациональной компенсации по уровням напряжений в узлах сети 60 кВ. Балансируется

установившийся режим при максимальной нагрузке энергосистемы и при условии, что мощность электростанции Капанда равна 200 МВт (предельное значение по нагреву проводов линии 220 кВ Капанда-Камбамбе). Генерация ГЭС Камбамбе подбирается такой, чтобы генерация в базисно-балансирующем узле 1107 на электростанции Казенга не превышала 10 МВт, при этом энергоснабжение района обеспечивают преимущественно ГЭС. Базисно-балансирующим узлом выбран узел 1107, потому что напряжения на шинах ГЭС, подстанций Казенга, Виана должны быть свободными параметрами режима, определяемыми в ходе расчета.

Полученные расчетные значения мощностей конденсаторных батарей и УШРТ алгебраически суммируются, что дает мощность конденсаторных батарей, которые необходимо установить на понижающих подстанциях сети 60/15 кВ для того, чтобы скомпенсировать реактивную мощность нагрузки.

Значения мощностей, полученные в результате расчетов, корректируются до ближайших значений, которые можно получить, используя стандартные конденсаторные батареи (номинальная мощность одной батареи на напряжение $U_n = 5$ кВ равна 3,6 Мвар, на напряжение 60 кВ – 5 Мвар). Если требуемая мощность батареи менее 2 Мвар, она исключается из схемы.

Результаты расчета максимального режима после корректировки номинальных мощностей конденсаторных батарей и их размещения приведены на рис. 3.9 и 3.10. На рис. 3.9 показаны места установки конденсаторных батарей и их номинальные мощности. Рекомендуемое по результатам расчета распределение мощности конденсаторов по узлам распределительной сети существенно отличается от табл. 3.8. На рис. 3.10 показан максимальный режим энергосистемы. Текущие значения реактивной мощности батарей отличаются от их номинальных мощностей на рис. 3.9, так как мощность конденсаторных батарей пропорциональна квадрату напряжения. Одновременно с вводом напряжений в узлах схемы в диапазон $\pm 5\%$ достигнута значительная нагрузка электропередачи 220 кВ от перетока реактивной мощности. Загрузка трансформаторов 220/60 кВ на подстанции Виана полная, а на подстанции Казенга – 189 МВ·А, имеется резерв трансформаторной мощности для возможного увеличения нагрузки.

Для компенсации избыточной мощности конденсаторных батарей при уменьшении нагрузки энергосистемы к шинам 220 кВ подстанций Казенга и Виана подключаются два УШРТ, рис. 3.9. Реакторы выполнены на напряжение 220 кВ, поскольку напряжение 60 кВ для требуемой мощности реакторов является низким.

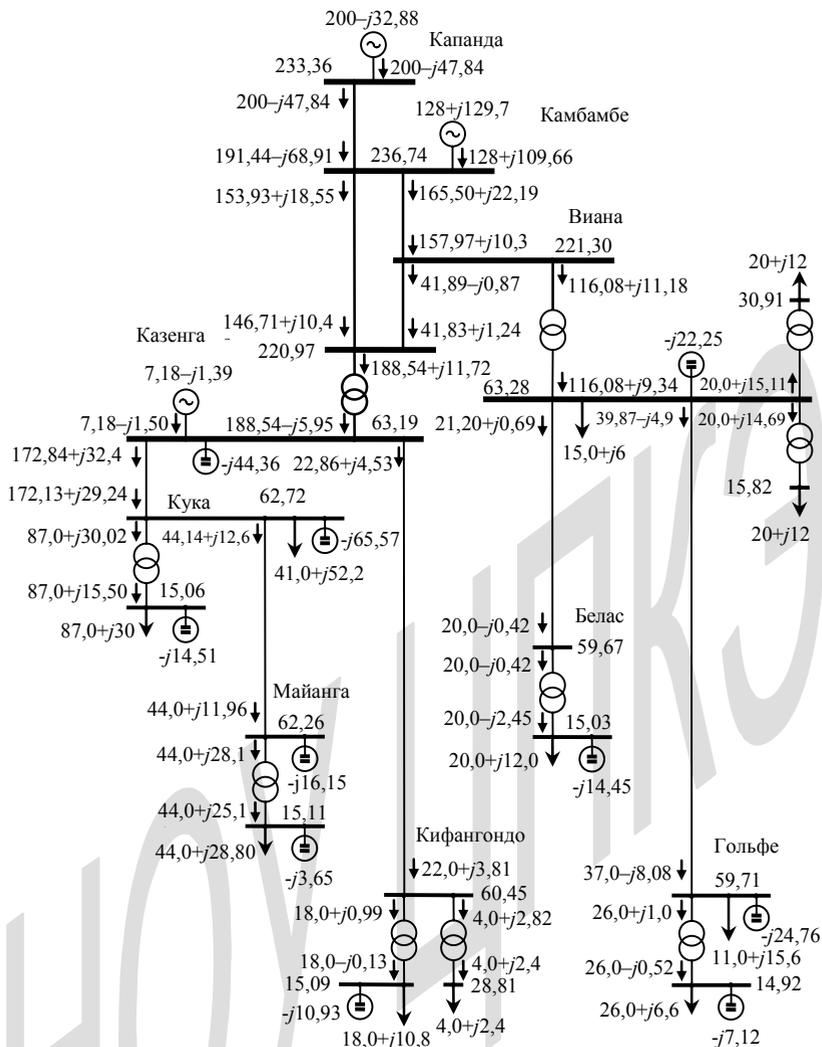


Рис. 3.10. Максимальный режим энергосистемы при рациональной компенсации реактивной мощности нагрузки

Минимальный режим энергосистемы балансируется при условиях, что генерация ГЭС Капанда снижается примерно до 160 МВт, на ГЭС Камбамбе отключается один генератор, мощность остальных подбирается так, чтобы в базисно-балансирующем узле 1107 генерация не превышала 10 МВт. Управляемые реакторы поддерживают на шинах под-

станций Казенга и Виана напряжение 220 кВ. При этих условиях суммарная установленная мощность УШРТ получается равной 2х60 Мвар. Максимальное превышение напряжения над номинальным значением в узлах сети 60/15 кВ в минимальном режиме не более 7,6%.

В минимальном режиме энергосистемы отключение одного из УШРТ приводит к повышению напряжения на шинах подстанций 60/15 кВ на 13÷18% выше номинального. При одновременном отключении реактора на подстанции Казенга и линии Виана-Казенга (наложение или цепочка отказов) повышения напряжения на подстанциях 60/15 кВ, питающихся с шин 60 кВ подстанции Казенга, выше 18 % не происходит. Это объясняется тем, что происходит перераспределение потока мощности между линиями 220 кВ и увеличивается падение напряжения на линии Камбамбе-Казенга. На шинах подстанций, питающихся от подстанции Виана, сохраняется нормальное напряжение.

При потере реактора на подстанции Виана с одновременным отключением линии Виана-Казенга повышение напряжения на подстанциях 60/15 кВ, которые питаются от подстанции Виана, может достигать 29%. Опасным для сохранности оборудования является одновременная потеря обоих управляемых реакторов. Очевидно, что должна быть предусмотрена защита от повышения напряжения, действующая на отключение конденсаторных батарей.

В сложившейся ситуации на электростанции Камбамбе имеется запертая мощность примерно 100 МВт. Необходимо оценить способность электропередачи 220 кВ Камбамбе-Казенга передать эту мощность в район нагрузки, чтобы включить дополнительных потребителей. Для их включения имеется резерв трансформаторной мощности на подстанции Казенга примерно 50 МВ·А.

Предел передаваемой мощности электропередачи 220 кВ Камбамбе-Казенга можно определить методом утяжеления режима, увеличивая одновременно нагрузку энергосистемы и генерацию электростанции Камбамбе.

Очевидно, что при подключении новых потребителей они должны иметь 100% компенсацию реактивной мощности, чтобы не нагружать передачу реактивным током, для чего устанавливаются конденсаторные батареи необходимой мощности. Но увеличение перетока активной мощности при включении дополнительных потребителей увеличивает падение напряжения на электропередаче. Снижение напряжения на шинах подстанций Казенга и Виана и, соответственно, на понижающих подстанциях сети 60/15 кВ приводит к уменьшению мощности конденсаторных батарей. Возникновение небаланса реактивной мощности ложится на электропередачу и приводит к снижению

напряжения и уменьшению пропускной способности передачи. Поэтому необходимо принять меры по стабилизации напряжения на шинах подстанций Казенга и Виана при включении дополнительных потребителей. Требуется увеличить мощность конденсаторных батарей на подстанциях Казенга и/или Виана, чтобы не допустить значительного снижения напряжения. Соответственно для компенсации избыточной мощности конденсаторных батарей в минимальном режиме энергосистемы может потребоваться увеличение мощности УШРТ.

Для сравнения предел передаваемой мощности электропередачи Камбамбе-Казенга определим для трех вариантов.

1 вариант. Мощность и размещение конденсаторных батарей и УШРТ определены выше.

2 вариант. К шинам 60 кВ подстанции Казенга подключается новая нагрузка мощностью $50 + j24$ МВ·А (примерно равна резерву трансформаторной мощности на этой подстанции) в максимальном режиме энергосистемы. В режиме минимальной нагрузки энергосистемы мощность дополнительной нагрузки уменьшается в соответствии с коэффициентом неравномерности графика нагрузки, равном 0,715, и составляет $36 + j17$ МВ·А. Для компенсации реактивной мощности нагрузки в максимальном режиме устанавливаются дополнительные конденсаторные батареи мощностью 24 Мвар. Кроме того, емкость конденсаторных батарей на подстанции Казенга увеличивается для поддержания необходимого уровня напряжения с увеличением перетока активной мощности по электропередаче Камбамбе-Казенга.

При проведении расчетов дополнительная нагрузка принимается эквивалентной и подключается непосредственно к шинам 60 кВ подстанции Казенга. В совокупности мощность конденсаторных батарей на подстанции Казенга увеличивается на 30 Мвар и суммарно составляет 70 Мвар. Для этих условий определяются мощность УШРТ и предельный переток по электропередаче Камбамбе-Казенга.

3 вариант. Мощность конденсаторных батарей на подстанции Казенга, мощность понижающих трансформаторов и дополнительная нагрузка, подключаемая к шинам 60 кВ этой подстанции, подбираются такими, чтобы предельный переток был бы примерно равен установленной мощности электростанции Камбамбе плюс 200 МВт от ГЭС Капанда (предельное значение перетока активной мощности по нагреву проводов линии Капанда-Камбамбе).

Предел передаваемой мощности электропередачи 220 кВ Камбамбе-Казенга по статической устойчивости определяется в два этапа:

1. Предварительное определение предела передаваемой мощности, генерации на электростанции Камбамбе и дополнительной на-

грузки, включаемой на подстанции Казенга, методом утяжеления режима. Для этого одновременно и плавно, примерно за 1000 итераций, увеличивается нагрузка на шинах 60 кВ подстанции Казенга и генерация на ГЭС Камбамбе до нарушения статической устойчивости.

2. Проверка и уточнение полученного предельного режима. Коррекция генерации и дополнительной нагрузки производится таким образом, чтобы генерация активной мощности в базисно-балансирующем узле 1107 не превышала 10 МВт.

При утяжелении режима коэффициент мощности нагрузки принимается постоянным и учитывается, что при размыкании обмотки управления УШРТ он переходит в емкостной режим за счет емкостей фильтров компенсационной обмотки. Емкостная мощность УШРТ составляет примерно 5 % номинальной мощности [8].

Результаты расчетов сведены в табл. 3.9. В таблице обозначено:

Q_C – мощность конденсаторных батарей; $Q_{\text{УШРТ}}$ – мощность управляемого шунтирующего реактора; $P_{\text{max}1}$ – предельный переток в сечении 1, рис. 3.9, в начале электропередачи Камбамбе-Казенга; dP – потери активной мощности в линиях электропередачи 220 кВ; $P_{\text{max}2}$ – предельный переток в конце передачи в сечении 2, рис. 3.9, за вычетом потерь активной мощности в линиях; $P_{\text{Камбамбе}}$ – генерация активной мощности на электростанции Камбамбе на пределе статической устойчивости электропередачи Камбамбе-Казенга; $P_{\text{нг}}, Q_{\text{нг}}$ – мощность нагрузки; $U_{\text{Камбамбе}}/U_{\text{Казенга}}$ – перепад напряжения на электропередаче в предельном режиме.

Эффективность вариантов сравнивается с текущим состоянием схемы, до ввода в работу конденсаторных батарей и УШРТ. Мощность включенных конденсаторных батарей, из числа существующих, составляет только 50 Мвар по техническим причинам – нулевой вариант.

В первом варианте увеличение пропускной способности электропередачи является дополнительным положительным эффектом при решении проблемы регулирования напряжения в сети 60 и 15 кВ. При этом переток электропередачи Камбамбе-Казенга $P_{\text{max}1}$ на пределе статической устойчивости увеличился с 291 до 355 МВт, выигрыш составляет 64 МВт.

Во втором варианте при включении дополнительной нагрузки добавляется еще 30 Мвар мощности конденсаторных батарей, из них примерно 24 Мвар для компенсации реактивной мощности нагрузки. При этом установленную мощность УШРТ по сравнению с первым

вариантом увеличивать не нужно. Предел статической устойчивости $P_{\max 1}$ увеличился с 291 до 373 МВт. Выигрыш составляет 82 МВт по отношению к исходному состоянию схемы и 18 МВт по отношению к первому варианту.

Таблица 3.9

Сопоставление вариантов повышения предела пропускной способности электропередачи 220 кВ Камбамбе-Казенга

Вариант	Q_C	$Q_{УШРТ}$	$P_{\max 1}$	dP
	Мвар	Мвар	МВт	МВт
0	50	–	291,51	17,46
1	210,8 (в том числе на ПС Казенга 40)	2х60	355,56	21,83
2	240,8 (в том числе на ПС Казенга 70)	2х60	373,56	23,23
3	290,8 (в том числе на ПС Казенга 120)	2х80	410,53	25,14

Вариант	$P_{\max 2}$	$P_{\text{Камбамбе}}$	$P_{\text{нг}}$	$Q_{\text{нг}}$	$\frac{U_{\text{Камбамбе}}}{U_{\text{Казенга}}}$
	МВт	МВт	МВт	Мвар	кВ
0	274,05	100	280	133,7	224,54/191,87
1	333,73	164	331	200,4	227,62/200,23
2	350,33	182	356	212,4	228,56/202,93
3	385,39	219	386	227,4	233,22/214,93

В третьем варианте пропускная способность электропередачи увеличивается еще на 37 МВт по сравнению со вторым вариантом, при этом мощность конденсаторных батарей по мере включения дополнительной нагрузки увеличивается еще на 50 Мвар и составляет 120 Мвар, а мощность УШРТ увеличивается на 40 Мвар. На 1 МВт прироста пропускной способности электропередачи и нагрузки по сравнению со вторым вариантом требуется 1,35 Мвар конденсаторных батарей и 1,08 Мвар мощности УШРТ.

Сопоставление вариантов показывает, что третий вариант требует чрезмерного наращивания мощности конденсаторных батарей и УШРТ. Нормализацию режимов энергосистемы и увеличение пропу-

ской способности электропередачи Камбамбе-Казенга-Виана следует реализовать по первому варианту. В дальнейшем мощность нагрузки, подключенной к подстанции Казенга, можно увеличить еще на 50 МВт при условии полной компенсации ее реактивной мощности конденсаторными батареями. При этом увеличивать мощность УШРТ не требуется.

Влияние УШРТ на динамическую устойчивость энергосистемы при коротких замыканиях на электропередаче 220 кВ Камбамбе-Казенга-Виана рассмотрено в § 9.5.