

## Глава 10

### Переходные процессы при глубоких снижениях частоты и действии автоматической частотной разгрузки

#### § 10.1. Автоматическая частотная разгрузка

Автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ) обеспечивает живучесть энергосистемы при возникновении значительного дефицита активной мощности в отдельных ее частях (регионах) при их аварийном отделении и глубоком (ниже 49,0 Гц) снижением частоты (и напряжения, вследствие снижения частоты). Настройка устройств, входящих в АОСЧ, должна быть такой, чтобы глубина и длительность цикла снижения и подъема частоты не приводили к нарушению технологического режима работы электростанций. Требования, предъявляемые к АОСЧ, постепенно ужесточаются. Действующие в настоящее время нормативные документы [50] требуют, чтобы АОСЧ обеспечила следующие расчетные условия работы энергосистемы с частотой:

- ниже 49,0 Гц – не более 40 с,
- ниже 47,0 Гц – не более 10 с,
- ниже 46,0 Гц – не допускается,

что заметно жестче прежних требований [51], которые позволяли работать с частотой 48,5 Гц в течение 60 с и не допускали снижение частоты ниже 45 Гц.

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) входит в состав АОСЧ. В быстротечном процессе аварийного снижения частоты АЧР выполняет отключение нагрузки потребителей небольшими порциями – очередями по мере снижения частоты для прекращения ее снижения или по мере увеличения продолжительности существования пониженной частоты для подъема частоты.

Типовая структура АЧР включает в себя следующие устройства АЧР:

- АЧР1 – быстродействующая разгрузка для прекращения процесса снижения частоты, имеет свою мощность разгрузки не менее 50 % от потребления, в том числе:
  - спецочередь (САЧР) – для предотвращения автоматической или оперативной разгрузки энергоблоков атомных электростанций при снижении частоты ниже 49 Гц, с уставками на срабатывание 49,2 Гц, выдержка времени на отключение 0,3 с, возврат 49,3 Гц,

мощность нагрузки, подключенной к САЧР, должна составлять 3÷4% от потребления;

- основной массив очередей с уставками на срабатывание 48,8÷46,5 Гц, выдержка времени на отключение 0,3 с, возврат +0,1 Гц, с интервалом между очередями по частоте 0,1 или 0,2 Гц. Максимальное число очередей равно 24. Рекомендуется по возможности равномерное распределение нагрузки по очередям. Допускается незначительная неравномерность распределения мощности нагрузки по очередям при условии увеличения ее доли на очередях более высоких уставок по частоте.
- несовмещенная АЧР2 – разгрузка для подъема частоты после действия АЧР1, а также при медленном снижении частоты. Имеет свою мощность разгрузки не менее 10 % от потребления с уставками по частоте на срабатывание 49,1 Гц, возврат 49,2 Гц, по времени в диапазоне 5÷40 с, с интервалами не более 5 с.
- совмещенная АЧР2с – разгрузка для предотвращения зависания частоты на недопустимо низком уровне, не имеет своей мощности разгрузки и действует на отключение нагрузок, подключенных к АЧР1, с уставками:
  - 49,0 Гц, возврат +0,1 Гц,  $t = 5\div 20$  с;
  - 48,9 Гц, возврат + 0,1 Гц (0,2 Гц),  $t = 25\div 35$  с;
  - 48,8 Гц, возврат + 0,1 Гц (0,3 Гц),  $t = 40\div 50$  с;
  - 48,7 Гц, возврат + 0,1 Гц (0,4 Гц),  $t = 55\div 70$  с.

Интервалы между очередями не более 5 с (в скобках указаны регулируемые уставки по частоте возврата для микропроцессорных и микроэлектронных реле). Общая мощность совмещения с АЧР1 должна быть не менее 60% суммарной мощности нагрузки подключенной к АЧР1.

Суммарная мощность нагрузки энергосистемы, подключенной к АЧР, должна быть не менее 60% от потребления. В избыточных энергосистемах допускается исключение САЧР, а также снижение начальной уставки по частоте АЧР1 и уставок по частоте несовмещенной и совмещенной АЧР2 на 0,1 Гц.

Для ликвидации больших местных относительных дефицитов активной мощности (более 45% от потребления) со скоростью снижения частоты более 1,8-2,0 Гц/сек, при которой действие АЧР может оказаться неэффективным, предусматривается быстродействующая дополнительная аварийная разгрузка (ДАР), которая осуществляет отключение крупной нагрузки. Запуск автоматики осуществляется по факту отключения генерирующих источников, питающих линий, силовых трансформаторов и др. с контролем величины и направления передачи мощности. Для выявления возникновения большого местно-

го дефицита мощности, при котором скорость снижения частоты существенно больше, чем при системном дефиците рекомендуется также применение устройств фиксации скорости снижения частоты. Устройства фиксации скорости снижения частоты устанавливаются в узлах крупной нагрузки, что позволяет осуществить ускоренное отключение заданного объема нагрузки потребителей по месту установки устройств без использования каналов телеотключения. Мощность подключаемой к ДАР нагрузки выбирается такой, чтобы после действия ДАР остаточный дефицит активной мощности не превышал допустимый, при котором обеспечивается эффективность работы АЧР.

Для измерения скорости снижения частоты применяются два метода, непосредственное измерение с помощью микропроцессорного реле частоты или косвенный метод, который основан на фиксации снижения частоты между двумя заданными уставками по частоте за заданный интервал времени с помощью высокоточного и быстродействующего микроэлектронного или микропроцессорного реле частоты.

Уставка по частоте запуска схемы косвенного метода измерения скорости снижения частоты в зависимости от дефицита активной мощности может быть ниже, равной или выше уставки частоты верхних очередей АЧР1. Уставка по скорости должна быть отстроена от дефицитов активной мощности при системных авариях. Интервал времени в косвенном методе измерения скорости снижения частоты по условию отстройки от качаний и коротких замыканий должен составлять 0,3-0,4 с, при скорости снижения частоты более 3 Гц/с допускается уменьшение интервала до 0,2 с.

## **§ 10.2. Требования к моделям элементов энергосистем**

Математическая модель энергосистемы для расчета процессов при глубоких снижениях частоты для выбора оптимальной настройки АЧР и проверки ее эффективности должна учитывать рекомендации, обобщенные в § 9.1. Значительные отклонения частоты в переходном процессе предъявляют к моделям элементов энергосистем дополнительные требования.

Модели элементов энергосистем должны учитывать зависимость параметров моделей от частоты. Для этого уравнения якоря вращающихся машин и уравнения сетевых элементов следует записывать с учетом ЭДС скольжения, § 5.3, в осях, которые изменяют свою частоту вращения в переходном процессе.

В расчетах АЧР замещение генераторов переходной ЭДС за переходным сопротивлением с введением демпферного момента в уравнение движения недопустимо, поскольку такая модель не отображает поведение реальных генераторов при резком возникновении в энергосистеме дефицита активной мощности. Модель  $E' - x'$  имеет серьезный дефект, она не реагирует на снижение напряжения при возникновении дефицита генерации и не стремится поддерживать заданное напряжение за счет работы АРВ, что может послужить причиной получения неправдоподобных результатов. При значительных местных снижениях напряжения, которые могут возникнуть при большом дефиците генерации, генераторы, моделируемые как  $E' - x'$ , не принимают нагрузку и тормозятся, а, наоборот, разгружаются и ускоряются. Это может привести к выпадению генераторов из синхронизма с забросом частоты вращения, в особенности, если момент турбины принимается постоянным (исключены модели турбины и АРС или АРС выведен из работы).

Этот дефект устраняет модель генератора по уравнениям Парка-Горева без учета демпферной системы (исключая старые гидрогенераторы, которые действительно не имеют демпферной системы), но с введением демпферного момента в уравнение движения и с адекватной моделью системы возбуждения и АРВ. Однако такая модель некорректно воспроизводит асинхронные характеристики генераторов и их взаимное движение при возникновении больших небалансов генерации и потребления, что приводит к искажению характера процессов снижения и подъема частоты при действии АЧР, поэтому ее также не следует применять для расчетов процессов при значительных изменениях частоты. Для моделирования генераторов необходимо использовать уравнения Парка-Горева с учетом демпферной системы. Кроме того, в воспроизведении процессов снижения или заброса частоты при значительных отклонениях напряжения существенную роль играют адекватные модели турбины и АРС, системы возбуждения и АРВ и корректная настройка автоматических регуляторов генерирующих агрегатов.

В модели комплексной нагрузки узлов необходимо выделить асинхронную и синхронную составляющие, если они есть, а статическую составляющую нагрузки следует моделировать шунтом постоянной проводимости. Эквивалентные асинхронный и синхронный двигатели комплексной нагрузки узлов следует моделировать по уравнениям Парка-Горева с учетом переходных процессов в роторных контурах. Статическая модель двигателей, § 7.6, не учитывающая электромагнитные переходные процессы в роторе, не пригодна для расчета переходных процессов с большим диапазоном изменения кинетической энергии энергосистемы. Ротор двигателей, моделируемых шун-

том с переменными параметрами, не взаимодействует с роторами генераторов, моделируемых с учетом электромагнитных процессов в обмотках ротора. Такие двигатели не входят в электромеханическую систему вращающихся машин, поэтому процесс перераспределения кинетической энергии между вращающимися машинами моделью энергосистемы не воспроизводится. Изменение кинетической энергии вращающихся масс двигательной нагрузки не влияет на скорости снижения и подъема частоты, а также на конечное значение частоты после работы АЧР1 и АЧР2, что искажает общее движение энергосистемы.

Устранение указанных дефектов модели комплексной нагрузки за счет исключения из ее состава двигательной составляющей и подбора коэффициента регулирующего эффекта по частоте и статических характеристик по напряжению является некорректным, поскольку такая модель не воспроизводит поведение двигательной нагрузки при значительных снижениях напряжения, которые возникают вследствие дефицита генерации.

### § 10.3. Примеры расчетов АЧР

Целью расчетов является анализ влияния различных факторов и применяемых моделей элементов энергосистемы на результаты расчетов, демонстрация рекомендаций стандарта [50] по выбору структуры и настройке АЧР. Расчеты переходных процессов при глубоких отклонениях частоты и действии АЧР проведем на примере схемы Тренэнерго, описание которой приведено в § 3.2.

В исходном максимальном режиме линия 4000-3103 выведена в ремонт, на ГЭС отключен один агрегат, вращающийся резерв отсутствует. При этом переток по транзиту 20-30 близок к максимально допустимому перетоку по статической устойчивости 1047 МВт, § 3.2, и составляет 905 МВт, рис. 10.1.

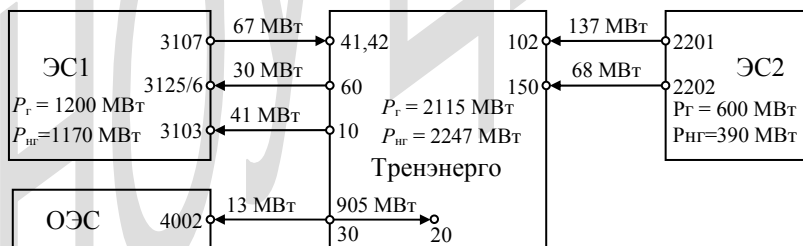


Рис. 10.1. Баланс мощности Тренэнерго в исходном режиме

Тренэнерго вместе с ЭС1 и ЭС2 является избыточной энергосистемой, 13 МВт передается в ОЭС. Потери в сети равны 95 МВт.

Баланс мощности показывает, что при отключении связи 4002-30 в отделившихся от ОЭС Тренэнерго, ЭС1 и ЭС2 вследствие близости генерации и потребления, включая потери в сети, частота практически не изменится. Однако при отключении линий 20-30 ГРЭС1 и ОЭС образуют избыточную часть схемы, а в Тренэнерго, ЭС1 и ЭС2 возникает дефицит мощности примерно 900 МВт при отсутствии вращающегося резерва.

Настройка АЧР1 и совмещенной АЧР2 в нагрузочных узлах Тренэнерго, ЭС1 и ЭС2 представлена в табл. 10.1, настройка несовмещенной АЧР2 – в табл. 10.2.

Таблица 10.1

| №  | АЧР1  |       |        |        | АЧР2 совмещенная |                |
|----|-------|-------|--------|--------|------------------|----------------|
|    | F, Гц | Узел  | P, %   | P, МВт | F, Гц            | $\Delta t$ , с |
| 1  | 48,8  | 1020  | 25,463 | 75,625 |                  |                |
| 2  | 48,7  | 2020  | 13,75  | 75,35  |                  |                |
| 3  | 48,6  | 5101  | 63,55  | 75,62  |                  |                |
| 4  | 48,5  | 5201  | 63,55  | 75,62  |                  |                |
| 5  | 48,4  | 6001  | 52,1   | 75,63  |                  |                |
| 6  | 48,3  | 8101  | 52,1   | 37,81  |                  |                |
|    | 48,3  | 8102  | 52,1   | 37,81  |                  |                |
| 7  | 48,2  | 9001  | 54,8   | 75,62  |                  |                |
| 8  | 48,1  | 11101 | 72,716 | 37,81  |                  |                |
|    | 48,1  | 11201 | 72,716 | 37,81  |                  |                |
| 9  | 48,0  | 12001 | 56,437 | 75,63  |                  |                |
| 10 | 47,9  | 15001 | 76,777 | 37,81  |                  |                |
|    | 47,9  | 17001 | 76,777 | 37,82  |                  |                |
| 11 | 47,8  | 22021 | 20,622 | 75,625 | 49,0             | 5              |
| 12 | 47,7  | 31011 | 23,932 | 75,625 | 49,0             | 10             |
| 13 | 47,6  | 31021 | 30,61  | 75,60  | 49,0             | 15             |
| 14 | 47,5  | 31041 | 50,417 | 75,63  | 49,0             | 20             |
| 15 | 47,4  | 31061 | 39,594 | 75,625 | 48,9             | 25             |
| 16 | 47,3  | 31081 | 44,485 | 75,625 | 48,9             | 30             |
| 17 | 47,2  | 1020  | 25,463 | 75,625 | 48,9             | 35             |
| 18 | 47,1  | 2020  | 13,75  | 75,35  | 48,8             | 40             |
| 19 | 47,0  | 2020  | 13,75  | 75,35  | 48,8             | 45             |
| 20 | 46,9  | 22021 | 20,622 | 75,625 | 48,8             | 50             |
| 21 | 46,8  | 31011 | 23,932 | 75,625 | 48,7             | 55             |
| 22 | 46,7  | 31021 | 30,61  | 75,61  | 48,7             | 60             |
| 23 | 46,6  | 31061 | 39,594 | 75,625 | 48,7             | 65             |
| 24 | 46,5  | 31081 | 44,485 | 75,625 | 48,7             | 70             |

Таблица 10.2

| № | АЧР2     |                |       |         |           |
|---|----------|----------------|-------|---------|-----------|
|   | $F$ , Гц | $\Delta t$ , с | Узел  | $P$ , % | $P$ , МВт |
| 1 | 49,1     | 5              | 1020  | 15,277  | 45,37     |
| 2 | 49,1     | 10             | 2020  | 8,25    | 45,21     |
| 3 | 49,1     | 15             | 19001 | 69,807  | 45,37     |
| 4 | 49,1     | 20             | 6001  | 30,659  | 45,38     |
| 5 | 49,1     | 25             | 9001  | 32,88   | 45,37     |
| 6 | 49,1     | 30             | 22021 | 12,397  | 45,37     |
| 7 | 49,1     | 35             | 31011 | 14,359  | 45,37     |
| 8 | 49,1     | 40             | 31021 | 18,37   | 45,37     |

В табл. 10.1 и 10.2 обозначено:

$F$  – уставка срабатывания реле частоты, частота возврата на 0,1 Гц выше уставки срабатывания, выдержка времени АЧР1 на отключение равна 0,3 с;

Узел – номер узла нагрузки, нагрузка включена в узлы схемы на рис. 3.1 через эквивалентные трансформаторные ветви для учета падения напряжения и регулирования напряжения в распределительной сети;

$P$  – активная мощность отключаемой нагрузки, в процентах от мощности нагрузки узла и в МВт, для комплексной нагрузки распределяется пропорционально заданным долям между статической, асинхронной и синхронной составляющими;

$\Delta t$  – выдержка времени на отключение АЧР2.

Настройка АЧР соответствует рекомендациям [50], сделано идеализированное равномерное распределение объема отключаемой нагрузки по очередям. При такой настройке неравномерное отключение нагрузки по очередям не влияет на характер переходного процесса. Объем разгрузки АЧР1 равен 1814 МВт, спецочередь АЧР1 отсутствует. Очереди АЧР1 с 11 по 24 могут быть отключены также совмещенной АЧР2 с интервалом 5 секунд. Объем разгрузки несовмещенной АЧР2 составляет 363 МВт тоже с максимальным по [50] интервалом 5 секунд. Возможна одновременная работа совмещенной и несовмещенной АЧР2, если после отключения нагрузки действием АЧР1 частота установится на уровне  $49 \div 48,7$  Гц.

В узле 2020 предусмотрена ДАР. При отключении связи 20-30 осуществляется пуск ДАР, которая отключает нагрузку в случае, если скорость снижения частоты больше или равна 2,0 Гц/с. При достижении частоты 49,2 Гц начинается отсчет времени. Если через 0,3 с измеренное значение частоты будет меньше или равно 48,6 Гц, производится отключение 42 % (230 МВт) нагрузки в узле 2020.

В ЭС2 также установлена ДАР по скорости снижения частоты с такими же настройками, как в узле 2020, которая отключает 150 МВт нагрузки. Всего ДАР может отключить 380 МВт или примерно 10 % суммарной мощности нагрузки Тренэнерго, ЭС1 и ЭС2, равной 3807 МВт.

В базовом варианте модели Тренэнерго используются адекватные модели элементов энергосистем, § 10.2. Для ветвей схемы учитывается зависимость реактивных параметров от частоты. Генераторы ТЭЦ1 и ТЭЦ РМЗ имеют электромашинную систему возбуждения и АРВ типа корректора напряжения с компаундированием. Остальные генераторы схемы имеют независимые тиристорные системы возбуждения и АРВ сильного действия типа АРВ-М и СДП1 с настройками, обеспечивающими наилучшее демпфирование качаний при малых возмущениях режима. По условию обеспечения апериодической колебательной устойчивости Тренэнерго у генераторов ГРЭС1 системные стабилизаторы отключены, при этом коэффициенты передачи каналов по отклонению напряжения снижены до 10 е.в.н./е.н.с. Стабильность регуляторов скорости турбин равен 4,75 %, нечувствительность регуляторов принята равной нулю.

Комплексная нагрузка узлов имеет три составляющие. Статическая составляющая нагрузки замещается шунтом с постоянными параметрами. Асинхронная и синхронная составляющие нагрузки представлены эквивалентными двигателями, моделируемыми по уравнениям Парка-Горева, имеющими среднее значение инерционной постоянной  $2 \div 3$  с, и коэффициент загрузки  $0,7 \div 0,9$ . В крупных узлах доля асинхронной составляющей нагрузки равна  $40 \div 50\%$ , синхронной составляющей –  $5 \div 10\%$ , АРВ типа БВУ (§ 7.12), синхронизация и ресинхронизация по достижении входного скольжения 0,05. В узлах с небольшой нагрузкой синхронная составляющая отсутствует, доля асинхронной составляющей принята равной  $10 \div 20\%$ . Для собственных нужд электростанций доля асинхронной нагрузки принята равной 80%.

Рассмотрим, прежде всего, влияние модели нагрузки на результаты расчетов АЧР при прочих равных условиях. Влияние модели нагрузки на полученный результат нередко недооценивается, считается, что достаточно точные результаты в расчетах АЧР может дать статическая модель без двигательной составляющей, учитывающая зависимость нагрузки от частоты и напряжения по статическим характеристикам.

На рис. 10.2 приведены расчетные осциллограммы изменения частоты вращения генераторов и напряжений в узлах схемы, которые дает базовая модель Тренэнерго. Отключение связи 20-30 и возникновение дефицита генерации 900 МВт (примерно 24 % от мощности на-



грузки, рис. 10.1) происходит через 1 секунду от начала расчета переходного процесса.

На рис. 10.3 приведены осциллограммы изменения частоты и напряжений при отсутствии динамической составляющей в комплексной нагрузке узлов. Нагрузка схемы является статической, зависимость нагрузки от напряжения определяется стандартной СХН для узлов напряжением 6 (10) кВ, табл. 1.3, зависимость нагрузки от частоты учитывается по формуле (1.29). Принято среднее значение регулирующего эффекта нагрузки по частоте  $K_f = 2,0$ , часто используемое в оценочных расчетах.

Результаты работы АЧР1, АЧР2 и совмещенной АЧР2 (АЧР2с), минимальная частота и средняя скорость снижения частоты от 49,2 Гц на интервале 0,3 с, измеренная автоматикой ДАР, представлены в табл. 10.3.

Таблица 10.3

| Модель нагрузки | Разгрузка |        |        |         | $f_{\min}$ | $df/dt$ |
|-----------------|-----------|--------|--------|---------|------------|---------|
|                 | АЧР1      | АЧР2   | АЧР2с  | Всего   |            |         |
|                 | МВт       | МВт    | МВт    | МВт     | Гц         | Гц/с    |
| комплексная     | 680,35    | 135,96 | 226,85 | 1043,16 | 47,93      | 0,42    |
| статическая     | 680,35    | 90,58  | 151,25 | 922,18  | 48,00      | 0,71    |

Сравнение результатов расчета в табл. 10.3 показывает, что минимальная частота получилась практически одинаковой, объем разгрузки АЧР1 в обоих вариантах также получился одинаковым (нагрузку отключили 9 очередей), что свидетельствует об удачном выборе для статической модели нагрузки значения  $K_f$  и СХН. Однако скорость снижения частоты, измеренная ДАР, при наличии в модели энергосистемы динамической составляющей нагрузки получается меньше в 1,7 раза. Объем разгрузки действием АЧР2 также различается весьма существенно, на 121 МВт.

Сравнение осциллограмм показывает, что при использовании адекватной модели динамической составляющей нагрузки узлов изменение кинетической энергии вращающихся масс двигательной нагрузки влияет как на стадию снижения, так и на стадию подъема частоты. Скорость снижения частоты при равномерной разгрузке АЧР1 получается переменной, к концу этого этапа процесса скорость снижения частоты заметно уменьшается.

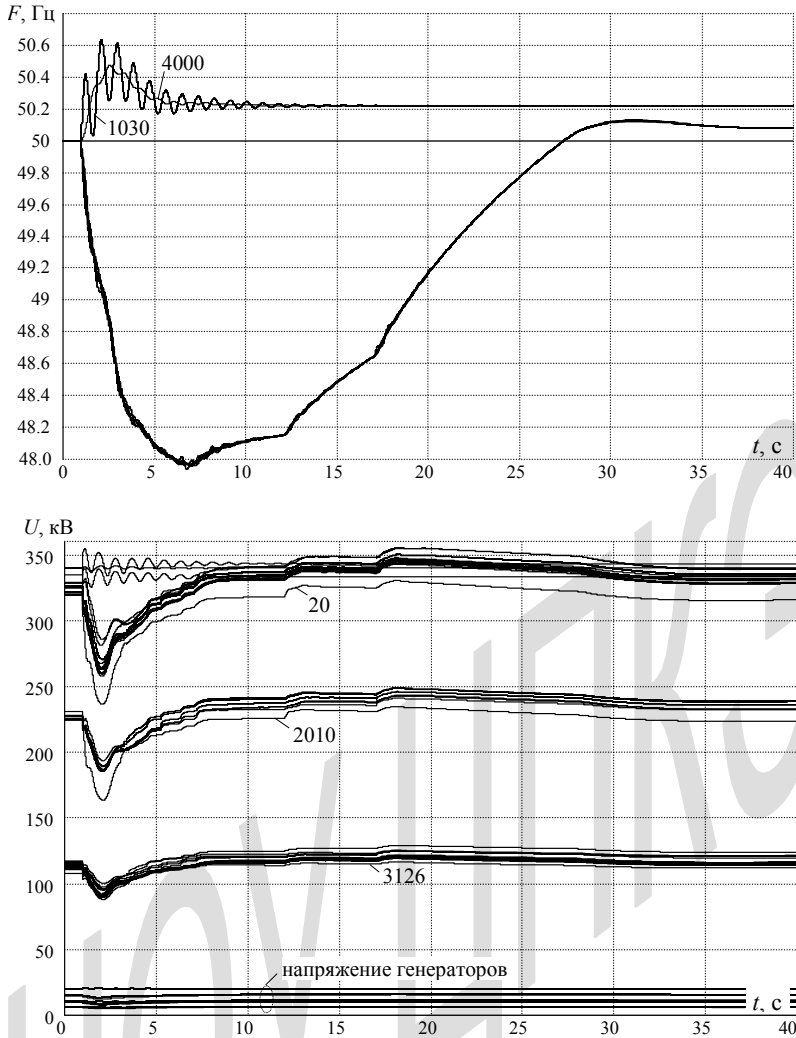


Рис. 10.2. Изменение частоты вращения генераторов и напряжений в узлах при моделировании эквивалентных двигателей комплексной нагрузки узлов по уравнениям Парка-Горва

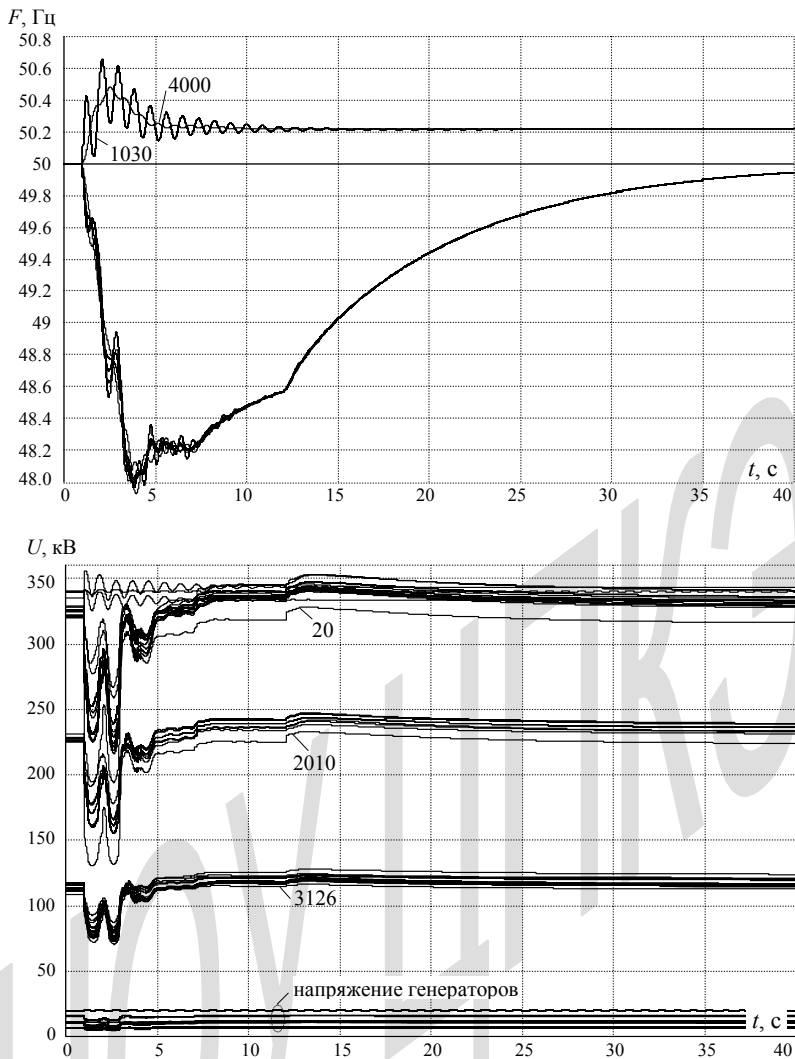


Рис. 10.3. Изменение частоты вращения генераторов и напряжений в узлах при отсутствии динамической составляющей в комплексной нагрузке узлов

Стадия снижения частоты при использовании статической модели нагрузки, рис. 10.3, выглядит неестественной. При отключении нагрузки действием АЧР1 скорость снижения частоты не уменьшается, на мгновенные значения частоты влияют лишь возникшие качания

генераторов. Происходит резкий переход от стадии снижения частоты к стадии подъема со значительными качаниями генераторов.

Для наглядности на осциллограммах рис. 10.4, *а* и *б* расчетный процесс снижения частоты при использовании различных моделей нагрузки показан в большом масштабе. Время снижения частоты до минимального значения различается в два раза (7,0 с и 3,5 с). Изменение кинетической энергии вращающихся масс комплексной нагрузки улучшает демпфирование общего движения вращающихся машин, влияние качаний генераторов на скорость снижения частоты небольшое. При использовании статической модели нагрузки скорости снижения частоты в генераторных узлах заметно различаются, разность мгновенных частот может достигать 0,3 Гц, рис. 10.4, *б*.

Для сравнения в табл. 10.4 даны скорости снижения частоты при использовании комплексной модели нагрузки, полученные для трех вариантов измерительного диапазона частот.

Таблица 10.4

| $f_1$ , | $\Delta t$ | $f_2$  | $\frac{df}{dt} = \frac{f_1 - f_2}{\Delta t}$ |
|---------|------------|--------|----------------------------------------------|
| Гц      | Гц         | Гц     | Гц/с                                         |
| 49,8    | 0,3        | 49,398 | 1,32                                         |
| 49,2    | 0,3        | 49,073 | 0,42                                         |
| 48,8    | 0,3        | 48,618 | 0,6                                          |

При снижении частоты до значения  $f_1$  измерительный орган ДАР начинает отсчет времени  $\Delta t$ . После отсчета заданного интервала засекается значение  $f_2$  и вычисляется средняя скорость снижения частоты на интервале  $f_1 - f_2$ .

Становится очевидным, что при настройке ДАР необходимо учитывать изменение скорости снижения частоты вследствие работы АЧР1 и качаний генераторов. Для схемы косвенного метода измерения скорости снижения частоты целесообразно выбирать уставку запуска измерительного органа по частоте из диапазона 49,8÷49,5 Гц, выше уставки спецочереди АЧР1, чтобы на результат косвенного измерения частоты оказывали минимальное влияние возникающие качания генераторов и работа АЧР1. При этом для запуска ДАР нужно использовать дополнительные факторы, идентифицирующие возникновение большого дефицита генерации.

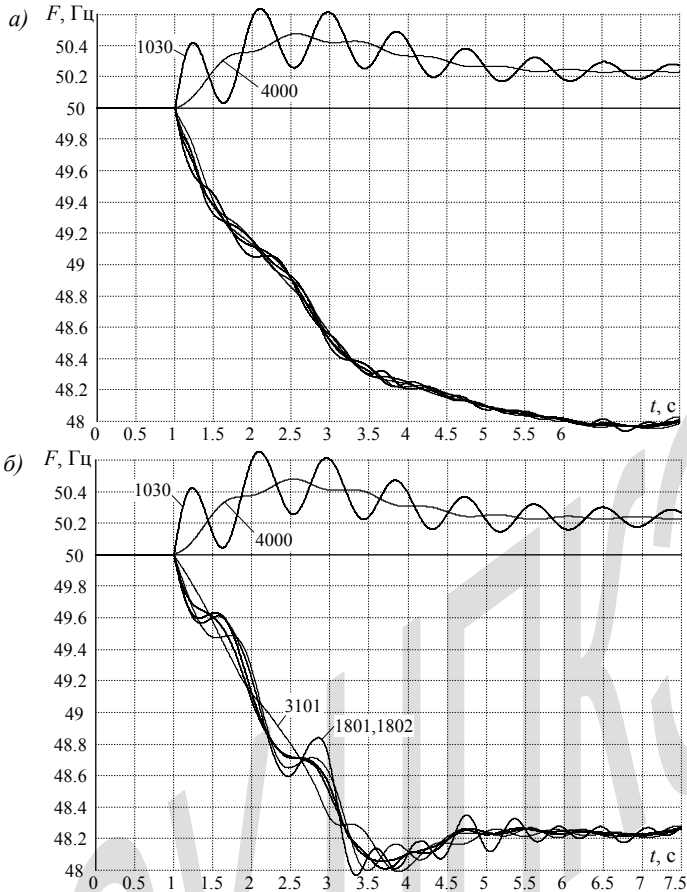


Рис. 10.4. Снижение частоты в генераторных узлах:

а – комплексная модель нагрузки; б – статическая модель нагрузки

Скорость подъема частоты после срабатывания первой очереди АЧР2 и АЧР2с при использовании комплексной модели нагрузки также получается меньше, чем при использовании статической модели, поскольку часть энергии, высвободившейся при отключении части потребителей, расходуется на увеличение кинетической энергии вращающихся масс комплексной нагрузки. Поэтому успевают сработать еще две очереди несовмещенной и совмещенной АЧР2, что приводит к избыточному отключению нагрузки и последующему быстрому подъему частоты с перерегулированием. Конечное значение частоты полу-

чается равным 50,08 Гц благодаря действию регуляторов скорости турбин. При выводе регуляторов из работы (постоянный момент турбин) заброс частоты составляет 51,2 Гц, что свидетельствует о значительном перерегулировании АЧР2. Причиной этого является настройка совмещенной АЧР2, которая должна предотвращать зависание частоты на недопустимо низком уровне, отключая нагрузку 11÷14 очередей АЧР1 при снижении частоты ниже 49 Гц с интервалом 5 секунд, табл. 10.1. Срабатывание первых очередей совмещенной и несовмещенной АЧР2, табл. 10.2, происходит практически одновременно, а мощность разгрузки совмещенной АЧР2 больше, чем несовмещенной.

Если отключить совмещенную АЧР2, характер переходного процесса изменяется, рис. 10.5.

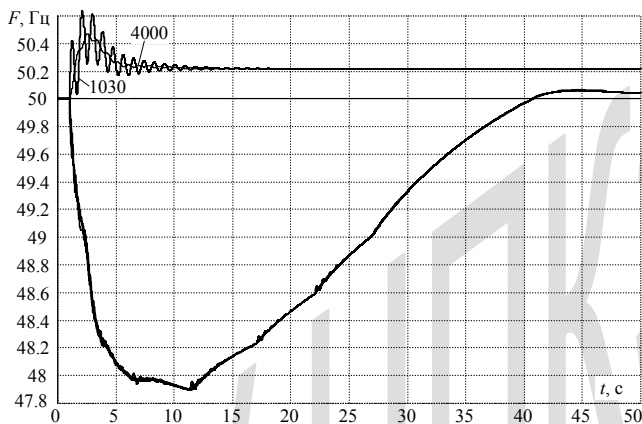


Рис. 10.5. Изменение частоты вращения генераторов при выводе из работы совмещенной АЧР2

Нагрузку отключают 10 очередей АЧР1 (755,97 МВт). После отключения первой очереди АЧР2 частота продолжает медленно снижаться, затем срабатывают еще 4 очереди АЧР2, всего 5 очередей (226,71 МВт). Объем разгрузки составляет 982,68 МВт, частота возвращается к 50 Гц за 40 секунд с небольшим перерегулированием.

При отделении Тренэнерго от ОЭС в избыточной части энергосистемы, рис. 10.2 и 10.3, происходит заброс частоты, возникают затухающие качания ГРЭС1 относительно генераторов ОЭС. В отсутствие вторичного регулирования частота устанавливается на уровне 50,23 Гц под действием регуляторов скорости турбин.

Модель нагрузки влияет на характер изменения напряжений в узлах схемы при возникновении дефицита генерации. Осциллограммы изменения напряжений на рис. 10.2 и 10.3 показывают, что при ис-

пользовании адекватной комплексной модели нагрузки отсутствует мгновенный глубокий провал напряжения, поскольку двигатели способствуют поддержанию напряжения в нагрузочных узлах, если оно становится меньше, чем ЭДС, индуцируемая магнитным полем токов ротора в статоре. Поэтому максимальное снижение напряжений в узлах получается меньше, чем при использовании статической модели нагрузки, понижение и повышение напряжения происходит плавно.

При использовании статической модели нагрузки, рис. 10.3, в момент отключения связи 20-30 происходит мгновенный провал напряжений, которые в начальной стадии процесса получают близкими к критическому значению, при котором происходит нарушение устойчивости двигательной нагрузки. Следовательно, при возникновении больших небалансов генерации и потребления статическая модель нагрузки вообще не применима, необходимо переходить к динамической модели двигателя составляющей комплексной нагрузки узлов. Однако использование для эквивалентных двигателей модели на основе статических схем замещения без учета переходных процессов в роторных контурах не позволяет устранить резкие провалы напряжения и получить реальные скорости снижения частоты, это может обеспечить только модель на основе уравнений Парка-Горевана.

Анализ результатов, полученных с использованием комплексной и статической моделей нагрузок, показывает, что в расчетах переходных процессов при глубоких снижениях частоты и действии АЧР неизменным условием получения удовлетворительных результатов является использование комплексной модели нагрузки, в которой эквивалентные асинхронный и синхронный двигатели моделируются с учетом переходных процессов в роторе. Эта модель нагрузки используется в дальнейших расчетах АЧР.

В расчетах переходных процессов с глубокими снижениями частоты для выбора оптимальной настройки АЧР и проверки ее эффективности требуется тщательная настройка динамической модели энергосистемы. Для получения удовлетворительных результатов необходимо по возможности точно задать состав комплексной нагрузки в узлах схемы. Если для проверки созданной модели энергосистемы нет возможности сравнить результаты расчетов с результатами натуральных испытаний, целесообразно провести сопоставительные расчеты и оценить требуемый объем разгрузки. Мощность нагрузки, которую должны отключить АЧР1 для прекращения снижения частоты и АЧР2 для возврата частоты к исходному значению 50 Гц (оптимальная разгрузка), можно оценить непосредственно на модели. Подобрать требуемый объем разгрузки при постоянной мощности генерации (вращающийся

резерв отсутствует, АРС выведены из работы) несложно методом последовательных приближений, изменяя настройку АЧР2. При этом на объем разгрузки влияют изменение уровня напряжений в узлах, статизм АРВ генераторов, потери в сети. Полученный переходный процесс и конечный режим полезно сравнить с процессом и конечным режимом при одновременном отключении того же объема нагрузки и в тех же самых узлах, что и при работе АЧР, по факту отключения связи с ОЭС. Полученные объемы разгрузки не должны сильно различаться. Такой эксперимент позволяет выявить дефекты модели энергосистемы и уменьшить вероятность ошибок в результатах расчетов. В рассматриваемом примере оптимальный объем разгрузки Тренэнерго для получения частоты 50 Гц после отделения от ОЭС составляет 940 МВт. Переходные процессы для двух режимов отключения нагрузки показаны на рис. 10.6.

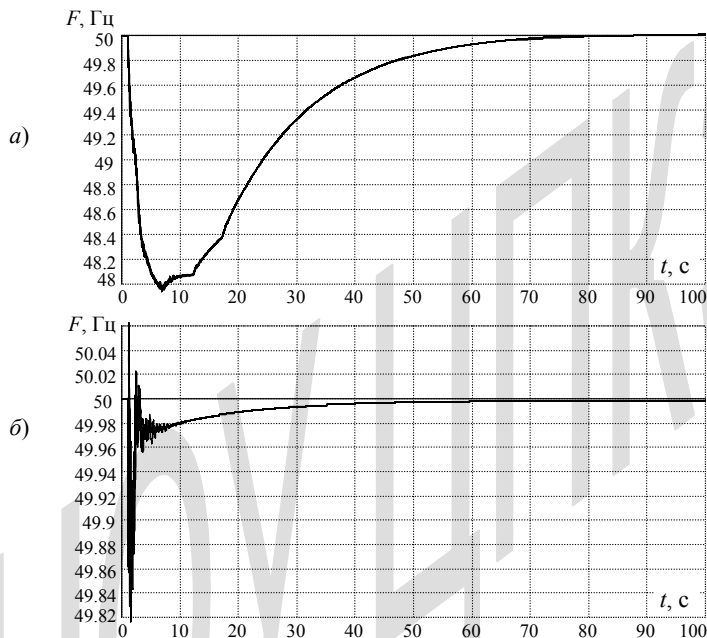


Рис. 10.6. Изменение частоты в Тренэнерго после отключения связи 20-30 при оптимальной разгрузке 940 МВт:

*a* – действием АЧР; *б* – разовым отключением по факту потери связи с ОЭС

При настройке динамической модели энергосистемы для расчетов АЧР помимо модели нагрузки необходимо обращать внимание на моделирование АРВ генераторов, особенно АРВ сильного действия.



На рис. 10.7 показан переходный процесс, который дает базовая модель Тренэнерго для условий, при которых получены осциллограммы на рис. 10.2, но у регуляторов сильного действия генераторов Тренэнерго, ЭС-1 и ЭС-2, образующих дефицитную часть схемы, отключены системные стабилизаторы. Результаты работы АЧР, минимальная частота и скорость снижения частоты от 49,2 Гц, измеренная косвенным методом на интервале 0,3 секунды, представлены в табл. 10.5.

Таблица 10.5

| Модель нагрузки | Разгрузка |       |       |        | $f_{\min}$ | $\frac{df}{dt}$ |
|-----------------|-----------|-------|-------|--------|------------|-----------------|
|                 | АЧР1      | АЧР2  | АЧР2с | Всего  |            |                 |
|                 | МВт       | МВт   | МВт   | МВт    | Гц         | Гц/с            |
| комплексная     | 831,60    | 90,58 | 75,63 | 997,81 | 47,7       | 1,24            |

Сопоставление данных табл. 10.3 и 10.5, графиков на рис. 10.2 и 10.7 показывает, что после отключения системных стабилизаторов переходный процесс имеет другой характер. Скорость снижения частоты от значения 49,2 Гц увеличилась в три раза, провал частоты увеличился до 47,7 Гц, произошло перераспределение разгрузки между различными типами АЧР. АЧР1 успевает отключить 11 очередей вместо девяти. При возросшей скорости снижения частоты наличие выдержек 0,3 секунды на отключение очередей АЧР1 приводит к некоторому избыточному отключению нагрузки действием этой автоматики, что повлияло на последующие этапы переходного процесса. Стадия замедления снижения частоты практически отсутствует, происходит быстрый переход к подъему частоты. Далее успевают сработать две очереди АЧР2 и одна очередь АЧР2с, объем отключенной нагрузки составил 997,81 МВт. Этого достаточно для быстрого восстановления частоты за 17 секунд с небольшим перерегулированием.

Такие отличия в характере изменения частоты и действии АЧР получились из-за различных уровней напряжений в схеме при снижении и подъеме частоты вследствие различной настройки АРВ.

При возникновении дефицита генерации происходит снижение напряжений в генераторных узлах схемы вследствие наброса нагрузки. АРВ генераторов стремятся поддержать заданное напряжение. Но каналы системных стабилизаторов АРВ СД по изменению частоты и по первой производной частоты (см. рис. 6.11) на стадии снижения частоты противодействуют каналу по отклонению напряжения, что уменьшает напряжение в генераторных узлах и, следовательно, напряжение в узлах нагрузки. При отключении системных стабилизаторов их противодействие исчезает.

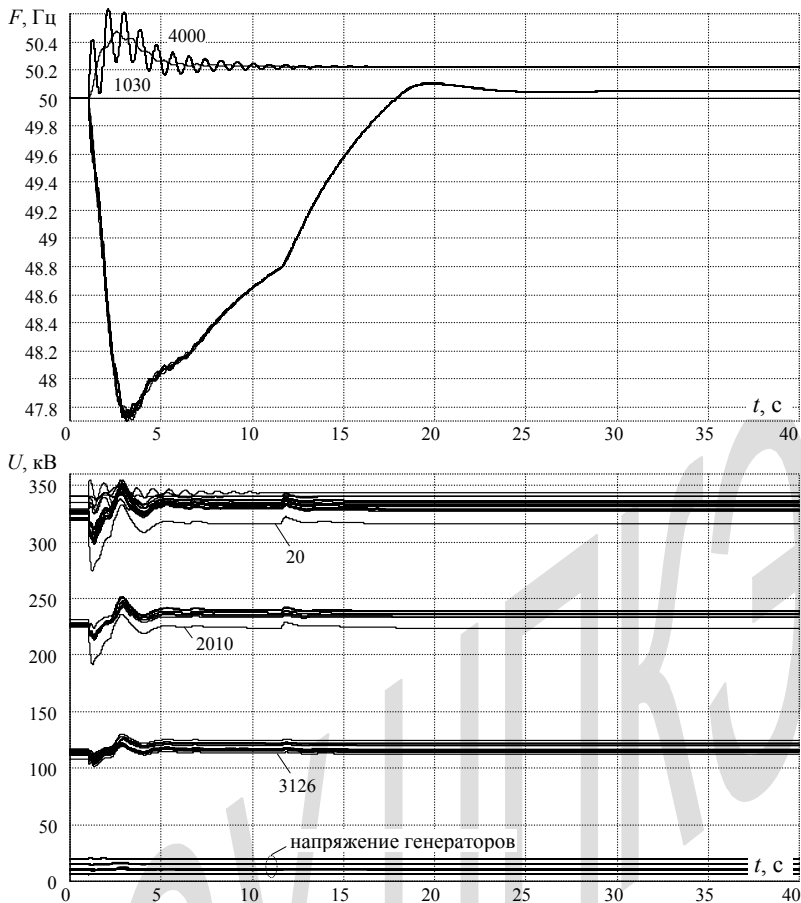


Рис. 10.7. Расчетные осциллограммы изменения частоты вращения генераторов и напряжений в узлах схемы при отключении системных стабилизаторов у АРВ-СД генераторов в дефицитной части энергосистемы

Сравнение осциллограмм напряжений на рис. 10.2 и 10.7 показывает, что при отключении системных стабилизаторов переходный процесс протекает при более высоком уровне напряжений в узлах схемы. Рост напряжения начинается сразу после возникновения дефицита генерации и к концу стадии снижения частоты напряжение возрастает практически до исходного значения или превышает его. При более высоком уровне напряжений текущая мощность нагрузки и небаланс между генерацией и нагрузкой увеличиваются, что и является причи-

ной увеличения скорости снижения частоты и изменения характера переходного процесса. Следует заметить, что отключение системных стабилизаторов на статическую колебательную устойчивость Тренэнерго не повлияло. После завершения переходного процесса в общем движении генераторов самораскачивания отдельных генераторов или их групп не возникает.

Таким образом, настройка АРВ может оказать значительное влияние на результаты расчета, поэтому для индивидуально моделируемых генераторов и для эквивалентных генерирующих агрегатов, объединяющих однотипные генераторы, особенно попадающих в дефицитную часть схемы, необходимо задать параметры АРВ по возможности близкими к действительным, что повысит достоверность полученных результатов.

Корректная динамическая модель энергосистемы позволяет определить регулирующий эффект нагрузки с учетом изменения напряжения. Для этого при отсутствии вращающегося резерва нужно отключить АЧР2 и определить объем разгрузки действием АЧР1 и установившееся значение частоты после ее работы:

$$k_{fU} = \frac{\partial P_{нг}}{\partial f} + \frac{\partial P_{нг}}{\partial U} \frac{\partial U}{\partial f} = \frac{\Delta P_*}{\Delta f_*} = \frac{756 \cdot 50}{3807 \cdot 2,142} = 4,63 \text{ ед. мощности/ед. частоты.}$$

Это значение регулирующего эффекта можно использовать в приближенных аналитических оценках необходимой разгрузки Тренэнерго.

Сопоставительные расчеты на динамической модели Тренэнерго показали, что при выполнении расчетов АЧР не только в избыточной, но и в дефицитной частях энергосистемы не следует выводить АРС генерирующих агрегатов из работы, если они действительно не участвуют в первичном регулировании частоты. В противном случае после отключения нагрузки действием АЧР2 можно получить чрезмерные забросы частоты вращения в дефицитной части энергосистемы.

Наличие вращающегося резерва (у части генераторов есть запас мощности, который может быть мобилизован действием АРС) на этапе снижения частоты практически не проявляется и влияет только на стадию подъема частоты. Учет нечувствительности АРС при наличии вращающегося резерва на индивидуально моделируемых агрегатах на результаты расчетов АЧР влияет незначительно, поэтому можно регуляторы считать идеальными, тем более, что с увеличением числа генераторов, участвующих в первичном регулировании частоты, результирующая нечувствительность первичного регулирования частоты уменьшается.

Для улучшения динамических характеристик гидроагрегатов может быть отключен канал гибкой отрицательной обратной связи в ав-

томатических регуляторах скорости при условии, что в схеме преобладают паротурбинные агрегаты. В расчетах АЧР это проявляется только на этапе подъема частоты, уменьшается время подъема частоты и время установления конечной частоты после действия АЧР.

Сопоставление расчетных осциллограмм переходных процессов, полученных при постоянстве параметров линий и трансформаторов и при учете зависимости продольных и поперечных реактивностей от частоты показало, что характер переходного процесса (скорости снижения и подъема частоты, минимальная частота, длительность этапов снижения и подъема частоты и переходного процесса), как правило, сохраняется. Объем разгрузки дефицитной части энергосистемы действием АЧР1 и АЧР2 различается не более, чем на одну очередь. Поэтому если технологическая программа, по которой проводятся расчеты, позволяет учесть фактор зависимости параметров линий и трансформаторов от частоты, нужно использовать эту возможность, если такой возможности не предусмотрено, допустимо полагать параметры пассивных элементов схемы постоянными, не зависящими от частоты.

Рассмотрим эффективность дополнительной аварийной разгрузки с точки зрения улучшения качества переходного процесса при возникновении больших дефицитов генерации.

Следует заметить, что требование стандарта [50] в части подключения 60% нагрузки к АЧР без учета схемно-режимных факторов оправдано лишь с точки зрения запаса в аварийной разгрузке энергосистемы для компенсации каких-либо неучтенных факторов, либо в непредвиденных аварийных ситуациях. Возникновение 60% небаланса мощности является маловероятным, поэтому в расчетах АЧР создание такой аварийной ситуации нередко выглядит искусственным.

В рассматриваемом примере создать в Тренэнерго при отделении от ОЭС такой дефицит генерации, чтобы скорость снижения частоты превысила 2,0 Гц/с, возможно только за счет дополнительной потери генерации вместе с потерей связи 20-30. Нарращивание перетока по этой связи вплоть до вынужденного 1210 МВт, § 3.2, позволяет увеличить дефицит мощности с 24 до 32 %, но для получения высокой скорости снижения частоты необходимо создать дефицит генерации 40% и более.

Чтобы получить небаланс, равный 40 % от мощности нагрузки Тренэнерго и высокую скорость снижения частоты, нужно одновременно с отключением связи 20-30 потерять еще 600 МВт генерации, в сумме 1500 МВт. Последовательность событий, которая может привести к возникновению такого небаланса между генерацией и потреблением, может быть различной и здесь не учитывается. Возникновение 40% дефицита мощности моделируется отключением связи 20-30 и

двух генераторов в узле 3101, поэтому на процесс аварийной разгрузки предшествующие возмущения режима не влияют.

Запуск ДАР, использующей косвенный метод измерения скорости снижения частоты, происходит по факту отключения связи 20-30. Отсчет времени 0,3 секунды начинается при достижении частоты 49,8 Гц, чтобы, как было показано выше, на результаты измерений работа АЧР1 и качания генераторов оказывали незначительное влияние.

Результаты расчета переходного процесса представлены в табл. 10.6 и на рис. 10.8. Средняя скорость снижения на интервале 0,3 с от частоты 49,8 Гц получается равной 2,75 Гц/с.

Таблица 10.6

| ДАР       | Разгрузка |         |        |       |         | $f_{\min}$ |
|-----------|-----------|---------|--------|-------|---------|------------|
|           | ДАР       | АЧР1    | АЧР2   | АЧР2с | Всего   |            |
|           | МВт       | МВт     | МВт    | МВт   | МВт     | Гц         |
| отключена | –         | 1285,33 | 272,08 | –     | 1557,41 | 47,15      |
| включена  | 380,22    | 982,83  | 226,71 | 75,63 | 1665,39 | 47,57      |

При отключенной ДАР срабатывают 17 очередей АЧР1 и 6 очередей несовмещенной АЧР2. При высокой скорости снижения частоты и наличии задержек 0,3 секунды на отключение нагрузки частота проваливается до 47,15 Гц за 2,7 с. Отключение 1285 МВт для такой частоты является избыточным, поэтому происходит резкий переход к подъему частоты до уровня 47,5 Гц. Дальнейший подъем частоты обеспечивается действием АЧР2, совмещенная АЧР2с не отключает нагрузку, она уже была отключена АЧР1.

Если дополнительная аварийная разгрузка введена в работу, то нагрузку отключают ДАР, 13 очередей АЧР1 и 5 очередей несовмещенной АЧР2. Кроме того, на 21 секунде процесса практически одновременно с отключением нагрузки четвертой очередью АЧР2 в узле 6001, табл. 10.2, успевает сработать четвертая очередь совмещенной АЧР2с в узле 31041, табл. 10.1, и отключить нагрузку 14 очереди АЧР1. Двойное воздействие ускоряет подъем частоты, и сокращает время ее восстановления, однако приводит к избыточному отключению нагрузки и перерегулированию. При упреждающей разгрузке по скорости снижения частоты по мере последующего отключения нагрузки действием АЧР1 скорость снижения частоты начинает уменьшаться, конечная частота 47,57 Гц достигается через 6,2 секунды после возникновения дефицита генерации.

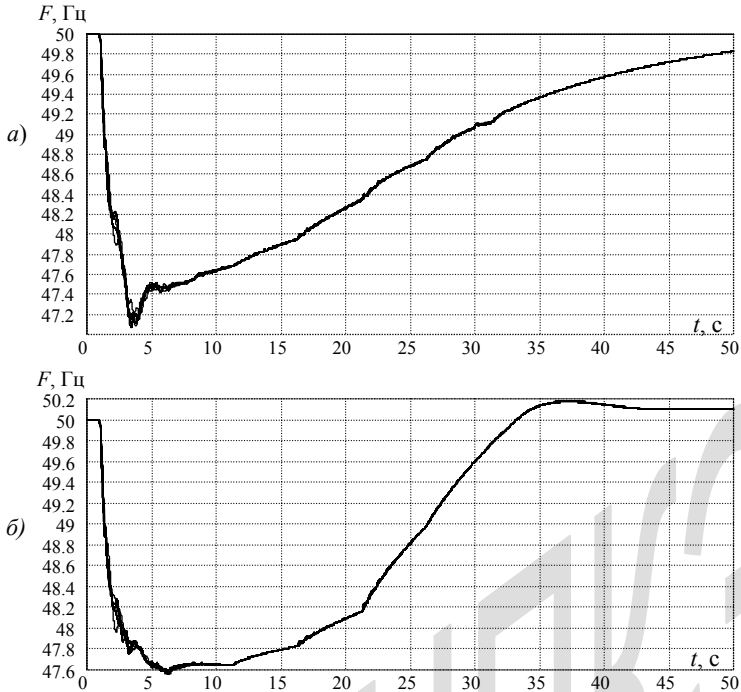


Рис. 10.8. Изменение частоты вращения генераторов при возникновении дефицита генерации 1500 МВт и действии АЧР: а – ДАР отключена; б – ДАР включена

Упреждающее отключение части нагрузки по скорости снижения частоты облегчает работу АЧР1 и способствует более плавному, без возникновения больших угловых ускорений роторов вращающихся машин протеканию переходного процесса. Такой характер протекания процесса способствует сохранению устойчивости синхронной и асинхронной нагрузки энергосистемы, не отключаемой АЧР.

В рассматриваемом примере устойчивость асинхронной нагрузки при снижениях и подъемах частоты, определяемая уровнем напряжений в узлах, сохраняется как при включенной, так и при отключенной ДАР. Однако в случае вывода ДАР из работы синхронная нагрузка теряет устойчивость. На рис. 10.9 приведены осциллограммы частоты вращения синхронных двигателей комплексной нагрузки узлов, выраженной в относительных единицах по отношению к номинальной частоте вращения, при снижении и подъеме частоты в Тренэнерго.

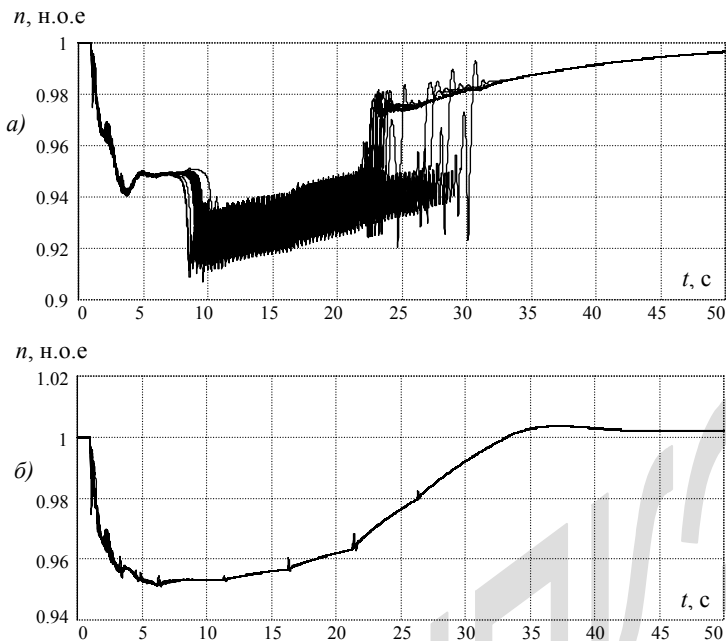


Рис. 10.9. Изменение частоты вращения синхронных двигателей при возникновении дефицита генерации 1500 МВт и действии АЧР:  
 а – АЧР отключена; б – АЧР включена

В демонстрационном примере у всех двигателей выбрана бесщелочная система возбуждения, чувствительная к частоте вращения возбудителя, с автоматической синхронизацией и ресинхронизацией по факту достижения входного скольжения 0,05. При быстром отключении нагрузки ДАР, меньшем провале частоты и плавном переходе от снижения к подъему частоты устойчивость синхронной нагрузки сохраняется, рис. 10.9, б, изменение относительной частоты вращения синхронных двигателей следует за изменениями частоты в энергосистеме. При выводе ДАР из работы происходит быстрое и более глубокое снижение частоты с последующим резким переходом к подъему частоты, синхронная нагрузка Тренэнерго выпадает из синхронизма, рис. 10.9, а. Двигатели переходят в асинхронный режим с гашением поля и замыканием обмотки возбуждения на активное сопротивление.

Поскольку двигатели несимметричны по осям  $d$  и  $q$ , в асинхронном режиме токи и асинхронные моменты имеют переменную составляющую. Наличие переменной составляющей в асинхронном моменте вызывает небольшие качания роторов, которые вызывают колебания

частоты вращения, равные примерно 0,01 о.е. относительно среднего значения, рис. 10.9, а.

В асинхронном режиме мощность синхронной нагрузки меньше, чем в синхронном. Кроме того, токи двигателей более, чем в два раза превышают их номинальные токи, что способствует снижению напряжений в узлах сети и уменьшению мощности статической составляющей нагрузки. Поэтому нарушение устойчивости синхронной нагрузки приводит к дополнительной разгрузке энергосистемы. Скорость подъема частоты при отключении первых очередей АЧР2, получается даже несколько выше, чем в варианте с включенной ДАР, см. графики на рис. 10.9, а и б, несмотря на то, что нагрузки отключено меньше, 1285 МВт вместо 1363 МВт, табл. 10.6. Однако по мере подъема частоты происходит автоматическая ресинхронизация двигателей, их мощность возрастает, поэтому, несмотря на отключение нагрузки действием АЧР2 на 22 и 27 секундах переходного процесса, увеличение скорости роста частоты почти незаметно.

Пример показывает, что даже при малой доле синхронной нагрузки, не превышающей 5÷10%, ее поведение при возникновении большого дефицита генерации оказывает заметное влияние на общее движение энергосистемы. Однако автоматическая ресинхронизация синхронных двигателей на практике применяется редко. Поэтому в действительности при нарушении устойчивости почти вся синхронная нагрузка будет отключена, что является дополнительной саморазгрузкой энергосистемы, способствующей восстановлению частоты. Следовательно, в расчетах АЧР с возникновением большого небаланса между генерацией и потреблением, особенно в энергосистемах или районах с большой долей синхронной нагрузки, может потребоваться более подробная модель комплексной нагрузки с выделением отдельных групп двигателей с различными системами возбуждения, а также групп двигателей, отключаемых при больших снижениях частоты.

Анализ переходных процессов показывает, что многогранная задача выбора оптимальной настройки АЧР и проверки ее эффективности требует выбора адекватных моделей элементов энергосистемы и тщательной настройки динамической модели энергосистемы. Несоблюдение этих условий может привести к значительным искажениям динамической моделью реального поведения энергосистемы и может явиться причиной некорректной настройки АЧР.